

TRIBUNALE DI TERAMO

Sezione Fallimentare

PROC. N. [REDACTED]

PERIZIA DI STIMA

Valutazione economica dell'impianto per la produzione di energia da fonte rinnovabile di tipo solare fotovoltaico situato in

LOCALITÀ/VIA COLLE CASONE
CAP: 64027 - SANT'OMERO (TE)

FALLIMENTO

[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]

CURATORE

[REDACTED]
[REDACTED]

GIUDICE DELEGATO

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

LUOGO e DATA

[REDACTED] 14 ottobre 2024

L'ESPERTO ESTIMATORE

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

INDICE

1	Premessa e Incarico.....	6
2	Descrizione dell'impianto fotovoltaico.....	7
2.1	Ricavi derivanti dall'esercizio dell'impianto: incentivi e vendita energia	7
2.2	Localizzazione e tipologia	7
2.3	Caratteristiche costruttive delle strutture di sostegno	8
2.4	Descrizione dei componenti principali	8
2.4.1	Moduli fotovoltaici	8
2.4.2	Stringhe e quadri di campo.....	9
2.4.3	Cabine di campo	9
2.4.4	Inverter	9
2.4.5	Contatori di produzione.....	11
2.4.6	Cabina sul punto di confine e contatore di scambio	11
2.4.7	Sistema di monitoraggio produzione a distanza e di sicurezza/sorveglianza (rinnovo 2024). 12	
3	Contratto di leasing e diritto di superficie.....	13
3.1	Locazione finanziaria (Leasing).....	13
3.2	Diritto di superficie terreno.....	13
3.3	Diritto di superficie del terreno supplementare, stima valore e provenienza.....	14
3.3.1	Provenienza del terreno supplementare.....	15
3.4	Condizioni oltre il termine degli incentivi: dismissione e smaltimento impianto	15
4	Notizie e informazioni verbali.....	16
4.1	Contratto di assistenza e manutenzione tecnica e amministrativa	16
4.2	Guasti/malfunzionamenti dei climatizzatori presenti nelle 6 cabine di campo.....	16
4.3	Presenza di Roditori.....	16
4.4	Sistema di sicurezza e videosorveglianza (telecamere)	16
4.5	Assicurazione attuale e contenzioso con precedente società assicuratrice	17
4.6	Verifiche impianto di messa a terra, SPG, contatori e licenza dogane.....	17
4.7	Cavi di stringa interrotti a causa dei roditori.....	17
4.8	Problemi causati da tensione di rete instabile (alta).....	17
5	Tabella riassuntiva dei dati salienti dell'impianto	18
6	Analisi documentale	24
6.1	Documentazione pervenuta ai fini della stima.....	24
6.2	Analisi del contenuto della documentazione generale	24
6.3	Furto pannelli fotovoltaici	25

6.4	Furto cavi elettrici in rame del giugno 2024.....	25
6.5	Furto cavi elettrici in rame del luglio 2024.....	25
6.6	Controllo impianto da parte del GSE.....	26
7	Esame a vista dell'impianto (sopralluogo)	26
7.1	Ingresso impianto e recinzione.....	26
7.2	Sistema di allarme	27
7.3	Vegetazione	28
7.4	Stato dei moduli fotovoltaici	28
7.5	Stato delle strutture di sostegno	28
7.6	Verifica qualitativa di funzionamento dell'impianto.....	29
7.7	Targhette identificative dei moduli fotovoltaici.....	30
7.8	Esposizioni dei pannelli disomogenee.....	30
7.9	Distanza fra file di pannelli variabile in base a inclinazione terreno	31
7.10	Smottamento del terreno.....	31
7.11	Cablaggio e cavidotti elettrici di stringa	32
7.12	Pozzetti di ispezione e raccordo/derivazione: sistema antifurto cavi.....	33
7.13	Quadri di campo (o di parallelo stringhe).....	33
7.14	Cabine di campo	34
7.15	Cabina di consegna	38
8	Anomalie tecniche e amministrative riscontrate	39
8.1	Errata dichiarazione della Potenza complessiva dell'impianto	39
8.2	Assenza Registro annotazione letture Agenzia delle Dogane	40
8.3	Incongruenza su tipologia connessione dichiarata: confusione tra cessione parziale e totale	40
8.3.1	Anomalia misura energia prodotta	41
8.4	Collegamento elettrico disomogeneo dei pannelli	42
8.5	Stringhe composte da un numero di pannelli eccessivo ovvero rischioso.....	45
8.6	Problemi riscontrati dalla lettura dei report tecnici di manutenzione semestrale	46
8.6.1	REPORT MANUTENTIVI primo semestre maggio 2017 e secondo semestre novembre 2017	46
8.6.2	REPORT MANUTENTIVI primo semestre aprile 2022	47
8.6.3	REPORT MANUTENTIVI primo semestre aprile 2023	47
8.6.4	REPORT MANUTENTIVI secondo semestre ottobre 2023	47
8.6.5	REPORT MANUTENTIVI primo semestre maggio 2024.....	47
8.7	Errata potenza presente in attestato di registrazione impianto su GAUDI.....	48
9	Analisi economica.....	48

9.1	Premessa (costo impianto dichiarato e valore pannelli sostituiti)	48
9.2	Criteri di stima	48
9.2.1	Metodo del Mercato	48
9.2.2	Metodo del Costo	49
9.2.3	VAN o Metodo dei flussi di cassa attualizzati (DCF, Discounted Cash Flow analysis)	49
9.3	Metodologia impiegata per la stima	49
9.4	Valutazione con metodo del VAN.....	50
9.4.1	Criteri generali di valutazione.....	50
9.4.2	Produzione energetica e sua stima	50
9.4.2.1	Fisiologica aleatorietà della stima produttiva	50
9.4.2.2	Metodo impiegato per la stima (media dati storici) e motivazioni	50
9.4.2.3	Stima di produzione (o producibilità).....	51
9.4.2.3.1	Produzione persa nel periodo del furto dei moduli fotovoltaici.....	51
9.4.2.3.2	Produzione persa nel periodo del furto dei cavi elettrici di giugno 2024.....	52
9.4.2.3.3	Produzione persa nel periodo del furto dei cavi elettrici di luglio 2024.....	52
9.4.2.3.4	Produzione (producibilità) media considerata	52
9.4.2.4	Produzione stimata ricavata mediante portale PVGIS	52
9.4.3	Costi e Ricavi ipotizzati	53
9.4.3.1	Descrizione RICAVI.....	53
9.4.3.1.1	Considerazioni su stima iniziale del valore di vendita dell'energia elettrica.....	53
9.4.3.1.2	Quota trattenuta dal GSE fino ad avvenuto smaltimento pannelli: ipotesi	54
9.4.3.1.3	DL Energia: raddoppio quota RAEE	54
9.4.3.2	Descrizione COSTI.....	55
9.4.3.2.1	Costi Ordinari annuali.....	55
9.4.3.2.2	Costi Straordinari (costi finali e una tantum)	57
9.4.3.2.3	Fondo accantonamento dismissione.....	57
9.4.4	Digressione: ipotesi di utilizzo futuro dell'impianto e revamping.....	58
9.4.5	Periodo temporale di analisi considerato nel calcolo del VAN: motivazione.....	58
9.4.6	Quantificazione e riepilogo di costi e ricavi.....	59
9.4.7	Garanzie su moduli fotovoltaici e inverter	60
9.4.8	Tasso di sconto/attualizzazione.....	60
9.4.9	Flussi di cassa: parametri di correzione.....	60
9.4.10	Proiezione dei ricavi economici.....	61
9.4.11	Stima flussi di cassa	61

10	Considerazioni	61
10.1	Temporalità di costi e ricavi: attribuzioni di competenze	61
10.2	Liquidazione.....	62
10.3	Assenza di carenze gravi Tecnico/amministrative.....	62
10.4	Deprezzamento del valore di stima.....	62
11	Conclusioni	63
11.1	Tabella di riepilogo	63
12	Compendio - Elenco dei beni oggetto di stima e inerenti la cessione.....	64
13	APPENDICE stima qualitativa del valore intrinseco dell'impianto.....	65
13.1	Premessa	65
13.2	Confronto impianto post-revamping e realizzato ex novo.....	65
13.3	Ipotesi di smaltimento pannelli e inverter post incentivo e pre-revamping.....	65
13.4	Costi simili: canoni concessione terreno e vendita energia.....	66
13.5	Valore qualitativo legato alla presenza degli incentivi.....	66
13.5.1	Incentivo come garanzia per finanziamenti	66
13.5.2	Investimento iniziale per revamping grazie agli incentivi percepiti	66
13.6	Risparmio economico del revamping rispetto a realizzazione impianto ex novo.....	66
13.7	Valore intrinseco legato al vantaggio di iter autorizzativi semplificati	67
13.7.1	Risparmio costi iter autorizzativi: DM Aree idonee.....	67
13.7.2	DL Agricoltura e divieto fotovoltaico in zone agricole: maggior valore intrinseco/qualitativo dell'impianto fotovoltaico/terreno	67
13.7.3	Velocizzazione delle tempistiche di attivazione/riattivazione dell'impianto	68
13.8	Periodo post-incentivo: eliminazione di alcune anomalie e incongruenze rilevate.....	68
14	Trattamento Dati Personali e cautela nella diffusione	69
	Allegati da 1 a 20 – Documentazione pervenuta ai fini della stima	70
	Allegato 18 – Tabella Ricavi	71
	Allegato 19 – Tabella Costi	72
	Allegato 20 – Tabella flussi di cassa.....	73
	Allegato 21 – Dettaglio produzioni reali storiche impianto fotovoltaico (divise per contatore/inverter).....	74
	Allegato 22 - Documenti in formato elettronico (file) pervenuti ai fini della stima	75

1 Premessa e Incarico

Il sottoscritto [REDACTED], iscritto all'Ordine [REDACTED] è stato incaricato dal Giudice Delegato [REDACTED], in riferimento al [REDACTED] - Tribunale di Teramo, di stimare il valore economico dell'impianto fotovoltaico riferibile, quale utilizzatore (per contratto di leasing/locazione finanziaria con [REDACTED]), alla [REDACTED]

La [REDACTED] con sede legale in [REDACTED], si trova nello stato di fallimento, il curatore fallimentare designato è [REDACTED] (d'ora innanzi denominata unicamente come società).

La società è utilizzatore, in ragione di un contratto di locazione finanziaria (leasing) corrente con la [REDACTED] di un impianto per la produzione di energia elettrica di tipo fotovoltaico, a terra, situato in **località/via Colle Casone CAP: 64027 - Sant'Omero (TE)**, per il quale detiene anche la qualifica di *soggetto responsabile* ai sensi del D.M. 05/05/2011 art. 3, comma 1, lettera s).

Tutto ciò premesso, il Giudice Delegato, secondo le nuove disposizioni della L.F., ha richiesto di esprimere una stima del valore economico del citato impianto.

La stima, oggetto della presente relazione, è elaborata tenuto conto delle modalità costruttive, della qualità dei componenti utilizzati e dell'attuale reperibilità di parti di ricambio, dello stato di conservazione ed efficienza, della producibilità futura ai fini dell'utilità finanziaria, dei costi di gestione e manutenzione futura, delle attuali condizioni di esercizio dell'impianto, delle criticità rilevate in fase di verifica tecnica e documentale.

La presente relazione di stima è basata sulla documentazione relativa alla realizzazione dell'impianto e alla gestione successiva consultabile quale allegato alla presente stima.

2 Descrizione dell'impianto fotovoltaico

2.1 Ricavi derivanti dall'esercizio dell'impianto: incentivi e vendita energia

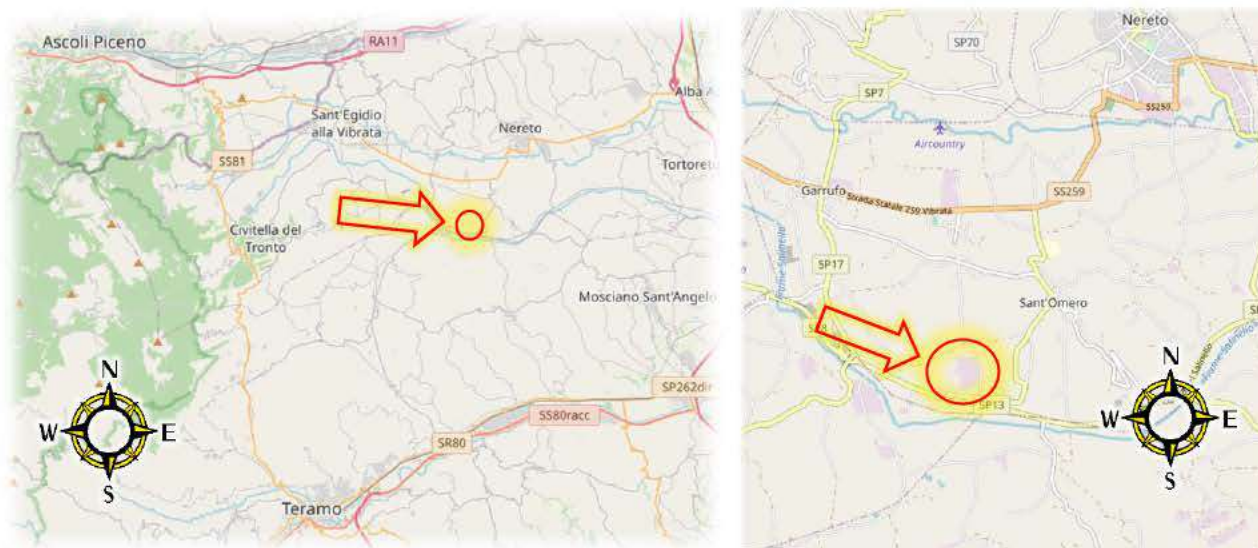
L'impianto è stato connesso alla rete elettrica pubblica nazionale, ed è entrato in esercizio, il **28/10/2011**. Attualmente esso gode dei benefici derivanti dall'applicazione della tariffa incentivante sulla produzione di energia elettrica, secondo quanto previsto dal DM 05/05/2011, denominato IV Conto Energia, oltre alla remunerazione derivante dalla vendita dell'energia elettrica al mercato libero, per mezzo di apposita contrattazione con specifico *trader energetico*¹.

L'incentivo in *Conto Energia* attualmente percepito, con decorrenza **28/10/2011** e termine al **27/10/2031** è pari a **0,195 €** per ciascun kWh energetico prodotto dall'impianto fotovoltaico.

La **vendita di energia elettrica al mercato libero** avviene attualmente con un contratto che la remunera con una tariffa legata al prezzo zonale orario, fissato dal GME (Gestore dei Mercati Energetici); l'attuale contratto prevede una commissione, a favore del *trader*, pari a 0,003 € per ogni kWh prodotto e immesso nella rete elettrica nazionale. Dalle notizie apprese, la remunerazione con la vendita al mercato, negli ultimi anni di funzionamento dell'impianto, è oscillata fra 0,14 €/kWh e 0,037 €/kWh. In alternativa alla vendita di elettricità al mercato elettrico, mediante *trader*, è possibile optare per il ritiro della stessa energia da parte del GSE, stipulando una convenzione di Ritiro Dedicato anche se, per tale taglia in potenza dell'impianto, si può affermare, grossomodo, che i ricavi fra le due modalità sono simili.

2.2 Localizzazione e tipologia

L'impianto fotovoltaico oggetto della perizia è della tipologia "a terra", ha una potenza nominale effettiva di **5.829,12 kWp** (dichiarata pari a kWp 5.955,84) e occupa un terreno agricolo sito nei pressi della località/via **Colle Casone, nel Comune di Sant'Omero in Provincia di Teramo**, alle coordinate geografiche: **42°46'41.0"N 13°47'19.7"E** (42.778054, 13.788816). Di seguito si riporta la localizzazione dell'impianto, rappresentata attraverso cartografia OpenStreetMap e in fotografia aerea (ortofoto) Google Maps.



¹ Per *trader energetici* ci si riferisce ad entità (privati o soggetti giuridici) che operano all'interno del Mercato dell'Energia, comprando, vendendo o scambiando energia elettrica.



2.3 Caratteristiche costruttive delle strutture di sostegno

I moduli fotovoltaici sono montati su una struttura di supporto fissa opportunamente ancorata a terra attraverso pali a trivella, senza necessità di calcestruzzo. La struttura è realizzata, in prevalenza, in alluminio in modo da garantire resistenza alla corrosione e massima durata. In particolare le travature sono in profilato di alluminio estruso, i montanti in acciaio zincato e le minuterie in acciaio inossidabile. I profili trasversali sono dotati di un canale integrato per posare i cavi di collegamento tra i moduli fotovoltaici². Le strutture di sostegno che sorreggono i moduli, hanno un'inclinazione di 25° rispetto all'orizzontale, con altezza media da terra pari a 1 metro.

2.4 Descrizione dei componenti principali

Di seguito si riporta una breve illustrazione dei principali componenti dell'impianto partendo dai moduli fotovoltaici che compongono il campo, fino al punto di connessione con la rete elettrica pubblica.

2.4.1 Moduli fotovoltaici

Sono presenti **25.344** moduli fotovoltaici in silicio policristallino di potenza nominale, cadauno, pari a **230 Wp**, così da ottenere una potenza complessiva di **5.829,12 kWp** (dichiarata kWp 5.955,84). Nello specifico sono presenti, **24.441** moduli marca **ASTRONERGY** modello **CHSM6610** da 230 Wp e numero **903** moduli

² Nella presente relazione ci si riferirà indistintamente, come sinonimi, sia al termine "modulo" o "modulo fotovoltaico", o sia a quello di "pannello fotovoltaico" seppur, invero, ci sia una piccola differenza tecnica di significato tra i due ultimi termini; tale sottile diversità fra le nomenclature, può essere tranquillamente trascurata ai fini di una miglior comprensione.

marca **Kyoto Solar** modello **KPV PE NEC** da 230 Watt installati successivamente, in sostituzione degli originali, oggetto di furto. Al momento dell'ordine dei pannelli in sostituzione di quelli rubati (inizio anno 2017), sono state acquistate circa 61 unità aggiuntive (scorta tecnica), al fine di sopperire prontamente ad eventuali future necessità di sostituzione. Al settembre 2024, risultano alcune decine di moduli fotovoltaici sostituiti durante le recenti manutenzioni (comunque in numero inferiore a 61); tali moduli sostituiti sono temporaneamente stoccati presso l'impianto; le sostituzioni sono avvenute grazie alla citata scorta tecnica di 61 moduli nuovi; una volta terminata tale scorta (che rappresenta comunque un esiguo 0,25% del quantitativo complessivo di pannelli), si effettuerà un unico smaltimento ed un'unica comunicazione al GSE (sia di smaltimento che di sostituzione).

2.4.2 Stringhe e quadri di campo

I moduli fotovoltaici sono stati collegati al fine di comporre 1152 stringhe da 22 pannelli cadauna. Le stringhe (ovvero moduli fotovoltaici collegati elettricamente in serie) sono state raggruppate in 48 gruppi da 24 stringhe cadauno: le 24 uscite elettriche di ogni gruppo, formato, come detto, da 24 stringhe, confluiscono in uno specifico quadro di parallelo (o *quadro di campo*) che le parallelizza al fine di ottenere una singola uscita elettrica DC, una per ciascuno dei 48 gruppi.

Sono presenti 48 quadri di campo/parallelo, uno per ogni gruppo; ognuno dei quadri contiene organi di sezionamento, protezione (scaricatori di sovratensione e fusibili DC) nonché monitoraggio delle correnti. I quadri di campo sono di marca **KACO** e modello **POWADOR ARGUS 24S**.

2.4.3 Cabine di campo

Le singole uscite dei 48 quadri di campo confluiscono a 6 cabine prefabbricate (*cabine di campo*), disposte nella zona perimetrale rispetto ai pannelli fotovoltaici (ad anello). In ognuna delle 6 cabine convergono le uscite di 8 quadri di parallelo.

I cavi elettrici di collegamento fra le varie stringhe di moduli fotovoltaici, i quadri di campo e le cabine, sono stati posizionati in cavidotti interrati, fino ad una profondità massima di circa 1 metro.

Le cabine di campo sono di marca **ELETTRONICA SANTERNO**, tipo **SUNWAY STATION 1020**.

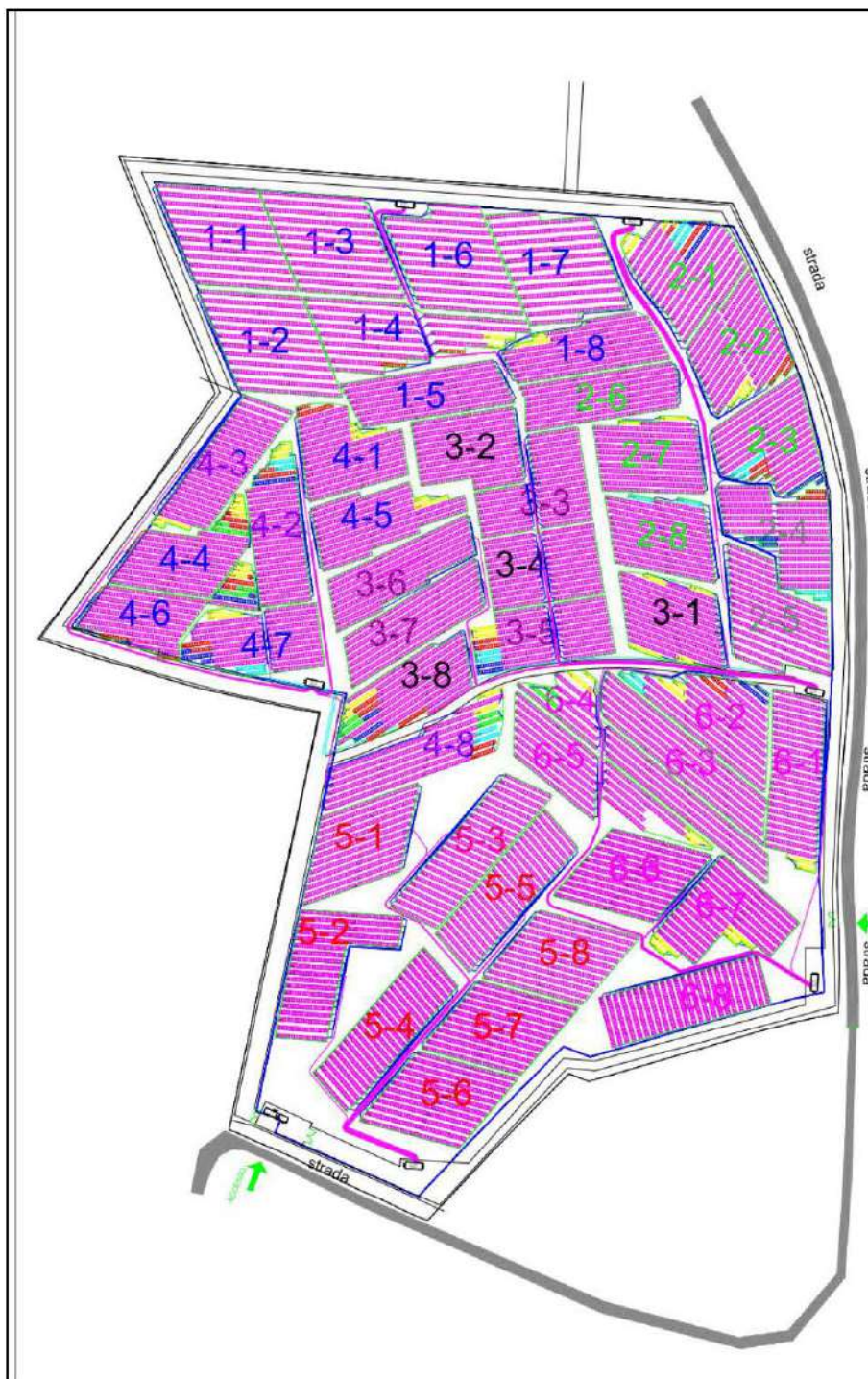
2.4.4 Inverter

Su ciascuna delle citate 6 cabine di campo, sono presenti numero 2 inverter marca **ELETTRONICA SANTERNO** modello **SUNWAY TG610 800V TE** (per un totale di 12 inverter complessivi) di potenza nominale in uscita AC pari a **467,8 kW** cadauno, a cui confluiscono le citate 8 uscite provenienti dai quadri di parallelo: ad ogni inverter confluiscono, nello specifico, 4 uscite.

L'uscita AC di ciascuno dei due inverter di ogni singola cabina, è collegata ad un trasformatore (uno per ognuna delle 6 cabine ad anello) avente doppio primario con rapporto di trasformazione 0,27 kV / 20 kV e della potenza di 1 MVA; tale trasformatore converte l'energia elettrica in uscita dagli inverter dalla bassa tensione (270 V) alla Media tensione 20.000 V, adatta perciò ad essere consegnata ed immessa nella rete elettrica pubblica di Media Tensione, mediante preliminare parallelo con le altre 5 uscite in Media Tensione provenienti dalle rimanenti 5 cabine ad anello, tutte identiche fra loro.

La presenza di numero 12 inverter, permette di creare numero 12 sottocampi di moduli fotovoltaici (12 sottoinsiemi) aventi cadauno 485,76 kWp di potenza DC, composti quindi da 2.112 moduli fotovoltaici

ciascuno (4 gruppi composti, ognuno, da 24 stringhe, formate, a loro volta, cadauna, da 22 pannelli fotovoltaici).



2.4.5 Contatori di produzione

All'interno delle 6 cabine di campo sono presenti inoltre, per ciascuna, numero 2 contatori fiscali (uno per ognuno dei due inverter, quindi 12 contatori complessivi³) che contabilizzano tutta l'energia prodotta immediatamente in uscita da ciascun inverter; la quantificazione energetica avviene perciò prima che l'energia venga eventualmente consumata dai servizi ausiliari; tale rilevazione avviene al fine della quantificazione energetica necessaria al recepimento degli incentivi del Conto Energia IV (DM 5 maggio 2011) valevoli su tutta l'energia prodotta⁴. I ricavi per vendita energetica, invece, riguardano tutta l'energia immessa in rete ovvero quella prodotta dall'impianto al netto della quota parte consumata dai servizi ausiliari. Tale valore energetico è contabilizzato dal contatore di scambio, descritto di seguito.

L'alimentazione dei servizi ausiliari di centrale viene effettuata a 400 V e viene garantita dallo stesso impianto fotovoltaico, quando in funzione, ovvero dalla fornitura esterna di rete (nei periodi notturni o quando l'impianto fotovoltaico è fermo); allo scopo, ogni cabina dispone di un ulteriore trasformatore avente 270V/400V come rapporto di trasformazione (270 V è la tensione in uscita da ciascun inverter). Per la fornitura di energia elettrica dedicata ai servizi ausiliari è in itinere, tra la [REDACTED] ed il cliente grossista [REDACTED] un contratto di fornitura esterno di rete, in MT (identificato dal n. POD [REDACTED] lo stesso POD a cui è collegato l'impianto fotovoltaico) con potenza disponibile di 10 kW. Tali servizi di centrale, non risultano essere contabilizzati direttamente con alcun misuratore fiscale. E' comunque possibile risalire ai relativi consumi a partire dai quantitativi di energia elettrica acquistati (energia prelevata, rilevabile dal contatore di scambio) a cui occorre sommare l'energia elettrica autoconsumata (ovvero quella prodotta con l'impianto fotovoltaico al netto di quella immessa in rete).

2.4.6 Cabina sul punto di confine e contatore di scambio

Oltre alle citate 6 cabine di campo, è presente una cabina, sul punto di confine di proprietà, nella zona SUD, accessibile dalla strada pubblica, dedicata alle canoniche funzioni di raccordo con la rete elettrica nazionale. Tale cabina è composta internamente dal *locale di consegna*, dal *locale misure* (entrambi nella disponibilità del Gestore di Rete [REDACTED] che ne ha la concessione d'uso gratuito) e dal *locale utente*. Nel locale di consegna sono presenti organi di protezione e sezionamento elettrico a cura del Gestore di Rete; in quello di misura è contenuto il contatore cosiddetto "di scambio", che contabilizza, in riferimento alla rete elettrica pubblica, sia l'energia PRELEVATA, fatturata in bolletta e dedicata all'alimentazione dei servizi ausiliari⁵ dell'impianto, sia quella IMMESSA in rete, venduta, al momento, attraverso il mercato libero, mediante un *trader*; nel locale utente, sono presenti dispositivi di protezione e sezionamento del soggetto responsabile; nello specifico, tra gli apparati principali, richiesti dalle norme tecniche, sono qui presenti lo scomparto di media tensione con il Dispositivo Generale (DG), il Sistema di protezione generale (SPG), la Protezione di interfaccia (PI) e il Sistema di Protezione di interfaccia (SPI).

³ Per ottenere l'energia prodotta complessivamente dall'impianto fotovoltaico, è perciò necessario sommare le energie contabilizzate da ciascuno dei 12 gruppi di misura; una modalità ulteriore per quantificare l'energia prodotta, è quella di rilevarla a partire dal display di ciascun inverter; gli inverter dispongono infatti di un contatore interno, seppur privo di rilevanza fiscale.

⁴ Come verrà descritto in seguito, in realtà, al momento, per l'impianto in oggetto, le letture dei 12 contatori di produzione non sembrerebbero essere prese in considerazione per i pagamenti GSE il quale riceve invece le letture di energia immessa.

⁵ I servizi ausiliari si riferiscono a tutti quegli apparati e dispositivi, accessori e non, necessari in generale a mantenere in servizio l'impianto fotovoltaico o a garantirne specifiche funzionalità quali ad esempio: illuminazione esterna, illuminazione di emergenza, sistema di allarme, sistema di monitoraggio, illuminazione e prese di cabina, ausiliari di cabina, aspiratori di cabina, condizionatori, scaldiglie ecc.

2.4.7 Sistema di monitoraggio produzione a distanza e di sicurezza/sorveglianza (rinnovo 2024)

L'impianto è dotato di sistemi di controllo a distanza della produzione dell'energia. Il sistema, oltre al monitoraggio attivo, permette anche una prima diagnosi remota di eventuali malfunzionamenti. Fino ad agosto 2024 era presente un antifurto con sensori perimetrali (barriere), al momento dismesso in quanto non funzionante. Sono inoltre presenti telecamere di sicurezza e sorveglianza che trasmettono le immagini in remoto (via web e visibili ad esempio attraverso app per smartphone dedicata); nello specifico sono installate 6 telecamere fisse e 3 rotanti (modello stile *DOME*)⁶.

In data 29 agosto 2024, l'impianto di sicurezza/videosorveglianza è stato rinnovato in seguito a due furti di cavi elettrici avvenuti nel giugno e nel luglio 2024 in cui i malviventi hanno abbattuto e danneggiato, nel caso del primo furto, una delle citate telecamera e probabilmente messo fuori funzione gli allarmi a infrarossi. Il nuovo sistema di sicurezza, provvisto di sirena e collegato in remoto via web, è dotato, tra l'altro, di numero 42 rilevatori di movimento wireless per esterni con fotocamera di verifica allarmi (*MOTIONCAM PROTECT OUTDOOR*); il sistema, a marchio *Ajax* con prodotti *Baseline*, è stato fornito ed installato da ditta specializzata in sistemi di sicurezza che ha fornito certificato di collaudo e dichiarazione di conformità dell'apparato montato. L'importo per la fornitura, posa in opera, messa in funzione e collaudo del citato nuovo sistema di sicurezza è stato di 20.604,00 (iva esclusa); si vedano a riguardo gli allegati inerenti la documentazione del nuovo apparato di sicurezza.

E' presente una recinzione metallica plastificata, di colore verde, di altezza superiore a 1,5 metri, che circonda integralmente l'area dell'impianto fotovoltaico e che ingloba, oltre ai pannelli fotovoltaici, anche le cabine/locali tecnici; questi ultimi sono dotati a loro volta di porte d'accesso la cui apertura è protetta con serrature/lucchetti. All'intera area si accede mediante un cancello dotato di serratura/lucchetto.

Al momento è in itinere anche un contratto con una società di vigilanza (), a 300 € più iva al mese, che effettua un passaggio di sorveglianza notturno, tutti i giorni. Gli addetti alla vigilanza sono inoltre collegati all'impianto da remoto (alle telecamere e all'allarme).

⁶ Una telecamera è stata danneggiata in occasione del primo furto di cavi del 4 giugno 2024;

3 Contratto di leasing e diritto di superficie

3.1 Locazione finanziaria (Leasing)

La [REDACTED], ha realizzato e risulta "Soggetto responsabile" dell'impianto fotovoltaico, di cui ha la disponibilità ovvero ne è l'utilizzatore mediante contratto di locazione finanziaria (leasing) con la [REDACTED] quest'ultima ha la **proprietà superficaria** dell'impianto, fino al **24 febbraio 2037** e percepisce un canone dalla prima, a fronte del citato contratto di leasing. Tale canone è erogato anche attraverso cessione del credito⁷, derivante dagli incentivi in Conto Energia del GSE, a favore della suddetta [REDACTED]. Il canone è di circa 105.000 euro mensili e il piano di rimborso consta di 178 rate, fino al 01/11/2027, più rata finale di euro 124.533,01, con scadenza il 13/12/2027, che, se pagata, comporterà il riacquisto dell'impianto fotovoltaico oggetto del contratto di leasing. Al momento in cui si riferiscono i valori della simulazione dei flussi economici della presente stima (da gennaio 2025) risulterà un debito residuo, dedotto dal piano di pagamento, di euro 3.590.194,10.

3.2 Diritto di superficie terreno

Il terreno su cui insiste l'impianto fotovoltaico è attualmente di proprietà (nuda proprietà) della società [REDACTED] con sede in [REDACTED] avente P.IVA [REDACTED]. In precedenza il terreno era di proprietà, a titolo di bene personale, del Signor [REDACTED], ex titolare della [REDACTED]; quest'ultima era beneficiaria di un **diritto di superficie** di 25 anni (**fino al 23 febbraio 2037**) stipulato mediante atto notarile con il sopraccitato proprietario del terreno; la [REDACTED] ha poi ceduto, mediante atto per Notaio [REDACTED], la proprietà superficaria alla [REDACTED]. Il contratto inerente il diritto di superficie è necessario, tra l'altro, al fine dell'ottenimento degli incentivi in Conto Energia 4 (DM 5 maggio 2011).

⁷ La cessione dei crediti derivanti dall'ammissione alle tariffe incentivanti, consente al Soggetto Responsabile di trasferire la titolarità dei crediti vantati verso il GSE a un soggetto cessionario. Il GSE riconosce il pagamento dei crediti a favore del soggetto cessionario se sono rispettate determinate condizioni tra cui quella che i crediti devono essere ceduti a un unico cessionario e l'atto di cessione dei crediti deve avere la forma di atto pubblico o scrittura privata autenticata dal notaio.

⁸ Con Decreto di Trasferimento n. [REDACTED] Il Giudice delegato, VISTO il decreto del 07/09/2022 depositato il 07/09/2022, con cui è stata aperta la procedura di liquidazione (Liquidatore Avv. [REDACTED]) n. [REDACTED] promossa da [REDACTED], relativa, tra l'altro, alla liquidazione del Fondo ubicato a Sant'Omero (TE) - VIA COLLE CASONE n. SNC, piano T - Foglio 18 Particella 283 - Campo fotovoltaico Identificato al catasto Fabbricati - Fig. 18, Part. 283, Categoria D1 nonché l'adiacente terreno con l'immobile ad uso cabina elettrica (contenente il locale di consegna di e-distribuzione) delle dimensioni di 11 m x 4 m, identificato al catasto Fabbricati - Fig. 18, Part. 283, Categoria D1, DATO ATTO che nel corso dell'udienza tenutasi in data 28/29 Dicembre 2023, gli immobili appena citati (oltre ad altri) venivano aggiudicati, al prezzo di 580.000,00 euro, in favore della società [REDACTED] con sede in [REDACTED] P.IVA [REDACTED] RILEVATO che l'aggiudicatario ha versato la totalità del prezzo oltre a spese ed oneri di procedura, HA TRASFERITO da [REDACTED] alla società [REDACTED], l'intera nuda proprietà, nello stato di fatto e di diritto in cui si trova, a corpo e non a misura, con gli accessori e dipendenze, servitù attive e passive, senza alcuna garanzia per evizione, molestie e pretese di eventuali conduttori (vedasi allegato *DECRETO TRASFERIMENTO Terreno.pdf*)

3.3 Diritto di superficie del terreno supplementare, stima valore e provenienza

Fra l'area dell'impianto fotovoltaico, rientra anche un terreno supplementare, in zona SUD e adiacente alla superficie dell'impianto stesso, al netto di una strada, individuato catastalmente nel nuovo catasto terreni del Comune di Sant'Omero (TE) al F. 18 - P. 286 (Particella con qualità: SEM IRR ARB di classe 1) di 1.154 metri quadri, Redditi: dominicale Euro 11,92, agrario Euro 8,34; vedasi allegato *visure catastali storiche per immobile agg 14 ott 2024.pdf*. Il terreno è localizzato come da immagine satellitare seguente, estratta dal portale SIT (Sistema Informativo Territoriale) del Comune di Sant'Omero.



Tale terreno è di proprietà (a titolo di bene personale) del Signor [REDACTED] il quale ha ceduto il diritto di superficie alla [REDACTED].⁹

Per stimare il valore economico del diritto di superficie¹⁰ di tale terreno, si utilizzano i canonici metodi che pervengono a tale valutazione attraverso, tra l'altro, il reddito dominicale catastale e la durata in anni di tale diritto che, nel caso di specie, è pari a circa 12 anni¹¹ ipotizzando che la vendita dello stesso diritto avvenga nei primi mesi dell'anno 2025.

La metodologia di prassi consiste dapprima nella determinazione della stima del valore della piena proprietà del terreno a cui si perviene con una rivalutazione del reddito dominicale, qui ipotizzata pari ad un +25%, successivamente si applica il moltiplicatore catastale che, nel caso di terreni agricoli non posseduti da coltivatori diretti o imprenditori agricoli professionali, ha un coefficiente di 135.

⁹ In forza della scrittura privata del 10 marzo 2011 registrata a Teramo il 12 dicembre 2012 al n. [REDACTED] dell'atto a rogito del Notaio [REDACTED] del 24 febbraio 2012, Repertorio n. [REDACTED] Raccolta n. [REDACTED] registrato a Teramo il 23 marzo 2012 al n. [REDACTED] e trascritto a Teramo il 23 marzo 2012 al n. [REDACTED] di formalità e successivo atto di conferma ai sensi dell'articolo 46, comma 4 del D.P.R. 380/2001 a rogito Avv. [REDACTED] Notaio in [REDACTED] in data 13/12/2012, Repertorio n. [REDACTED] Raccolta n. [REDACTED]

¹⁰ originariamente di 25 anni (fino al 23 febbraio 2037)

¹¹ Fino al 23 febbraio 2037 per l'esattezza.

Il valore della piena proprietà (V_{PP}) nel caso specifico è perciò pari a:

$$11,92^{12} \times 1,25 \times 135 = 2.011,50 \text{ €}$$

Dal valore della piena proprietà del terreno, si giunge a determinare la stima del valore del diritto di superficie che, nel caso di specie ovvero senza canone annuo è pari a **1.797,02 euro**, valutabile in base alla formula seguente:

$$V_{DS} = V_{PP} \times \frac{1}{q^n} = 2.011,50 \times \frac{1}{(1 + 0,00944)^{12}} = 1.797,02 \text{ €}$$

ove:

V_{PP} = valore piena proprietà (2.011,50 €);

r = tasso di capitalizzazione del reddito, che per un seminativo irriguo di pianura è mediamente pari a 0,944%;

n = numero di anni di durata del diritto superficario (come già descritto pari a 12);

$$q = 1+r$$

3.3.1 Provenienza del terreno supplementare

Il terreno identificato al F. 18 - P. 286 nel nuovo catasto terreni del Comune di Sant'Omero (TE) è pervenuto al Signor [REDACTED] (nato a [REDACTED] il 1 [REDACTED], C.F.: [REDACTED] con atto Notaio [REDACTED] 13.1.2011 REP [REDACTED] trascr. al n. [REDACTED] DA: [REDACTED] [REDACTED] (CF [REDACTED] nato il 1 [REDACTED] a [REDACTED] [REDACTED] nato il 1 [REDACTED] a [REDACTED] [REDACTED] (CF [REDACTED] nata il [REDACTED] a [REDACTED] ai predetti pervenuto per successione in morte di [REDACTED] apertasi il [REDACTED] den. [REDACTED] vol. [REDACTED] e trascritto al n. [REDACTED] / den. [REDACTED]. A [REDACTED] (CF [REDACTED] nato a [REDACTED] il [REDACTED] con atti anteriori all'Impianto meccanografico catastale del 05/02/1985.

3.4 Condizioni oltre il termine degli incentivi: dismissione e smaltimento impianto

L'atto notarile inerente il predetto contratto di leasing riporta, tra l'altro che scaduto il termine del 23 febbraio 2037, il proprietario del suolo diverrà proprietario dell'impianto fotovoltaico, senza obbligo di pagamento alcuno e senza che la società di leasing possa rimuovere l'impianto stesso; inoltre qualora il proprietario del terreno e suoi aventi causa a qualsiasi titolo, ottenesse di ridurre in pristino l'area su cui è stato realizzato l'impianto fotovoltaico, resta fermo l'obbligo della parte utilizzatrice e/o aventi causa a qualsivoglia titolo, di rimuovere totalmente e con costi a proprio esclusivo carico, ogni costruzione realizzata, ovviamente senza alcun indennizzo, entro il termine di 2 (due) mesi dalla data di scadenza del diritto qui trasferito, come sopra precisata; tale obbligo è posto a carico della parte utilizzatrice, compresi chiaramente i casi in cui tale rimozione, totale o parziale, dovesse essere ricollegata alla normativa e/o provvedimenti di carattere amministrativo e concessorio in specie.

¹² 11,92 è il Reddito Dominicale.

4 Notizie e informazioni verbali

Di seguito vengono riportate informazioni non sempre riscontrabili dalla documentazione in quanto desunte dalle conversazioni tenute con i soggetti preposti alla gestione dell'impianto.

4.1 Contratto di assistenza e manutenzione tecnica e amministrativa

Al momento è in essere un contratto per servizio di assistenza ordinaria amministrativa e tecnica (incluso sfalcio erba) con la società [REDACTED], con sede in - [REDACTED]. Sono presenti in realtà due contratti semestrali (di prezzi diversi): uno riguardante il periodo invernale di importo pari ad euro 11.875,00 più IVA, l'altro quello estivo di euro 26.475,00 più IVA, per un totale di 38.350,00 euro annui. La società di manutenzione effettua il monitoraggio a distanza della produzione e invia report periodici su di essa.

Per tutto ciò che concerne l'assistenza straordinaria (amministrativa e tecnica) invece, non esiste contratto specifico e i prezzi vengono stabiliti di volta in volta in base alle casistiche che si presentano.

4.2 Guasti/malfunzionamenti dei climatizzatori presenti nelle 6 cabine di campo

I climatizzatori presenti nelle 6 cabine di campo, hanno lo scopo di regolare la temperatura, raffrescando i locali nei periodi estivi al fine di non far surriscaldare eccessivamente gli inverter che, in caso contrario, al fine di preservare la loro componentistica, limiterebbero la produzione energetica (cosiddetto comportamento di *derating*). Al momento sembrerebbe che alcuni climatizzatori non funzionino o non funzionino a dovere e che si siano verificati tali guasti a causa di instabilità/fluttuazioni della tensione di rete. Sono in corso indagini di approfondimento sulla causa di rottura (si valuta l'acquisto di stabilizzatori di tensione); nel frattempo sono stati chiesti preventivi per la sostituzione dei climatizzatori nonché quelli per la riparazione che ammonterebbe a circa 25.000 €.

4.3 Presenza di Roditori

Sul campo fotovoltaico sono avvenuti in passato episodi in cui i topi hanno rovinato, mangiandoli, alcuni cavi DC di collegamento fra pannelli e fra stringhe di pannelli; i tratti di cavi danneggiati sono stati poi sostituiti.

4.4 Sistema di sicurezza e videosorveglianza (telecamere)

Il precedente sistema antifurto (sistema di allarme) non sembrava funzionare così efficacemente in quanto spesso si verificavano falsi allarmi. In seguito a tale considerazione nonché ad due furti di cavi elettrici in rame avvenuti nel giugno e nel luglio 2024, si è provveduto a dismettere il precedente sistema di sicurezza e ad installarne uno nuovo composto, tra l'altro, da 42 rilevatori di movimento dotati di telecamere collegate via web in modo wireless.

Il sistema di videosorveglianza presente, composto inizialmente da 9 telecamere e in seguito al danneggiamento di un'unità¹³, ridotto a 8, non sembrerebbe sufficiente a coprire visivamente l'intera zona occupata dall'impianto fotovoltaico (di circa 11 ettari).

¹³ In occasione del furto di cavi elettrici del giugno 2024, i malviventi hanno abbattuto e danneggiato una delle 9 telecamere.

4.5 Assicurazione attuale e contenzioso con precedente società assicuratrice

Al momento l'impianto gode di un'assicurazione con la società [REDACTED], per circa 26.800 € annuali (contratto [REDACTED]).

4.6 Verifiche impianto di messa a terra, SPG, contatori e licenza dogane

Dalle informazioni riferite dalla società che attualmente cura l'assistenza manutentiva e amministrativa ordinaria dell'impianto, ovvero la [REDACTED] non si avrebbero notizie, né relativa documentazione (verbali/certificati di verifica/test report...) inerenti l'effettuazione e la data delle ultime verifiche (a cadenza triennale o quinquennale, come da norme tecniche e prescrizioni di legge), né dei gruppi di misura di produzione, né del sistema di protezione generale (SPG). Le obbligatorie verifiche periodiche (quinquennali) del sistema di protezione di interfaccia dell'anno 2017 e 2022 sono state invece effettuate correttamente (disponibili i documenti *Test Report*).

Si è inoltre appreso che è stata effettuata correttamente la comunicazione del cambio di rappresentante legale inerente la licenza di esercizio Agenzia Dogane.

4.7 Cavi di stringa interrotti a causa dei roditori

In riferimento ai problemi sulla presenza di topi/roditori sul campo fotovoltaico, il Tecnico della [REDACTED] che si occupa attualmente della manutenzione amministrativa e straordinaria sull'impianto, riferisce che essi sarebbero la causa del frequente danneggiamento ovvero dell'interruzione elettrica (netta o parziale) dei cavi di stringa. Nel successivo paragrafo *Problemi riscontrati dalla lettura dei report tecnici di manutenzione semestrale* è possibile trarre conclusioni circa la frequenza di accadimento di tali problemi che richiedono, ogni volta, la sostituzione ex novo dei succitati cavi di stringa danneggiati.

4.8 Problemi causati da tensione di rete instabile (alta)

Il Tecnico riferisce, inoltre, che nell'impianto si verificano, con frequenza non irrilevante, rotture di schede elettroniche, in particolare quelle dei climatizzatori. In particolare intorno all'anno 2022 le ventole di alcuni inverter hanno subito un guasto (vedasi successivo paragrafo *Problemi riscontrati dalla lettura dei report tecnici di manutenzione semestrale*); le ventole sono state poi sostituite anche se in seguito a notevoli difficoltà di reperimento delle stesse: la società Elettronica Santerno, produttrice degli inverter, sembrerebbe in crisi e non ha fornito assistenza; si è ricorso perciò a soluzioni alternative per il reperimento di ventole adeguate. Tale rottura è stata causa di un funzionamento limitato di alcuni inverter che, unitamente ai non funzionanti climatizzatori di raffreddamento nelle cabine di campo, ha provocato, per il 2022, un livello di produzione energetica più basso rispetto agli altri anni (circa il 21 % in meno rispetto alla media dal 2012 al 2022).

Secondo quanto riferito dal Tecnico, la causa dei frequenti danneggiamenti delle schede elettroniche sarebbe imputabile a probabili instabilità della rete elettrica provocata, a sua volta, da impedenze dei cavi elettrici (ivi inclusi quelli del Gestore di Rete) non così idonee (ad esempio di sezioni insufficienti o per cavi parzialmente usurati/vetusti); l'innalzamento eccessivo e repentino della tensione di rete (in concomitanza dei momenti di maggior produzione fotovoltaica) causerebbe per l'appunto valori anomali (alti) della tensione di rete la quale provocherebbe, come scritto, il danneggiamento delle schede elettroniche.

Si fa presente che i citati climatizzatori non funzionanti, al momento, non sono stati ancora riparati o sostituiti.

Per far fronte alla problematica, sarebbe necessario, sempre a detta del Tecnico della ditta di manutenzione, l'acquisto di dispositivi stabilizzatori da 20 kW di potenza¹⁴, uno per ognuna delle 6 cabine di campo, da collegare all'uscita dei trasformatori che alimentano i servizi ausiliari (tra cui i climatizzatori). Al momento è stato acquistato solo uno stabilizzatore da 2 kW di potenza installato all'interno del *locale utente* della cabina di consegna al fine di salvaguardare il funzionamento degli importanti dispositivi di protezione lì presenti (SPI, SPG) da valori anomali della tensione di rete.

5 Tabella riassuntiva dei dati salienti dell'impianto

Di seguito viene riportata una tabella riassuntiva con le caratteristiche principali dell'impianto, riguardanti dati tecnici e amministrativi quali le convenzioni in essere, le caratteristiche (marca, modello, potenza) dei materiali principali (moduli fotovoltaici e inverter), la posizione geografica, i dati di producibilità (rendimento produttivo) e le principali autorizzazioni alla costruzione ed esercizio.

¹⁴ Il prezzo di tali apparati ammonterebbe a circa 20.000 euro cadauno.

DATI SALIENTI IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Soggetto Responsabile (ai sensi del D.M. 05/05/2011 art. 3, comma 1, lettera s)	[REDACTED]
Localizzazione impianto fotovoltaico	località/via Colle Casone - 64027 Sant'Omero (TE); Coordinate geografiche: 42°46'41.0"N 13°47'19.7"E (42.778054, 13.788816); superficie terreno circa 11 ettari, superficie pannelli fotovoltaici circa 4 ettari N.C.E.U. del Comune di Sant'Omero (TE) F. 18 - P. 283 - Cat.D/1 (Opifici) R.C.Euro 12.422,00 e F. 18 - P. 284 - Cat.D/1 (Opifici) R.C.Euro 230,00: cabina e-distribuzione MT/bt; nuovo catasto terreni del Comune di Sant'Omero (TE) F. 18 - P. 283 (terreni agricoli) ha.11 a.04 ca.10, ente urbano e F. 18 - P. 284 (terreni agricoli) a.03 ca.57, ente urbano.
Riferimenti Catastali e rendita catastale impianto fotovoltaico in base a revisione art.1 c.21, L.208/2015	Fra l'area dell'impianto fotovoltaico, rientra anche un terreno supplementare, in zona SUD e adiacente alla superficie dell'impianto fotovoltaico, al netto di una strada, catastalmente così individuato: nuovo catasto terreni del Comune di Sant'Omero (TE) F. 18 - P. 286 (Particella con qualità: SEM IRR ARB di classe 1) di 1.154 metri quadri, Redditi: dominicale Euro 11,92, agrario Euro 8,34; vedasi allegato <i>visure catastali storiche per immobile agg 14 ott 2024.pdf</i> . Tale terreno è di proprietà (a titolo di bene personale) del Signor [REDACTED] il quale ha ceduto il diritto di superficie alla [REDACTED]
Tipologia installativa	a terra, su terreno agricolo
Potenza Nominale Impianto Fotovoltaico (kWp)	5.829,12 kWp (dichiarati 5.955,84 kWp)
Producibilità (rendimento) di progetto (kWh/kWp/anno)	1.286,5 (da scheda tecnica richiesta incentivi inviata al GSE); 1250 (da attestato TERNA GAUDI); 1.352 kWh/kWp in base a strumento PVGIS parametrizzato come da dati progettuali
Producibilità (rendimento) MEDIO reale (kWh/kWp/anno) ; (media da entrata in esercizio al 2023)	1.247
Data Entrata in Esercizio impianto fotovoltaico, decorrenza e termine convenzione incentivi in Conto Energia del GSE	28/10/2011 (data entrata in esercizio e decorrenza convenzione); 27/10/2031 data termine incentivazione
Tipologia incentivazione statale in "Conto Energia" e durata	Conto Energia 4 (DM 05.05.2011), durata 20 anni

DATI SALIENTI IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Tariffa Incentivante originaria Conto Energia 4 (DM 05.05.2011); (no BONUS +10% per installazione componenti "MADE IN EU"); tariffa già decurtata della riduzione inerente al Decreto Spalma Incentivi	0,195
Decurtazione ai sensi del Decreto cosiddetto "Spalma Incentivi" (Art. 26 della Legge 11 agosto 2014 n. 116 di conversione, con modificazioni, del decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91 e dei decreti del MISE di data 16 ottobre 2014 e 17 ottobre 2014); tipologia di decurtazione ["a", "b" o "c" ai sensi della legge] e valore riduzione	opzione "c" ovvero riduzione dell'8% degli incentivi dal 1 gennaio 2015 senza variazione periodo incentivante di 20 anni
Riferimenti impianto Convenzione Conto Energia GSE (numero impianto, numero convenzione)	numero impianto [REDACTED] convenzione: [REDACTED]
Modalità di vendita energia elettrica (aggiuntiva al Conto Energia)	vendita al Mercato Libero con contrattazione mediante Trader
Ipotesi Prezzo riconosciuto per la Vendita al mercato Libero	0,100 €
POD (Codice Punto di connessione utenza elettrica)	[REDACTED] (numero pratica enel distribuzione [REDACTED])
Gestore di Rete	e-distribuzione S.p.A.
Connessione (MT/bt) e livello di tensione	MT, 20.000 Volt
Riferimenti Iscrizione Anagrafica Terna GAUDI (CENSIMP, SAPR)	CENSIMP: [REDACTED]; SAPR: [REDACTED]
Codice Ditta Licenza Agenzia delle Dogane e dei Monopoli	[REDACTED]
Potenza in prelievo contrattuale per Servizi Ausiliari	potenza impegnata (Potenza contrattuale): 10 kW; potenza disponibile: 10 kW; Energia prelevata per servizi ausiliari (di notte o nei fermi impianto fotovoltaico): circa 100.000 kWh annui
Estremi/Riferimenti del Titolo autorizzativo alla costruzione ed esercizio dell'impianto fotovoltaico rilasciato dalle Pubbliche Amministrazioni (PA) competenti ed eventuali integrazioni/varianti richieste alle PA	<u>Realizzazione</u> impianto mediante D.I.A. prot. [REDACTED] e Segnalazione Certificata di Inizio Attività, presentata al Comune di Sant'Omero, ai sensi degli articoli 22 e 23 del D.P.R. 6 giugno 2001 n. 380, successive modificazioni ed integrazioni in data [REDACTED] Protocollo n. [REDACTED] l'impianto fotovoltaico è stato <u>autorizzato</u> dalla Regione Abruzzo con Autorizzazione Unica (AU) n. [REDACTED] - determinazione n. [REDACTED] e nota prot.n. [REDACTED] del [REDACTED] del Comune di Sant'Omero con il quale si autorizzava l'esecuzione dell'intervento richiesto con nota prot.n. [REDACTED] successivamente non sono state apportate modifiche tali da richiedere provvedimenti autorizzativi.
Impianto Fotovoltaico Accatastato?	Sì

DATI SALIENTI IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Progettista elettrico	[REDACTED]
Progettista edile	[REDACTED]
Tipologia disponibilità area di installazione	diritto di superficie per 25 anni (fino al 23 febbraio 2037); incluso anche il terreno supplementare, localizzato catastalmente al Foglio 18 particella 286 del Comune di Sant'Omero, a SUD e adiacente, al netto di una strada, alla superficie occupata dall'impianto fotovoltaico.
Proprietario area/terreno di installazione	<p>il terreno su cui insiste l'impianto fotovoltaico è attualmente di proprietà (nuda proprietà) della società [REDACTED] con sede in [REDACTED] avente P.IVA [REDACTED]; il precedente proprietario era [REDACTED] (ex titolare della [REDACTED])</p> <p>Il terreno supplementare, localizzato catastalmente al Foglio F. 18 - P. 286 del Comune di Sant'Omero, è di proprietà di [REDACTED]</p>
Tipologia di Contratto per la disponibilità dell'area di installazione	<p>Contratto di diritto superficie per F. 18 - P. 283, 284 e 286 della durata di 25 anni tra [REDACTED] persona fisica (proprietario) e [REDACTED] in forza della scrittura privata del 10 marzo 2011 registrata a Teramo il [REDACTED] al [REDACTED] dell'atto a rogito del Notaio [REDACTED] del 24 febbraio 2012, Repertorio n. [REDACTED] registrato a Teramo il 23 marzo 2012 al n. [REDACTED] e trascritto a Teramo il 23 marzo 2012 al n. [REDACTED] di formalità e successivo atto di conferma ai sensi dell'articolo 46, comma 4 del D.P.R. 380/2001 a rogito Avv. [REDACTED] Notaio in [REDACTED] in data 13/12/2012, Repertorio n. [REDACTED] Raccolta n. [REDACTED]; Diritto di superficie per F. 18 - P. 283 e 284 (non anche 286) concesso ad [REDACTED] con atto notaio [REDACTED] rep. [REDACTED] per una durata di 24 anni, 2 mesi e 11 giorni (24 febbraio 2037).</p>
Canone Annuo Contratto di diritto superficie/locazione	nessuno; al termine della durata del contratto, l'utilizzatore dell'impianto o proprietario può scegliere o di cederlo al proprietario del terreno ([REDACTED]) o di smaltirlo, a suo carico, al fine del ripristino integrale del terreno allo stato pre-installazione)
Numero, Marca, Modello e Potenza singola Moduli Fotovoltaici	Inizialmente numero 25344 moduli marca ASTRONERGY mod. CHSM6610P da 230 Wp; di provenienza asiatica (China) ovvero senza bonus +10% sugli incentivi per componenti "made in EU" in seguito al furto di 903 moduli, avvenuto

DATI SALIENTI IMPIANTO FOTOVOLTAICO

	presumibilmente il 10-11/05/2016: numero 24441 moduli marca ASTRONERGY modello CHSM6610 da 230 Wp e numero 903 moduli marca Kyoto Solar modello KPV PE NEC 230 Watt (installati nelle date dal 10/05/2017 al 12/05/2017), dopo furto; sono moduli di produzione austriaca (sono state effettuate le doverose comunicazioni al GSE in merito alla sostituzione, in data 08/03/2018); sono stati acquistati 61 pannelli aggiuntivi oltre ai 903 necessari, di scorta per eventuali rotture future.
Contributo RAEE, smaltimento moduli fotovoltaici, assolto preventivamente all'acquisto?	no (sì per quelli installati dopo furto)
Numero, Marca, Modello e Potenza singola Inverter Fotovoltaici, componente MADE in EU per BONUS +10% tariffa incentivante Conto Energia?	numero 12 inverter marca ELETTRONICA SANTERNO mod.: SUNWAY TG610 800V TE
Monitoraggio remoto presente?	sì
Sistema di antifurto/antintrusione/videosorveglianza? Presente società per servizio di vigilanza?	antifurto e società di sorveglianza presente
Società per manutenzione tecnica (elettrica, meccanica, sfalcio erba...) ordinaria ed eventualmente straordinaria (riparazione/sostituzione componenti, adeguamenti tecnici/normativi)	sì
Società per manutenzione amministrativa ordinaria (ed eventualmente straordinaria)	sì
Adeguamento tecnico impianto ad All. A70 di Terna (Delibera 84/2012 e s.m. e i.)	sì
Adeguamento tecnico impianto a Delibera ARERA 540-2021 in merito ad installazione CCI - <i>Controllore Centrale d'Impianto</i>	installato il CCI ed inviata la relativa documentazione al Gestore di Rete (e-distribuzione); al momento, (settembre 2024) si è in attesa di risposte dal Distributore nonché dell'effettuazione delle prove del CCI, in collaborazione col Gestore
Controlli, documentali e/o in sito, effettuati da parte del GSE, ai sensi del cosiddetto <i>Decreto Controlli</i> (Decreto 31 gennaio 2014)? Risultati delle verifiche?	sì, verifica avvenuta nel 2017 e terminata con esito positivo
Consumi medi in prelievo (pagati in bolletta) in kWh annui inerenti l'alimentazione (di notte o nei fermi impianto) dei servizi ausiliari quali allarmi, telecamere, sistemi di monitoraggio, illuminazione, perdite a vuoto dei trasformatori...	circa 100000
Verifica periodica triennale Gruppi di Misura? Data ultima verifica	non nota
Verifica periodica (quinquennale) SPI? Data ultima verifica	Data ultima verifica: 01/12/2022; disponibile anche Test Report precedente verifica del 07/12/2017

DATI SALIENTI IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Verifica periodica (quinquennale) SPG? Data ultima verifica	non nota
Verifica periodica (quinquennale) impianto di messa a terra? Data ultima verifica	non nota
Osservazioni sullo svolgimento delle pratiche amministrative	Nella fase iniziale, fin quando non è avvenuto un controllo sull'impianto del GSE (2016-2017), è stata comunicata una taglia in potenza nominale complessiva dell'impianto pari a 5.955,84 considerando cioè una taglia dei singoli moduli fotovoltaici pari a 235 Wp, differente rispetto a quella riportata sui dati di targa degli stessi che è invece 230 Wp e che perciò determina una potenza complessiva pari a 5.829,12 kWp (numero 25344 moduli da 230 Wp); anche sui progetti e documenti ufficiali c'è questa differenza di potenza e i vari Enti interessati (incluso il GSE, hanno, negli archivi, il valore di potenza comunicato (5.955,84 kWp) e non quello effettivo (5.829,12 kWp)
Anomalie tecniche	Sul progetto è implicitamente lasciato intendere che vi è un unico orientamento dei pannelli, a SUD, con inclinazione di 25° degli stessi; in realtà vi sono sottocampi con differenti orientamenti e per giunta alcuni sottocampi con esposizione disomogenea fra di loro che sono stati collegati elettricamente allo stesso inverter/MPPT determinando un probabile calo produttivo per differenti condizioni di irraggiamento
Anomalie tecniche/errori progettuali	lunghezza delle stringhe (come numero di pannelli fotovoltaici) eccessiva ovvero rischiosa

6 Analisi documentale

6.1 Documentazione pervenuta ai fini della stima

I documenti resi disponibili per la stesura della presente stima, che possono essere messi a disposizione per le necessarie valutazioni, sono, nello specifico, i documenti Tecnico-amministrativi seguenti, classificati per ambito:

- Documentazione progettuale tra cui: Schema elettrico unifilare, Schema planimetrico, Relazione tecnica;
- Documentazione inerente i Titoli Autorizzativi;
- Documentazione inerente la domanda di connessione al Gestore di Rete (regolamento di esercizio);
- Documentazione rinvenibile nel portale GSE tra cui la Scheda tecnica impianto e i Verbali di installazione contatori, Convenzione Conto Energia, Attestato registrazione anagrafica impianto su portale GAUDI di TERNA, misure energetiche storiche di produzione e situazione pagamenti;
- Documentazione inerente l'Officina di energia Elettrica (Agenzia delle Dogane) tra cui la Licenza di esercizio e le Dichiarazioni annuali di consumo;
- Documentazione inerente il contratto di leasing e i vari rogiti notarili tra cui quello relativo al diritto di superficie del terreno;
- Documentazione catastale (inerente l'accatastamento dell'impianto fotovoltaico);
- Visure conservatoria rif. Anno 2017;
- Contratti di assistenza amministrativa e manutentiva ordinaria;
- Schede di manutenzione 2017, secondo semestre 2022, primo e secondo semestre 2023 e primo semestre 2024;
- Documentazione inerente le pratiche amministrative ARERA;
- Documentazione inerente la sostituzione dei pannelli fotovoltaici in seguito al furto del 2016;
- Documentazione inerente la verifica del GSE avvenuta nel 2017;
- Documentazione inerente l'adeguamento dell'impianto all'Allegato A70 di Terna (Delibera ARERA 84/2012/R/eel);
- Contratti Di Vendita Energia al mercato libero con periodo di vigenza 01.07.2023 - 31.12.2023 e dal 01-07-2024 al 31-12-2024;
- Polizza All-Risk Reale Mutua Assicurazioni.

I relativi specifici documenti in formato elettronico (ovvero i file, classificati in cartelle) sono elencati nell'*Allegato – Documenti in formato elettronico (file) pervenuti ai fini della stima*.

6.2 Analisi del contenuto della documentazione generale

Come prima fase delle attività di stima, si è provveduto a recuperare e verificare la documentazione tecnica e amministrativa degli impianti. La Procedura ha messo a disposizione il necessario ed ha fornito i dati di produzione energetica necessari, i costi e oneri sostenuti durante gli ultimi anni, copia dei contratti di manutenzione e service, ecc.

6.3 Furto pannelli fotovoltaici

Presumibilmente tra il 10 e l'11 maggio 2016 è avvenuto il furto di numero 903 moduli fotovoltaici marca ASTRONERGY modello CHSM6610 da 230 Wp di potenza. Essi sono stati sostituiti con numero 903 moduli marca Kyoto Solar modello KPV PE NEC da 230 Wp di potenza; tale sostituzione è avvenuta nelle date dal 10/05/2017 al 12/05/2017 ed è stata comunicata al GSE con le modalità previste. In occasione dell'acquisto dei nuovi pannelli, sono stati acquistati 61 pannelli aggiuntivi, oltre ai 903 necessari, di scorta, per eventuali rotture future.

6.4 Furto cavi elettrici in rame del giugno 2024

Nella notte fra il 12 e il 13 giugno 2024, è avvenuto il furto di 2650 metri di cavi elettrici in rame nel campo fotovoltaico per un valore economico complessivo, stimato, riferito pari a 43.000 euro più IVA. Il furto è stato appurato in seguito al sopralluogo sull'impianto del 14 giugno 2024, avvenuto a causa del calo produttivo rilevato dal sistema di monitoraggio remoto. I malviventi hanno sfondato la recinzione metallica perimetrale con un trattore mediante il quale si sono serviti anche per spostare i pesanti blocchi di cemento (con funzione di antifurto cavi) sopra i pozzetti di ispezione dei cavidotti; essi hanno anche abbattuto una telecamera di videosorveglianza nonché, probabilmente, messo fuori uso gli allarmi ad infrarossi, mentre gli allarmi perimetrali non sarebbero intervenuti. Il trattore in retromarcia avrebbe anche urtato una struttura di sostegno dei pannelli fotovoltaici provocando il distacco di uno di essi. Per il furto è stata attivata la vigente polizza assicurativa; la [REDACTED] ha riconosciuto un danno diretto e indiretto (ovvero quello della temporanea perdita di produzione dovuta all'assenza dei cavi elettrici) per un totale complessivo di euro 56.880,00 al netto di eventuali limitazioni contrattuali presenti (franchigie, scoperti, limiti d'indennizzo). L'impianto fotovoltaico è tornato al normale funzionamento, attraverso la posa e il collegamento di nuovi cavi elettrici, in ripristino di quelli rubati, dal giorno 28 giugno 2024; i citati lavori di manodopera si sono protratti dal 24 al 28 giugno 2024. I cavi elettrici rubati hanno riguardato numero 7 quadri di campo/parallelo (dal 3.2 al 3.8) per un totale complessivo in potenza di 850,08 kWp¹⁵. L'impianto è perciò risultato privo di tale parte di potenza (rispetto a quella complessiva) grossomodo nel periodo dal 14 giugno al 28 giugno 2024 (15 giorni).

6.5 Furto cavi elettrici in rame del luglio 2024

Un nuovo furto, presumibilmente con le stesse modalità descritte nel paragrafo precedente, è avvenuto in data 21 luglio 2024, accertato il giorno successivo.

Anche per tale secondo furto è stata attivata la vigente polizza assicurativa; la [REDACTED] ha riconosciuto anche in tale occasione un danno diretto e indiretto (ovvero quello della temporanea perdita di produzione dovuta all'assenza dei cavi elettrici). L'impianto fotovoltaico è tornato al normale funzionamento, attraverso la posa e il collegamento di nuovi cavi elettrici, in ripristino di quelli rubati, dal giorno 05 agosto 2024; i citati lavori di manodopera si sono protratti dal 31 luglio 2024 al 5 agosto 2024 (per 4 giorni lavorativi). I cavi elettrici rubati hanno riguardato numero 20 quadri di campo/parallelo¹⁶ per un totale complessivo in potenza di 2.428,8 kWp¹⁷. L'impianto è perciò risultato privo di tale parte di potenza (rispetto a quella

¹⁵ Ottenibili come il prodotto dei quadri di campo interessati (7), per le stringhe confluenti in ogni quadro di campo (24), per il numero di pannelli di cui è composta ciascuna stringa (22), ed infine per la potenza del singolo pannello (230 Wp).

¹⁶ In particolare i quadri di campo: 5.1, 5.3, 5.4, 5.5, 5.7, 5.8, 4.1, 4.2, 4.3, 4.4, 4.5, 3.4, 3.4, 2.2, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6, 2.7 e 2.8

¹⁷ Ottenibili come il prodotto dei quadri di campo interessati (20), per le stringhe confluenti in ogni quadro di campo (24), per il numero di pannelli di cui è composta ciascuna stringa (22), ed infine per la potenza del singolo pannello (230 Wp).

complessiva) grossomodo nel periodo dal 21 luglio 2024 al 05 agosto 2024 (16 giorni).

6.6 Controllo impianto da parte del GSE

In data 22 marzo 2017, il GSE comunicava al soggetto responsabile che avrebbe effettuato un controllo, mediante sopralluogo, dell'impianto fotovoltaico; tale ispezione è avvenuta il 30 marzo 2017.

In data 23/11/2017, il GSE ha comunicato l'esito finale positivo della verifica non avendo riscontrato violazioni o irregolarità.

L'affermazione del Gruppo di verifica del GSE risolve, presumibilmente, anche la differente potenza nominale dell'impianto realizzato rispetto al dichiarato.

Durante la verifica i preposti del GSE hanno rilevato la differenza di potenza dei moduli fotovoltaici e necessariamente della potenza finale dell'impianto e, nel merito, hanno chiesto di rappresentare le motivazioni per cui era presente tale incongruenza.

L'utilizzatore ha indicato che, quale criterio applicato in fase di progettazione, fosse stato utilizzato il dato della potenza massima del pannello atteso che questi presentava un range positivo in uscita stimabile mediamente in +5Wp.

Il GSE nel concludere positivamente la propria verifica e asserendo che non erano emerse violazioni e/o irregolarità ha, presumibilmente, inteso risolvere anche la questione della potenza nominale complessiva dell'impianto fotovoltaico.

7 Esame a vista dell'impianto (sopralluogo)

Si è provveduto ad effettuare un sopralluogo al fine di ispezionare l'impianto, il suo stato di conservazione, il funzionamento e la rilevazione diretta di tutti quei dati e delle caratteristiche necessari per la valutazione.

Il sopralluogo è avvenuto in data 19/10/2023, con accesso al sito dell'installazione reso possibile dall'apertura del cancello da parte del Custode Giudiziario [REDACTED], ed con la partecipazione, oltre del sottoscritto stimatore, [REDACTED] e del suo collaboratore [REDACTED], del [REDACTED] Tecnico della società [REDACTED], [REDACTED] che svolge le attività di assistenza e manutenzione e, pertanto, ne conosce i luoghi e gli apparati presenti.

Durante il sopralluogo è stato possibile accertare lo stato dei moduli fotovoltaici, delle loro strutture di sostegno, lo stato degli inverter, dei quadri elettrici, delle 7 cabine presenti nonché di parte del cablaggio dell'impianto, ispezionato a campione, perlomeno quello visibile (non interrato). Si è inoltre osservato lo stato del terreno in termini di eventuali smottamenti e crescita della vegetazione.

7.1 Ingresso impianto e recinzione

L'accesso all'impianto avviene attraverso un cancello scorrevole metallico dotato di chiave, catena con adeguato lucchetto e sistema per la lettura di chiave magnetica, al fine di disabilitazione del sistema di allarme presente.



La recinzione perimetrale che delimita l'area (con rete elettrosaldata) appare in buono stato ad eccezione di un breve tratto (circa 20 metri) che presenta una leggera inclinazione a causa dello smottamento del terreno.



7.2 Sistema di allarme

Il sistema di allarme a sensori perimetrali, come confermato anche dalle notizie apprese, non sembrerebbe così adatto allo scopo in quanto causerebbe un eccessivo numero di falsi allarmi provocati, ad esempio, dal naturale movimento della vegetazione, per la presenza di vento.



7.3 Vegetazione

Il manto erboso si presentava curato e in buono stato, la vegetazione non era in generale di intralcio all'irraggiamento solare incidente sui pannelli fotovoltaici.



7.4 Stato dei moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici non si presentavano eccessivamente sporchi, nonostante, tra le attività della manutenzione ordinaria, non si effettuino pulizie degli stessi. Trascurabili residui di terra sui bordi finali dei pannelli sono del tutto normali e non pregiudicano l'irraggiamento solare incidente sui moduli stessi. L'inclinazione dei pannelli (tilt), di circa 25 gradi medi, permette di stabilire, in prima approssimazione, l'assenza di necessità di pulizia a cadenza periodica/programmata; salvo casi di reale ed effettiva necessità.



Ad un'analisi visiva delle celle dei pannelli fotovoltaici ispezionati, non sembravano evincersi particolari anomalie, danneggiamenti, difetti strutturali o elettrici (quali micro-rotture, difetto *bave di lumaca*, infiltrazioni d'acqua/condensa nelle celle, hot spot, o altro).

7.5 Stato delle strutture di sostegno

Le strutture di sostegno, analizzate a campione, apparivano in buono stato di conservazione, senza presenza di ossidazione metallica o difetti visibili a vista.



7.6 Verifica qualitativa di funzionamento dell'impianto

Al momento del sopralluogo, avvenuto nelle ore centrali della giornata, il sole risultava coperto in grossa parte da un manto nuvoloso uniforme. Si è provveduto ad effettuare una verifica qualitativa del corretto funzionamento istantaneo dell'impianto raffrontando il valore misurato da un solarimetro presente nel campo, col valore di potenza AC in uscita (a bassa tensione), degli inverter (rilevato dal misuratore presente nel display degli stessi). La verifica orientativa ha dato esito positivo in considerazione che la produzione media istantanea dei 12 inverter si attestava a circa 80-90 kW mentre il solarimetro misurava un irraggiamento solare di poco inferiore ai 200 Watt per metro quadro. La potenza in uscita dagli inverter era grossomodo proporzionale all'irraggiamento solare dal momento che questo conteggiava circa 1/5 dei potenziali massimi 1000 W/mq e lo stesso dicasi per gli inverter con potenza di 80-90 kW sui potenziali 468 kW massimi (anche qui circa 1/5 del livello massimo).



7.7 Targhette identificative dei moduli fotovoltaici

Sono stati verificati, a campione, i dati di targa presenti nelle etichette posteriori dei pannelli, confermando la presenza dei moduli di marca, modello e potenza (230 Wp) descritti nella presente relazione.



7.8 Esposizioni dei pannelli disomogenee

Come riportato nel paragrafo *Collegamento elettrico disomogeneo dei pannelli*, si conferma quanto rilevabile da foto satellitare e da planimetria progettuale ovvero il montaggio dei moduli fotovoltaici avvenuto esponendo gli stessi ad irraggiamenti solari disomogenei cioè con diverse inclinazioni (tilt) e orientamenti (azimuth), come visibile dalle foto seguenti. La motivazione ai differenti orientamenti è sicuramente da ricercare nella morfologia/profilo del terreno sottostante ai pannelli.





7.9 Distanza fra file di pannelli variabile in base a inclinazione terreno

La distanza fra le file di pannelli, necessaria affinché non si creino mutui ombreggiamenti, è risultato essere variabile in base alla pendenza della specifica parte di terreno ove erano posizionati i moduli stessi: ad una pendenza maggiore corrispondeva, correttamente, una distanza minore tra le file.



7.10 Smottamento del terreno

In un'area della zona di installazione dei pannelli, si è verificato uno smottamento del terreno interessante circa 400 pannelli (poco meno di 100 kWp).



7.11 Cablaggio e cavidotti elettrici di stringa

I cablaggi fra un pannello fotovoltaico e l'altro non presentano, in generale, criticità. Lo stesso dicasi per i cavi di stringa e per i tubi plastici corrugati interrati di trasporto dei cavi di stringa stessi; si segnala unicamente che sarebbe stato auspicabile tappare o chiudere ermeticamente gli stessi al fine di evitare infiltrazioni di acqua, sporco o insetti.





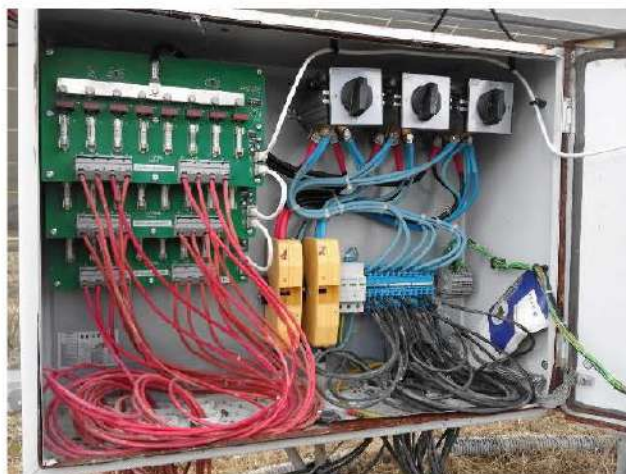
7.12 Pozzetti di ispezione e raccordo/derivazione: sistema antifurto cavi

La maggioranza dei pozzetti di ispezione dei cavi di stringa e dei cavi in uscita dai quadri di parallelo (o quadri di campo) presenta, in prossimità dell'apertura, ovvero sulla sommità, un blocco di cemento dal ragguardevole peso e dimensioni al fine di fungere da deterrente a malviventi intenzionati al furto dei cavi in rame accessibili aprendo il pozzetto.



7.13 Quadri di campo (o di parallelo stringhe)

I 48 quadri di campo sono fissati sulle strutture di fissaggio dei pannelli fotovoltaici, dietro di essi. Si segnala che nonostante tali quadri dispongano di monitoraggio correnti per ciascuno dei 24 ingressi di stringa presenti, tale funzionalità non sia stata sfruttata in quanto non sono presenti i necessari cavi di alimentazione del sistema di sensori nonché i cavi di segnale trasportanti i dati delle correnti rilevate su ogni stringa. Si riporta inoltre che alcuni dei quadri di campo visionati presentavano segni di ruggine nella parte alta dell'involucro (dovuti probabilmente a esposizione con pioggia).



7.14 Cabine di campo

Per le 6 cabine di campo, ivi inclusi i locali tecnici dedicati alla comunicazione dati a distanza (per monitoraggio produzione, allarmi, videosorveglianza) è stata attuata una mitigazione dell'impatto visivo sull'ambiente, prescritta dal Titolo Autorizzativo alla costruzione (in particolare nell'ambito dell'Autorizzazione Unica).



Sono state ispezionate le 6 cabine di campo ivi inclusi i due inverter presenti in ogni cabina, i quadri presenti, tra cui quello di parallelo DC di potenza, nonché i contatori di produzione e i trasformatori per i servizi ausiliari 270/400 V da 16 kVA di potenza. Le cabine si presentavano pulite e in buono stato. In almeno 4 cabine visionate si avvertiva, dalla temperatura elevata percepita, il mancato funzionamento dei climatizzatori interni. Non è stato tuttavia possibile verificare il relativo calo produttivo degli inverter in quanto questi non erogavano, al momento, un'energia vicino a quella massima per cui si verifica il fenomeno di depotenziamento automatico cautelativo degli inverter (cosiddetto *derating*) a causa della temperatura ambiente eccessiva.

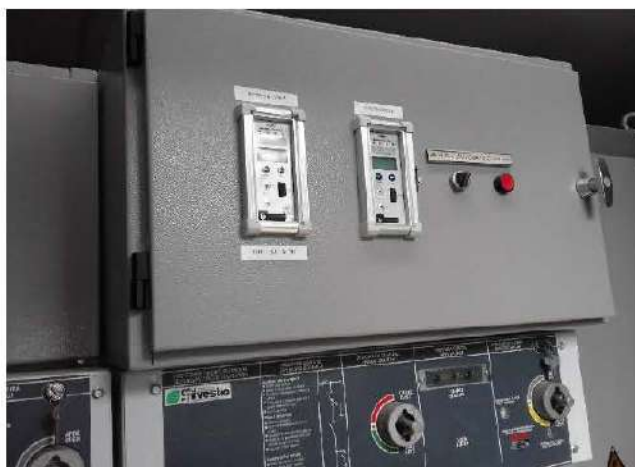






7.15 Cabina di consegna

Si è visionato il locale utente e il locale misure (con il contatore di scambio) della cabina di consegna, anch'essa in buono stato. Nel locale misure erano presenti i canonici scomparti di Media Tensione nonché i dispositivi di protezione SPI ed SPG coi relativi UPS prescritti dalle norme tecniche. Oltre ai canonici dispositivi presenti, si segnala la presenza di uno stabilizzatore da 2 kW di potenza che verrà chiarito e descritto in seguito, nel paragrafo *Problemi causati da tensione di rete instabile (alta)*.



8 Anomalie tecniche e amministrative riscontrate

8.1 Errata dichiarazione della Potenza complessiva dell'impianto

Nella fase di realizzazione dell'impianto è stata comunicata a tutti gli Enti preposti al rilascio delle autorizzazioni, una taglia, in potenza nominale complessiva dell'impianto, pari a 5.955,84 kWp anziché 5.829,12 kWp. Ciò è avvenuto in quanto si è considerata una taglia dei singoli moduli fotovoltaici pari a 235 Wp, differente rispetto a quella riportata sui dati di targa degli stessi che è, invece, di 230 Wp.

Le norme tecniche, nonché lo stesso Decreto DM 5 maggio 2011 (Conto Energia IV), che rimanda alle stesse, stabiliscono che la potenza nominale complessiva dell'impianto fotovoltaico è determinata dalla somma delle singole potenze nominali (o massime, o di picco, o di targa) di ciascun modulo fotovoltaico facente parte del medesimo impianto¹⁸.

Tale dichiarazione (rilasciata ai sensi del DPR 445/2000), recante dati incoerenti con il realizzato, avrebbe potuto comportare l'applicazione di sanzioni, così come stabilito nel DM 5 maggio 2011 che nell'ipotesi più severa prevede financo la decadenza degli incentivi (Art 21 comma 1 del DM 5 maggio 2011)¹⁹.

Purtuttavia bisogna considerare l'esito positivo del controllo del GSE (marzo 2017), di tipo documentale e con sopralluogo, ai sensi del cosiddetto *Decreto Controlli* (Decreto 31 gennaio 2014). I verificatori del GSE, infatti, rilevata l'incongruenza, hanno chiesto chiarimenti e hanno trovato soluzione nella giustificazione fornita consistita nell'indicazione del criterio di calcolo seguito dal progettista, che presumibilmente, avrebbe determinato la potenza totale dell'impianto fotovoltaico moltiplicando il numero totale dei moduli fotovoltaici installati per la potenza media effettiva, dei moduli stessi, rilevata da collaudo (il cosiddetto *flash report*) in luogo della potenza nominale e/o di targa. La spiegazione fornita sembrerebbe sia stata idonea, per il GSE, a concludere l'accertamento con verbale recante esito positivo stante che durante la verifica non sono state riscontrate violazioni o irregolarità.

Si ritiene, pertanto, che la verifica del GSE, conclusa con esito positivo e con l'affermazione che non siano state riscontrate violazioni e/o irregolarità, determina uno stato di certezza del diritto all'incentivo scaturente dal rilievo mosso e dalla soluzione Tecnico/legale offerta e recepita. Infatti anche un eventuale sopralluogo, che il GSE vorrà ripetere, si presume, non potrebbe insistere su questioni legate alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico ed alle relative comunicazioni/dichiarazioni che sono state, già, oggetto della verifica effettuata e superata positivamente. La legge, infatti, consente ai verificatori di valutare la gravità delle difformità riscontrate per assumere decisioni sanzionatorie solo allorquando tali rilievi appaiano particolarmente gravi e sostanzialmente lesivi degli interessi dello Stato tanto da determinare, financo, la

¹⁸ Art. 3, comma 1, lettere h) ed a) del DM 5 maggio 2011: h) «potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) dell'impianto fotovoltaico»: è la potenza elettrica dell'impianto, determinata dalla somma delle singole potenze nominali (o massime, o di picco, o di targa) di ciascun modulo fotovoltaico facente parte del medesimo impianto, misurate alle condizioni nominali, come definite alla lettera a) ; a) «condizioni nominali»: sono le condizioni di prova dei moduli fotovoltaici, piani o a concentrazione solare, nelle quali sono rilevate le prestazioni dei moduli stessi, secondo protocolli definiti dalle pertinenti norme CEI e indicati nella Guida CEI 82-25 e successivi aggiornamenti;

¹⁹ 2. Ferme restando le altre conseguenze disposte dalla legge, l'accertamento della non veridicità di dati e documenti o della falsità di dichiarazioni, resi dai soggetti responsabili ai fini dell'ottenimento delle tariffe incentivanti di cui al presente decreto comporta, ai sensi dell'art. 23, comma 3 del decreto legislativo n. 28 del 2011, la decadenza dal diritto alla tariffa incentivante e ad eventuali premi concessi ai sensi degli articoli 13 e 14, nonché la ripetizione dell'indebito da parte del GSE, nel caso di incentivi già percepiti, e l'esclusione dagli incentivi, per dieci anni dalla data dell'accertamento, per le persone fisiche e giuridiche che hanno presentato la richiesta di incentivo e per gli ulteriori soggetti indicati al citato art. 24.

perdita degli incentivi per i trasgressori. Nel caso del sopralluogo già eseguito, vien da affermare, che il GSE abbia valutato come irrilevante il differenziale di potenza riscontrato tanto da concludere la verifica con esito positivo e senza irregolarità o violazioni di legge.

8.2 Assenza Registro annotazione letture Agenzia delle Dogane

Dalle notizie apprese, al momento, per l'impianto, non si dispone dei registri di annotazione delle letture di produzione dai contatori. Tali registri e la loro annotazione periodica ovvero mensile, secondo quanto prescritto dall'Agenzia delle Dogane di Pescara così come riportato nel documento *Verbale Di Verifica Periodica Di Primo Impianto* del 23/11/2011, rappresentano una delle incombenze a cui sono tenute le Officine di Energia Elettrica ai sensi del TUA - Testo Unico Accise (Decreto legislativo 26 ottobre 1995 , n. 504). Dal citato Verbale sembrerebbe che la denuncia presentata all'Agenzia delle Dogane riguardi una vera e propria Officina di Energia Elettrica con annesso rilascio di Licenza ovvero che non ci si riferisca alle Officine ovvero agli impianti che cedono in rete tutta l'energia prodotta, a meno dei consumi dei servizi ausiliari. La conferma di aver presentato normale denuncia è anche in base a quanto dichiarato al GSE sulla scheda tecnica inviata al GSE stesso, in occasione della richiesta incentivi; è stato infatti dichiarato che la potenza in prelievo disponibile sul punto di connessione dell'impianto è relativa all'alimentazione dei servizi ausiliari e di altre utenze (e non, in alternativa, alla sola alimentazione dei servizi ausiliari). Infine, la conferma di avere una canonica licenza di esercizio per autoconsumo è ribadita anche da quanto riportato nelle dichiarazioni annuali di consumo doganali in cui è presente la dicitura "Soggetto obbligato con Licenza" e "Off. Produzione fonti rinnovabili uso esente" anziché "Soggetto non obbligato"²⁰, quest'ultima casistica è rivolta agli esercenti Officine di produzione dedicate alla totale cessione dell'elettricità prodotta.

Si ricorda che, ai sensi del TUA - Testo Unico Accise, la tipologia di Officina Elettrica dedicata all'autoconsumo generico (non solo servizi ausiliari) prescrive la verifica periodica triennale dei contatori di produzione elettronici (col rilascio dei relativi certificati di taratura) da parte di società riconosciute dall'Agenzia delle Dogane.

8.3 Incongruenza su tipologia connessione dichiarata: confusione tra cessione parziale e totale

La succitata assenza del registro dogane deriva, probabilmente e indirettamente, da una incoerenza rilevata a livello amministrativo, inerente l'aver dichiarata una connessione alle rete elettrica pubblica di tipologia *cessione totale* al Gestore di Rete (e-Distribuzione S.p.A.) mentre, incoerentemente, si è dichiarata la tipologia *cessione parziale* all'Agenzia delle Dogane e al GSE.

Da quanto riferitoci infatti dal Tecnico (della [REDACTED]), il Gestore di rete rileverebbe in modo ufficiale le letture energetiche del solo contatore di scambio (nella cabina di consegna) e non anche dei 12 contatori di produzione presenti nelle 6 cabine di campo. In altri termini, la tipologia di connessione dichiarata al Gestore, in fase di domanda di connessione, sarebbe stata perciò quella di *cessione totale*. Questo in effetti sembrerebbe confermato dalla lettura del preventivo di connessione del Gestore nonché dai verbali di allaccio rilasciati dallo stesso in cui è infatti menzionato il solo contatore di scambio (caso specifico per le connessioni in *cessione totale* dell'energia). Tuttavia, come già scritto in precedenza, da alcuni

²⁰ Ciononostante, dalle dichiarazioni di consumo esaminate, sono stati compilati solo i QUADRI "A" e "G" e non, anche, il QUADRO "L" come da relative istruzioni di compilazione dell'Agenzia delle Dogane; la compilazione dei soli quadri A e G è rivolta agli esercenti Officine di produzione dedicate alla totale cessione dell'elettricità prodotta (*Soggetti non obbligati*). E' pur vero che le citate istruzioni riportano, per il Quadro L, che "La compilazione dei prospetti mensili aventi tutti i consumi nulli può essere omessa".

documenti quali i verbali ispettivi delle dogane, la licenza di esercizio dogane, le dichiarazioni annuali di consumo doganali e la scheda tecnica del GSE, sembrerebbe invece che sia stata dichiarata la *cessione parziale* ovvero, in altri termini, che i prelievi dalla rete elettrica pubblica, sul punto di connessione, alimentino non solo i servizi ausiliari ma anche altri carichi/utenze.

Tale incongruenza potrebbe essere risolta, per quanto riguarda l'Agazia delle Dogane, convertendo l'attuale licenza di officina elettrica, dedicata all'autoconsumo, a licenza per la sola cessione dell'energia. Tuttavia, nel caso di specie dell'Agazia delle Dogane di Pescara (a cui si riferisce l'impianto, per competenza territoriale) sarebbe auspicabile continuare ad esercitare con tale tipo di licenza per autoconsumo; un'eventuale sua variazione, infatti, comporterebbe la prescrizione dell'installazione di un'ulteriore utenza elettrica (POD) e relativo contratto di fornitura di energia elettrica per i servizi ausiliari con un aggravio di spese nonché di complessità amministrativa e soprattutto tecnica. Al di là della scelta di fornitura in Media Tensione o bassa tensione, sorgerebbe infatti la necessità di cablaggio elettrico ex novo dei carichi inerenti i servizi ausiliari, al fine di separarli dalle linee elettriche dedicate direttamente alla produzione energetica dell'impianto fotovoltaico.

Per quanto riguarda la comunicazione di connessione di tipo *cessione parziale*, dichiarata al GSE, valgono le conclusioni già esposte inerenti il precedente paragrafo *Errata dichiarazione della Potenza complessiva dell'impianto*.

8.3.1 Anomalia misura energia prodotta

Ai sensi dell'attuale normativa, il responsabile della rilevazione e validazione delle misure di energia prodotta è il Gestore di Rete ed è lo stesso Gestore ad inviare tali misure al GSE, ai fini dell'erogazione degli incentivi.

In base a quanto riferitoci, il Gestore di Rete, nel caso dell'impianto ad oggetto, rilevarebbe le letture energetiche di produzione dal solo contatore di scambio. In particolare l'energia prodotta dall'impianto, ricavabile con tale misuratore, sarebbe quella immessa in rete ovvero l'energia prodotta al netto delle perdite e dei consumi dei servizi ausiliari (in primis i climatizzatori).

Questo sembrerebbe accadere in alternativa alla canonica lettura di produzione energetica fotovoltaica a partire dai 12 contatori posti immediatamente a valle dei 12 inverter, i quali conteggiano l'energia prodotta lorda in bassa tensione ovvero priva delle successive perdite legate alla conversione da bassa tensione a Media Tensione, priva anche della decurtazione causata dal consumo di una parte di energia prodotta da parte dei servizi ausiliari e priva, infine, delle perdite resistive causate dai cavi elettrici di collegamento dalle cabine di campo a quella di consegna, (cioè la cabina sul punto di confine di proprietà).

Tale situazione, in base a quanto descritto, è quantomeno sconveniente a livello economico dal momento che il GSE riceverebbe, come misura di energia prodotta, un quantitativo che non è quello lordo ma quello al netto delle succitate perdite e consumi dei servizi ausiliari ovvero, come scritto, l'energia immessa in rete, piuttosto che quella lorda prodotta. La perdita economica appare chiara in considerazione che l'incentivo in Conto Energia viene erogato su un quantitativo inferiore di energia: l'energia immessa anziché quella prodotta.

Ciò appare ancor più anomalo e sconveniente dal momento che il GSE stesso prevede la possibilità di erogazione degli incentivi a partire dall'energia immediatamente prodotta ovvero a valle degli inverter e in bassa tensione. Per la precisione, il DM 5 maggio 2011, all'Articolo 3, comma 1 lettera d1) definisce *l'energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico, per impianti connessi a reti elettriche in media o alta tensione, l'energia elettrica misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata*

(inverter) in bassa tensione, prima che essa sia resa disponibile alle eventuali utenze elettriche del soggetto responsabile e prima che sia effettuata la trasformazione in media o alta tensione per l'immissione nella rete elettrica. La possibilità fornita dal Decreto permetterebbe perciò non solo di avere incentivi su un quantitativo di energia più alto ma anzi, addirittura, sembrerebbe definire con esattezza l' "energia prodotta" oggetto di incentivazione, senza consentire altre possibilità ovvero definizioni della stessa²¹.

In merito alle informazioni ricevute dal Tecnico, perciò, se confermate, la misura dell'energia prodotta mediante il contatore di scambio ovvero in Media Tensione e dopo la decurtazione dei consumi di utenza (dei servizi ausiliari) sembrerebbe non solo essere sconveniente ma anche differente rispetto a quella stabilita dal Decreto inerente il Conto Energia IV.

Relativamente alla sconvenienza economica del considerare l'energia prodotta come quella immessa in rete (anziché la prodotta lorda), si può stimare che la perdita riferita ai soli consumi dei servizi ausiliari, senza considerare perciò le perdite di conversione da bassa a media tensione dei trasformatori (non irrilevanti) né tantomeno le perdite resistive dei cavi, può essere stimata considerando i prelievi medi annuali di energia elettrica rilevati dal contatore di scambio (quelli pagati sulla bolletta elettrica) e valevoli circa 100.000 kWh. Tradotto in termini di incentivo in Conto Energia (pari a 0,195 €/kWh) si tratta di circa 20.000 € annui di perdita di incentivo (400.000 euro in 20 anni). Tutto ciò ipotizzando che i consumi di notte o nei fermi impianto (ovvero i citati kWh prelevati dalla rete e pagati in bolletta) siano simili a quelli che avvengono di giorno ovvero quando l'impianto fotovoltaico è in esercizio; in prima approssimazione si può senz'altro immaginare che in realtà i 100.000 kWh ipotizzati sono indubbiamente una stima per difetto visto che i climatizzatori entrano in funzione sicuramente quando l'impianto fotovoltaico è in produzione (per raffreddare gli inverter) e non di notte.

8.4 Collegamento elettrico disomogeneo dei pannelli

Le regole di progettazione di impianti fotovoltaici (ad esempio norma CEI 82-25²²), nonché il buon senso, al fine di non ridurre le prestazioni in termini di energia prodotta, dispongono di creare stringhe di pannelli (moduli fotovoltaici collegati in serie) aventi sia stesse caratteristiche elettriche (stessa marca, modello e taglia in potenza), sia condizioni di irraggiamento il più possibile identiche fra di loro (in termini di inclinazione, orientamento, ombre); non solo: anche il successivo parallelo delle stringhe deve avvenire fra stringhe aventi le citate caratteristiche elettriche e di irraggiamento il più possibile identiche tra di loro.

²¹ A dire il vero la Revisione 3 del documento, emesso dal GSE dal titolo REGOLE APPLICATIVE PER IL RICONOSCIMENTO DELLE TARIFFE INCENTIVANTI PREVISTE DAL DM 5 MAGGIO 2011 (QUARTO CONTO ENERGIA PER IL FOTOVOLTAICO) sembrerebbe consentire implicitamente anche altre possibilità di misura dell'energia prodotta:

Appendice C Posizionamento dei gruppi di misura - Ai fini dell'ammissione alle tariffe incentivanti il posizionamento dei gruppi di misura dell'energia prodotta dall'impianto deve rispettare le seguenti regole: - per impianti collegati alla rete in media ed alta tensione, che alimentano eventuali utenze in media e bassa tensione, è possibile installare il misuratore dell'energia prodotta tra l'inverter con uscita in BT e il trasformatore BT/MT.

Purtuttavia, nei successivi tre schemi elettrici esemplificativi, inclusi nel documento del GSE, non si fa riferimento al caso qui in esame.

²² Dalla norma CEI 82-25: *È inoltre importante che tutti i moduli appartenenti alla stessa stringa siano, il più possibile, posizionati in modo da garantire un'identica esposizione all'irraggiamento solare (azimut, elevazione e ombreggiamento). [...]per massimizzare la produzione d'energia, è opportuno che le stringhe non siano differenti per: tipo di modulo, classe di corrente del modulo, esposizione dei moduli, numero dei moduli in serie. Stringhe, che non rispondano alla suddetta uniformità, è opportuno che siano collegate a inverter separati o ad inverter dotati di sezioni di ingresso con dispositivi MPPT separati.*

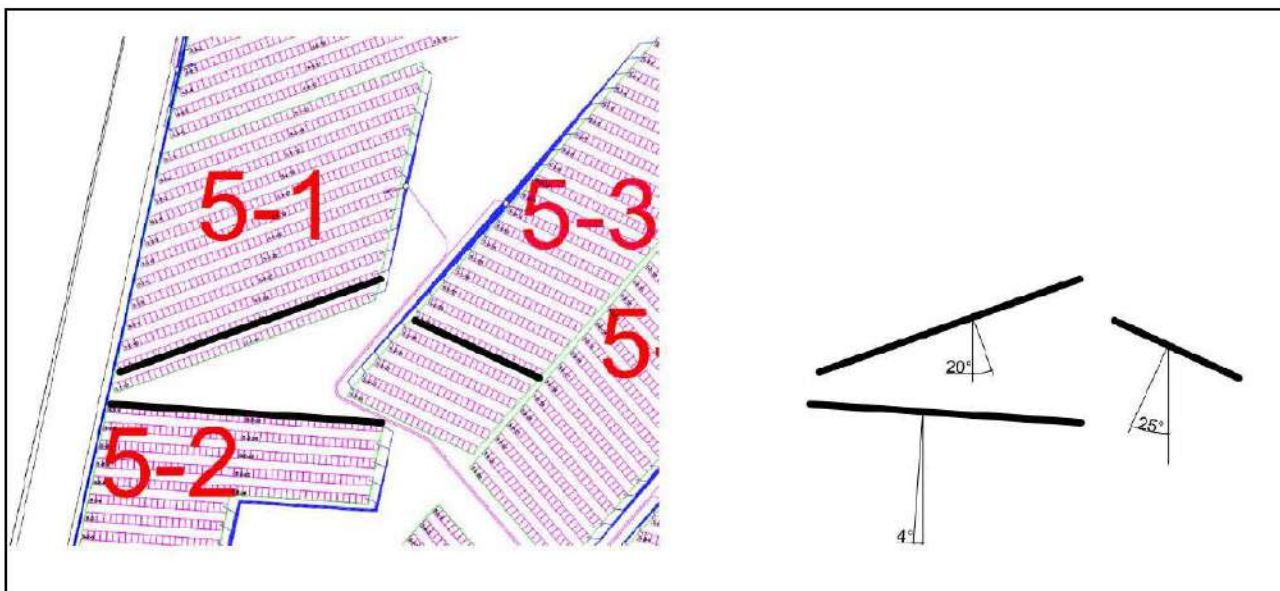
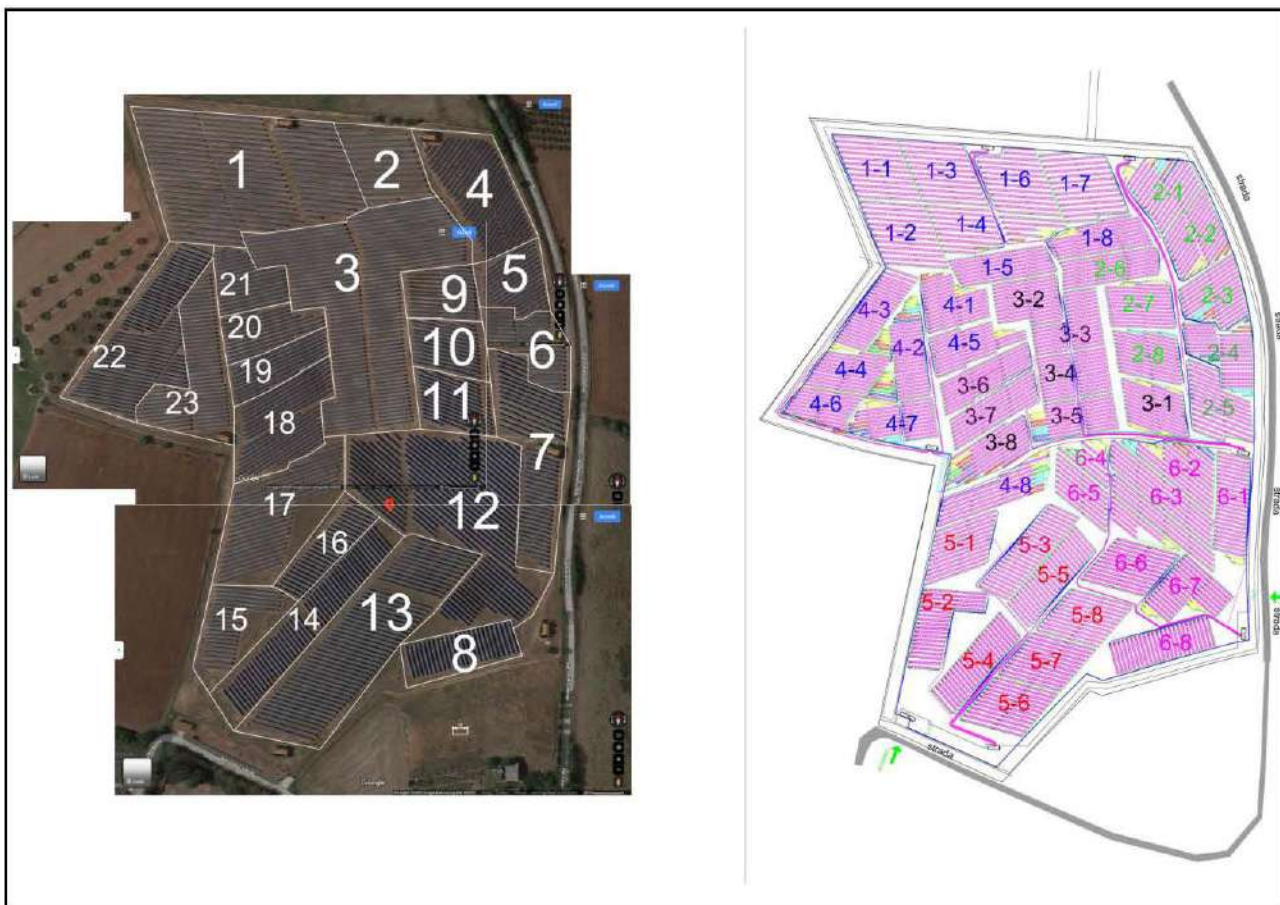
La condizione di collegamento di pannelli e stringhe con medesime caratteristiche elettriche è stata soddisfatta garantendo l'utilizzo, perlomeno iniziale, di un solo tipo (in marca, modello e potenza) di pannelli fotovoltaici; lo stesso non si può dire pienamente per ciò che riguarda le condizioni di irraggiamento ovvero di esposizione dei pannelli stessi.

Dall'analisi documentale, in particolare da quanto descritto nella relazione tecnica di progetto nonché nella planimetria, da cui si evince il collegamento di ciascun sottocampo di pannelli (sottoinsiemi) ai vari inverter, è emerso che alcuni di tali sottocampi, i quali risultano orientati in modo differente fra di loro, sono stati collegati insieme (cioè uniti elettricamente in parallelo) e sono poi confluiti allo stesso inverter.

Dalla lettura della relazione tecnica (documento *RELAZIONE GENERALE PROGETTO AS BUILT*), emerge, invero, seppur implicitamente, che tutti i pannelli fotovoltaici presenti nell'impianto sarebbero esposti alla stessa maniera in termini di inclinazione (o tilt) pari a 25° e orientamento (o azimuth) a SUD. Ciò non emerge però sia da quanto mostrato nella succitata planimetria, sia da quanto appurato durante il sopralluogo sull'impianto. Al di là dell'inclinazione dei pannelli, è evidente, anche solo dall'ortofoto estratta da Google Map (vedi immagine seguente), come siano presenti differenti orientamenti, molti più del numero degli inverter presenti (almeno 24 esposizioni contro i 12 inverter installati). Una progettazione corretta avrebbe previsto un numero di inverter almeno simile a quello delle differenti esposizioni dei pannelli e un collegamento di questi al fine di dedicare ogni singolo inverter a sottogruppi di pannelli aventi situazioni simili in termini di esposizione (ovvero irraggiamento solare).

E' da notare che nella citata relazione, peraltro AS BUILT ovvero riguardante l'impianto fotovoltaico così come costruito, perciò *ante operam*, non solo non vengono menzionate minimamente le situazioni di differenti orientamenti di pannelli ma non viene poi mai esplicitata la stima produttiva annua, in kWh, dell'impianto fotovoltaico. Tale dato rappresenta un'informazione fondamentale in quanto esprime il rendimento complessivo dell'impianto fotovoltaico e dovrebbe essere sempre presente in una simile relazione. Si evidenzia che, ad eccezione dell'attestazione di registrazione GAUDI (che comunque riporta dati errati in potenza), l'unico documento ove è espressa esplicitamente la citata stima produttiva è la scheda tecnica inviata al GSE in fase di richiesta incentivi in Conto Energia (evidentemente perché si trattava di dato da fornire obbligatorio). Dall'immagine seguente (rappresentante il disegno planimetrico dispositivo dei pannelli e loro collegamenti elettrici) si denota come gruppi di pannelli (sottocampi) aventi esposizioni diverse, siano stati collegati elettricamente insieme ovvero in parallelo e a sua volta siano confluiti su uno stesso inverter. In particolare a sinistra è riportata l'ortofoto satellitare (fonte Google Map) da cui sono state approssimate visivamente le diverse esposizioni dei pannelli presenti, perimetrando all'interno di zone numerate da 1 a 23; a sinistra la planimetria progettuale (fornita dalla Procedura) in cui la numerazione, formata da due numeri separati da un trattino, indica il primo numero la cabina di campo a cui confluiscono i pannelli (da 1 a 6), il secondo numero (da 1 a 8) i sottocampi confluenti alle cabine stesse; come già esposto, ad ogni cabina di campo confluiscono 8 sottocampi; in ogni cabina di campo poi sono presenti due inverter che ricevono, ciascuno, il collegamento di 4 sottocampi.

A titolo di esempio, si può notare come i tre sottocampi "5-1", "5-2" e "5-3", collegati insieme elettricamente (in parallelo) e confluenti ad uno dei due inverter presenti nella cabina di campo numero 5, non abbiano il medesimo orientamento (vedasi immagine di dettaglio seguente).



Infine, nell' *Allegato – Dettaglio produzioni reali storiche impianto fotovoltaico (divise per contatore/inverter)* è possibile notare come le produzioni avutesi, rilevate da ogni contatore ovvero in uscita da ogni inverter, siano, per ciascuno dei 12 misuratori, piuttosto differenti a rimarcare la plausibilità di una possibile non omogenea produzione, proprio a causa di collegamenti, su stessi inverter, di pannelli fotovoltaici aventi non

omogenee esposizioni. Nello specifico, nella tabella seguente, sono riportate le produzioni degli anni dal 2012 al 2022 di ciascuno dei 12 contatori ove, nell'ultima colonna sono rappresentati gli scostamenti percentuali rispetto alla media dei valori dei 12 contatori ovvero rispetto al valore che, teoricamente, si sarebbe dovuto avere in modo simile, per ciascun contatore.

n°	Matricola contatore produzione	Produzione dal 2012 al 2023 (kWh)	Scostamento percentuale dal valore medio di 7.267.815 kWh
1	51019545	6.551.587	-9,9%
2	51020281	6.565.329	-9,7%
3	51025577	7.005.760	-3,6%
4	51035286	6.689.527	-8,0%
5	51035282	7.383.605	1,6%
6	51025527	5.199.564	-28,5%
7	51025530	6.964.841	-4,2%
8	51025576	6.120.291	-15,8%
9	51025575	7.222.917	-0,6%
10	51035290	5.505.757	-24,2%
11	51035291	6.413.773	-11,8%
12	51019546	8.084.152	11,2%

8.5 Stringhe composte da un numero di pannelli eccessivo ovvero rischioso

La lunghezza di tutte le stringhe di pannelli fotovoltaici presenti nell'impianto, è di 22 moduli. Nella relazione tecnica (documento *RELAZIONE GENERALE PROGETTO AS BUILT*), è riportato che ai fini della scelta della lunghezza delle stringhe, ovvero della compatibilità elettrica fra queste e l'ingresso DC degli inverter, si sono rispettate le canoniche procedure stabilite dalle norme tecniche, tra cui, nello specifico la CEI 82-25. In particolare la scelta è avvenuta ipotizzando un intervallo di temperature ambiente da -10°C a +70°C, così come suggerito dalla stessa norma, nonché dal buon senso.

Nella relazione non sono esplicitati i calcoli inerenti la citata progettazione che determina, tra l'altro, la lunghezza massima delle stringhe ammessa, la quale, se superata, comporta, per basse temperature ambiente, un fermo produttivo dell'impianto, nella migliore delle ipotesi, e un danneggiamento grave degli inverter nella peggiore.

Eseguendo i calcoli necessari al dimensionamento massimo delle stringhe, come da norma CEI 82-25, effettuati sia analiticamente che mediante software di progettazione fotovoltaica riconosciuti a livello nazionale e internazionale (quali *PVSyst* e *Solergo*), si riscontra che con quegli specifici moduli fotovoltaici e con quegli inverter installati, la lunghezza massima ammissibile delle stringhe è di 20/21 pannelli. In fase realizzativa, come detto, si è invece optato per una lunghezza di 22 pannelli. Tale decisione comporta, a livello Tecnico, che la tensione massima della stringa a vuoto supera quella di ingresso massima assoluta ammessa dall'inverter; questo avviene considerando il citato intervallo di temperatura ambiente (da -10°C a +70°C); nello specifico la tensione a vuoto della stringa aumenta al diminuire della temperatura.

Il succitato calcolo di verifica è stato effettuato, con medesimi risultati, ripetendolo ovvero considerando tutte le marche e modelli di pannelli fotovoltaici entrati in causa: sia gli originari moduli marca *ASTRONERGY* mod. *CHSM6610P* da 230 Wp, effettivamente installati, sia quelli installati in rimpiazzo ai 903 pannelli rubati

ovvero i moduli marca Kyoto Solar modello KPV PE NEC 230 Watt, sia i moduli marca ASTRONERGY mod. CHSM6610P da 235 Wp considerati erroneamente sia in fase di dichiarazione della taglia complessiva dell'impianto ai vari Enti, sia come riportati impropriamente nella citata RELAZIONE GENERALE PROGETTO AS BUILT.

L'aver optato per una lunghezza di stringhe oltre quella massima, ha come conseguenza, come già scritto, che in caso di basse temperature ambiente, al di sotto di +4°C / +5°C, è probabile che gli inverter, al fine di proteggere la propria componentistica interna, interrompano cautelativamente il loro funzionamento fino a quando la temperatura ambiente non si riporta a valori di temperatura superiore. Tale comportamento ha l'ovvia conseguenza di perdere l'energia prodotta dai pannelli fotovoltaici durante la precauzionale fermata di funzionamento degli inverter.

Se la temperatura cala al di sotto dei citati +4°C / +5°C, non solo l'interruzione automatica cautelativa degli inverter diventa più probabile (man mano che la temperatura scende) ma c'è anche il rischio che, da temperature in prossimità e al di sotto dei 0°C, gli inverter stessi si danneggino in modo relativamente grave²³.

Quanto appena descritto è conseguenza di una scelta quantomeno rischiosa, se non progettualmente errata, di lunghezza delle stringhe.

La norma IEC TS 62257-1-1, in merito ai criteri progettuali fotovoltaici riguardanti la lunghezza delle stringhe, stabilisce condizioni addirittura più restrittive dal momento che i potenziali rischi di rottura e/o fermo inverter hanno la conseguenza di perdite economiche non irrilevanti, sia dirette (di sostituzione/riparazione inverter) che indirette (di perdita di produzione energetica).

8.6 Problemi riscontrati dalla lettura dei report tecnici di manutenzione semestrale

Di seguito si riporta un elenco sommario dei problemi che si sono frequentati sull'impianto fotovoltaico (desunti dalla lettura dei report tecnici manutentivi). Parte di tali problematiche è stata risolta nel corso degli interventi manutentivi stessi (ad esempio sostituendo i pannelli fotovoltaici rotti con alcuni dei 61 pannelli nuovi di scorta o sostituendo i fusibili di stringa bruciati o bypassando le stringhe) mentre alcune criticità (ad esempio i climatizzatori non funzionanti o alcuni quadri di campo/DC con problemi al cablaggio) permangono tutt'oggi. L'elencazione sommaria delle criticità riscontrate è effettuata anche al fine di fornire un quadro generale circa le problematiche che si frequentano più spesso nell'impianto.

8.6.1 REPORT MANUTENTIVI primo semestre maggio 2017 e secondo semestre novembre 2017

Da quanto è possibile leggere dalle schede di manutenzione dell'anno 2017 (primo semestre maggio 2017 e secondo semestre novembre 2017), sono presenti diverse stringhe, numero **120**, non funzionanti per problemi di isolamento elettrico (basso isolamento) causati, a sua volta, probabilmente, da infiltrazioni di acqua/umidità nei cavi, nei loro collegamenti, nei pozzetti, nei quadri o nei pannelli stessi; tali problemi nel corso dell'anno sono stati quasi del tutto risolti. Sono inoltre presenti circa numero **10** stringhe che non erogano corrente. Dai report, alcune stringhe sembrerebbero non riparabili. Dalle schede del citato anno 2017, sembrerebbe che si frequentino spesso interventi dei fusibili di protezione delle singole stringhe

²³ Il libro della collana "Guida Blu" *Fotovoltaico, impianti a norme CEI*, associato alla rivista "Tuttonormel", rivista interamente dedicata alla normativa tecnica e di legge nel settore elettrico (nota tra gli addetti del settore per la sua trattazione rigorosa e puntuale) riporta: *La massima tensione a vuoto del generatore PV, corrispondente alla minima temperatura ipotizzabile, non deve superare la massima tensione di ingresso tollerata dall'inverter. Il rispetto di tale condizione è tassativo, poiché un'eccessiva tensione del generatore può comportare un danno irreparabile.*

(rottura dei fusibili); ciò potrebbe dipendere da numerose cause tra cui pannelli delle stringhe ombreggiati e/o sporchi, infiltrazioni di acqua/umidità nei pannelli o nei cavi, nelle giunzioni degli stessi, ecc... A novembre 2017 c'era un inverter dei 12 che avviava e arrestava il suo funzionamento in modo ciclico e rapido in quanto una sua ventola interna di raffreddamento si è guastata e ciò provocava un surriscaldamento eccessivo della macchina che arrestava automaticamente il suo esercizio per precauzione.

8.6.2 REPORT MANUTENTIVI primo semestre aprile 2022

Da quanto è possibile leggere dalle schede di manutenzione dell'anno 2022 (primo semestre aprile 2022), ci sono **55** stringhe che presentano un basso isolamento, numero **19** stringhe hanno un cavo interrotto, 8 ventole relative agli inverter sono rotte, 4 condizionatori sono in allarme, uno non raffredda, pur non segnalando errori. Dalle schede citate, sembrerebbe che si frequentino spesso interventi dei fusibili di protezione delle singole stringhe (rottura dei fusibili).

8.6.3 REPORT MANUTENTIVI primo semestre aprile 2023

Da quanto è possibile leggere dalle schede di manutenzione dell'anno 2023 (primo semestre aprile 2023), ci sono **23** stringhe che presentano un basso isolamento, numero **9** stringhe hanno un cavo interrotto, numero 2 moduli fotovoltaici rotti. Dalle schede citate, sembrerebbe che si frequentino spesso interventi dei fusibili di protezione delle singole stringhe (rottura dei fusibili).

8.6.4 REPORT MANUTENTIVI secondo semestre ottobre 2023

Da quanto è possibile leggere dalle schede di manutenzione dell'anno 2023 (secondo semestre ottobre 2023), ci sono **14** stringhe che presentano un basso isolamento, numero **15** stringhe sono interrotte, manca una ventola sullo sportello dell'inverter numero 4, c'è un problema sulle corde generali del quadro di campo/DC numero 2.5 (tutto in basso isolamento), c'è un problema sulle corde DC del quadro di campo numero 4.8 (in basso isolamento), numero **9** fusibili di stringa sostituiti, numero **2** moduli fotovoltaici danneggiati, numero 2 stringhe non modulano, la scheda elettronica del quadro DC 4.5 risulta non funzionante.

8.6.5 REPORT MANUTENTIVI primo semestre maggio 2024

Da quanto è possibile leggere dalle schede di manutenzione dell'anno 2024 (primo semestre maggio 2024), ci sono **3** stringhe che presentano un basso isolamento, numero **3** stringhe sono interrotte, numero 2 stringhe risultano con tensione anomala (troppo bassa), numero 8 fusibili di stringa sostituiti; nella cabina 1, entrambi i climatizzatori sono guasti (rilevate temperature ambiente di 48° che causano presumibili problemi di derating agli inverter, motivo di bassa produzione energetica); anche nella cabina 2, entrambi i climatizzatori sono guasti; nella cabina 4 c'è un climatizzatore guasto così pure nella cabina 6; l'inverter numero 1 della cabina 1 si blocca frequentemente per un errore (065) e riparte in automatico; c'è un problema sulle corde generali dei quadri di campo/DC numero 2.5 e numero 4.8 (errore di basso isolamento); numero 2 moduli fotovoltaici danneggiati.

Dalle schede manutentive citate, sembrerebbe che si frequentino spesso interventi dei fusibili di protezione delle singole stringhe (rottura dei fusibili).

NOTA: come già scritto, le stringhe sono composte da 22 pannelli fotovoltaici (da 230 Wp) cadauna; il contributo di ogni stringa (o la perdita, nel caso di stringa interrotta o con problemi di isolamento) è perciò di 5,06 kWp di potenza.

8.7 Errata potenza presente in attestato di registrazione impianto su GAUDI

Nell'attestato di registrazione anagrafica dell'impianto, sul portale GAUDI di Terna, attestato consegnato al GSE in fase di richiesta incentivi, è stata dichiarata una potenza di 6000 kW ovvero non quella esatta di 5829,12 kWp, né tantomeno quella dichiarata erroneamente, nelle fasi iniziali, di 5955,84 kWp; quest'ultima potenza è attualmente presente nel portale GAUDI di Terna, probabilmente modificata in seguito alla richiesta di incentivi GSE.

9 Analisi economica

9.1 Premessa (costo impianto dichiarato e valore pannelli sostituiti)

In base a quanto dichiarato al GSE sul documento "scheda tecnica", inviato al GSE stesso, in occasione della richiesta di incentivi, il costo sostenuto per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico è pari a quanto riportato nella seguente tabella:

Voce	valore	€/kWp considerando 5955,84 kWp dichiarati al GSE	€/kWp considerando gli effettivi 5829,12 kWp
Fornitura moduli	7.200.000 €	1.209 €	1.235 €
Fornitura inverter	1.550.000 €	260 €	266 €
Resto della fornitura	2.950.000 €	495 €	506 €
Installazione e progettazione	300.000 €	50 €	51 €
Totale	12.000.000 €	2.015 €	2.059 €

Inoltre, dalle informazioni e documentazione ricevuta, si riporta, di seguito, il valore dei 903 moduli fotovoltaici sostituiti; si segnala inoltre che sono stati acquistati 61 pannelli aggiuntivi oltre ai 903 necessari, presumibilmente come scorta tecnica, per eventuali rotture/malfunzionamenti futuri di pannelli.

Prezzo Complessivo		
Moduli in sostituzione ai rubati	q.tà	€/kWp
157.619,00 €	964	711 €

9.2 Criteri di stima

Nell'elaborazione della valutazione dell'impianto fotovoltaico ci si è attenuti ai principi ed ai criteri di generale accettazione; tali metodi sono descritti in seguito.

9.2.1 Metodo del Mercato

Si basa sul confronto con beni simili a quelli in esame, o economicamente equivalenti, oggetto di recenti transazioni sullo stesso mercato. In particolare il metodo si sviluppa effettuando una comparazione con un impianto fotovoltaico delle stesse caratteristiche, compravenduto di recente.

9.2.2 Metodo del Costo

Si fonda sul principio di sostituzione, il quale esprime il valore attraverso il costo che si verrebbe a sostenere per ricostruire o rimpiazzare un bene con un altro avente le medesime caratteristiche e utilità economica di quello in esame. Il valore è calcolato applicando al costo di sostituzione a nuovo del bene, correttivi che tengano conto del deterioramento fisico e dell'obsolescenza tecnica ed economica attribuibili al momento della stima. Nella situazione oggetto della presente andrebbe valutata la vita residua dell'impianto fotovoltaico ipotizzando una durata di vent'anni.

9.2.3 VAN o Metodo dei flussi di cassa attualizzati (DCF, Discounted Cash Flow analysis)

Rappresenta una metodologia di stima per la valutazione economico-finanziaria di un progetto, un'attività o una politica e che tiene conto del valore temporale della moneta e della dimensione e distribuzione dei flussi monetari di un investimento (Reisman A., 1973). E' utilizzata per scontare all'attualità flussi di cassa che si manifestano in periodi temporali diversi, in modo tale da determinare se un progetto sia finanziariamente ed economicamente conveniente. Il risultato dell'analisi DCF determina l'opportunità o meno della realizzazione del progetto espressa attraverso criteri di selezione. Tale tecnica ha origine nella teoria della finanza ed è stata formalizzata per la prima volta nel 1938 da John Burr Williams. In "The Theory of Investment Value" l'autore definisce il "valore di un investimento" come il VAN, valore attuale netto di tutti i suoi futuri dividendi. Questa definizione fornisce una misura del valore intrinseco dell'investimento che è indipendente dal suo valore di mercato. In particolare, se supponiamo di sapere che alla fine dell'anno si percepirà un reddito pari a P_1 , è possibile calcolare il valore attuale (P_0) di tale reddito, cioè trovare il valore che ha oggi il reddito che sarà percepito in futuro. Se $P_1 = P_0 (1 + i)$, allora il valore attuale P_0 (present value) di P_1 si calcola in questo modo:

$$P_0 = \frac{P_1}{(1 + i)}$$

Analogamente se si percepirà una certa somma P_n tra n anni, il suo valore attuale sarà:

$$P_0 = \frac{P_n}{(1 + i)^n}$$

Dalla premessa, si comprende come il valore attuale P_0 di una serie di redditi che saranno percepiti ciascuno alla fine di ogni periodo (anno), per n periodi vale:

$$P_0 = \frac{P_1}{(1 + i)} + \frac{P_2}{(1 + i)^2} + \dots + \frac{P_n}{(1 + i)^n} = \sum_{t=1}^n \frac{P_t}{(1 + i)^t}$$

dove P_1, P_2, \dots, P_n sono i redditi attesi alla fine di ciascun anno e i è il tasso di interesse, o di sconto, appropriato al quale essi devono essere scontati (o attualizzati). I flussi di cassa vengono scontati all'attualità ad un tasso di sconto che prenda in considerazione il rendimento obiettivo dell'investitore, il premio per il rischio ed eventualmente la perdita di valore della moneta causata dall'inflazione.

9.3 Metodologia impiegata per la stima

Fra i tre metodi di valutazione economica citati, il *metodo del Costo* risulta di complessa determinazione a causa dei numerosi componenti di cui è composto l'impianto.

Il *metodo del Mercato* è anch'esso di difficile applicazione a causa delle specificità di ogni singolo impianto fotovoltaico; tali particolarità sono legate soprattutto allo specifico valore dell'incentivo in Conto Energia a sua volta legato alla taglia in potenza dell'impianto, alla sua data di entrata in esercizio, alla tipologia realizzativa (su edificio, a terra, con caratteristiche innovative...), alla natura del soggetto responsabile, ecc. ;

un altro parametro fortemente dipendente dallo specifico impianto è quello della produzione energetica in kWh elettrici dello stesso, valore che è legato, a sua volta, e strettamente, alla zona di installazione, all'esposizione solare dei pannelli (ovvero all'inclinazione e orientamento degli stessi), ai rendimenti di pannelli e inverter, ecc. Un confronto economico diretto fra impianti fotovoltaici risulta perciò particolarmente problematico a causa della difficoltà di individuazione di impianti con caratteristiche simili, causata, invero, dalla bassa probabilità di esistenza di impianti fotovoltaici simili fra di loro.

Ciò premesso, per la stima economica, si ritiene di dover sviluppare ovvero impiegare il terzo metodo descritto cioè quello del Valore Attualizzato Netto (VAN) che, ai fini della natura e delle caratteristiche del bene in stima, risulta il criterio di valutazione economica più adatto.

9.4 Valutazione con metodo del VAN

9.4.1 Criteri generali di valutazione

Ai fini della quantificazione del valore economico dell'impianto, mediante il VAN, si è provveduto, dapprima, a stimare i valori di produzione di energia elettrica attesi per il periodo 2025-2031, così da determinare i flussi di cassa previsti in funzione degli introiti derivanti dalla tariffa incentivante e dalla vendita dell'energia, nonché delle spese ed oneri di gestione (ordinari e straordinari) dell'impianto. Il valore risultante è stato poi attualizzato ad oggi, col predetto metodo del VAN, ad un tasso di sconto nominale medio.

9.4.2 Produzione energetica e sua stima

9.4.2.1 Fisiologica aleatorietà della stima produttiva

La produzione di energia elettrica è legata ai fattori di irraggiamento tipici della zona di installazione. Tale valore è espressione di elaborazione di dati determinati in modo statistico e viene ottenuto ad esempio attraverso la norma UNI 10349 (con metodi di calcolo in base alla norma UNI 8477). In alternativa, è possibile ottenere il valore di stima della produzione mediante il portale della Commissione Europea *Photovoltaic Geographical Information System* (PVGIS).

La produzione energetica proveniente dalle fonti rinnovabili, risulta comunque aleatoria e solo statisticamente prevedibile; questo costituisce il limite della valutazione con metodo del VAN che ha comunque lo scopo di fornire un'indicazione di larga massima del valore economico attribuibile all'impianto.

9.4.2.2 Metodo impiegato per la stima (media dati storici) e motivazioni

Come riportato nel precedente paragrafo dal titolo *Collegamento elettrico disomogeneo dei pannelli*, la realizzazione dell'impianto, nello specifico i collegamenti elettrici tra pannelli e inverter, sono avvenuti considerando che la totalità dei moduli fotovoltaici avessero medesima inclinazione e medesimo orientamento (come già descritto, ciò non corrisponde esattamente allo stato di fatto). La stessa situazione di unica e identica esposizione dei pannelli, è stata riportata anche nei documenti tecnici e relazioni progettuali. Una progettazione conforme allo stato di fatto ovvero a quanto effettivamente realizzato, avrebbe implicato la produzione di dati tecnici e di relazioni che riportassero i conteggi analitici legati alle diverse esposizioni. Nello specifico, questi conteggi, avrebbero presentato diverse produzioni energetiche, una per ciascuna diversa esposizione di sottoinsiemi di pannelli e della loro specifica potenza; la somma di tutte queste produzioni, avrebbe rappresentato la produzione complessiva dell'impianto, evidentemente diversa da quella scaturita dalla considerazione di un'unica esposizione dei pannelli, come effettivamente è stato fatto.

Da questa considerazione, non avendo a disposizione dati utili presenti sulla relazione tecnica progettuale e su documenti simili, al fine di stimare la produzione teorica di energia che l'impianto fotovoltaico può produrre in un anno di esercizio, ci si è basati sui dati storici di produzione dell'impianto. In particolare sono stati mediati i dati reali storici degli anni dal 2012 al 2023 (12 anni).

9.4.2.3 Stima di produzione (o producibilità)

La tabella che segue mostra le produzioni storiche annuali avutesi dall'entrata in funzione dell'impianto ad oggi. I dati sono stati rilevati attraverso il **portale del GSE** nonché attraverso quanto riportato sulle **dichiarazioni di consumo** trasmesse, annualmente, come da prescrizioni inerenti le incombenze di gestione dell'Officina di Energia Elettrica dell'Agenzia delle Dogane. Il parametro riportato in tabella, denominato **producibilità annua** (espresso in kWh/kWp), rappresenta la produzione annuale in kWh rapportata alla potenza dell'impianto (5829,12 kWp).

Dati energia elettrica desunti da portale GSE e dichiarazioni Dogane					
Anno	A Energia prodotta [kWh] da dichiarazioni annuali dogane	Producibilità in kWh/kWp [rapporto tra colonna A e potenza impianto di 5829,12 kWp]	Scostamento percentuale da media di produzione	Energia immessa (energia prodotta al netto di quella consumata dai servizi ausiliari) [kWh] da portale GSE	Energia autoconsumata da servizi ausiliari quando l'impianto è in funzione (differenza tra prodotta e immessa)
2012	7.948.530	1.364	9,4%	7.794.206	154.324
2013	8.091.900	1.388	11,3%	7.900.296	191.604
2014	7.493.310	1.285	3,1%	7.397.352	95.958 **
2015	6.327.720	1.086	-12,9%	6.234.624	93.096 **
2016	6.104.970	1.047	-16,0%	6.104.487	483 *
2017	7.248.690	1.244	-0,26%	7.247.737	953 *
2018	7.478.122	1.283	2,9%	7.478.122	0 *
2019	7.813.648	1.340	7,5%	7.813.646	2 *
2020	7.958.585	1.365	9,5%	7.958.585	0 *
2021	7.506.271	1.288	3,3%	7.337.999	168.272
2022	5.735.357	984	-21,1%	5.673.242	62.115 **
2023	7.506.676	1.288	3,3%	6.298.378	1.208.299 *
Totale	87.213.779				
Media	7.267.815	1.247		Media (2012, 2013, 2021):	171.400
Max	8.091.900	1.388	(2013)		
Min	5.735.357	984	(2022)		

*valori anomali: gli autoconsumi dei servizi ausiliari dovrebbero attestarsi probabilmente alla media degli anni 2012, 2013 e 2021 pari a 171.400 kWh annui

** valori inferiori rispetto alla media di 171.400 kWh probabilmente per alcuni climatizzatori non funzionanti

9.4.2.3.1 Produzione persa nel periodo del furto dei moduli fotovoltaici

Come già riportato in precedenza, nel periodo all'incirca dal 10 maggio 2016 al 12 maggio 2017, approssimabile ad un anno solare, in seguito al furto di 903 pannelli, l'impianto ha prodotto un quantitativo inferiore di kWh, corrispondente alla perdita relativa a 207,69 kWp di potenza. Tuttavia, tale potenza

rappresenta all'incirca solo il 3,6% della potenza totale dell'impianto (5829,12 kWp) e dunque, a causa delle fisiologiche variazioni di produzione, anno per anno, dovute, in primis, all'irraggiamento solare effettivo avutosi, tale riduzione non è facilmente riscontrabile o comunque non è visibile in modo netto negli anni 2016 e 2017. Da tale considerazione si è ritenuto plausibile soprassedere all'impiego di eventuali calcoli numerici che tenessero in considerazione la perdita produttiva dovuta al furto. Tale scelta, peraltro, è cautelativa ovvero ai fini dell'ottenimento di conteggi più prudenti del VAN e perciò, in generale, da preferire.

9.4.2.3.2 Produzione persa nel periodo del furto dei cavi elettrici di giugno 2024

Come già riportato, nel periodo dal dal 14 giugno al 28 giugno 2024 (15 giorni), l'impianto, a causa del furto dei cavi elettrici, è risultato privo di 850,08 kWp di potenza fotovoltaica di generazione. Tale potenza persa equivale a circa 62.592 kWh²⁴. Tale valore rappresenta lo 0,86 % della produzione media annuale complessiva dell'impianto fotovoltaico (7.267.815 kWh) e dunque plausibilmente trascurabile in riferimento alla produzione reale dell'anno 2024 dell'impianto fotovoltaico in oggetto.

9.4.2.3.3 Produzione persa nel periodo del furto dei cavi elettrici di luglio 2024

A causa del già citato secondo furto di cavi elettrici, l'impianto fotovoltaico nel periodo dal 21 luglio 2024 al 05 agosto 2024 è risultato privo di 2.428,8 kWp di potenza fotovoltaica di generazione. Tale potenza persa equivale a circa 184.759 kWh²⁵. Tale valore rappresenta il 2,54 % della produzione media annuale complessiva dell'impianto fotovoltaico (7.267.815 kWh).

9.4.2.3.4 Produzione (producibilità) media considerata

Il valore preso in considerazione per l'anno di inizio della simulazione (2025) è basato su di una ipotesi di produzione di **7.267.815 kWh annui (1.247 kWh/kWp)**, derivata, come detto, dalla media di produzione degli ultimi anni, ovvero dal 2012 al 2023; si è inoltre ridotta tale media di un **10%**, a fini cautelativi, ottenendo una stima di producibilità iniziale **prudenziale**, per il primo anno (2025), arrotondata, pari a **1.122 kWh/kWp (1.122 x 5.829,12 = 6.540.273 kWh)**.

9.4.2.4 Produzione stimata ricavata mediante portale PVGIS

A titolo informativo, nonché comparativo²⁶, si riporta anche il valore stimato di produzione in base al citato strumento online PVGIS²⁷. I parametri di ingresso inseriti per il calcolo, sono come quelli riportati sulla citata

²⁴ Stimata attraverso il portale web PVGIS con la stessa identica modalità descritta nel successivo paragrafo *Produzione stimata ricavata mediante portale PVGIS* dal quale si evince una produzione specifica di giugno pari a 147,26 kWh per ciascun kWp di potenza fotovoltaica, dunque 850,08 kWp moltiplicati per 147,26 kWh/kWp forniscono 125.183 kWh dell'intero mese di giugno; considerando solo 15 giorni persi, sui complessivi 30 di giugno, si ottengono perciò 62.592 kWh.

²⁵ Stimata attraverso il portale web PVGIS con la stessa identica modalità descritta nel successivo paragrafo *Produzione stimata ricavata mediante portale PVGIS* dal quale si evince una produzione specifica, per ciascun kWp di potenza fotovoltaica, pari a 159,62 kWh/kWp per luglio ed a 150,62 kWh/kWp per agosto; essendo interessati 11 giorni di luglio e 4 di agosto, in proporzione si hanno 56,64 kWh/kWp per gli 11 giorni persi di luglio e 19,43 kWh/kWp per i 4 persi di agosto la cui somma ammonta a 76,07 kWh/kWp; moltiplicando la potenza di 2.428,8 kWp per 76,07 kWh/kWp si ottengono 184.759 kWh.

²⁶ Si tratta, invero, di una comparazione impropria, dal momento che l'impianto fotovoltaico simulato con lo strumento PVGIS non rappresenta in modo fedele, come visto, quello effettivo; il confronto riguarda piuttosto una comparazione fra dati medi reali e dati simulati in base ai parametri tecnici riportati nel progetto di realizzazione dell'impianto fotovoltaico in causa.

²⁷ Tale strumento è tra l'altro preso a riferimento anche dai Decreti Statali di recente emanazione, inerenti ad esempio l'incentivazione degli impianti cosiddetti *Agrisolari* e di quelli *Agrivoltaici*.

relazione tecnica nonché così come comunicati al GSE nella scheda tecnica ovvero: inclinazione dei pannelli (tilt) di 25°, orientamento a SUD esatto, latitudine e longitudine corrispondente a quella dell'impianto; si sono inoltre impostati: database di irradiazione "PVGIS-SARAH2", perdite di sistema 14%, tecnologia "silicio cristallino" e posizione di montaggio "a terra".

La produzione stimata così ricavabile dal citato strumento PVGIS è stata di **7.880.679 kWh annui** ovvero circa **1352 kWh/kWp** di producibilità.

Il succitato valore medio REALE di producibilità di **1.247 kWh/kWp** è inferiore di circa l'**8 %** rispetto a quello determinato con lo strumento PVGIS (1352 kWh/kWp). A soli fini indicativi, tale scostamento percentuale, non essendo così ragguardevole, non denota particolari ed evidenti criticità o problematiche nei livelli di produzione di energia elettrica avutasi con l'impianto in oggetto. La differenza in negativo di produzione fra quella reale e quella del portale PVGIS, potrebbe annoverarsi in una delle anomalie riscontrate sull'impianto, già descritte in precedenza, ovvero medesimi collegamenti elettrici allo stesso inverter, fra pannelli con differenti esposizioni o eventuale fermo impianto degli inverter, a basse temperature, per lunghezza eccessiva delle stringhe.

9.4.3 Costi e Ricavi ipotizzati

I flussi di cassa determinati nella simulazione, sono basati, tra l'altro, sulle attuali condizioni economiche a cui è soggetto l'impianto fotovoltaico, ad esempio, quelle inerenti i contratti assicurativi e manutentivi. Le voci di spesa, in generale, sono state determinate dalla raccolta delle informazioni ricevute dalla Procedura e dalle indagini di mercato applicate al settore specifico in oggetto.

Vengono presi in considerazione, quali parametri principali per la valutazione dei flussi di cassa della simulazione, i ricavi ed i costi attribuiti all'impianto, suddivisi secondo la classificazione descrittiva e quantitativa dei paragrafi seguenti.

Le voci dei costi prese in esame per il periodo residuo incentivato, fino all'anno 2031, sono state determinate in quanto coinvolgono la conduzione e la gestione dell'impianto fotovoltaico risultando perciò indispensabili al corretto esercizio, sia Tecnico che amministrativo, dell'impianto stesso.

9.4.3.1 Descrizione RICAVI

- Contributo in Conto energia per la produzione di energia elettrica, ovvero Tariffa incentivante riconosciuta pari ad **€ 0,195** per ogni kWh di energia prodotto. La scadenza dell'erogazione degli incentivi è prevista per il giorno 27 ottobre 2031.
- Vendita energia elettrica immessa in rete al mercato elettrico (GME), mediante trader, oppure in regime di Ritiro Dedicato [RID]; si è ipotizzato un valore iniziale, per il primo anno (2025), di **0,10 €/kWh**;

9.4.3.1.1 Considerazioni su stima iniziale del valore di vendita dell'energia elettrica

La vendita dell'energia è soggetta all'andamento del mercato secondo la borsa energetica che determina il PUN (prezzo unico nazionale). Il valore è in costante variazione. E' stato considerato un valore iniziale del PUN del primo anno della simulazione (2025) pari a **0,10 €/kWh**; l'ipotesi di utilizzo di tale valore di PUN è plausibile in considerazione del valore attuale del PUN, del 20 settembre 2024, pari a circa 0,12 €/kWh ed anche in riscontro all'andamento degli ultimi 3 anni in cui si sono avuti PUN di gran lunga superiori a 0,10 €/kWh.

9.4.3.1.2 Quota trattenuta dal GSE fino ad avvenuto smaltimento pannelli: ipotesi

Per ipotesi semplificative, dai ricavi per tariffa incentivante, sono stati esclusi gli importi trattenuti annualmente dal GSE, a titolo di cauzione, fino ad avvenuto smaltimento dei moduli fotovoltaici; si è perciò considerato, in riferimento ai citati importi trattenuti precauzionalmente dal GSE, di richiedere al GSE stesso la restituzione degli stessi, in seguito all'effettivo avvenuto smaltimento.

Secondo il documento GSE sulla gestione dei RAEE intitolato "Istruzioni operative per la gestione e lo smaltimento dei pannelli fotovoltaici incentivati (ai sensi dell'art.40 del D.lgs. 49/2014 e dell'art.1 del D.lgs. 118/2020 e ss.mm.ii – versione ottobre 2023" il GSE trattiene infatti, dai meccanismi incentivanti, negli ultimi dieci anni di diritto all'incentivo, una quota finalizzata ad assicurare la copertura dei costi di gestione dei rifiuti prodotti dai pannelli; tale cifra è fissata in 10 €/pannello. La quota è trattenuta con cadenza annuale, dall'undicesimo anno di incentivazione, sino alla conclusione della convenzione, a valere sulla prima erogazione dell'anno a favore del Soggetto Responsabile. La quota è trattenuta con valori differenti, anno per anno, ovvero secondo le seguenti modalità:

$$\text{Valore della quota da trattenere nell'anno } i - \text{esimo} = \left(\frac{2 \cdot (n - i + 1)}{n \cdot (n + 1)} \right) \cdot \text{quota tot}$$

dove:

- $n = 10$
- $i =$ anno in cui la quota verrà trattenuta (i va da 1 a n).

Si informa che in alternativa a tali quote, è possibile, per i soggetti responsabili, prestare una garanzia finanziaria, nel trust di uno dei sistemi collettivi riconosciuti; gli importi trattenuti a garanzia verranno restituiti al Soggetto Responsabile esclusivamente al termine della vita utile dell'intero impianto, una volta espletati tutti gli adempimenti in materia di smaltimento di apparecchiature elettriche ed elettroniche.

9.4.3.1.3 DL Energia: raddoppio quota RAEE

In riferimento al precedente paragrafo, si rileva che in virtù della novità introdotta dalla Legge 2 febbraio 2024, n. 11, conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 9 dicembre 2023, n. 181, (cd. "DL Energia"), l'importo della quota da trattenere da parte del GSE a garanzia/cauzione, fino ad avvenuto smaltimento dei pannelli fotovoltaici, sarà pari a **20 €/modulo**, ovvero il doppio rispetto alla precedente quota.

Il valore di 10 €/modulo permane invece qualora si opti (o si sia già optato) per il facoltativo e alternativo versamento della quota RAEE, anziché al GSE, ad uno dei *Sistemi Collettivi* ovvero a Consorzi che rispettino

determinati criteri²⁸ e in seguito all'adesione del Produttore/Soggetto Responsabile allo stesso *Sistema Collettivo* ai sensi del D.lgs. 118/2020²⁹.

Ad ogni modo, per le ipotesi descritte nel precedente paragrafo, ovvero ipotizzando comunque la restituzione, in seguito ad avvenuto smaltimento dei pannelli fotovoltaici, delle quote trattenute (o dal GSE o dal Sistema Collettivo), le novità introdotte, ai fini della presente Stima, risultano ininfluenti.

Si fa presente che al momento in cui viene redatta la presente stima, il GSE sta continuando a trattenere le quote con le modalità previste e descritte nel precedente paragrafo ovvero trattenendo le quote di competenza previste dal D.lgs. 49/2014 già calcolate considerando il valore complessivo di 10 €/modulo previsto dall'attuale versione delle "Istruzioni operative per la gestione e lo smaltimento dei pannelli fotovoltaici incentivati" versione ottobre 2023". In base a quanto riportato nella NEWS del sito del GSE del 21/03/2024, tale situazione, persisterà fino alla pubblicazione, da parte dello stesso GSE, di una nuova versione delle citate Istruzioni Operative, in ragione dell'aggiornamento dell'algoritmo e delle modalità di calcolo della quota da trattenere. Il GSE, nella citata NEWS, ricorda che i Soggetti Responsabili possono aderire a uno dei Sistemi Collettivi qualificati ai sensi della normativa vigente, esercitando l'opzione prevista dal D.lgs. 118/2020, utilizzando la funzionalità "RAEE - Modello di adesione a un Sistema Collettivo", disponibile nell'Area Clienti GSE e che in tal caso, il GSE provvederà a interrompere (o non avviare) il processo di trattenimento delle quote a garanzia e a restituire gli importi precedentemente trattenuti.

Si segnala infine che, nel caso di trattenimento quote RAEE da parte del GSE, risulterà, a fine periodo incentivante, un importo trattenuto cauzionale, a valere sugli incentivi, di circa **506.880,00 €** complessivi (20 € per ciascuno dei 25.344 moduli fotovoltaici presenti nell'impianto fotovoltaico in oggetto).

9.4.3.2 Descrizione COSTI

9.4.3.2.1 Costi Ordinari annuali

I costi ordinari sono determinati su base annua; racchiudono tutto quanto concerne la normale conduzione dell'impianto sia dal punto di vista della spesa per manutenzione programmata, sia per ciò che concerne lo svolgimento delle pratiche amministrative ordinarie, sia in riferimento alla spesa energetica nonché quella assicurativa.

- **Spese per utenze:** forniture energetiche ovvero bollette energia elettrica in prelievo per alimentazione servizi ausiliari di impianto (climatizzatori, illuminazione, sistema di monitoraggio e antifurto/allarme), spese telefoniche ovvero quelle inerenti il contratto connessione dati 3G/4G

²⁸ I consorzi, per essere riconosciuti quali *Sistemi Collettivi*, devono avere le seguenti caratteristiche:

- essere dei consorzi no profit;
- essere dotati di uno statuto conforme allo statuto-tipo ed approvato dal MASE (Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica);
- essere iscritti al registro AEE;
- essere iscritti al Centro di coordinamento RAEE se gestori anche di pannelli PV domestici;
- essere dotati di un Trust conforme alle specifiche del Disciplinary tecnico del GSE del 2012 e gestito ed alimentato secondo i principi ivi riportati.

²⁹ Si rammenta che i Soggetti Responsabili possono aderire a uno dei Sistemi Collettivi qualificati ai sensi della normativa vigente, esercitando l'opzione prevista dal D.lgs. 118/2020, utilizzando la funzionalità "RAEE - Modello di adesione a un Sistema Collettivo", disponibile nell'Area Clienti GSE. In tal caso, il GSE provvederà a interrompere (o non avviare) il processo di trattenimento delle quote a garanzia e a restituire gli importi precedentemente trattenuti.

(necessario per la comunicazione a distanza del sistema di controllo/monitoraggio dati produttivi nonché per la videosorveglianza e sistema di allarme) e altro; si è considerato il valore riferito dalla Procedura.

- **Manutenzioni periodiche ordinarie programmate** (semestrali); si è considerato il 50% del valore riportato sul contratto per servizio di assistenza, attualmente in essere; esso include una serie di interventi di verifica ed attività manutentive sull'impianto (compreso lo sfalcio erba) nonché la gestione amministrativa ordinaria; per la determinazione esatta delle attività previste, si vedano i citati attuali contratti; in sintesi sono incluse le canoniche attività manutentive previste per tale tipologia di impianti ad eccezione della pulizia dei moduli fotovoltaici; sono compresi due interventi manutentivi annuali, 2 tagli erba, assistenza amministrativa, dichiarazione di consumo dogane;
- **Gestione amministrativa ordinaria** (inerente i rapporti con GSE, Agenzia Dogane, altri Enti coinvolti, ivi inclusi i relativi oneri per rinnovo licenze, per servizio di misura a gestore di rete, e altro); ricompresa nel sopraccitato contratto di manutenzione e gestione amministrativa ordinaria e considerata pari al 50% dell'importo del contratto stesso³⁰.
- **Assicurazione All-Risk**; si è considerato il valore dell'attuale contratto assicurativo, aumentato di circa il 20% a fini cautelativi.
- **Oneri dovuti al GSE** in base al Decreto 24 dicembre 2014: oneri dovuti a copertura dei costi amministrativi del GSE e ammontanti, per il caso in esame di potenza oltre 1 MWp, a circa 1,20 €/kWp per la convenzione di Conto Energia;
- **Oneri per sorveglianza (vigilanza) dell'impianto**; si è considerato il valore, riferito dalla Procedura, dell'attuale contratto in essere;
- **Assistenza amministrativa e manutentiva straordinaria**, ad esempio per riparazioni e/o sostituzioni di componenti o per adeguamenti alle eventuali nuove norme tecniche; sono incluse anche le spese per verifiche obbligatorie contatori di produzione, Sistema di Protezione di Interfaccia –SPI-, Sistema di Protezione Generale –SPG-, impianto di messa a terra; tali operazioni straordinarie sono state inserite nell'ambito ordinario in quanto esse debbono essere effettuate (sia per normativa tecnica che statisticamente) all'interno di un periodo medio annuo; per ipotesi semplificative, sono perciò considerate come costi periodici annuali nonostante le verifiche, ad esempio di alcuni dispositivi elettrici o dei contatori, siano prescritte (per norma tecnica) a cadenza triennale o quinquennale; si è stimato un costo congruo agli attuali valori di mercato; per ciò che concerne le succitate verifiche obbligatorie, oltre a riferirsi agli attuali valori di mercato, esse sono state attribuite virtualmente all'interno del periodo annuo, rapportando il loro costo agli anni inerenti la frequenza temporale delle verifiche stesse (ad esempio il costo per la verifica triennale dei contatori di produzione –prescritto dall'Agenzia delle Dogane-, a livello annuo, è stato diviso per 3).
- **Quota imprevisti al 2 %**; si ipotizza l'accantonamento annuale, di parte dei ricavi, che, in via precauzionale, costituisca un fondo utile a dare copertura economica ad eventuali spese per attività di manutenzione straordinaria;
- **Canone annuo concessione diritto di superficie/locazione**, assolto una tantum in sede di concessione del diritto di superficie/proprietà superficaria
- **Imposte (IMU) e altri oneri e contributi**; ipotizzate pari a 10.000 euro per il primo anno 2025.

³⁰ Dal costo complessivo inerente il contratto di assistenza attuale, si ipotizza perciò un'equa ripartizione di costi tra attività manutentive ordinarie e attività amministrative ordinarie.

9.4.3.2.2 Costi Straordinari (costi finali e una tantum)

I costi straordinari riguardano tutte le attività che non rientrano nella normale conduzione dell'impianto, quali gli interventi di riparazione e ripristino, gli interventi di adeguamento normativo, la sostituzione per revamping degli inverter attorno al 15° anno di vita (2026), periodo in cui statisticamente potrebbe essere necessario un intervento importante su tali apparecchiature; infine è ipotizzabile anche la sostituzione dei moduli fotovoltaici per revamping, proiettata, anche in tale caso, nel 15° anno (2026).

- Sostituzione dei moduli fotovoltaici per revamping; per ipotesi attribuibile all'anno 2026;
- Sostituzione inverter per revamping, per ipotesi attribuibile all'anno 2026;
- Spese inerenti il nuovo cablaggio di inverter e pannelli sostituiti, materiale elettrico necessario (quadri elettrici, quadri di campo e altro), manodopera;
- In riferimento ai **costi inerenti la messa in ripristino dei luoghi**, al termine del periodo inerente il contratto del diritto di superficie (con attuale scadenza al 23 febbraio 2037):
 - **Smaltimento moduli fotovoltaici**, considerando 10€/panello³¹;
 - **Smaltimento delle rimanenti parti dell'impianto fotovoltaico** (componenti elettrici, cavidotti, componenti strutturali, incluse le cabine prefabbricate);
 - **costi per smontaggio e trasporto**; includenti i costi per le operazioni fisiche di smontaggio, disassemblaggio e trasporto degli stessi pannelli, nonché delle loro strutture di fissaggio; inoltre si è aggiunta pure la spesa per la dismissione della cabina elettrica di trasformazione MT/bt, delle cabine di campo contenenti gli inverter, di altri locali tecnici minori, delle recinzioni, dei cavidotti elettrici, dei sistemi di videosorveglianza, ecc. ;
- Tra i costi straordinari sono ricompresi anche quelli per il rinnovo del sistema di sicurezza/antifurto che, nel caso di specie, sono stati in realtà già affrontati recentemente (agosto 2024), come descritto nel precedente paragrafo *Sistema di monitoraggio produzione a distanza e di sicurezza/sorveglianza (rinnovo 2024)*; la cifra complessiva inerente i costi straordinari, è perciò ridotta della spesa già sostenuta per l'installazione del nuovo sistema di sicurezza, pari a 20.604,00 euro (iva escl.).

9.4.3.2.3 Fondo accantonamento dismissione

Il fondo accantonamento dismissione è un valore che il conduttore per buona norma, dovrebbe accantonare come riserva relativamente alla spesa che dovrà affrontare al fine vita dell'impianto.

Come visto nel paragrafo precedente, ciò è stato incluso fra i costi straordinari in quanto si è presa in considerazione la sola durata della convenzione incentivante, considerando cioè di terminare l'esercizio dell'impianto al termine degli incentivi e di dismettere perciò lo stesso prima della scadenza del contratto inerente il diritto di superficie; in seguito si ipotizza perciò di riconsegnare l'area al proprietario del terreno, libera dalle strutture che formano l'impianto. Tale ipotesi è plausibile vista l'obsolescenza che i pannelli fotovoltaici potrebbero possedere nel 2031; la riduzione di efficienza degli stessi e il grado tecnologico ormai superato, potrebbe infatti rendere non più conveniente la prosecuzione dell'esercizio richiedendo, in alternativa, una sostituzione degli stessi moduli fotovoltaici ovvero un investimento non irrisorio, sebbene gli attuali prezzi si siano ridotti rispetto a quelli del decennio scorso.

³¹ Si è preso a riferimento il documento GSE sulla gestione dei RAEE intitolato "*Istruzioni operative per la gestione e lo smaltimento dei pannelli fotovoltaici incentivati (ai sensi dell'art.40 del D.lgs. 49/2014 e dell'art.1 del D.lgs. 118/2020 e ss.mm.ii versione ottobre 2023*" che fissa in 10 € per ciascun pannello fotovoltaico la quota per lo smaltimento dei moduli.

Al fine di una corretta gestione finanziaria, nei flussi di cassa sono stati ripartiti equamente (annualmente) i citati costi di dismissione.

9.4.4 Digressione: ipotesi di utilizzo futuro dell'impianto e revamping

Quanto esposto nel precedente paragrafo non esclude l'ipotesi, salvo accordi differenti tra il proprietario del terreno e l'utilizzatore/proprietario dell'impianto, che l'impianto stesso possa essere mantenuto in vita oltre la scadenza degli incentivi ed anche oltre il termine del contratto di diritto di superficie, magari rinegoziando lo stesso contratto.

Si ribadisce infatti che la vendita dell'energia elettrica, e i relativi introiti, non hanno scadenza, a differenza delle remunerazioni del Conto Energia. La possibilità di vendere energia, anche in seguito ai 20 anni di durata dell'incentivo, non solo è possibile ma potrebbe non essere affatto trascurabile come possibilità, specie in considerazione degli alti valori di mercato dell'energia elettrica negli ultimi 3 anni, nell'ipotesi che gli stessi si mantengano elevati anche in futuro. Naturalmente si dovrà considerare la fisiologica obsolescenza dei componenti dell'impianto ma ciò non vieta ad esempio di considerare l'ipotesi di un eventuale futuro revamping³² al fine di garantire la continuità di servizio all'impianto. Queste considerazioni si basano soprattutto sulla disponibilità di un asset impiantistico (specie strutturale) già debitamente autorizzato ovvero, in qualche modo "avviato" e predisposto alla continuità produttiva.

Nell'ipotesi di revamping, la sostituzione di componenti come inverter e pannelli fotovoltaici agli attuali prezzi, di gran lunga inferiori a quelli del decennio scorso, la dotazione di strutture di supporto e montaggio pannelli nonché di cavidotti, cabine, quadri elettrici e componenti minori con molta probabilità ancora idonei e senza necessità di essere sostituiti, invita alla riflessione ed alla valutazione del valore fisiologico dell'intero impianto anche per eventuali sfruttamenti futuri, oltre il tempo preventivato e ben oltre i 20 anni riferiti all'incentivo.

9.4.5 Periodo temporale di analisi considerato nel calcolo del VAN: motivazione

Nella presente analisi con metodologia VAN, si è comunque ipotizzato di considerare il sopraccitato caso di dismissione impianto al termine degli incentivi.

La scelta di tale ipotesi è giustificata in considerazione dell'attuale forma economica di remunerazione maggiore, cioè quella del Conto Energia, nonché, soprattutto, dalla sua certezza e stabilità; di contro, un'analisi considerando anche un periodo successivo a quello del termine degli incentivi, avrebbe comportato l'inserimento, nel periodo finale, di flussi di cassa aventi ricavi per la sola vendita di energia; tale tipo di ricavi è fisiologicamente e notoriamente soggetto a incertezza derivante dalle oscillazioni del mercato elettrico. In definitiva, il periodo maggiore di analisi, ad esempio di 7+5 anni³³, avrebbe reso la proiezione dei flussi di cassa, e il relativo VAN, molto più incerti e si è perciò preferito ridurre tale periodo ai fini di una maggiore attendibilità dei risultati di stima economica del valore dell'impianto.

³² Il termine revamping, dall'inglese "to revamp" ovvero rimodernare, rinnovare, viene utilizzato in ambito industriale per indicare l'operazione di rifacimento e ristrutturazione degli impianti.

³³ Perché 7 sono gli anni rimanenti di incentivazione dal 2024 al 2031, mentre circa 5 sono quelli ulteriori fino al termine del contratto di diritto di superficie (fino al 23 febbraio 2037).

9.4.6 Quantificazione e riepilogo di costi e ricavi

Le tabelle che seguono riportano la stima della quantificazione economica delle voci di costi e ricavi considerate per il primo anno della simulazione (2025).

Producibilità stimata primo anno (kWh/kWp):	1.122
Produzione stimata primo anno in kWh:	6.540.273
Ricavi annui (Primo anno: 2025)	
Voce	Valore
Incentivo (0,195€/kWh); [esclusi importi trattenuti annualmente dal GSE a titolo di cauzione; considerando cioè di richiedere la restituzione al GSE degli importi da esso trattenuti per lo smaltimento dei pannelli in seguito all'effettivo smaltimento]	1.275.353,16 €
Vendita Energia al mercato elettrico (GME) mediante <i>trader</i> ; 0,10 €/kWh immesso in rete; considerati al netto delle commissioni del <i>trader</i>	654.027,26 €
Totale	1.929.380,43 €

Potenza impianto (kWp):	5.829,12
COSTI annui (Primo Anno: 2025)	
Voce	valore
Manutenzione ordinaria periodica	38.000,00 €
Assistenza amministrativa ordinaria	22.000,00 €
Assistenza amministrativa e manutentiva straordinaria (induce spese per verifiche obbligatorie contatori, SPI, SPG, impianto di terra); PER IPOTESI SEMPLIFICATIVE CONSIDERATE COME COSTI PERIODICI ANNUALI	8.000,00 €
Assicurazione All Risk	40.000,00 €
Vigilanza	4.500,00 €
Imposte (IMU) e altri oneri e contributi	10.000,00 €
Spese utenze (bollette energia elettrica per servizi ausiliari, spese telefoniche (connessione dati)...))	45.000,00 €
Costi amministrativi GSE (circa 1,20€/kWp in base a DECRETO 24 dicembre 2014) su 5955,84 kWp dichiarati, piuttosto che 5829,12 kWp	7.425,61 €
Quota imprevisti pari a circa il 2% dei ricavi annui	38.587,61 €
Totale	213.513,22 €

Costi straordinari (finali e una tantum)	
voce	Valore
Fine vita impianto: smaltimento pannelli (10€/panello)	253.440,00 €
Fine vita impianto: smaltimento altri componenti elettrici e strutturali (incluse cabine)	50.000,00 €
Fine vita impianto: dismissione (smontaggio e trasporto componenti)	50.000,00 €
Eventuale sostituzione pannelli per revamping, per ipotesi attribuibili all'anno 2026	750.000,00 €
Sostituzione inverter per revamping, per ipotesi attribuibili all'anno 2026	1.000.000,00 €
Cablaggio inverter e pannelli sostituiti, materiale elettrico necessario (quadri di campo), manodopera; revamping sistema di sicurezza (costo già affrontato e perciò decurtato da tale voce di costo)	79.396,00 €
Totale	2.182.836,00 €

9.4.7 Garanzie su moduli fotovoltaici e inverter

Al momento non sono più presenti garanzie sul prodotto per i moduli fotovoltaici e per gli inverter, ovvero i componenti dal più alto valore economico. Nello specifico, per i pannelli installati di marca ASTRONERGY, modello CHSM6610P da 230 Wp, si è oltre i termini di garanzia di 10 anni; lo stesso dicasi per gli inverter Elettronica Santerno.

In merito ai 903 moduli fotovoltaici sostituiti a quelli rubati (a maggio 2016) dopo il furto, essi godrebbero di garanzia sul prodotto (contro i difetti di fabbricazione) di 12 anni (circa 6 anni rimanenti, dall'acquisto, nel 2017). Tuttavia, al fine di semplificazione delle previsioni dei flussi di cassa futuri, nonché in virtù del marginale quantitativo presente sull'impianto di tali pannelli, rispetto agli altri modelli (circa il 3,5% del totale), si ritiene, anche ai fini di una stima prudenziale del VAN, di considerare terminate tutte le garanzie di pannelli e inverter.

9.4.8 Tasso di sconto/attualizzazione

Il calcolo del parametro finanziario VAN (Valore Attuale Netto), ottenibile dai flussi di cassa, esprime, come già descritto, il valore attualizzato, ad oggi, dell'impianto fotovoltaico. Esso è stato applicato ai flussi di cassa ipotizzando, per il calcolo, un tasso di sconto/attualizzazione (legato al costo/opportunità del capitale) pari al 5%; per la determinazione di questo valore si è preso in considerazione, tra l'altro, l'andamento medio degli ultimi mesi del Tasso BCE, ovvero il Tasso di interesse sulle operazioni di rifinanziamento principali, considerando di scegliere il tasso da applicare al VAN in modo cautelativo ovvero non riducendolo eccessivamente.

9.4.9 Flussi di cassa: parametri di correzione

Sono stati introdotti i seguenti parametri di correzione per gli anni a seguire il primo (2025):

- Perdita produzione annua per degrado dei componenti pari all' **1,5 %**;
- Aumento costi su base annua (inflazione) al **2%**;
- Valore dell'energia elettrica (venduta al mercato libero) soggetto, anch'esso, all'inflazione;
- i costi di gestione subiscono un incremento annuo quantificato anch'esso nell'ordine del 2% sulla base del citato tasso di inflazione.

9.4.10 Proiezione dei ricavi economici

La determinazione di costi/ricavi (flussi di cassa) è stata eseguita impostando, come già anticipato, un periodo compreso tra il 01/01/2025 ed il 27/10/2031 con esplicitazione ovvero divisione in periodi annuali; l'ultima data, come visto, è quella entro cui terminerà il periodo di incentivazione in Conto Energia che rappresenta il ricavo attualmente più consistente.

L'impianto fotovoltaico in oggetto, genera, per ciascuno dei 7 anni, dal 2025 al 2031, la proiezione economica di seguito rappresentata.

- Ricavi per tariffa incentivante (Conto Energia): **€ 8.413.327,00**
- Ricavi per vendita energia al mercato libero (mediante *trader*): **€ 4.409.193,64**

9.4.11 Stima flussi di cassa

Il risultato relativo alla proiezione dei flussi di cassa, in regime di normale esercizio dell'impianto, al lordo dell'attualizzazione, restituisce il seguente risultato:

- Flusso di cassa al 27/10/2031: **9.069.124,83 €**

Applicando un valore di attualizzazione del **5%**, la stima si attesta a **7.393.288,42 €**.

10 Considerazioni

Dopo avere condotto l'analisi dei dati di produzione storici, valutato e quantificato i costi di gestione, visionato la documentazione dell'impianto, effettuato un sopralluogo al fine di rilevare lo stato attuale dell'opera, vengono di seguito messi in evidenza alcuni aspetti tenuti in considerazione per esprimere la presente valutazione.

10.1 Temporalità di costi e ricavi: attribuzioni di competenze

L'erogazione degli incentivi da parte del GSE, secondo le modalità definite dell'art. 26 della Legge n. 116/2014 c.d. *Legge Competitività*, avviene mediante assegnazione di una "rata costante in acconto con frequenza mensile, bimestrale, trimestrale o quadrimestrale, a seconda della potenza dell'impianto. Il pagamento del conguaglio entro il 30 giugno dell'anno successivo, se disponibili tutte le misure dell'anno precedente inviate dal Gestore di Rete e validate dal GSE". "La rata di acconto viene calcolata per ciascun impianto sulla base della sua produzione storica. A Gennaio, Aprile, Luglio e Ottobre di ogni anno il GSE effettua azioni di

monitoraggio e aggiornamenti della rata di acconto sulla base delle misure ricevute dal gestore di rete e validate dal GSE".

Per questo motivo è necessario, in questo tipo di impianti, determinare una sorta di "dead-line" per l'attribuzione delle competenze ai vari soggetti, ovvero la Procedura, nel ruolo di cedente, ed il soggetto acquirente nel ruolo di nuovo titolare dell'impianto.

Tale attribuzione di competenze va considerata anche per gli eventuali costi che il soggetto cedente si troverà ad affrontare ad esempio all'inizio dell'anno, per quei centri di costo che hanno una scadenza annuale, a mero titolo esplicativo i ratei assicurativi o i canoni di manutenzione anticipati.

Si ricorda che si dovrà procedere, successivamente alla formale cessione dell'impianto, anche a porre in essere tutte le attività di voltura della convenzione di Conto Energia secondo le modalità operative definite dal GSE, al fine di mantenere i diritti per le tariffe incentivanti, unitamente alla voltura dell'utenza elettrica (POD), della Licenza di Officina elettrica (Agenzia delle Dogane), dell'iscrizione in anagrafica GAUDI del portale di Terna, dell'iscrizione sul portale ARERA e dell'eventuale voltura dell'autorizzazione all'esercizio rilasciata dal Comune (Regione). Tali operazioni richiedono tempi tecnici che entrano a pieno titolo in questa sede di valutazione, in quanto, fino al loro completamento, il contributo GSE maturato sarà a disposizione ancora del soggetto cedente, salvo differenti accordi da stipulare all'atto del subentro.

10.2 Liquidazione

Per la cessione dell'impianto in oggetto, sarà necessario procedere attraverso una vendita competitiva a termini di legge ovvero tramite costituzione di apposito bando d'asta o di una specifica manifestazione d'interesse, secondo le scelte del Liquidatore. La collocazione sul mercato del bene, necessita di attribuire un valore di collocazione idoneo ad attirare diversi soggetti investitori, in modo da potere garantire alla Procedura la massima redditività possibile.

10.3 Assenza di carenze gravi Tecnico/amministrative

Ad eccezione delle anomalie riportate nella sezione/paragrafo *Anomalie tecniche e amministrative riscontrate*, l'analisi generale dell'impianto e della documentazione, non ha evidenziato, ad oggi, carenze gravi nella conduzione Tecnico/amministrativa, che potrebbero ripercuotersi sul nuovo soggetto responsabile.

10.4 Deprezzamento del valore di stima

La quantificazione ed identificazione di un valore economico del bene (impianto) e dell'annessa convenzione in essere col GSE, attribuibile in questa fase di valutazione, è stata determinata in funzione della continuità di esercizio dell'impianto. In merito ai valori stimati si ritiene possibile una negoziazione entro i limiti ed i vincoli dell'attività liquidatoria a cui è sottoposta la [REDACTED] con il fine di adempiere all'alienazione del bene, con un corrispettivo di realizzo determinato in via prudenziale ma tale da suscitare interesse negli operatori di mercato, quali fondi di investimento, privati o istituzionali.

Per questi motivi si impone un deprezzamento del valore di stima.

11 Conclusioni

Analizzati i dati forniti dalla Procedura, effettuato un sopralluogo, ampliata la raccolta delle informazioni mediante indagini di mercato e verificate sia la legislazione che le normative vigenti attinenti al settore, dalle informazioni in mio possesso alla data di chiusura della presente relazione, tenuto conto delle caratteristiche del bene, delle criticità riscontrate, dello stato di conservazione dell'impianto fotovoltaico, della tipologia dei materiali utilizzati, nonché delle modalità di cessione/alienazione dei contratti e delle convenzioni, come proposto dalla normativa fallimentare (R.D. 16 marzo 1942 n. 267 e successive modificazioni), si suggerisce l'applicazione di una riduzione del valore di mercato dell'impianto del 5% al fine della formazione del prezzo a base d'asta.

11.1 Tabella di riepilogo

Denominazione impianto fotovoltaico	
Entrate per incentivo <i>rif. tabella: Ricavi annui (Primo anno: 2025)</i>	8.413.327,00 €
Entrate per vendita energia <i>rif. tabella: Ricavi annui (Primo anno: 2025)</i>	4.409.193,64 €
Uscite ordinarie <i>rif. tabella: COSTI annui (Primo Anno: 2025)</i>	1.300.446,56 €
Uscite straordinarie (imprevisti, rifacimento e dismissione) <i>rif. tabella Costi straordinari (finali e una tantum)</i>	2.452.949,26 €
Entrate complessive	12.822.520,64 €
Uscite complessive	3.753.395,82 €
Flusso di cassa	9.069.124,83 €
Valore di mercato dell'impianto (attualizzato, VAN 5%) *	7.393.288,42 €
Valore di mercato diritto di superficie terreno supplementare <i>rif.paragrafo: Diritto di superficie del terreno supplementare, stima valore</i>	1.797,02 €
Valore di mercato complessivo dell'impianto e del diritto di superficie del terreno supplementare	7.395.085,44 €
Riduzione	5%
Base d'asta	7.025.331,17 €

* Il valore di mercato dell'impianto è omnicomprensivo e va inteso al lordo di eventuali diritti economici di terzi, finanziamenti, leasing, gravami, ecc. Il debito residuo, derivante dal contratto di locazione finanziaria corrente con la [REDACTED] è da intendersi incluso nel presente valore di stima e, pertanto, il pagamento del prezzo d'asta è estinguente anche di quello.

Con osservanza.

[REDACTED] 14 ottobre 2024

L'Esperto Estimatore

[REDACTED]

12 Compendio - Elenco dei beni oggetto di stima e inerenti la cessione

A fini riepilogativi, si riporta di seguito un elenco sommario dei beni oggetto di stima nonché di cessione così come già riportato nel precedente paragrafo *Liquidazione*.

Nuda proprietà e diritto di disponibilità dell'impianto fotovoltaico esistente presso via Colle Casone - 64027 Sant'Omero (TE); Coordinate geografiche: 42°46'41.0"N 13°47'19.7"E (42.778054, 13.788816). L'impianto fotovoltaico è localizzato catastalmente nel N.C.E.U. del Comune di Sant'Omero (TE) al F. 18 - P. 283 - Cat.D/1 (Opifici) R.C.Euro 12.422,00 e F. 18 - P. 284 - Cat.D/1 (Opifici) R.C.Euro 12.422,00. L'impianto fotovoltaico comprende la totalità dei dispositivi, accessori, impianti elettrici, manufatti, opere edili e strutture di sostegno meccaniche, necessari al corretto e normale funzionamento inerente la produzione di energia elettrica attraverso il principio della conversione fotovoltaica della fonte solare. In particolare l'impianto fotovoltaico ha taglia in potenza nominale di 5.829,12 kWp (dichiarati 5.955,84 kWp) e comprende dei moduli fotovoltaici elettricamente collegati pari a numero 24441 pannelli marca ASTRONERGY modello CHSM6610 da 230 Wp e numero 903 moduli marca Kyoto Solar modello KPV PE NEC 230 Watt. Tra i beni oggetto di cessione sono inclusi anche ulteriori 61 moduli fotovoltaici circa³⁴ con funzione di scorta tecnica per eventuali future rotture. La cessione comprende poi numero 6 cabine tecniche marca ELETTRONICA SANTERNO, modello SUNWAY STATION 1020 dotate, tra l'altro, di complessivi numero 12 inverter marca ELETTRONICA SANTERNO mod.: SUNWAY TG610 800V TE, 12 misuratori fiscali dell'energia prodotta, numero 6 trasformatori bt/MT, quadri elettrici, numero 6 trasformatori ausiliari, numero 6 climatizzatori; sono poi presenti cabine tecniche minori, adiacenti alle citate 6 cabine, dedicate, tra l'altro, ai dispositivi di comunicazione e sicurezza. Fra la totalità degli impianti elettrici, AC e DC, inclusivi di cavi elettrici, cavidotti, quadri DC e AC e quadri di campo, sono inclusi anche un impianto di sicurezza/allarme e telecamere di sorveglianza oltre ad una recinzione metallica di confine e al cancello di accesso.

Nuda proprietà edificio tecnico ad uso cabina di media tensione dotato, tra l'altro, di locale utente e locale di consegna (quest'ultimo nella disponibilità di e-distribuzione) localizzato catastalmente nel N.C.E.U. del Comune di Sant'Omero (TE) al F. 18 - P. 284 - Cat.D/1 (Opifici) R.C.Euro 230,00.

Diritto di superficie, fino alla data del 23 febbraio 2037, del terreno localizzato catastalmente al nuovo catasto terreni del Comune di Sant'Omero (TE) F. 18 - P. 283 (terreni agricoli) ha.11 a.04 ca.10, ente urbano, rappresentante l'area di occupazione dell'impianto fotovoltaico in oggetto.

Diritto di superficie, fino alla data del 23 febbraio 2037, del terreno localizzato catastalmente al nuovo catasto terreni del Comune di Sant'Omero (TE) F. 18 - P. 284 (terreni agricoli) a.03 ca.57, ente urbano, rappresentante l'area di occupazione del citato edificio tecnico ad uso cabina di media tensione.

Diritto di superficie, fino alla data del 23 febbraio 2037, del terreno supplementare in zona SUD e adiacente alla superficie dell'impianto fotovoltaico, al netto di una strada, individuato al nuovo catasto terreni del Comune di Sant'Omero (TE) F. 18 - P. 286; Particella con qualità: SEM IRR ARB di classe 1) di 1.154 metri quadri, Redditi: dominicale Euro 11,92, agrario Euro 8,34; vedasi allegato *visure catastali storiche per immobile agg 14 ott 2024.pdf*.

³⁴ Al momento in cui è redatta la presente stima si rende noto che i circa 61 citati pannelli fotovoltaici di scorta sono stati già impiegati in parte per sostituzioni le quali, da quanto appreso dall'attuale società manuttrice, si stimano nell'ordine di 10-20.

13 APPENDICE stima qualitativa del valore intrinseco dell'impianto

13.1 Premessa

Nel precedente paragrafo *Digressione: ipotesi di utilizzo futuro dell'impianto e revamping* si è fatto cenno alla possibilità di rifacimento dello stesso al fine di prosecuzione dell'esercizio oltre i 20 anni dell'incentivo e anche superando il limite dei 25 anni legato alla durata del contratto di diritto di superficie col proprietario del terreno.

Considerando soprattutto tale possibilità, si può esprimere una valutazione qualitativa e descrittiva del valore dell'impianto fotovoltaico in oggetto, esaminando proprio il suo valore aggiunto nell'ipotesi di sfruttamento oltre il termine degli incentivi del GSE.

Le valutazioni descrittive del valore aggiunto dell'impianto, riportate nella presente appendice, sono da considerarsi aggiuntive a quelle finora già esposte col metodo del VAN e in qualche modo rappresentano un valore economico intrinseco e potenziale dell'intero impianto, specie in considerazione dell'ipotesi di prolungamento dell'esercizio dello stesso, oltre la durata degli incentivi, e in alternativa all'iniziativa di realizzazione ex novo di un impianto fotovoltaico simile.

Il succitato valore intrinseco, può essere considerato anche nell'ipotesi di rivendita o di messa a disposizione a terzi dell'impianto, dopo gli incentivi.

13.2 Confronto impianto post-revamping e realizzato ex novo

Per determinare i valori intrinseci qualitativi dell'impianto, si paragonerà lo stesso al costo attuale integrale di realizzazione di un impianto fotovoltaico a terra, simile, che al momento, per una taglia di circa 6 MWp³⁵, si aggira fra i 700 e gli 800 €/kWp³⁶.

13.3 Ipotesi di smaltimento pannelli e inverter post incentivo e pre-revamping

Per la valutazione qualitativa post-incentivi e confronto con un impianto simile, realizzato alle attuali condizioni di mercato, si ipotizza di aver già sostenuto i costi di rimozione e smaltimento integrale dei componenti principali, inverter e pannelli fotovoltaici, anche grazie agli introiti ricevuti negli ultimi anni di presenza dell'incentivo e di dover perciò provvedere al revamping dell'impianto stesso.

³⁵ I rendimenti ovvero il rapporto fra potenza e superficie necessaria degli attuali pannelli fotovoltaici, permettono di installare la stessa potenza con un quantitativo di metri quadri di circa il 24% inferiore rispetto ai rendimenti dei pannelli del 2011, di cui è attualmente dotato l'impianto in oggetto. Tuttavia, seppur potenzialmente sia possibile effettuare un revamping aumentando la potenza complessiva dell'impianto dai circa 6 MWp attuali a circa 7,5 MWp, ciò non è tecnicamente e burocraticamente conveniente né auspicabile in quanto sarebbe necessaria una nuova domanda di adeguamento connessione che, per regolamenti inerenti le connessioni stesse, rischierebbe una risposta con prescrizione di allaccio alla linea elettrica pubblica di Alta Tensione; inoltre i componenti già presenti sull'impianto, nello specifico i trasformatori bt/MT delle cabine di campo, potrebbero essere riutilizzati con più difficoltà.

³⁶ Si è presa a riferimento, come fonte attendibile, il documento "Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici" del giugno 2022, pubblicato dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica; il documento esprime un valore di 750 €/kWp rappresentativi di un intervallo stimato di circa 750 kW- 5 MW come potenza complessiva di un impianto tradizionale a terra.

13.4 Costi simili: canoni concessione terreno e vendita energia

Fra i citati costi di realizzazione di un impianto a terra ex novo, simile a quello in oggetto, sono inclusi quelli di concessione della disponibilità o acquisto del terreno (periodici o una tantum). In merito a tali costi, legati al diritto di superficie, si può considerare che per l'impianto oggetto della presente si dovrà valutare una spesa identica a quella di un ipotetico impianto ex novo, dal momento che andrà effettuata comunque una rinegoziazione per ottenere il diritto di superficie del terreno oltre i 25 anni attualmente previsti.

Le entrate economiche dopo gli incentivi, fra l'impianto in oggetto post-revamping ed un impianto realizzato ex novo, sono anch'esse identiche, dal momento che per tale tipologia e taglia di impianti, l'unica possibilità, dopo il Conto Energia, resta attualmente, di fatto, quella della vendita dell'energia elettrica prodotta.

13.5 Valore qualitativo legato alla presenza degli incentivi

13.5.1 Incentivo come garanzia per finanziamenti

Un primo valore qualitativo dell'impianto in oggetto è già di per se intrinseco al suo accesso agli incentivi in Conto Energia del GSE i quali, essendo costanti e garantiti dallo Stato, consentono di ottenere con più facilità eventuali finanziamenti iniziali per l'acquisto mediante istituti di credito. Il primo valore aggiunto effettivo ed intrinseco dell'impianto in stima, oggetto della presente, è perciò dovuto all'iniziale remunerazione dell'incentivo, certa e costante³⁷, che sarebbe del tutto assente in una realizzazione ex novo attuale di un impianto fotovoltaico simile.

13.5.2 Investimento iniziale per revamping grazie agli incentivi percepiti

La remunerazione dell'incentivo non solo permette un più facile accesso a finanziamenti di istituti di credito ma rende possibile affrontare anche la spesa di investimento iniziale per un *revamping* post-incentivo così da proseguire l'esercizio dell'impianto ben oltre i 25 anni previsti.

13.6 Risparmio economico del revamping rispetto a realizzazione impianto ex novo

I costi necessari per il revamping e il ripristino dell'esercizio, paragonati a quelli dell'acquisto ex novo di un impianto fotovoltaico simile, possono stimarsi inferiori di circa il 40-50% ovvero circa 400 €/kWp per revamping, rispetto ai 700-800 €/kWp di un impianto ex novo.

Il risparmio citato, dal 40% al 50%, corrisponde al prezzo non necessario o fortemente ridotto, nel revamping, per l'installazione delle strutture di fissaggio pannelli, per la realizzazione cavidotti elettrici, per l'acquisto e posa in opera di parte dei componenti e quadristica elettrica nonché delle spese autorizzative, amministrative e progettuali nei confronti dei vari Enti coinvolti. Il risparmio consiste perciò nell'avere strutture e apparati già esistenti e riutilizzabili e/o adattabili.

³⁷ Naturalmente nell'ipotesi di implicita effettuazione della manutenzione e gestione amministrativa ordinaria e straordinaria, sempre necessarie in impianti fotovoltaici simili, al fine del mantenimento della loro operatività.

13.7 Valore intrinseco legato al vantaggio di iter autorizzativi semplificati

13.7.1 Risparmio costi iter autorizzativi: DM Aree idonee

In merito agli iter autorizzativi eventualmente necessari per il revamping, si informa che l'intenzione del legislatore è chiaramente quella di semplificare gli stessi iter.

Il 3 luglio 2024 è infatti entrato in vigore il cosiddetto **DM Aree Idonee**³⁸; tale decreto introduce, tra l'altro, le *superfici e aree idonee* ove non solo è possibile realizzare impianti fotovoltaici ma è anche previsto un iter accelerato ed agevolato per la costruzione ed esercizio degli impianti a fonti rinnovabili e delle infrastrutture connesse³⁹. All'articolo 7 sono contenuti i criteri e i principi per l'individuazione delle aree idonee. È questa la disposizione che individua dove è idoneo installare impianti fotovoltaici e dove non lo è; viene confermata la possibilità di realizzare impianti fotovoltaici con moduli collocati a terra in aree agricole esclusivamente in alcune tipologie delle c.d. "aree idonee" espressamente individuate dall'art. 20 del d. lgs. n. 199/2021; tra queste vi sono, per l'appunto, quelle riguardanti impianti fotovoltaici sistemi.

L'installazione/rifacimento di impianti rientranti nelle *aree idonee* è sottoposta e considerata come semplice *manutenzione ordinaria* (ovvero non assoggettata ad atti di assenso, comunque denominati, da parte delle Pubbliche Amministrazioni ed Enti coinvolti).

Fra le *aree idonee* rientrano anche i siti in cui "sono già installati impianti della stessa fonte e in cui vengono realizzati interventi di modifica, anche sostanziale, per rifacimento, potenziamento o integrale ricostruzione, eventualmente abbinati a sistemi di accumulo, che non comportino una variazione dell'area occupata superiore al 20 per cento". Il suddetto limite del 20 per cento dell'area occupata non si applica agli impianti fotovoltaici, in relazione ai quali la variazione dell'area occupata è soggetta al solo limite riferito alle "aree classificate agricole, racchiuse in un perimetro i cui punti distino non più di 500 metri da zone a destinazione industriale, artigianale e commerciale, compresi i siti di interesse nazionale, nonché le cave e le miniere". Tale previsione ha il chiaro obiettivo di facilitare, dal punto di vista autorizzativo, gli interventi di rifacimento, potenziamento o ricostruzione di impianti già esistenti.

13.7.2 DL Agricoltura e divieto fotovoltaico in zone agricole: maggior valore intrinseco/qualitativo dell'impianto fotovoltaico/terreno

Il Decreto legge n. 63 del 15 maggio 2024, (pubblicato in Gazzetta Ufficiale alla stessa data), noto come *DL agricoltura*, all'Art. 5, introduce la limitazione all'installazione e all'utilizzo degli impianti fotovoltaici con moduli collocati a terra in zone classificate come "agricole" dai piani urbanistici vigenti, nonché un divieto, rispetto alle medesime aree, di aumento dell'estensione degli impianti dello stesso tipo già esistenti.

³⁸ Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica del 21 giugno 2024, emanato di concerto con il Ministro della Cultura e con il Ministro dell'agricoltura, recante la Disciplina per l'individuazione di superfici e aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili; approvato definitivamente dalla Camere dei Deputati lo scorso 11 luglio 2024 dalla relativa legge di conversione.

³⁹ L'art. 3 del DM Aree idonee dispone che le Regioni sono chiamate a individuare, ai sensi dell'art. 20, comma 4 del decreto legislativo, n. 199/2021, con propria legge, entro 180 giorni dalla entrata in vigore del decreto ministeriale (3 luglio 2024) le aree idonee e quelle non idonee secondo i principi e criteri stabiliti dall'art. 7 del DM.

Al momento attuale, si segnalano dunque sia più pesanti limitazioni inerenti il rifacimento (revamping) di impianti fotovoltaici esistenti, non potendosi più effettuare ricostruzioni che superino il 20 percento dell'area occupata dal precedente impianto fotovoltaico, sia il divieto stesso di nuove realizzazioni in terreni agricoli⁴⁰.

Riferendosi all'impianto fotovoltaico oggetto della presente Relazione, l'interdizione all'installazione di nuovi impianti fotovoltaici in aree agricole, come quello in parola, comporta l'indiretto innalzamento intrinseco/qualitativo del valore dell'impianto.

L'esistenza di un'area agricola ove già sussiste un impianto fotovoltaico, può creare un sicuro vantaggio economico legato all'aumento del valore del terreno in quanto tale area agricola è impiegabile, potenzialmente, per rifacimenti/revamping ovvero permette di creare, di fatto, una nuova installazione fotovoltaica (seppur sempre formalmente *revamping* della precedente) dedicata, ad esempio, alla vendita dell'energia prodotta al Mercato Elettrico. Dal 15 maggio 2024 in poi, tale possibilità, su terreni agricoli, sarà infatti possibile, di fatto, solo con la pre-esistente presenza di impianti fotovoltaici (come nel caso oggetto della presente Relazione).

13.7.3 Velocizzazione delle tempistiche di attivazione/riattivazione dell'impianto

Il revamping, rispetto alla realizzazione ex-novo, non solo è più conveniente, in quanto si evitano i costi degli iter autorizzativi, ma si ha anche il vantaggio implicito indiretto di evitare i tempi di attesa di questi ultimi e velocizzare perciò l'entrata in esercizio. In un impianto appena realizzato, la sua messa in funzione, può richiedere anche fino a due anni, dovuti sia alle tempistiche di rilascio dei Titoli Autorizzativi che ai tempi di allaccio da parte del Gestore di Rete.

13.8 Periodo post-incentivo: eliminazione di alcune anomalie e incongruenze rilevate

Al termine dell'erogazione degli incentivi, alcune delle anomalie descritte nel capitolo *Anomalie tecniche e amministrative riscontrate*, possono essere eliminate.

Per quanto riguarda le dichiarazioni errate fornite al GSE, inerenti la potenza complessiva dell'impianto e la tipologia di connessione (cessione parziale/cessione totale), può ritenersi molto probabile che, dopo il termine di diritto agli incentivi, il GSE non contesti più tali incongruenze o errori, seppur, potenzialmente, permanga comunque la possibilità che le anomalie vengano segnalate con le eventuali conseguenze del caso⁴¹.

Inerentemente le anomalie tecniche legate sia al collegamento elettrico disomogeneo dei pannelli, dovuto alle loro diverse esposizioni, sia per ciò che concerne la lunghezza eccessiva delle stringhe dei pannelli stessi, in fase di revamping ovvero di acquisto di nuovi pannelli fotovoltaici e inverter, tali anomalie possono essere risolte semplicemente con una corretta riprogettazione. Nello specifico, sarà sufficiente scegliere una

⁴⁰ Il DL *Agricoltura* esclude dalla previsione restrittiva gli impianti fotovoltaici:

1. finanziati nel quadro dell'attuazione del PNRR (ad esempio quelli relativi alle *Comunità Energetiche* ma solo in Comuni fino a 5000 abitanti);
2. relativi a progetti di *Agrivoltaico* (anche se al momento non è ancora ben chiara, nel quadro normativo, la definizione di tali sistemi fotovoltaici);
3. da realizzare in cave, miniere, aree in concessione a Ferrovie dello Stato e ai concessionari aeroportuali;
4. in aree di rispetto della fascia autostradale;
5. in aree interne ad impianti industriali.

⁴¹ Come già descritto in precedenza si tratta di informazioni rese dal produttore al GSE attraverso Dichiarazioni Sostitutive di Atto Notorio e dunque potenzialmente passibili delle relative conseguenze in caso di dichiarazioni false o errate.

lunghezza di stringhe compatibile con i nuovi inverter o, per riutilizzare parte dei quadri di campo presenti, ricomporre nuovamente stringhe da 22 pannelli cadauna (come attualmente presenti nell'impianto) ma considerando inverter adeguati a tale lunghezza. Inoltre, sarà auspicabile scegliere inverter di taglia più piccola o dotati di più inseguitori MPPT⁴² al fine di collegare i sottocampi omogenei di pannelli ovvero concordi in termini di esposizione (inclinazione e orientamento) a specifici e dedicati inverter (o MPPT): un inverter (o un MPPT) per ciascuna esposizione differente.

14 Trattamento Dati Personali e cautela nella diffusione

I dati raccolti e trattati per lo svolgimento dell'incarico, sono utilizzati in modo conforme alla normativa vigente (REGOLAMENTO UE 2016/679 GDPR in materia di protezione dei dati personali). Nell'osservanza della normativa, i dati raccolti ed esaminati dal professionista per lo svolgimento dell'incarico, sono trattati anche nella qualità di Avvocato iscritto all'Albo, pertanto nel rispetto del codice deontologico professionale.

⁴² Tralasciando spiegazioni tecniche si può affermare che singoli inverter, dotati di più MPPT, corrispondono a singole macchine fisiche equivalenti, funzionalmente ed elettricamente, a un numero di inverter pari al numero di MPPT di cui sono composti.

Allegati da 1 a 20 – Documentazione pervenuta ai fini della stima

Gli 8 file compressi (in formato zip), allegati alla presente, contengono l'integrale documentazione pervenuta dalla Procedura, ai fini della stima.

- ALLEGATI 1-2-3.zip
- ALLEGATI 4-5-6-7-8-10-11-15-16-17-18-19-20.zip
- ALLEGATI 9-14.zip
- ALLEGATO 12 (1di2).zip
- ALLEGATO 12 (2di2).zip
- ALLEGATO 13 (1di3).zip
- ALLEGATO 13 (2di3).zip
- ALLEGATO 13 (3di3).zip

Nello specifico, gli 8 file, in seguito alla decompressione, contengono i documenti pervenuti organizzati nelle seguenti 20 cartelle:

- 01_Documentazione inerente i Titoli Autorizzativi
- 02_Documentazione inerente la domanda di connessione al Gestore di Rete
- 03_Documentazione rinvenibile nel portale GSE
- 04_Documentazione inerente l'Officina di energia Elettrica (Agenzia delle Dogane)
- 05_Documentazione progettuale
- 06_Documentazione inerente il contratto di leasing e i vari rogiti notarili
- 07_Documentazione catastale
- 08_Contratti di assistenza amministrativa e manutentiva ordinaria
- 09_Schede di manutenzione
- 10_Visure conservatoria rif. Anno 2017
- 11_Documentazione inerente le pratiche amministrative ARERA
- 12_Documentazione inerente la sostituzione dei pannelli fotovoltaici rubati
- 13_Documentazione inerente la verifica del GSE avvenuta nel 2017
- 14_Documentazione inerente adeguamento impianto Allegato A70 di Terna (Delibera 84)
- 15_Contratto Di Vendita Energia al mercato libero
- 16_Polizza All-Risk [REDACTED]
- 17_CERTIFICATI CONTATORI SPI SPG MESSA A TERRA
- 18_Documentazione furti cavi elettrici di giugno e luglio 2024
- 19_BOLLETTE ENERGIA PRELEVATA PER SERVIZI AUSILIARI
- 20_Documentazione nuovo sistema di sicurezza installato ad agosto 2024

L'elenco integrale contenente i nomi dei file contenuti nelle succitate cartelle è riportato nel successivo *Allegato - Documenti in formato elettronico (file) pervenuti ai fini della stima.*

Allegato 18 – Tabella Ricavi

PREVISIONE DEI RICAVI

Anno	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Inflazione annua	2%						
Degrado annuo componenti	1,5%						
A - Energia prodotta/anno (kWh)	6.540.272,64	6.442.168,55	6.345.536,02	6.250.352,98	6.156.597,69	6.064.248,72	5.346.090,07
B - Autoconsumo dei servizi ausiliari (kWh)	233.749,34	230.243,10	226.789,46	223.387,62	220.036,80	216.736,25	191.069,26
C - Energia ceduta in rete (kWh) (A-B)	6.306.523,30	6.211.925,45	6.118.746,56	6.026.965,37	5.936.560,89	5.847.512,47	5.155.020,81
D - Valore energia sul mercato libero (€/kWh)	€ 0,1000	€ 0,1020	€ 0,1040	€ 0,1061	€ 0,1082	€ 0,1104	€ 0,1126
E - Tariffa incentivo Conto Energia (€/kWh)	€ 0,1950	€ 0,1950	€ 0,1950	€ 0,1950	€ 0,1950	€ 0,1950	€ 0,1950
Ricavi per vendita energia al mercato libero (CxD)	€ 630.652,33	€ 633.616,40	€ 636.594,39	€ 639.586,39	€ 642.592,44	€ 645.612,63	€ 580.539,07
Ricavi per incentivo Conto Energia (AxE)	€ 1.275.353,16	€ 1.256.222,87	€ 1.237.379,52	€ 1.218.818,83	€ 1.200.536,55	€ 1.182.528,50	€ 1.042.487,56
RICAVI ANNUI	€ 1.906.005,49	€ 1.889.839,26	€ 1.873.973,92	€ 1.858.405,22	€ 1.843.128,99	€ 1.828.141,13	€ 1.623.026,63
TOTALE RICAVI	€ 12.822.520,64						

** Anno 2031: la produzione è ridotta, oltre che per il tasso di degrado fisiologico annuale dei componenti, anche per il periodo annuale non considerato integralmente ma solo fino al 27 ottobre 2031 (data del termine degli incentivi); si è ridotta la produzione annuale, risultante dapprima dall'applicazione del tasso di degrado, di un ulteriore **10,5 %** in considerazione dei mesi di produzione non considerati (novembre 2031 e dicembre 2031); il valore del 10,5% ovvero il mancato contributo dei citati due mesi, è stato stimato mediante lo strumento online PVGIS inserendo le coordinate dell'impianto, l'inclinazione di 25°, orientamento a sud esatto, database di irradiazione "PVGIS-SARAH2", perdite di sistema 14%, tecnologia "silicio cristallino" e posizione di montaggio "a terra".

Allegato 19 – Tabella Costi

PREVISIONE DEI COSTI

Anno	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Inflazione annua	2%						
Manutenzione ordinaria periodica	€ 38.000,00	€ 38.760,00	€ 39.535,20	€ 40.325,90	€ 41.132,42	€ 41.955,07	€ 42.794,17
Assistenza amministrativa ordinaria	€ 22.000,00	€ 22.440,00	€ 22.888,80	€ 23.346,58	€ 23.813,51	€ 24.289,78	€ 24.775,57
Assistenza amministrat. e manutent. straordinaria	€ 8.000,00	€ 8.160,00	€ 8.323,20	€ 8.489,66	€ 8.659,46	€ 8.832,65	€ 9.009,30
assicurazione (all risk)	€ 40.000,00	€ 40.800,00	€ 41.616,00	€ 42.448,32	€ 43.297,29	€ 44.163,23	€ 45.046,50
Vigilanza	€ 4.500,00	€ 4.590,00	€ 4.681,80	€ 4.775,44	€ 4.870,94	€ 4.968,36	€ 5.067,73
Imposte (IMU) e altri oneri e contributi	€ 10.000,00	€ 10.200,00	€ 10.404,00	€ 10.612,08	€ 10.824,32	€ 11.040,81	€ 11.261,62
Spese utenze (bollette energia elettrica...)	€ 45.000,00	€ 45.900,00	€ 46.818,00	€ 47.754,36	€ 48.709,45	€ 49.683,64	€ 50.677,31
Costi amministrativi GSE	€ 7.425,61	€ 7.574,12	€ 7.725,60	€ 7.880,12	€ 8.037,72	€ 8.198,47	€ 8.362,44
	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Quota imprevisti pari a circa il 2% dei ricavi annui	€ 38.587,61	€ 38.587,61	€ 38.587,61	€ 38.587,61	€ 38.587,61	€ 38.587,61	€ 38.587,61
Sostituzione pannelli per revamping	€ -	€ 750.000,00		€ -	€ -	€ -	€ -
Sostituzione inverter per revamping	€ -	€ 1.000.000,00		€ -	€ -	€ -	€ -
Manodopera e ricablaggio inverter e pannelli sostituiti		€ 79.396,00					
Costi Dismissione e smaltimento impianto	€ 50.491,43	€ 50.491,43	€ 50.491,43	€ 50.491,43	€ 50.491,43	€ 50.491,43	€ 50.491,43
COSTI ANNUI	€ 264.004,65	€ 2.096.899,16	€ 271.071,64	€ 274.711,49	€ 278.424,14	€ 282.211,05	€ 286.073,69
TOTALE COSTI	€ 3.753.395,82						

Allegato 20 – Tabella flussi di cassa

FLUSSI DI CASSA

Anno	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Cassa iniziale	€ -	€ 1.642.000,85	€ 1.434.940,95	€ 3.037.843,23	€ 4.621.536,95	€ 6.186.241,80	€ 7.732.171,88
RICAVI	€ 1.906.005,49	€ 1.889.839,26	€ 1.873.973,92	€ 1.858.405,22	€ 1.843.128,99	€ 1.828.141,13	€ 1.623.026,63
Incentivo e vendita energia	€ 1.906.005,49	€ 1.889.839,26	€ 1.873.973,92	€ 1.858.405,22	€ 1.843.128,99	€ 1.828.141,13	€ 1.623.026,63
COSTI	-€ 264.004,65	-€ 2.096.899,16	-€ 271.071,64	-€ 274.711,49	-€ 278.424,14	-€ 282.211,05	-€ 286.073,69
Costi	-€ 264.004,65	-€ 2.096.899,16	-€ 271.071,64	-€ 274.711,49	-€ 278.424,14	-€ 282.211,05	-€ 286.073,69
FLUSSO DI CASSA	€ 1.642.000,85	-€ 207.059,90	€ 1.602.902,28	€ 1.583.693,72	€ 1.564.704,85	€ 1.545.930,08	€ 1.336.952,95
Cassa finale	€ 1.642.000,85	€ 1.434.940,95	€ 3.037.843,23	€ 4.621.536,95	€ 6.186.241,80	€ 7.732.171,88	€ 9.069.124,83

Flusso di cassa al 27/10/2031	€ 9.069.124,83
Valore attuale netto (VAN 5%)	€ 7.393.288,42

Allegato 21 – Dettaglio produzioni reali storiche impianto fotovoltaico (divise per contatore/inverter)

n°	Matricola contatore produzione	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	tot per contatore
1	51019545	652.860	824.580	618.030	545.940	532.980	611.550	647.605	570.396	580.977	547.988	418.681	547.988	7.099.575
2	51020281	661.770	664.200	618.030	522.450	475.470	594.540	620.684	648.533	660.563	623.054	476.035	623.054	7.188.383
3	51025577	730.620	651.240	616.410	529.740	624.510	611.550	630.406	703.228	716.273	675.601	516.182	675.601	7.681.361
4	51035286	655.290	688.500	622.890	525.690	420.390	595.350	628.162	687.601	700.355	660.587	504.712	660.587	7.350.114
5	51035282	544.320	665.010	620.460	533.790	428.490	596.970	628.910	906.383	923.196	870.774	665.302	870.774	8.254.379
6	51025527	674.730	695.790	619.650	535.410	602.640	601.020	628.910	226.596	230.799	217.694	166.325	217.694	5.417.258
7	51025530	706.320	650.430	626.940	524.880	579.960	594.540	612.458	718.856	732.190	690.614	527.653	690.614	7.655.455
8	51025576	681.210	679.590	673.920	519.210	490.050	600.210	619.189	500.073	509.349	480.427	367.063	480.427	6.600.718
9	51025575	704.700	632.610	557.280	533.790	450.360	610.740	628.910	836.060	851.569	803.215	613.683	803.215	8.026.132
10	51035290	630.180	652.860	676.350	530.550	542.700	611.550	613.954	335.987	342.219	322.787	246.620	322.787	5.828.544
11	51035291	630.180	637.470	620.460	507.870	451.980	609.930	605.728	632.906	644.645	608.041	464.563	608.041	7.021.814
12	51019546	676.350	649.620	622.890	518.400	505.440	610.740	613.206	1.047.029	1.066.450	1.005.489	768.538	1.005.894	9.090.046
	Totale	7.948.530	8.091.900	7.493.310	6.327.720	6.104.970	7.248.690	7.478.122	7.813.648	7.958.585	7.506.271	5.735.357	7.506.676	87.213.779
	kWh/kWp	1.364	1.388	1.285	1.086	1.047	1.244	1.283	1.340	1.365	1.288	984	1.288	

Allegato 22 - Documenti in formato elettronico (file) pervenuti ai fini della stima

+---01_Documentazione inerente i Titoli Autorizzativi

| ██████████-Dati-Generali-Dichiaraz.Propriet...-Disponibilit...-Sito-Visura-Catastale-1.pdf
 | ██████████-Iter-autorizzativo-Titoli-autorizzativi-abilitativi-Generico-1.pdf
 | ██████████-Iter-autorizzativo-Titoli-autorizzativi-abilitativi-Modifiche-varianti-1.pdf
 | FTV_████████_AUT_COSTR_28_11_2011_12_11_41.PDF
 | FTV_████████_CERT_URBA_28_11_2011_12_47_29.pdf

\---VALUTAZIONE IMPATTO AMBIENTALE

| ██████████
 | ██████████
 | ██████████
 | VALUTAZIONE IMPATTO AMBIENTALE.pdf

+---02_Documentazione inerente la domanda di connessione al Gestore di Rete

| PREVENTIVO DI CONNESSIONE.pdf
 | REGOLAMENTO DI ESERCIZIO.pdf
 | SCHEMA ELETTRICO.pdf
 | VERBALE DI ATTIVAZIONE.pdf

+---03_Documentazione rinvenibile nel portale GSE

| ██████████-2017-21842-Moduli_████████.xlsx
 | ID_4061202_Export_Dettaglio_Pagamenti23-OTT-23.csv
 | ID_4061202_Export_Dettaglio_Pagamenti23-OTT-23.xlsx
 | ID_4401681_Export_Dettaglio_Pagamenti23-SET-24.csv
 | ID_4401681_Export_Dettaglio_Pagamenti23-SET-24.xlsx

+---CONVENZIONE GSE

| Conv Firmata Tariffa Inc Giuridico 2011 (9).pdf

\---DOCUMENTI CARICATI SUL PORTALE GSE PER RICHIESTA INCENTIVI

| ALLEGATO FOTO 1.jpg
 | ALLEGATO FOTO 2.jpg
 | ALLEGATO FOTO 3.jpg
 | ALLEGATO FOTO 4.jpg
 | ALLEGATO FOTO 5.jpg
 | FTV_████████_ALTRO_28_11_2011_14_23_37.pdf
 | FTV_████████_ANTIMAFIA_28_11_2011_09_03_30.pdf
 | FTV_████████_AUT_COSTR_28_11_2011_12_11_41.PDF
 | FTV_████████_CERT_URBA_28_11_2011_12_47_29.pdf
 | FTV_████████_COPIA_OFF_28_11_2011_12_41_25.pdf
 | FTV_████████_COPIA_POD_28_11_2011_12_32_09.pdf
 | FTV_████████_DICH_PROP_28_11_2011_11_58_27.pdf
 | FTV_████████_DICH_SOS_28_11_2011_11_35_52.pdf
 | FTV_████████_DIC_COMUNE_28_11_2011_12_25_10.pdf
 | FTV_████████_DIS_PLAN_28_11_2011_09_23_44.pdf

FTV_ [REDACTED] DOC_IDENT_28_11_2011_12_51_46.pdf
FTV_ [REDACTED] DOC_TERNA_28_11_2011_12_43_32.pdf
FTV_ [REDACTED] ELA_GRAF_28_11_2011_09_26_14.pdf
FTV_ [REDACTED] ISCR_REG_25_11_2011_19_08_45.pdf
FTV_ [REDACTED] RELA_TEC_28_11_2011_09_17_12.pdf
FTV_ [REDACTED] RICH_CONC_28_11_2011_11_06_03.pdf
FTV_ [REDACTED] SCHE_ELE_28_11_2011_09_20_00.pdf
FTV_ [REDACTED] SCHE_TEC_28_11_2011_09_14_39.pdf
FTV_ [REDACTED] VER_ATT_28_11_2011_12_37_06.pdf
FTV_CsvConvertitori_ [REDACTED] csv
FTV_CsvConvertitori_ [REDACTED] 1.csv
FTV_CsvConvertitori_ [REDACTED] 2.csv
FTV_CsvConvertitori_ [REDACTED] 3.csv
FTV_CsvPannelli_ [REDACTED] finale.csv
FTV_CsvPannelli_ [REDACTED] csv
FTV_CsvPannelli_ [REDACTED] 1.csv
FTV_CsvPannelli_ [REDACTED] 2.csv
FTV_GSE_ [REDACTED] ALTRO_05_01_2012_16_34_57.PDF
FTV_GSE_ [REDACTED] ALTRO_07_12_2011_15_55_34.PDF
FTV_GSE_ [REDACTED] ALTRO_29_02_2012_17_33_35.PDF
FTV_GSE_ [REDACTED] ALTRO_29_02_2012_17_35_00.PDF

+---04 Documentazione inerente l'Officina di energia Elettrica (Agenzia delle Dogane)

| RILASCIO CODICE DITTA OFFICINA ELETTRICA [REDACTED].pdf

+---DICHIARAZIONI CONSUMO

| 2011.pdf
| 2012.pdf
| 2013.pdf
| 2014.pdf
| 2015.pdf
| 2016.pdf
| 2017.pdf
| 2018.pdf
| 2019.pdf
| 2020.pdf
| 2021.pdf
| 2022.pdf
| 2023.pdf

+---OTTENIMENTO NUOVO VERBALE CON CODICE DITTA

| [REDACTED]
| [REDACTED]

\---RICHIESTA OFFICINA ELETTRICA DOGANE

| [REDACTED] COPIA_OFF_28_11_2011_12_41_25.pdf

+---NUOVO VERBALE A SEGUITO DI RICHIESTA VARIAZIONE

| [REDACTED]
| [REDACTED]

|
| \---RICHIESTA AGGIORNAMENTO OFFICINA ELETTRICA PER SUBENTRO C
| protocollo e firma dogane per rilascio autorizzazione [REDACTED].pdf
| VISURA DEL 06.02.2018.pdf

+---05_Documentazione progettuale

| ELABORATI GRAFICI.pdf
| RELAZIONE TECNICA.pdf
| SCHEMA UNIFILARE.pdf

| \---Disposizione_Stringhe

| [REDACTED] Sant'Omero_Stringhe_Cabina_1.pdf
| [REDACTED] Sant'Omero_Stringhe_Cabina_2.pdf
| [REDACTED] Sant'Omero_Stringhe_Cabina_3.pdf
| [REDACTED] Sant'Omero_Stringhe_Cabina_4.pdf
| [REDACTED] Sant'Omero_Stringhe_Cabina_5.pdf
| [REDACTED] Sant'Omero_Stringhe_Cabina_6.pdf

+---06_Documentazione inerente il contratto di leasing e i vari rogiti notarili

| Atto costituzione Diritto di superficie.pdf

| \---doc [REDACTED]

| Appendice_Contratto [REDACTED].pdf
| contratto leasing [REDACTED] (condizioni particolari).pdf
| COSTITUZIONE IN PEGNO.pdf
| DOC. 10 CONTRATTO LEASING.rtf
| MostraPDF-1.pdf
| MostraPDF.pdf

+---07_Documentazione catastale

| Documentazione catastale ed estratti mappa al 31 ago 2017.pdf
| VISURA CATASTALE STORICA per soggetto.pdf
| visure catastali storiche per immobile agg 14 ott 2024.pdf

| \---ACCATASTAMENTO

| estratto di mappa.pdf
| FTV [REDACTED]_CERT_URBA_28_11_2011_12_47_29.pdf
| VISURA CATASTALE STORICA.pdf

+---08_Contratti di assistenza amministrativa e manutentiva ordinaria

| CONTRATTO MANUTENZIONE ED ASSISTENZA IMPIANTO SECONDO SEMESTRE 2022.pdf
| CONTRATTO MANUTENZIONE ED ASSISTENZA PRIMO SEMESTRE 2023.pdf
| CONTRATTO MANUTENZIONE ED ASSISTENZA PRIMO SEMESTRE 2024.pdf

+---09_Schede di manutenzione

| schede manutenzione anno 2017.pdf

| +---2022_01_manutenzioni

| 2022_04_19_Manutenzione [REDACTED] Cab. 1.pdf
| 2022_04_19_Manutenzione [REDACTED] Cab. 2.pdf

2022_04_19_Manutenzione [REDACTED] Cab. 3.pdf
 2022_04_19_Manutenzione [REDACTED] Cab. 4.pdf
 2022_04_19_Manutenzione [REDACTED] Cab. 5.pdf
 2022_04_19_Manutenzione [REDACTED] Cab. 6.pdf

+---2023_01_manutenzioni

2023_04_25-26_Manut [REDACTED] Cabina 1.pdf
 2023_04_25-26_Manut [REDACTED] Cabina 2.pdf
 2023_04_25-26_Manut [REDACTED] Cabina 3.pdf
 2023_04_25-26_Manut [REDACTED] Cabina 4.pdf
 2023_04_25-26_Manut [REDACTED] Cabina 5.pdf
 2023_04_25-26_Manut [REDACTED] Cabina 6.pdf

\---report tecnici manutenzione semestrale (ott 2023 e maggio 2024)

2023_10_17_MAnutenzione [REDACTED] CAB.1.pdf
 2023_10_17_MAnutenzione [REDACTED] CAB.2.pdf
 2023_10_18_MAnutenzione [REDACTED] CAB.3.pdf
 2023_10_18_MAnutenzione [REDACTED] CAB.4.pdf
 2023_10_20_MAnutenzione [REDACTED] CAB.5.pdf
 2023_10_20_MAnutenzione [REDACTED] CAB.6.pdf
 2024_05_06_manutenzione [REDACTED] CAB_1.pdf
 2024_05_06_manutenzione [REDACTED] CAB_2.pdf
 2024_05_07_manutenzione [REDACTED] CAB_3.pdf
 2024_05_07_manutenzione [REDACTED] CAB_4.pdf
 2024_05_08_manutenzione [REDACTED] CAB_5.pdf
 2024_05_09_manutenzione [REDACTED] CAB_6.pdf

+---10_Visure conservatoria rif. Anno 2017

Visure conservatoria rif. Anno 2017.pdf

+---11_Documentazione inerente le pratiche amministrative ARERA

\---AEEG

[REDACTED]_richiesta_unb_20200221.pdf
 bonificosepabendettaglio (2).pdf
 bonificosepabendettaglio.pdf

+---2016

Contributi_2016 (21).pdf
 Ricevuta invio definitivo - Contributo per il funzionamento dell'Autorita - Anno fiscale 2016

(17).pdf

Ricevuta invio definitivo - Contributo per il funzionamento dell'Autorita - Anno fiscale 2016.pdf
 Ricevuta invio definitivo - Indagine annuale - Dati tecnici su produttori di elettricità e autoproductori - Anno solare 2016.pdf

+---2017

Ricevuta invio definitivo - Comunicazione dati unbundling contabile (Dichiarazione Preliminare) - Raccolta esercizio 2017.pdf

Ricevuta invio definitivo - Contributo per il funzionamento dell'Autorita - Anno fiscale 2017.pdf

Ricevuta invio definitivo - Indagine annuale - Dati tecnici su produttori di elettricità e autoproductori - Anno solare 2017.pdf

| | +---2018
| | Ricevuta invio definitivo - Comunicazione dati unbundling contabile (Dichiarazione Preliminare) -
Raccolta esercizio 2018 (21).pdf
| | Ricevuta invio definitivo - Comunicazione dati unbundling contabile (Dichiarazione Preliminare) -
Raccolta esercizio 2018.pdf
| | Ricevuta invio definitivo - Contributo per il funzionamento dell'Autorita - Anno Fiscale 2018
(15).pdf
| | Ricevuta invio definitivo - Contributo per il funzionamento dell'Autorita - Anno Fiscale 2018
(4).pdf
| | Ricevuta invio definitivo - Contributo per il funzionamento dell'Autorita - Anno Fiscale 2018.pdf
| | Ricevuta invio definitivo - Indagine annuale - Dati tecnici su produttori di elettricità e
autoproduttori - Anno solare 2018.pdf
| | +---2019
| | bonificosepabendettaglio.pdf
| | Ricevuta invio definitivo - Comunicazione dati unbundling contabile (Dichiarazione Preliminare) -
Raccolta esercizio 2018 (21).pdf
| | Ricevuta invio definitivo - Comunicazione dati unbundling contabile (Dichiarazione Preliminare) -
Raccolta esercizio 2019 (12).pdf
| | Ricevuta invio definitivo - Comunicazione dati unbundling contabile (Dichiarazione Preliminare) -
Raccolta esercizio 2019.pdf
| | Ricevuta invio definitivo - Contributo per il funzionamento dell'Autorita - Anno Fiscale 2018
(4).pdf
| | Ricevuta invio definitivo - Indagine annuale - Dati tecnici su produttori di elettricità e
autoproduttori - Anno solare 2019.pdf
| | +---2020
| | Ricevuta invio definitivo - Comunicazione dati unbundling contabile (Dichiarazione Preliminare) -
Raccolta esercizio 2020.pdf
| | Ricevuta invio definitivo - Contributo per il funzionamento dell'Autorita - Anno Fiscale 2020.pdf
| | Ricevuta invio definitivo - Indagine annuale - Dati tecnici su produttori di elettricità e
autoproduttori - Anno solare 2020 (18).pdf
| | Ricevuta invio definitivo - Indagine annuale - Dati tecnici su produttori di elettricità e
autoproduttori - Anno solare 2020.pdf
| | Ricevuta invio definitivo 2020 - Comunicazione dati unbundling contabile (Dichiarazione
Preliminare) - Raccolta esercizio 2020 (6).pdf
| | +---2021
| | CONTRIBUTO ARERA - BONIFICO.pdf
| | Ricevuta invio definitivo - Comunicazione dati unbundling contabile (Dichiarazione Preliminare) -
Raccolta esercizio 2021 (2).pdf
| | Ricevuta invio definitivo - Contributo per il funzionamento dell'Autorita - Anno fiscale 2021
(3).pdf
| | Ricevuta invio definitivo - Contributo per il funzionamento dell'Autorita - Anno fiscale 2021
(4).pdf
| | Ricevuta invio definitivo - Indagine annuale - Dati tecnici su produttori di elettricità e
autoproduttori - Anno solare 2021 (15).pdf
| | Ricevuta invio definitivo - Indagine annuale - Dati tecnici su produttori di elettricità e
autoproduttori - Anno solare 2021 (6).pdf

```
|
| +---2022
| | Ricevuta invio definitivo - Comunicazione dati unbundling contabile (Dichiarazione Preliminare) -
Raccolta esercizio 2022.pdf
| | Ricevuta invio definitivo - Contributo per il funzionamento dell'Autorita - Anno fiscale 2022
(17).pdf
| | Ricevuta invio definitivo - Indagine annuale - Dati tecnici su produttori di elettricità e
autoproduttori - Anno solare 2022 (10).pdf
| | Ricevuta invio definitivo - Indagine annuale - Dati tecnici su produttori di elettricità e
autoproduttori - Anno solare 2022 (16).pdf
| |
| \---2023
| | Ricevuta invio definitivo - Comunicazione dati unbundling contabile (Dichiarazione Preliminare) -
Raccolta esercizio 2023.pdf
| | Ricevuta invio definitivo - Indagine annuale - Dati tecnici su produttori di elettricità e
autoproduttori - Anno solare 2023 (22).pdf
|
+---12_Documentazione inerente la sostituzione dei pannelli fotovoltaici rubati
| | 1_DENUNCIA SERIALI PANNELLI RUBATI.pdf
| | ██████████9-2017████████-Certificazioni-componenti-Modifiche-Sostituzioni-1.pdf
| | COPIA BONIFICO (1).pdf
| | DOCUMENTI DI TRASPORTO (1).pdf
| | DOCUMENTI DI TRASPORTO.pdf
| | FATTURA ACQUISTO E PREVENTIVO.pdf
| | FATTURA PRO FORMA DA PRODUTTRICE AD ██████████.pdf
| | FILE INVIATO AL GSE PER SOSTITUZIONE MODULI.xlsx
| | Ric-Siad ██████████.pdf
| |
+---CARICATI
| | CARTA D'IDENTITA' ██████████.pdf
| | denuncia.pdf
| | Dichiarazione ██████████.pdf
| | FILE INVIATO AL GSE PER SOSTITUZIONE MODULI.csv
| | ██████████.pdf
| | KIOTO SOLAR_PV_Factory Inspection Certificate.pdf
| | KIOTO_SOLAR_DB_PURE60_IT_230-245_240 (1).pdf
| | MODULO SOTTOSCRITTO.pdf
| | relazione tecnica dell' intervento.pdf
| | Ric-Siad ██████████.pdf
| |
| \---foto
| | 2017-05-12 11.12.04.jpg
| | 2017-05-12 11.12.23.jpg
| | 2017-05-12 11.14.04.jpg
| | 2017-05-12 11.14.25.jpg
| | 2017-05-12 11.14.49.jpg
| | tutte le foto in un unico file.pdf
| |
| \---NUOVI MODULI KIOTO SOLAR
| | KIOTO SOLAR_PV_Factory Inspection Certificate.pdf
```


KIOTO_SOLAR_DB_PURE60_IT_230-245_240 (1).pdf
Label.pdf

+---13_Documentazione inerente la verifica del GSE avvenuta nel 2017

+---DOCUMENTI INVIATI PRIMA DELLA VERIFICA TRAMITE APP VERIFICHE

| [REDACTED]-2017-[REDACTED]-Agenzia-Dogane-Dichiarazione-consumo-1.pdf
 | [REDACTED]-2017-[REDACTED]-Certificazioni-componenti-Modifiche-Sostituzioni-1.pdf
 | [REDACTED]-2017-[REDACTED]-Data-Entrata-Esercizio-Adeguamento-Delibera-84-2012-Documentazione-
 1.pdf
 | [REDACTED]-2017-[REDACTED]-Dati-Generali-Comp-Nuova-Costruzione-Doc-Trasporto-1.pdf
 | [REDACTED]-2017-[REDACTED]-Dati-Generali-Dichiaraz.Propriet...-Disponibilit...-Sito-Visura-Catastale-1.pdf
 | [REDACTED]-2017-[REDACTED]-Dati-Generali-Matricole-Marca-Modello-Mono-sezione-convertitori-1.xls
 | [REDACTED]-2017-[REDACTED]-Dati-Generali-Matricole-Marca-Modello-Mono-sezione-GdM-1.xls
 | [REDACTED]-2017-[REDACTED]-Dati-Generali-Matricole-Marca-Modello-Mono-sezione-moduli-1.xlsx
 | [REDACTED]-2017-[REDACTED]-Elaborati-Grafici-Planimetria-Mono-sezione-1.pdf
 | [REDACTED]-2017-[REDACTED]-Elaborati-Grafici-Schema-Elettrico-Unifilare-as-built-1.pdf
 | [REDACTED]-2017-[REDACTED]-I-Giudizio-n [REDACTED].pdf
 | [REDACTED]-2017-[REDACTED]-Iter-autorizzativo-Titoli-autorizzativi-abilitativi-Generico-1.pdf
 | [REDACTED]-2017-[REDACTED]-Iter-autorizzativo-Titoli-autorizzativi-abilitativi-Modifiche-varianti-1.pdf
 | [REDACTED]-2017-[REDACTED]-J-Nota [REDACTED].pdf
 | [REDACTED]-2017-[REDACTED]-K-Nota-[REDACTED].pdf
 | [REDACTED]-2017-[REDACTED]-M-Decadenza-rinnovo-autorizzazione-unica_1.pdf

+---inviati con seconda mail

| CARTA D'IDENTITA' [REDACTED].pdf
 | CODICE FISCALE.pdf
 | modulo richiesta reinvio codice identificativo e aggiornamento indirizzo mail.pdf
 | SENTENZA.pdf
 | Visura.pdf

+---inviati via mail

| CARTA D'IDENTITA' [REDACTED].pdf
 | CODICE FISCALE.pdf
 | ESTRATTO SENTENZA.pdf
 | MODULO CREDENZIALI UTENTE.pdf
 | richiesta copia credenziali portale applicativo [REDACTED].id. impianto

\---VERIFICA DEL GSE

| ALTRO DOCUMENTO_ atto di cessione di impianto fotovoltaico.pdf
 | COMUNICAZIONE AVVIO PROCEDIMENTO DI VERIFICA.pdf
 | FACTORY ISPECTION.PDF
 | [REDACTED] ESITO POSITIVO.pdf
 | LAYOUT SU MAPPA CATASTALE.pdf
 | RELAZIONE IN RISPOSTA ALLA RICHIESTA INTEGRAZIONI.pdf
 | RELAZIONE PER GSE.pdf
 | VERBALE VERIFICA G.S.E. (1).pdf

+---ALLEGATO 1_ schema elettrico unifilare

| [REDACTED]-Elaborati-Grafici-Schema-Elettrico-Unifilare-as-built-1.pdf

██████████_SCHE_ELE_28_11_2011_09_20_00.pdf

+---ALLEGATO 2 PLANIMETRIA

Planimetria_██████████.pdf

+---ALLEGATO 3 FATTURA DDT

██████████-2017-██████████-Data-Generali-Comp-Nuova-Costruzione-Doc-Trasporto-1.pdf
FATT.N. 5 ██████████.pdf

+---ALLEGATO 4

██████████-2017-██████████-Data-Generali-Dichiaraz.Propriet...-Disponibilit...-Sito-Visura-Catastale-1.pdf
██████████-2017-██████████-Alter-autorizzativo-Titoli-autorizzativi-abilitativi-Generico-1.pdf
██████████-2017-██████████-Alter-autorizzativo-Titoli-autorizzativi-abilitativi-Modifiche-varianti-1.pdf

\---VALUTAZIONE IMPATTO AMBIENTALE

██████████.pdf
██████████.pdf
██████████.pdf
VALUTAZIONE IMPATTO AMBIENTALE.pdf

+---CARICATI

ALLEGATO 1.pdf
ALLEGATO 2.pdf
ALLEGATO 3.pdf
ALLEGATO 4.pdf
RELAZIONE ESPLICATIVA PER RICHIESTA INTEGRAZIONI A SEGUITO DI VERIFICA.pdf
SCREENSHOT.pdf

\---PROTOCOLLATI

██████████ 2017 ██████████ ALLEGATO-1_1.pdf
██████████ 2017 ██████████ ALLEGATO-2_1.pdf
██████████ 2017 ██████████ ALLEGATO-3_1.pdf
██████████ 2017 ██████████ ALLEGATO-4_1.pdf
██████████ 2017 ██████████ RELAZIONE-ESPLICATIVA-PER-RICHIESTA-INTEGRAZIONI-A-SEGUITO-DI-
VERIFICA_1.pdf

\---PEC DAL GSE DEL 11_04_2017

██████████.pdf

+---14_Documentazione inerente adeguamento impianto Allegato A70 di Terna (Delibera 84)

\---Adeguamento Delibera 84

██████████-Data-Entrata-Esercizio-Adeguamento-Delibera-84-2012-Documentazione-1.pdf

+---15_Contratto Di Vendita Energia al mercato libero

CONTRATTO DI VENDITA ENERGIA CON PERIODO DI VIGENZA 01.07.2023 - 31.12.2023.pdf
CONTRATTO DI VENDITA ENERGIA CON PERIODO DI VIGENZA dal 01-07-2024 al 31-12-2024.pdf

+---16_Polizza ██████████

POLIZZA ██████████.pdf

+---17_CERTIFICATI CONTATORI SPI SPG MESSA A TERRA

| 2017_12_07_cassetta_prova_relS_ .pdf

| 2022_12_01_cassetta_Prova_RelS_ .pdf

| VERBALE SOSTITUZIONE CONTATORE IMMISSIONE.pdf

+---18_Documentazione furti cavi elettrici di giugno e luglio 2024

| Atto conclusivo perizia primo furto.pdf

| FATTURA PRIMO FURTO.pdf

| FATTURA SECONDO FURTO.pdf

+---19_BOLLETTE ENERGIA PRELEVATA PER SERVIZI AUSILIARI

| BOLLETTA - FATTURA ENERGIA PRELEVATA PER SERVIZI AUSILIARI - (rif lugl 2024).pdf

| BOLLETTA - FATTURA ENERGIA PRELEVATA PER SERVIZI AUSILIARI - (rif sett 2023).pdf

\---20_Documentazione nuovo sistema di sicurezza installato ad agosto 2024

| certificato camerale 29.03.24.pdf

| CONTRATTO SIM WINDTRE IMPIANTO ALLARME .pdf

| dichiaraz.conformit..._Fallim_ impianto allarme.pdf

| Doc.identita_ .pdf

| Fallim_ _verbale collaudo.pdf

| Fallimento_ _D.d.T. 97 e 98_ 2024.pdf

| Fattura-60_2024-Fallimento_ .pdf

| preventivo Fallim_ _aggiornato.pdf

| AttestatoEsercizio (4) TERNA GAUDI agg 14 nov 2023.pdf

| CONTRATTO DI VIGILANZA VIGENTE A sett 2024.pdf

| foto scomparto CCI - Controllore Centrale Impianto.jpg

| ISCRIZIONI SU TERRENO DI PROPRIETA_ .pdf

| DECRETO TRASFERIMENTO Terreno.pdf

| Visura catastale (catasto terreni) Comune di Sant'Omero - Foglio 18 Particella 286.pdf