

Procacci S.r.l. in liquidazione

Loc. Mocaiana – Fraz. Monteleto, 33

06024 GUBBIO (PG)



PERIZIA DI STIMA ATTUALE VALORE DI MERCATO

Impianto fotovoltaico della potenza di
349,60 kWp connesso alla rete elettrica in regime di
cessione totale dell'energia prodotta.

Fossato di Vico (PG) - Loc. Osteria del Gatto

Per Esaerg S.r.l.:

Arch. Fabio Bicchielli

Ing. Federico Biliorsi

Ing. Nicola Carboni

Settembre 2023

ESAERG S.r.l.

Sede: Viale Michelangelo Buonarroti, 100/1 - 52100 Arezzo - C.F./P.IVA: 02156510519

Tel. Fax: +39 0575 26665 - email: info@esaerg.it - PEC: esaerg@pec.it



Sommario

1.	PREMESSA	4
2.	DESCRIZIONE GENERALE DEL BENE	4
3.	UBICAZIONE e DATI CATASTALI	5
4.	DISPONIBILITÀ DEL SITO DI INSTALLAZIONE.....	10
5.	MATERIALI e COMPONENTI	10
5.1	Moduli fotovoltaici	10
5.2	Convertitori CC/CA (inverter)	11
5.3	Trasformatore MT/BT	12
5.4	Sistema di Protezione Generale	12
5.5	Sistema di Protezione d'Interfaccia.....	12
6.	SCHEMA ELETTRICO DELL'IMPIANTO.....	12
7.	CARATTERISTICHE DEL GENERATORE FOTOVOLTAICO	14
8.	CONNESSIONE ALLA RETE ELETTRICA	17
9.	CONFORMITÀ DOCUMENTALE VERSO ENTI COMPETENTI	18
9.1	Comune di Fossato di Vico.....	18
9.2	e-distribuzione S.p.A.....	18
9.3	Agenzia delle Dogane e dei Monopoli (ex UTF)	18
9.4	Terna S.p.A.	18
9.5	Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI)	18
10.	GESTORE DEI SERVIZI ENERGETICI (GSE S.p.A.)	19
10.1	Convenzione Tariffa Incentivante (cosiddetto Conto Energia)	19
10.2	Rimodulazione Tariffa Incentivante (cosiddetto Spalma Incentivi)	19
10.3	Cessione del Credito	20
10.4	Accordo transattivo e retrocessione della cessione del credito	20
10.5	Ritiro Dedicato (cosiddetto RID)	21
10.6	Mix energetico (cosiddetto Fuel-Mix)	21
11.	PRODUZIONE ANNUA TEORICA DELL'IMPIANTO	22
11.1	Produzione storica	22
11.2	Sopralluogo del 09/06/2023.....	23
11.3	Stima del deficit di potenza	24
11.4	Calcolo della produzione annua teorica	25
12.	CONTRIBUTI ECONOMICI	26
12.1	Tariffa Incentivante (cosiddetto Conto Energia)	26
12.2	Ritiro Dedicato (cosiddetto RID)	26
13.	ATTUALE VALORE DI MERCATO DELL'IMPIANTO.....	28

13.1	Parametri di stima	28
13.2	Ricavi	28
13.3	Spese	29
13.4	Prospetto di attualizzazione flussi di cassa.....	29
13.5	Conclusioni	31
14.	LISTA ALLEGATI	31

1. PREMESSA

La presente perizia è redatta da ESAERG S.r.l. con Codice Fiscale/Partita IVA 02156510519 e sede in Arezzo (AR), Viale Michelangelo 100/1, facendo seguito all'incarico ricevuto in data 19/04/2023 dal Liquidatore Giudiziale Dott. Francesco Benvenuto in merito al Concordato Preventivo Procacci S.r.l. - rif. 7/2015 del Tribunale di Perugia.

L'oggetto dell'incarico è quello di attribuire il più probabile attuale valore di mercato dell'impianto fotovoltaico, di proprietà della Procacci S.r.l. in liquidazione, ubicato nella copertura dell'immobile di Fossato di Vico.

Esaerg S.r.l. si configura da statuto ed opera come società di servizi energetici (ESCo) certificata da Bureau Veritas Italia secondo la norma UNI CEI 11352 - con certificato n. IT316414-1 del 01/07/2022 e valido fino al 04/07/2025. Il campo di applicazione del certificato prevede: "Erogazione di servizi energetici" e pertanto è stato ritenuto Esaerg S.r.l. adeguatamente esperta nella materia oggetto dell'incarico.

La redazione della perizia per Esaerg S.r.l. è stata effettuata dall'Ing. Federico Biliorsi e dai soci Arch. Fabio Bicchielli e Ing. Nicola Carboni, tutti con specifiche competenze in ambito energetico ed in particolare nell'elaborazione di perizie di stima di impianti di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile.

Al fine di ottemperare all'incarico ricevuto è stata esaminata tutta la documentazione utile alla formulazione della stima economica dell'impianto. E' stato effettuato in data 06/09/2023 un sopralluogo per acquisire una maggiore conoscenza dello stato di conservazione dell'impianto e delle eventuali problematiche in essere, ed è stato maturato il giudizio di stima che viene di seguito esposto ed argomentato utilizzando il metodo di valutazione dei flussi di cassa negli anni attualizzati ad oggi.

La perizia di stima oggetto della presente è redatta secondo la documentazione recepita al momento dell'incarico e allegata alla presente. Parimenti qualsiasi considerazione sullo stato di conservazione dell'impianto è riferita al momento del sopralluogo.

Non potrà quindi essere imputata alla scrivente nessuna responsabilità derivante dalla non veridicità delle informazioni contenute dalla documentazione di cui sopra, dall'esistenza di ogni altra informazione non espressamente comunicata dalla Committenza, o da eventi accaduti successivamente alla data di sopralluogo.

2. DESCRIZIONE GENERALE DEL BENE

L'impianto fotovoltaico oggetto della presente relazione fu installato dalla società High Facing S.p.A. di Arezzo nella seconda metà dell'anno 2010, in seguito ad un contratto stipulato l'11 giugno dello stesso anno, e fu connesso alla rete di distribuzione del gestore locale (Enel Distribuzione) il 27 aprile 2011.

L'impianto gode delle incentivazioni previste dal D.M. 19/02/2007 (c.d. "**Secondo Conto Energia**") in quanto, pur connesso nell'aprile del 2011, l'impianto fu ultimato entro il 31/12/2010 e quindi rientrò nei termini stabiliti dalla legge cosiddetta "salva Alcoa" (L. 129/2010). L'impianto è del tipo *integrato architettonicamente* in copertura, così come richiesto dalle regole del secondo conto energia per poter usufruire della tariffa incentivante più vantaggiosa prevista dal legislatore in regime di "salva Alcoa" e pari ad € 0,422/kWh prodotto. L'energia prodotta è totalmente ceduta alla rete.

Il campo fotovoltaico è installato sull'edificio industriale prefabbricato sito in loc. Osteria del Gatto del comune di Fossato di Vico (PG) e occupa le coperture di entrambi i principali corpi di fabbrica di cui si compone il complesso edilizio. E' composto da n. 1520 moduli fotovoltaici a 60 celle in silicio policristallino della potenza di picco pari a 230 W per una potenza totale del campo fotovoltaico pari a 349,60 kWp. La connessione alla rete di distribuzione avviene in Media Tensione con protezione d'interfaccia esterna ai convertitori CC/CA e conforme

alle norme CEI 11-20. I convertitori CC/CA (inverter) sono quattro da 100 kW di potenza nominale ognuno e sono alloggiati in apposita cabina posta ai confini del lotto di proprietà.

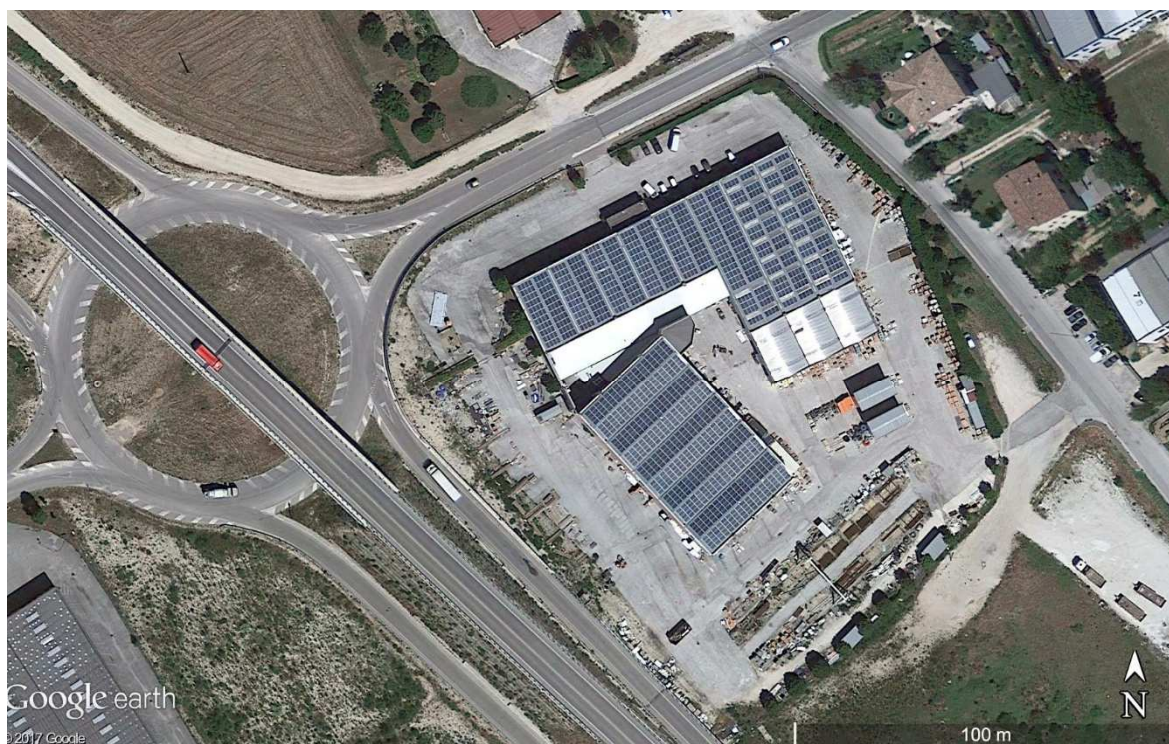


Foto aerea campo fotovoltaico: potenza di picco installata pari a 349,60 kW

3. UBICAZIONE e DATI CATASTALI

L'impianto è ubicato nel Comune di Fossato di Vico (PG) in loc. Osteria del Gatto, Via Eugubina. La cabina di consegna Enel e quella di servizio (con inverter, trasformatore e QE) sono situate al confine del lotto. La cabina Enel è accessibile da Via Artigianale.

COORDINATE	
Latitudine	43°17'20.30" N
Longitudine	12°44'32.10" E



Vista satellitare impianto (da Google Earth)



Vista satellitare impianto con individuazione zona cabina inverter e QE e di consegna Enel (da Google Earth)



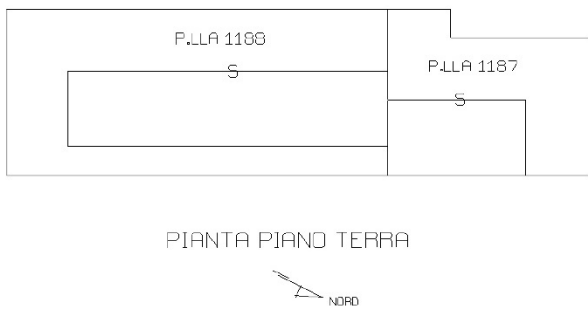
Vista satellitare zona cabine inverter e di consegna Enel (da Google Earth)



Cabina di consegna Enel con ingresso da Via Artigianale (da Google Maps)

L'impianto è così distinto catastalmente:

- **CABINA ENEL:** Comune di Fossato di Vico (PG), Foglio 28 - Part. 1187.
- **CABINA DI SERVIZIO** dell'impianto: Comune di Fossato di Vico (PG), Foglio 28 - Part. 1188.
- **CAMPO FOTOVOLTAICO** su copertura: Comune di Fossato di Vico (PG), Foglio 28 - Part. 822 – Sub. 2.

ELABORATO PLANIMETRICO		Agenzia del Territorio CATASTO FABBRICATI Ufficio Provinciale di Perugia		
Compilato da: Bellucci Lanfranco Iscritto all'albo: Geometri Prov. Perugia N. 3415				
Comune di Fossato Di Vico Sezione: Foglio: 28 Particella: 1187				Protocollo n. PG0003790 del 07/01/2011 Tipo Mappale n. 463591 del 27/12/2010
Dimostrazione grafica dei subalterni				Scala 1 : 200
 PIANTA PIANO TERRA				
Ultima planimetria in atti Data: 04/07/2017 - n. T190440 - Richiedente: Telematico Totale schede: 1 - Formato di acquisizione: A4(210x297) - Formato stampa richiesto: A4(210x297) - Fattore di scala non utilizzabile				

Catasto dei Fabbricati - Situazione al 04/07/2017 - Comune di FOSSATO DI VICO (D745) - < Foglio: 28 - Particella: 1187 - Elaborato planimetrico ^

Elaborato planimetrico catastale cabine elettriche

Agenzia delle Entrate
CATASTO FABBRICATI
 Ufficio Provinciale di
 Perugia

Dichiarazione protocollo n. _____ del _____
 Planimetria di u.i.u. in Comune di Fossato Di Vico
 Via Eugubina _____ civ. SNC

Identificativi Catastali:

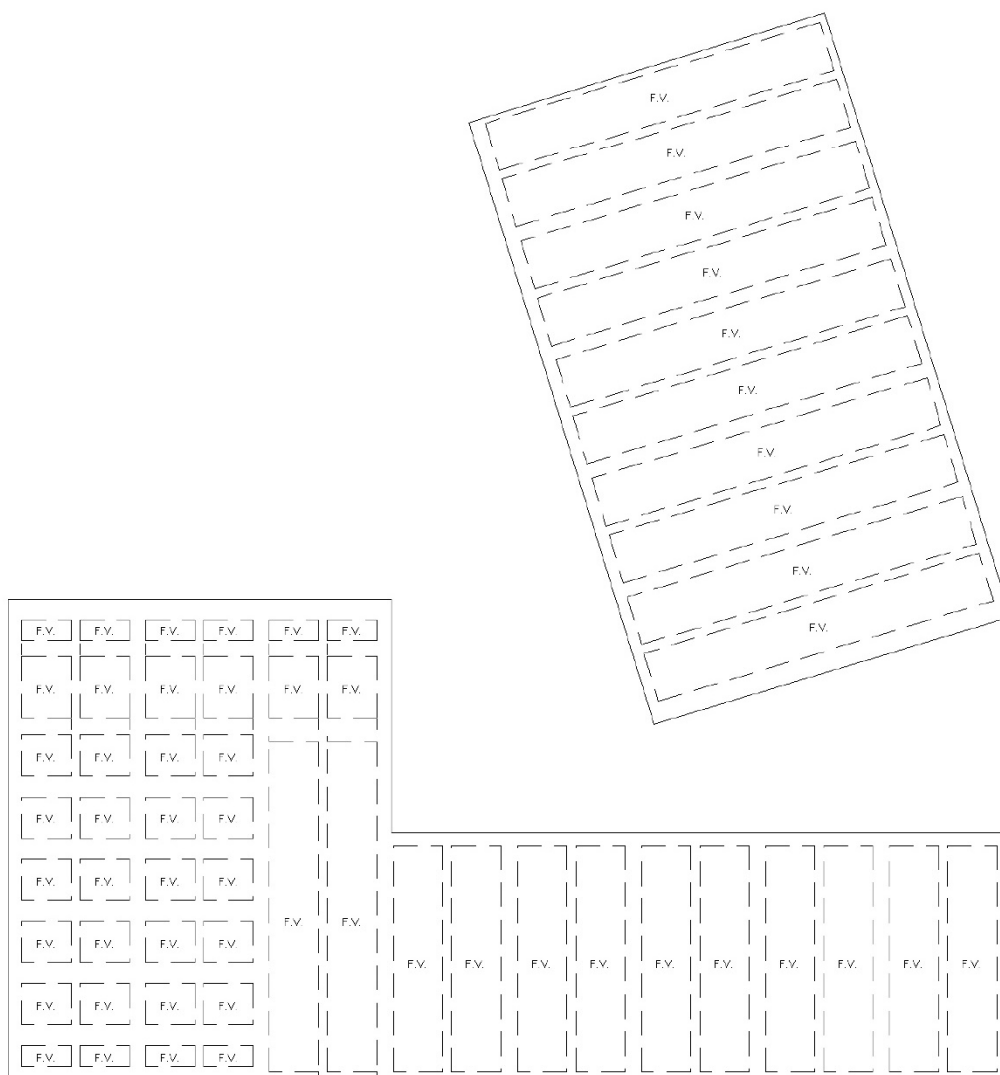
Sezione:
 Foglio: 28
 Particella: 822
 Subalterno: 2

Compilata da:
 Alterini Cristian
 Iscritto all'albo:
 Geometri

Prov. Arezzo N. 1225

Scheda n. 1 Scala 1:500

pianta piano secondo



Elaborato planimetrico catastale campo fotovoltaico

4. DISPONIBILITÀ DEL SITO DI INSTALLAZIONE

Attualmente il Soggetto Responsabile dell'impianto coincide con il proprietario degli edifici che lo ospitano, pertanto non insistono diritti reali di godimento a favore di terzi sui lastrici solari identificati dalle coperture.

Nel qual caso l'alienazione dell'impianto seguisse un percorso diverso da quella degli immobili, sarà necessario provvedere alla stipula, con il nuovo Soggetto Responsabile, di un idoneo diritto reale di godimento sui lastrici solari (ad esempio diritto di superficie così come definito dagli art. 952-956 del Codice Civile) che garantisca, a quest'ultimo, la piena disponibilità del sito oggetto di installazione per un periodo almeno pari alla restante durata della tariffa incentivante.

Avendo la presente perizia come oggetto la valutazione dell'impianto fotovoltaico considerato come bene a se stante, fra i costi del prospetto per l'individuazione del più probabile attuale valore di mercato, sarà considerata anche la stima dei costi per il contratto di superficie e per lo smaltimento dell'impianto a fine vita e conseguente ripristino dei luoghi che lo ospitano.

5. MATERIALI e COMPONENTI

5.1 Moduli fotovoltaici

I 1520 moduli fotovoltaici, modello **RSE-P-24 230**, sono del tipo con celle in silicio policristallino prodotti da **Hunan Red Solar New Energy Science and Technology Co. Ltd.**

I moduli fotovoltaici hanno le seguenti caratteristiche nominali in condizioni standard di verifica (STC) come da scheda tecnica allegata alla pratica GSE (**vedi allegati**):

CARATTERISTICHE DEI MODULI FOTOVOLTAICI	
Produttore	Hunan Red Solar New Energy Science and Technology Co. Ltd.
Modello	RSE-P-24 230
Tipo cella	Silicio policristallino
Numero di celle	60
Numero Bus Bar	3
Potenza nominale	230 Wp
Efficienza cella	15,8%
Efficienza modulo	14,10%
Tolleranza di potenza	±3%
Corrente di corto circuito minima	8,26 A
Tensione a circuito aperto	37,00 V
Corrente alla max potenza	7,72 A
Tensione alla max potenza	29,80 V
Tensione max ammissibile sistema	1000 V
Peso	19,50 kg
Dimensioni	1650x992 mm, spessore 40 mm
Cornice di supporto	Alluminio
Tipo di vetro e spessore	Temprato ad alta trasmissività 3,2 mm
Scatola di giunzione	IP 65 con sei diodi bypass
Carico max	5400 Pa
Garanzia sul prodotto	5 anni
Garanzia minima di potenza	90% per i primi 12 anni, 80% sino a 25 anni

5.2 Convertitori CC/CA (inverter)

Il gruppo di conversione della corrente continua prodotta dall'impianto in corrente alternata, è costituito da n° 4 inverter trifase da 100 kW nominali senza trasformatore interno, prodotti da ASTRID Energy Enterprises S.p.A. e caratterizzati dai seguenti parametri:

CARATTERISTICHE DEI CONVERTITORI CC/CA (INVERTER)	
Marca / modello	Astrid S.p.A. / Copernico 100 TL
n° convertitori	4
DATI INGRESSO	
Massima tensione	880 V
Range tensione MPPT	450 ÷ 820 V
Massima corrente	230 A
DATI USCITA	
Potenza nominale	100 kW – ridotta a 80 kW
Tensione nominale	300 V trifase
Frequenza nominale	50 ÷ 60 Hz
Fattore di potenza (Cos ϕ)	0,99
DATI SISTEMA	
Rendimento massimo	> 97,37 %
Perdite in funzionamento	2600 Wh
Peso / dimensioni	415 kg / 800x800x1900 mm (LxPxH)
PROTEZIONI	
In ingresso	Sezionatore
In uscita	Elettronica per cortocircuito – Fusibili - Contattore



I quattro inverter Astrid Copernico 100 TL

5.3 Trasformatore MT/BT

Il trasformatore di collegamento alla rete è di potenza nominale pari a 400 kVA, marca Trafo Elettro S.r.l. modello TES-RR.

5.4 Sistema di Protezione Generale

Il Sistema di protezione generale (SPG) è marca ABB modello REF601.

5.5 Sistema di Protezione d'Interfaccia

Il Sistema di protezione d'interfaccia (SPI) è esterno ai convertitori ed è un Microelettrica Scientifica modello MC3V. E' stato installato in sostituzione del precedente, marca Thytronic modello NV10P, in occasione dell'adeguamento dell'impianto alla Deliberazione AEEGSI n. 421/2014/R/EEL.

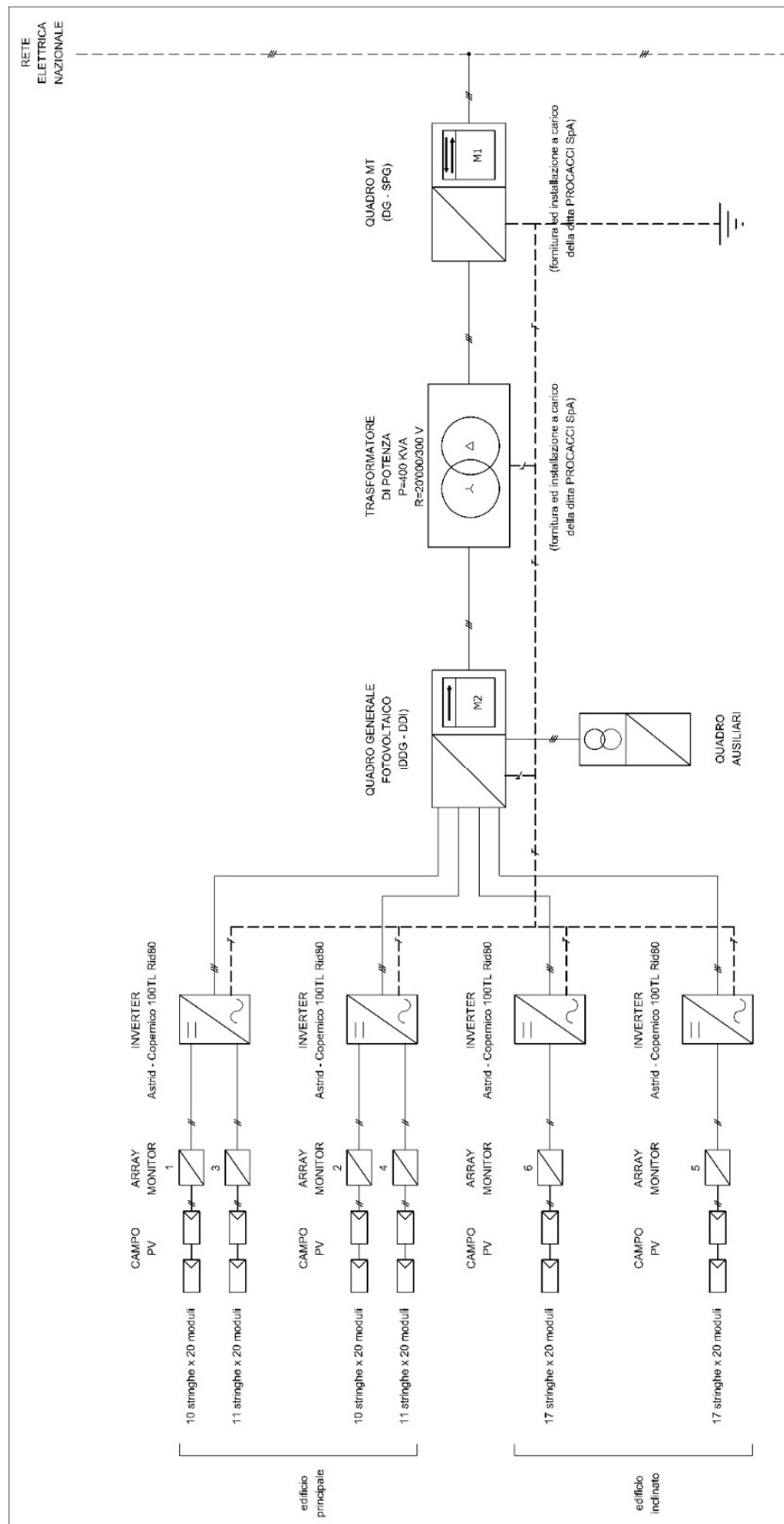


SPI Microelettrica Scientifica MC3V

6. SCHEMA ELETTRICO DELL'IMPIANTO

Il progetto elettrico dell'impianto (di tipo grid-connected con connessione trifase in media tensione) fu redatto dall'Ing. Francesco Fabbrini di Arezzo (**vedi allegati**).

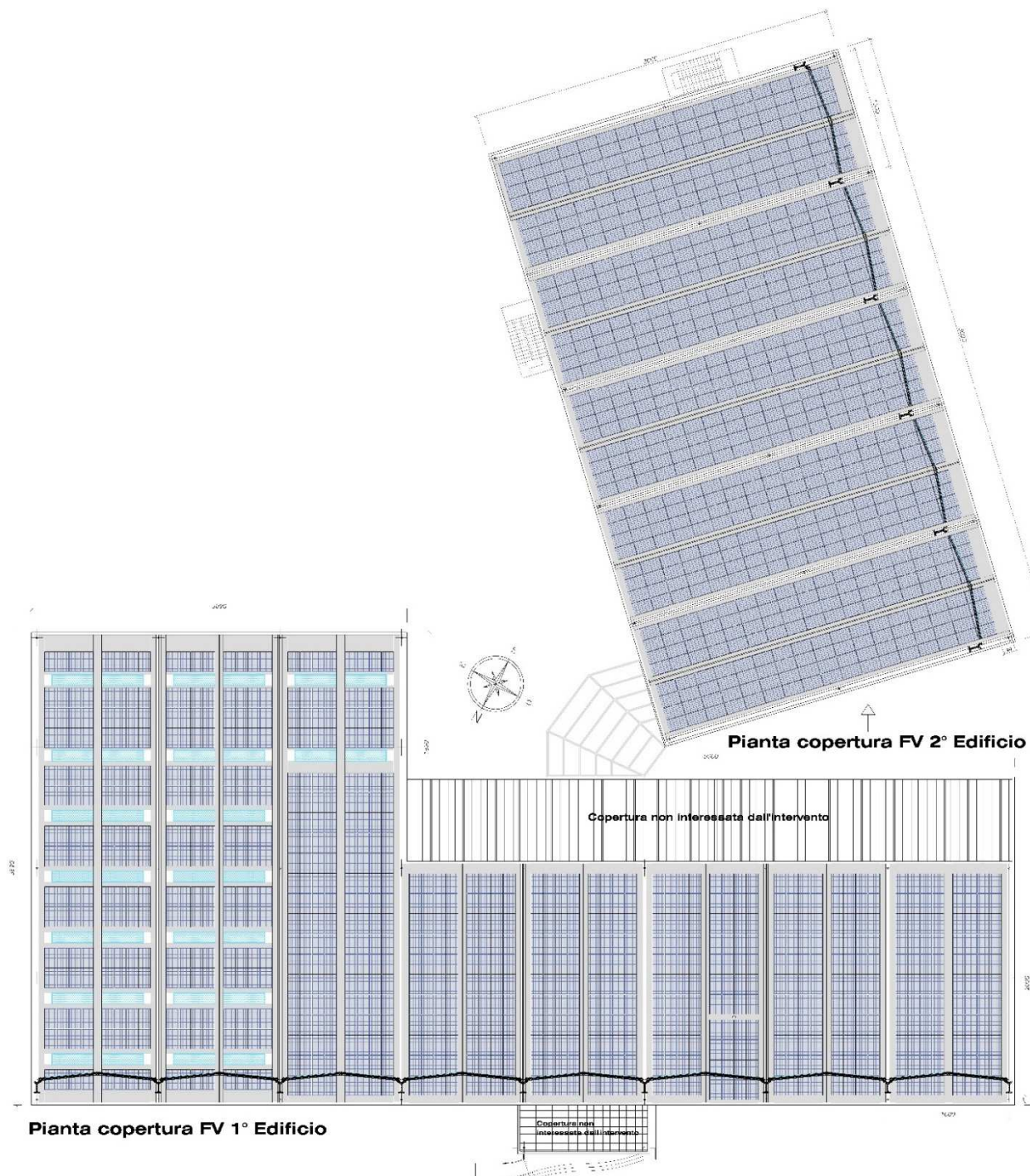
L'architettura dell'impianto è deducibile dallo schema unifilare che segue (tratto dagli elaborati progettuali):



Schema unifilare dell'impianto redatto dal progettista Ing. Francesco Fabbrini

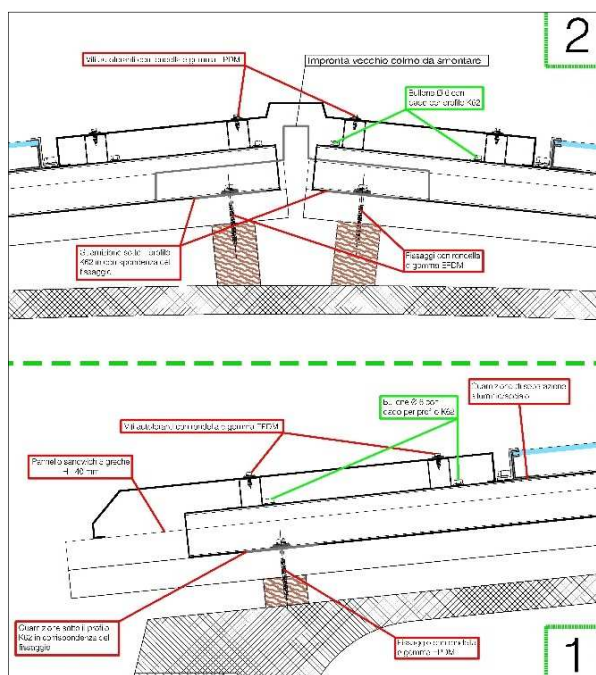
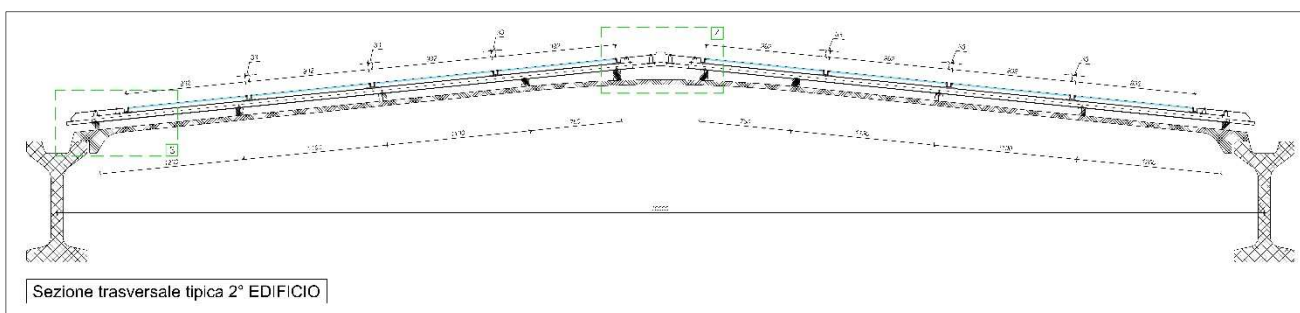
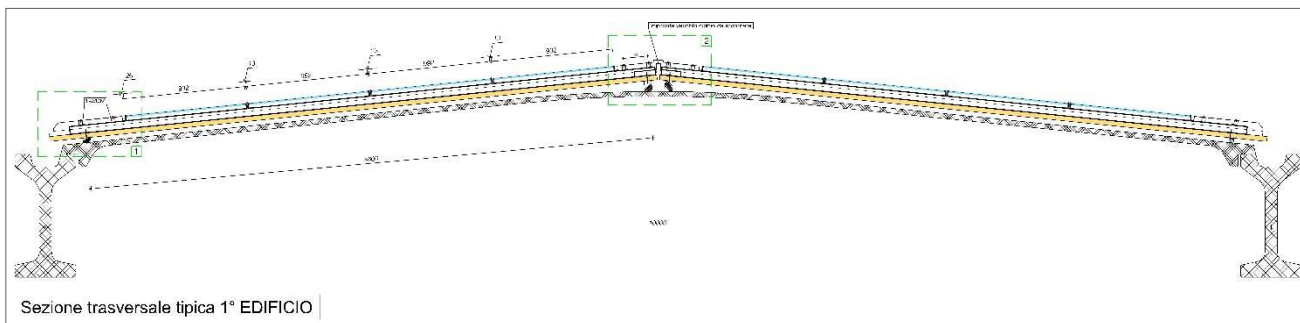
7. CARATTERISTICHE DEL GENERATORE FOTOVOLTAICO

Il campo fotovoltaico si sviluppa sulle due coperture dell'edificio industriale (**vedi allegati**). Le coperture sono composte da coppelle in c.a.p. prefabbricate a doppia pendenza e con manto costituito da lamiera grecata con sottostante materassino coibente (Edificio 1 monopiano) e da pannelli sandwich grecati composti da doppio strato di lamiera con interposto coibente in materiale espanso ad alta densità (Edificio 2 pluripiano).

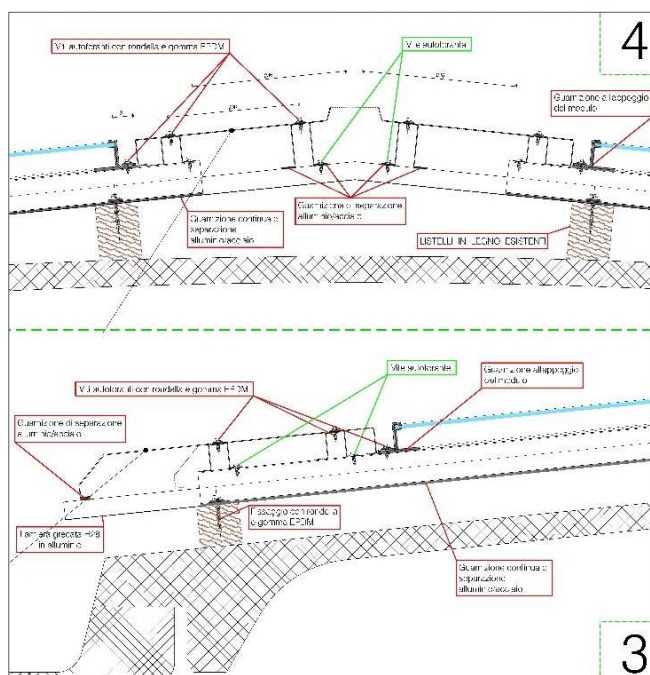


Nel proseguo della perizia e negli allegati l'edificio 1 potrà essere identificato anche come "Edificio principale" mentre l'edificio 2 potrà essere identificato anche come "Edificio inclinato".

I moduli fotovoltaici sono stati montati su profili in acciaio zincato a caldo fissati all'orditura di listelli in legno presente sulle coppelle di copertura e il montaggio è stato completato con il posizionamento di tutta una serie di scossaline metalliche di raccordo che garantiscono la necessaria integrazione architettonica richiesta per poter usufruire della maggiore incentivazione prevista dal secondo conto energia. Il secondo edificio, realizzato come ampliamento del primo, è planimetricamente ruotato di circa 70° rispetto ad esso. Questa condizione ha portato i progettisti alla configurazione del campo fotovoltaico in quattro generatori distinti con identico angolo d'inclinazione dei moduli (tilt di 6° rispetto al piano orizzontale) ma con diverso azimut (angolo di riferimento rispetto al SUD). Ogni generatore è stato stringato in maniera da convogliare la corrente continua prodotta verso un singolo inverter dotato di unico ingresso MPPT.



Particolari Edificio 1



Particolari Edificio 2



Particolare copertura fotovoltaica Edificio 1



Particolare copertura fotovoltaica Edificio 2

CARATTERISTICHE DEL GENERATORE FOTOVOLTAICO	
Tipo di installazione:	Su copertura, complanare alle falde, inclinazione fissa
GENERATORE n° 1	
n° moduli (superficie)	420 (687,456 mq)
Potenza di picco (kW)	96,60
Orientamento (azimut):	61° rispetto al Sud (direzione Est)
Inclinazione (tilt):	6°
n° stringhe / n° moduli x stringa	21 / 20
Convertitore CC/CA (n° / tipo)	1 / Astrid Copernico 100TL
GENERATORE n° 2	
n° moduli (superficie)	420 (687,456 mq)
Potenza di picco (kW)	96,60
Orientamento (azimut):	-119° rispetto al Sud (direzione Est)
Inclinazione (tilt):	6°
n° stringhe / n° moduli x stringa	21 / 20
Convertitore CC/CA (n° / tipo)	1 / Astrid Copernico 100TL
GENERATORE n° 3	
n° moduli (superficie)	340 (556,512 mq)
Potenza di picco (kW)	78,20
Orientamento (azimut):	134° rispetto al Sud (direzione Est)
Inclinazione (tilt):	6°
n° stringhe / n° moduli x stringa	17 / 20
Convertitore CC/CA (n° / tipo)	1 / Astrid Copernico 100TL
GENERATORE n° 4	
n° moduli (superficie)	340 (556,512 mq)
Potenza di picco (kW)	78,20
Orientamento (azimut):	-46° rispetto al Sud (direzione Est)
Inclinazione (tilt):	6°
n° stringhe / n° moduli x stringa	17 / 20
Convertitore CC/CA (n° / tipo)	1 / Astrid Copernico 100TL

8. CONNESSIONE ALLA RETE ELETTRICA

L'impianto è stato allacciato in data 27/04/2011 alla rete elettrica del distributore localmente competente **e-distribuzione S.p.A.** (già **Enel Distribuzione S.p.A.**) sul punto di connessione identificato dal codice POD **IT001E41414106**. Il regime di connessione è di **totale cessione in rete dell'energia prodotta**.

Il sistema di misura è costituito da contatore elettronico bidirezionale provvisto di riduttori di corrente e di tensione. La costante di moltiplicazione della lettura è 1600.

Per i dettagli dei parametri di connessione alla rete elettrica si veda il verbale di allacciamento allegato alla presente perizia.

Su punto di connessione è regolarmente attiva una fornitura di energia elettrica in prelievo per i servizi ausiliari di generazione. Nel caso di alienazione, la titolarità di detta fornitura dovrà essere associata al nuovo Soggetto Responsabile che subentrerà nella titolarità dell'impianto di produzione.

Il servizio di misura dell'energia elettrica immessa e/o prelevata è in capo ad e-distribuzione S.p.A. e si riferisce alle seguenti attività:

- installazione e manutenzione dei misuratori;

- raccolta delle misure dell'energia elettrica;
- validazione, registrazione e messa a disposizione delle misure dell'energia elettrica.

9. CONFORMITÀ DOCUMENTALE VERSO ENTI COMPETENTI

9.1 Comune di Fossato di Vico

La costruzione dell'impianto fotovoltaico è stata autorizzata dal Comune di Fossato di Vico con il rilascio della Denuncia di Inizio Attività n° 51/2010 in data 22/09/2010, mentre l'installazione della cabina di allacciamento alla rete è stata autorizzata, dal medesimo comune, con il Permesso di Costruire n. 43/2010 rilasciato in data 15/11/2010.

9.2 e-distribuzione S.p.A.

Con il Distributore è stato regolarmente stipulato in data 08/04/2011 il "Regolamento di esercizio", che è stato successivamente aggiornato in data 10/03/2016 in occasione dell'adeguamento dell'impianto alla Deliberazione AEEGSI n. 421/2014/R/EEL (cosiddetta del Teledistacco).

L'impianto è correttamente censito al Portale Produttori con numero pratica T0121574.

L'impianto è stato sottoposto ad un nuovo adeguamento impiantistico all'ultima versione della CEI-016 secondo quanto disposto dalla Deliberazione AEEGSI n. 786/2016/R/EEL in data 14/03/2018.

9.3 Agenzia delle Dogane e dei Monopoli (ex UTF)

In data 11/03/2011 è stata correttamente inoltrata all'Ufficio delle Dogane di Perugia la comunicazione prevista dall'art. 53bis del D.lgs. 504/1995 (cosiddetto "TESTO UNICO ACCISE") prevista per i soggetti che producono energia elettrica esclusa dal campo di applicazione dell'accisa (ai sensi dell'articolo 52, comma 2), diversi dai soggetti obbligati di cui all'articolo 53 (produzione di energia elettrica senza consumo proprio).

L'Agenzia delle Dogane di Perugia ha censito l'impianto nell'anagrafica nazionale assegnandogli il codice ditta IT00PGE00821I.

Il Soggetto Responsabile inoltre è stato correttamente abilitato al Servizio Telematico Doganale - E.D.I. e abilitato ad operare nel settore Accise.

Le "dichiarazioni annuali per l'energia elettrica" relative a tutti gli anni di imposta trascorsi sino ad oggi sono state correntemente inoltrate al Servizio Telematico Doganale e al GSE attraverso le specifiche procedure.

9.4 Terna S.p.A.

L'impianto è correttamente registrato nel Portale Gaudì di Terna S.p.A. nell'applicativo CENSIMP con numero identificativo IM_0212873.

9.5 Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI)

In base alla delibera GOP 35/08 del 23 giugno 2008 e alla delibera 347/2012/R/idr è stato istituito un Registro Anagrafico denominato "Anagrafica Operatori" a cui devono iscriversi tutti gli esercenti di attività di varia natura nei settori dell'energia elettrica, del gas e dei servizi idrici. Gli unici soggetti esonerati dall'iscrizione a questo sistema informativo sono quelli che, ai sensi della delibera 443/2012/A del 25 ottobre 2012, presentano tutte le seguenti caratteristiche:

- svolgono l'attività di produzione di energia elettrica con impianti di potenza nominale complessiva inferiore o uguale a 100 kW;
- non sono gestori, anche disgiunti, di componenti del servizio idrico integrato;
- non svolgono alcuna delle altre attività di cui all'articolo 2, dell'Allegato A alla delibera n. 143/07;
- sono già registrati presso Terna sul sistema Gaudì.

L'impianto in esame, essendo di potenza maggiore di 100 kW, non può essere esentato da tale obbligo, pertanto è stato regolarmente iscritto in Anagrafica Operatori e sono stati svolti gli adempimenti previsti per l'attività di produzione di energia elettrica.

Nei confronti dell'AEEGSI per il tramite del Distributore, come sopra più volte richiamato, è stato eseguito l'adeguamento impiantistico alla **Deliberazione AEEGSI n. 421/2014/R/EEL** (cosiddetta del Teledistacco).

Gli impianti oggetto della delibera sono gli impianti alimentati da fonte eolica o solare fotovoltaica di potenza maggiore o uguale a 100 kW connessi alle reti di media tensione per i quali è stata presentata la richiesta di connessione in data antecedente all'1 gennaio 2013.

Come si nota l'impianto in esame ha tutti requisiti previsti e quindi è stato soggetto all'obbligo.

E' stato adeguato alle prescrizioni di cui al Paragrafo 8.8.6.5 e all'Allegato M della Norma CEI 0-16 Edizione III che prevede che per garantire la sicurezza in ogni condizione di esercizio della rete in Media (ed Alta) tensione, gli Utenti Attivi con generatori connessi alla rete MT sono tenuti a fornire i servizi di rete specificati nella Tabella 7 ed in particolare, per gli impianti eolici e con generatori statici, gli stessi devono partecipare ai piani di difesa indicati al paragrafo 8.8.6.5.

Tali impianti, su richiesta del Distributore, devono consentire il supporto di servizi di teledistacco con riduzione parziale o totale della produzione per mezzo di telesegnali inviati da un centro remoto. In regime transitorio la riduzione di potenza degli impianti di generazione, oggetto della delibera, dovrà avvenire secondo le modalità specificate nell'allegato M della Norma CEI 0-16. In poche parole si tratta di modalità di trasmissione tramite modem GSM in grado di recepire messaggi da parte del gestore di rete per l'apertura del DDI e per i segnali di conferma dell'avvenuta apertura.

Come già accennato l'impianto avendo potenza nominale superiore a 11,08kW è stato sottoposto ad un nuovo adeguamento impiantistico all'ultima versione della CEI-016 secondo quanto disposto dalla **Deliberazione AEEGSI n. 786/2016/R/EEL** sempre per il tramite del Distributore.

10. GESTORE DEI SERVIZI ENERGETICI (GSE S.p.A.)

Il rapporto con il GSE è quello che maggiormente incide nella gestione di un impianto fotovoltaico poiché è proprio da questa società che vengono erogati gli unici contributi economici per la valorizzazione dell'energia elettrica prodotta ed immessa in rete dall'impianto stesso.

In questa sezione si descrive brevemente la posizione dell'impianto nell'anagrafica GSE, rimandando ai capitoli seguenti la descrizione dettagliata dei contributi percepiti.

10.1 Convenzione Tariffa Incentivante (cosiddetto Conto Energia)

L'impianto gode dell'incentivazione prevista dal D.M. 19/02/2007 (c.d. **Secondo Conto Energia**) per un periodo di venti anni a decorrere dal 27/04/2011 erogata nell'ambito della **convenzione n. R01F23168707 (n. identificativo 241656)**. La tariffa incentivante è pari ad **€ 0,422/kWh** prodotto ed è quella destinata agli impianti del tipo "integrato architettonicamente in copertura" così come disposto dalle regole applicative emanate a corredo del D.M.

10.2 Rimodulazione Tariffa Incentivante (cosiddetto Spalma Incentivi)

In data 03/11/2014 il GSE, ai sensi dell'articolo 26 commi 2 e 3 della Legge 11 agosto 2014 n. 116 (di seguito "Legge") di conversione del Decreto-Legge 24 giugno 2014, n. 91, ha pubblicato le "Istruzioni operative per gli interventi sulle tariffe incentivanti relative agli impianti fotovoltaici".

Il comma 3 dell'articolo 26 della Legge prevede che, a decorrere dal 1° gennaio 2015, la tariffa incentivante per l'energia prodotta dagli impianti di potenza nominale incentivata superiore a 200 kW sia rimodulata a scelta dell'operatore sulla base di tre opzioni - a), b) e c). Si rimanda alla Legge per il dettaglio delle tre opzioni.

Per l'impianto in esame è stata esercitata l'opzione c) pertanto:

- **a partire dal 1° gennaio 2015** e fino alla scadenza della convenzione, la tariffa incentivante da riconoscere all'impianto fotovoltaico è pari alla tariffa spettante alla medesima data ridotta del 6% e quindi pari a **€ 0,397/kWh** prodotto.

Per la documentazione inerente la concessione della tariffa incentivante da parte del GSE si veda gli allegati alla presente perizia.

10.3 Cessione del Credito

Per la costruzione dell'impianto fu chiesto un finanziamento quindicennale alla **Banca Popolare dell'Etruria e del Lazio** attivando contestualmente, a garanzia di quest'ultima, la procedura di "cessione dei crediti", vantati dal cedente (Soggetto Responsabile) nei confronti del GSE a favore del cessionario (Istituto Bancario).

La procedura è stata registrata negli archivi del GSE con il **protocollo GSE/A20120004685**.

10.4 Accordo transattivo e retrocessione della cessione del credito

A seguito della procedura di Liquidazione e Concordato Preventivo che ha coinvolto la Procacci S.p.A., e delle note vicende che hanno coinvolto la Banca Popolare dell'Etruria e del Lazio, la procedura di cessione del credito è stata oggetto di una controversia tra le due parti, con conseguente sospensione da parte del GSE dell'erogazione dei contributi nelle more della risoluzione della stessa. La trattazione specifica di quanto accaduto esula dalla presente.

Per ciò che qui interessa si riassume quanto segue:

1. In data 28 settembre 2022 è stato stipulato un atto notarile di retrocessione dei crediti tra REV S.p.A./Purple SVP S.r.l. qualificati come "Cedenti" e la Procacci S.r.l. (già Procacci S.p.a.) in Liquidazione ed in Concordato Preventivo qualificata come "Cessionario" al fine di porre in esecuzione i contenuti degli accordi transattivi sottoscritti tra le Parti nelle date del 5 maggio 2022 e 20 settembre 2022.
2. Gli accordi transattivi sottoscritti prevedono una serie di adempimenti tra le parti tra cui la suddivisione dei ricavi da tariffa incentivante secondo le proporzioni in essi indicate. Per quanto qui rileva è utile evidenziare solo quanto riportato al punto 5.2 comma a) dell'accordo transattivo del 05 maggio 2022 in cui, a seguito della vendita dell'impianto da parte del Concordato, la REV S.p.A./Purple SVP S.r.l. **"...si impegna ed obbliga a prestare senza indugio il proprio consenso, ove necessario, al subentro dell'acquirente nelle Convenzioni in essere con il GSE obbligandosi ora per allora, a non avanzare pretese e/o rivendiche di sorta nei confronti dell'acquirente medesimo..."**.
3. Il GSE in data 12/01/2023 comunicava ad entrambe le parti la presa d'atto della retrocessione del credito informandole che provvederà a versare, al soggetto responsabile Procacci S.r.l. in liquidazione, quanto dovuto in dipendenza della retrocessione suddetta, concludendo, di fatto, il periodo di sospensione dell'incentivazione.

In conseguenza di quanto sopra esposto nel prospetto di attualizzazione dei flussi di cassa dell'impianto fotovoltaico la tariffa incentivante è considerata nella piena disponibilità del futuro soggetto acquirente.

Per tutti gli altri dettagli delle predette scritture, se di interesse, si rimanda agli allegati specifici della presente perizia.

10.5 Ritiro Dedicato (cosiddetto RID)

E' stata stipulata con il GSE la convenzione n. **RID018724** per il **ritiro e la conseguente valorizzazione economica dell'energia elettrica immessa in rete** di cui all'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03 e all'art. 1, comma 41 della legge n. 239/04.

La convenzione si rinnova tacitamente di anno in anno, salvo disdetta da comunicarsi dal produttore a mezzo lettera raccomandata con avviso di ricevimento, con un preavviso di almeno 60 giorni rispetto alla scadenza (27/04 di ogni anno).

Le modalità e le condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell'energia elettrica di cui all'articolo 13, commi 3 e 4 del decreto legislativo n. 387/03 e dell'art. 1, comma 41 della legge n. 239/04 sono state emanate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas con la delibera n. 280/07 (nel seguito "delibera") che inoltre assegna, al GSE, il ruolo di intermediazione commerciale tra i Produttori e il sistema elettrico, sia per la compravendita dell'energia, sia per la gestione dei relativi servizi di trasporto e di dispacciamento in immissione.

L'articolo 3, comma 3 della delibera AEEG n. 280/07 specifica che la Convenzione per la regolazione economica del ritiro dell'energia elettrica sostituisce ogni altro adempimento relativo alla cessione commerciale dell'energia elettrica immessa e all'accesso ai servizi di dispacciamento e di trasporto in immissione.

Pertanto per la valorizzazione economica dell'energia elettrica immessa in rete non è richiesto nessun altro adempimento nei confronti degli attori del Sistema Elettrico Nazionale.

10.6 Mix energetico (cosiddetto Fuel-Mix)

La direttiva 2009/28/CE e la direttiva 2009/72/CE che abroga la direttiva 2003/54/CE, recepite nell'ordinamento italiano con la legge 125/07, introducono norme comuni a tutela del cliente finale circa l'effettivo utilizzo di energia elettrica proveniente da fonti rinnovabili.

Secondo quanto disposto a livello comunitario, le imprese di vendita sono tenute a dare informazioni ai propri clienti finali in merito alla composizione del mix energetico per la produzione di energia elettrica fornita e al relativo impatto ambientale.

In questo contesto comunitario si inserisce il Decreto Ministeriale (di seguito: Decreto) emanato in data 31 luglio 2009 dal Ministero dello sviluppo economico e pubblicato sulla G.U. del 25 agosto 2009 Serie Generale n. 196 recante:

"Criteri e modalità per la fornitura ai clienti finali delle informazioni sulla composizione del mix energetico utilizzato per la produzione dell'energia elettrica fornita, nonché sull'impatto ambientale della produzione" che definisce le modalità con cui le imprese esercenti attività di vendita di energia elettrica sono tenute a fornire informazioni ai clienti finali.

In attuazione di quanto disposto all'articolo 5, comma 5 del suddetto Decreto, il Gestore dei Servizi Energetici (di seguito GSE) è obbligato alla comunicazione del mix "complementare" dell'energia elettrica immessa in rete da parte di ciascun Produttore a cui esso la ritira.

Ciascun Produttore deve quindi comunicare al GSE, su base annuale, la composizione del proprio mix energetico iniziale dell'energia elettrica immessa in rete distinta per le fonti di alimentazione indicate nel Decreto: fonti rinnovabili, gas naturale, carbone, prodotti petroliferi, nucleare, altre fonti.

Non sono oggetto di comunicazione di dati gli impianti in SSP, gli impianti in convenzione Cip n. 6/92 e gli impianti fotovoltaici con potenza attiva nominale fino a 1.000 kW incentivati con il Quinto Conto Energia.

Rientrano nelle comunicazioni gli **impianti in regime di ritiro dedicato**, incentivati con il sistema della tariffa fissa onnicomprensiva o che cedono energia elettrica al mercato libero.

L'impianto in esame quindi è soggetto alla suddetta comunicazione che deve essere inviata con sul portale del Gestore dei Servizi Energetici con l'applicativo denominato "FUEL-MIX".

Tutte le comunicazioni sino ad oggi dovute sono state correttamente inviate.

11. PRODUZIONE ANNUA TEORICA DELL'IMPIANTO

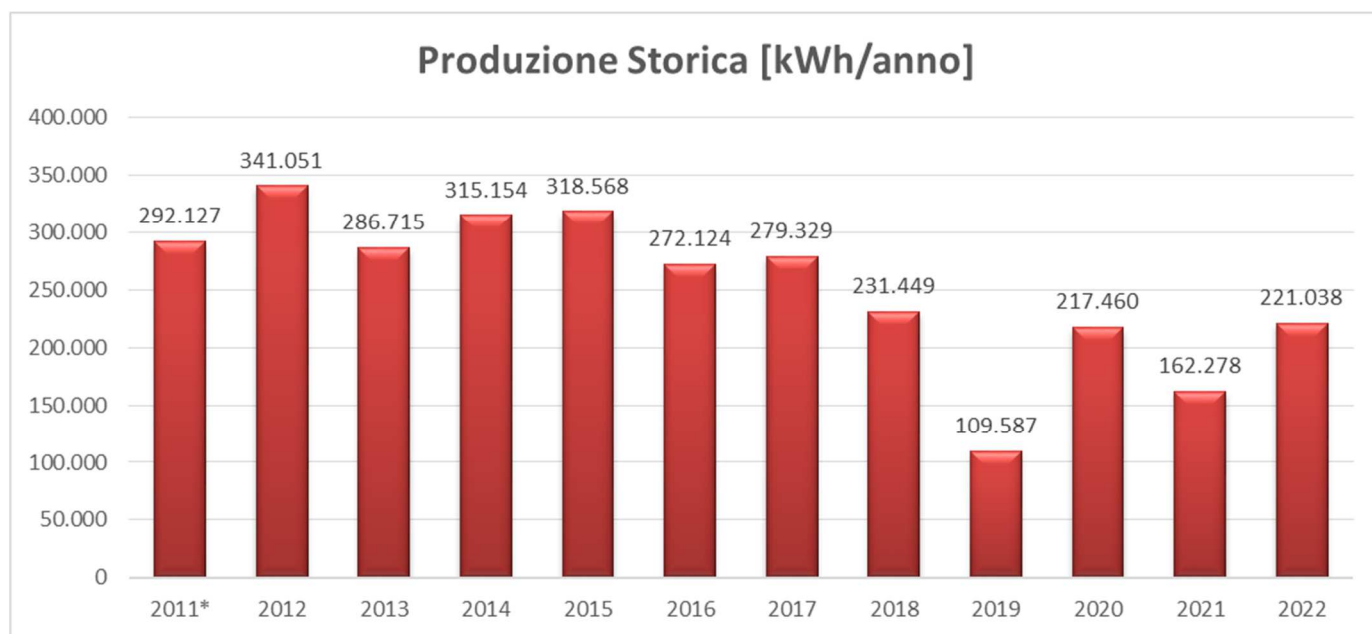
I ricavi dell'impianto fotovoltaico sono legati alla produzione in kWh che questo fa registrare di anno in anno. Di conseguenza il primo passo da fare per calcolare i flussi di cassa che l'impianto potrà generare in futuro è quello di stimarne l'attuale produzione annua teorica e cioè la capacità di produrre energia, espressa appunto in chilowattora per anno ("kWh/anno").

Come vita utile dell'impianto si considerano i 20 anni successivi alla entrata in esercizio (coincidente con la data di allacciamento alla rete elettrica) che è anche il periodo di erogazione della Tariffa Incentivante che rappresenta la principale fonte di reddito.

La produzione annua teorica di un impianto fotovoltaico dipende da molti fattori, intrinseci ed estrinseci (qualità dei componenti, criteri progettuali, perdite di sistema, decadimento dei moduli fotovoltaici, ecc.) ma soprattutto dall'irradiazione solare sul piano dei moduli fotovoltaici. Esistono in letteratura dei metodi per stimare la produzione annua teorica dell'impianto a partire dai dati di progetto, ma, per gli scopi della presente, essendo l'impianto in esercizio da più della metà della sua vita utile si ritiene più corretto analizzare la produzione storica reale e da essa ricavare una produzione teorica stimata più plausibile.

11.1 Produzione storica

L'impianto ha fatto registrare le seguenti produzioni annuali (esprese in kWh):



Storico produzione impianto da aprile 2011 (data di connessione) a dicembre 2022 (Fonte: GSE).

In cui 2011* sta a significare che il conteggio dei valori inizia dalla data di allacciamento dell'impianto (27/04/2011).

L'impianto nel corso del tempo ha subito un decremento della produzione. Una parte è giustificabile dal decadimento fisiologico dei moduli fotovoltaici e dall'oscillazione (su base annua) dell'irradiazione solare sul luogo di installazione tra un anno e l'altro.

Un'altra parte, come emerso dai colloqui con la proprietà, è giustificabile considerando che l'impianto nel corso del tempo, e particolarmente dal 2017 in poi, è stato soggetto ad alcuni guasti, che comunque sono stati successivamente ripristinati da interventi manutentivi.

11.2 Sopralluogo del 09/06/2023

Al fine di approfondire l'entità e le possibili cause di un deficit di produzione dell'impianto (oltre ai guasti e fermi produzione), in data 09/06/2023 è stato eseguito un sopralluogo teso ad accertarsi delle reali condizioni di esercizio e della natura delle problematiche che potrebbero determinare una perdita di potenza dell'impianto.

Per misurare nel dettaglio l'efficienza di un impianto fotovoltaico e delle eventuali problematiche che lo caratterizzano, sarebbe necessaria, per la parte del campo fotovoltaico in cc, una campagna di misura della curva I-V di tutte le stringhe e di tutti i pannelli di ciascuna stringa, mentre per la parte di conversione cc/ca, una misura del reale rendimento di trasformazione degli inverter.

Tale attività ha dei costi e dei tempi di esecuzione che non possono essere giustificati con lo scopo della presente. Pertanto l'attività di sopralluogo si è concentrata nella ricerca delle evidenze macroscopiche che interessano direttamente la producibilità e si è sviluppata nello svolgimento delle seguenti attività:

- Esame a vista.
- Esami strumentali:
 1. Verifica della tensione nominale di stringa a vuoto;
 2. Verifica della tensione nominale di stringa sotto carico: la verifica è stata effettuata sezionando il più possibile le stringhe all'interno dei quadri di campo, mantenendo un livello minimo di stringhe (2 stringhe) in modo da mantenere in funzione l'inverter dedicato e garantire così la condizione di carico (ove possibile);
 3. Verifica funzionalità protezioni di stringa (fusibili);
 4. Indagine termografica per verificare la presenza di anomalie termiche diffuse e/o concentrare, c.d. Hot Spot e Hot Area.

Di seguito si elencano le risultanze del sopralluogo, rimandando agli allegati alla presente perizia per ogni approfondimento e per il dettaglio delle operazioni effettuate:

1. L'impianto, nel suo insieme, risulta in uno stato di conservazione compatibile con l'età e con la manutenzione effettuata.
2. I moduli, nella quasi totalità, mostrano segni evidenti dell'effetto snail trails o "bava di lumaca" piuttosto diffusi sulla superficie del modulo. Sebbene spesso il problema sia per lo più solamente estetico, quando invece le bave di lumaca sono numerose e diffuse sulla superficie del modulo non è escludibile la possibilità di una certa perdita di potenza resa dal modulo.
3. Al momento del sopralluogo, tutti e quattro gli inverter erano regolarmente in funzione.
4. Sia la misura delle tensioni di stringa a vuoto che di quelle sotto carico ha evidenziato un comportamento plausibile, in funzione della temperatura di cella e del decadimento fisiologico delle prestazioni del modulo. Non si sono quindi riscontrate particolari anomalie in questo ambito.
5. L'indagine termografica ha rilevato che circa il 10% dei moduli presenta fenomeni evidenti di sovratemperatura localizzate. Tali anomalie termiche possono compromettere parzialmente o interamente la funzionalità del pannello stesso ovvero della stringa di cui fa parte il singolo pannello e richiederebbero la sostituzione del modulo stesso sia per motivi legati al rendimento oltre che per motivi di sicurezza.

Dal quadro emerso durante il sopralluogo è quindi probabile che il deficit di produzione dell'impianto sia associabile alla concomitanza nel tempo di due fattori, i guasti ai componenti che hanno ridotto il tempo di funzionamento dell'impianto e la possibile perdita in potenza, derivante dalle problematiche riscontrate sui moduli, che riduce la capacità di generare energia.

L'influenza dei guasti ai componenti sulla producibilità sarà ridotta al minimo prevedendo un sistema di monitoraggio in tempo reale dell'impianto e una manutenzione programmata.

La sostituzione integrale dei moduli invece è un'inattività che è incompatibile con gli scopi del Concordato. Pertanto si deve provvedere alla stima del deficit di potenza dovuto alle problematiche riscontrate in fase di sopralluogo. Si è proceduto nel modo che segue.

11.3 Stima del deficit di potenza

Si è calcolato il deficit di potenza ΔP (espresso in %) che rappresenta l'effetto complessivo delle perdite sull'energia prodotta in c.a. dall'impianto fotovoltaico dovute alle inefficienze dei moduli fotovoltaici. Il deficit di potenza è calcolato secondo la seguente formula (ricavata elaborando i contenuti della Guida tecnica CEI 82-25):

$$\Delta P = \frac{P_{ca}}{P_n \cdot (1 - R_{fv2} - R_{sis} - R_{dec}) \cdot \frac{G_p}{G_{stc}}} - 1 = \frac{P_{ca_{prodotta}}}{P_{ca_{producibile}}} - 1$$

Dove:

- ΔP = Deficit di potenza dovuto alle inefficienze dei moduli fotovoltaici (in %).
- P_n = potenza nominale (in kWp) del generatore fotovoltaico, determinata come somma delle singole potenze dei moduli desunte dalle schede tecniche rilasciate dal costruttore.
- G_p = irraggiamento solare globale (in W/m²) sul piano dei moduli.
- G_{stc} = irraggiamento solare in STC (pari a 1000 W/m²).
- P_{ca} = Potenza (in kW) prodotta in corrente alternata dall'impianto fotovoltaico.
- R_{fv2} = coefficiente riduttivo che tiene conto della perdita di energia per effetto della temperatura della cella, T_{cel} , maggiore di 40°C.

Dove:

$$R_{fv2} = \begin{cases} 1 & (se T_{cel} \leq 40^\circ C) \\ 1 - (T_{cel} - 40) \cdot \frac{\gamma}{100} & (se T_{cel} > 40^\circ C) \end{cases}$$

Con:

- T_{cel} = temperatura di funzionamento della cella fotovoltaica.
- γ = coefficiente di temperatura di potenza: variazione della potenza di un modulo fotovoltaico per grado Celsius di variazione della temperatura della cella, Si assume un valore pari a 0,4 (vedi scheda tecnica del modulo).
- R_{sis} = perdite di sistema. Rappresenta l'effetto complessivo delle perdite sull'energia prodotta in c.a. dall'impianto fotovoltaico dovute allo sfruttamento incompleto della radiazione solare, al rendimento di conversione dell'inverter, e a tutte le altre componenti ad esclusione di quelle legate ai moduli fotovoltaici. Si assume un valore del 15% ricavato dalla letteratura in materia.

- Rdec = perdite per decadimento fisiologico del rendimento dei moduli fotovoltaici pari al 90% della potenza nominale nei primi 12 anni e pari al 80% nei 25 anni di vita ipotetica (vedi scheda tecnica del modulo).

L'impianto non è dotato di sistema di monitoraggio né di sensoristica per la misura dell'irraggiamento e della temperatura di cella e pertanto i valori assunti sono stati ricavati come segue:

- Gp = stima ricavata dal confronto con impianti pilota orientati similmente, dotati di sensoristica e installati ad una latitudine prossima a quella dell'impianto in oggetto.
- Pca = ricavata in tempo reale dalla lettura del display degli inverter.
- Tcel = ricavata dall'analisi termografica.

Segue una tabella riassuntiva del calcolo:

Misure 09/06/2023 ore 15:20 - Stima deficit di potenza								
Inverter	Pn moduli	Potenza Pca	Tcel [Stima]	Perdite temperatura	Perdite sistema [Stima]	Perdite decadimento moduli	Irraggiamento [Stima]	Potenza teorica
Id.	kWp	KW	°C	%	%	%	W/mq	[kW]
1	96,6	47,40	50,00	-4,00%	-15%	-10,10%	800	54,79
2	96,6	54,50	50,00	-4,00%	-15%	-10,10%	800	54,79
3	78,20	39,20	50,00	-4,00%	-15%	-10,10%	800	44,36
4	78,20	35,00	50,00	-4,00%	-15%	-10,10%	800	44,36
	349,60	176,10						198,30
Deficit di potenza								-11,20%

Si assume pertanto una perdita in potenza dell'impianto dovuta alle inefficienze dei moduli pari al 12%.

11.4 Calcolo della produzione annua teorica

Avendo a disposizione tutti i parametri da considerare a questo punto è possibile ricavare la produzione annua teorica dell'impianto da poter utilizzare nel calcolo dei flussi di cassa attualizzati.

Si presume l'impianto correttamente esercito per i primi 5 anni pieni e consecutivi (2012-2016) dalla data di connessione e si ricava la produzione annua media:

Produzione storica 2012-2016	
Anno	Produzione reale
(aaaa)	(kWh/anno)
2012	341.051
2013	286.715
2014	315.154
2015	318.568
2016	272.124
Media	306.722

Si ricava la produzione annua teorica al 2023 considerando solo il decadimento dei moduli fotovoltaici. I moduli hanno una garanzia di rendimento pari al 90% della potenza nominale nei primi 12 anni e pari al 80% nei 25 anni di vita ipotetica. Ipotizzando il decadimento lineare si ottiene che i moduli perderanno l'0,83% di potenza ogni anno nei primi 12 anni e lo 0,77% nei successivi 15 anni:

Produzione teorica al 2023			
Id anno	Anno	Decadimento	Produzione
(n.)	(aaaa)	(%)	(KWh)
7	2017	0,83%	304.166
8	2018	0,83%	301.632

Produzione teorica al 2023			
Id anno	Anno	Decadimento	Produzione
(n.)	(aaaa)	(%)	(KWh)
9	2019	0,83%	299.118
10	2020	0,83%	296.625
11	2021	0,83%	294.154
12	2022	0,83%	291.702
13	2023	0,77%	289.458

Si calcola la produzione annua da considerare dal 2024 in poi utilizzando il deficit di produzione riscontrato:

Produzione teorica dal 2024	u.m.	Valore
Produzione al 2023	kWh	289.458
Perdita in potenza (campagna misure 09/06/2023)	%	12%
Produzione dal 2024	kWh	254.723

Si assume quindi come **produzione annua teorica** dell'impianto dal 2024 in poi il valore di **254.723 kWh/anno**. Dato che, opportunamente decurtato del fisiologico decadimento annuo dei pannelli fotovoltaici, sarà utilizzato per il calcolo del prospetto previsionale dei restanti ricavi dell'impianto a fine vita.

12. CONTRIBUTI ECONOMICI

12.1 Tariffa Incentivante (cosiddetto Conto Energia)

Come premesso la tariffa incentivante viene erogata su tutta l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico. Segue una tabella riassuntiva dei contributi erogati dal GSE sino al 31/12/2022:

Anno	Produzione	Incentivo	Tariffa
-	(kWh)	(€)	(€/kWh)
2011*	292.127	€ 123.277,54	€ 0,422
2012	341.051	€ 143.923,60	€ 0,422
2013	286.715	€ 120.993,78	€ 0,422
2014	315.154	€ 132.994,81	€ 0,422
2015	318.568	€ 126.471,36	€ 0,397
2016	272.124	€ 108.033,41	€ 0,397
2017	279.329	€ 110.893,76	€ 0,397
2018	231.449	€ 91.885,07	€ 0,397
2019	109.587	€ 43.505,88	€ 0,397
2020	217.460	€ 86.331,53	€ 0,397
2021	162.278	€ 64.424,31	€ 0,397
2022	221.038	€ 87.752,00	€ 0,397
Totale	3.046.879	€ 1.240.487,05	

Storico incentivi 2011-2022 (Fonte: GSE).

In cui 2011* sta a significare che il conteggio dei valori è dalla data di allacciamento (27/04/2011) fino al 31/12/2011.

Non sono ad oggi prevedibili ulteriori interventi legislativi in merito alla rimodulazione della tariffa incentivante. Quindi il valore attuale di **0,397 €/kWh** prodotto sarà utilizzato per il calcolo del prospetto previsionale dei restanti ricavi dell'impianto a fine vita.

12.2 Ritiro Dedicato (cosiddetto RID)

Come accennato il ritiro dedicato è una forma particolare di vendita dell'energia elettrica prodotta. In particolare viene valorizzato dal GSE il singolo kWh immesso in rete, con un calcolo piuttosto complesso (che esula dallo scopo della presente), utilizzando il Prezzo Zonale Orario (PZO) che si forma nel mercato elettrico

della zona di riferimento o il cosiddetto Prezzo Minimo Garantito (PGM), qualora il valore di quest'ultimo fosse più alto del PZO.

La legislazione sul ritiro dedicato e in particolare sul prezzo di vendita dell'energia ha subito notevoli cambiamenti nel corso del tempo che ne hanno modificato profondamente la struttura.

Il PMG è aggiornato di anno in anno dall'Autorità dell'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico con apposita deliberazione che va a modificare la delibera istitutiva (n. 280/07) con cui è stato introdotto il meccanismo del ritiro dedicato.

Il PZO è quel prezzo che si forma nella zona di mercato in cui l'impianto insiste. Dipendendo da una pletora di cause, non è prevedibile a priori con certezza.

Non per ultimo nel corso del 2022-2023 c'è stato un notevole incremento del costo dell'energia elettrica ed è stata emanata la norma cosiddetta "Extraprofiti" che impone un tetto massimo ai ricavi da RID, per gli impianti con le caratteristiche come quello in oggetto, di circa 0,06 €/kWh.

La norma è tutt'ora al vaglio delle Autorità competenti a seguito di ricorsi presentati da alcuni produttori elettrici e la sua trattazione esula dallo scopo della presente perizia. E' lecito comunque supporre che i **0,06 €/kWh** immesso siano un prezzo che il mercato e gli eventuali interventi legislativi futuri possano garantire.

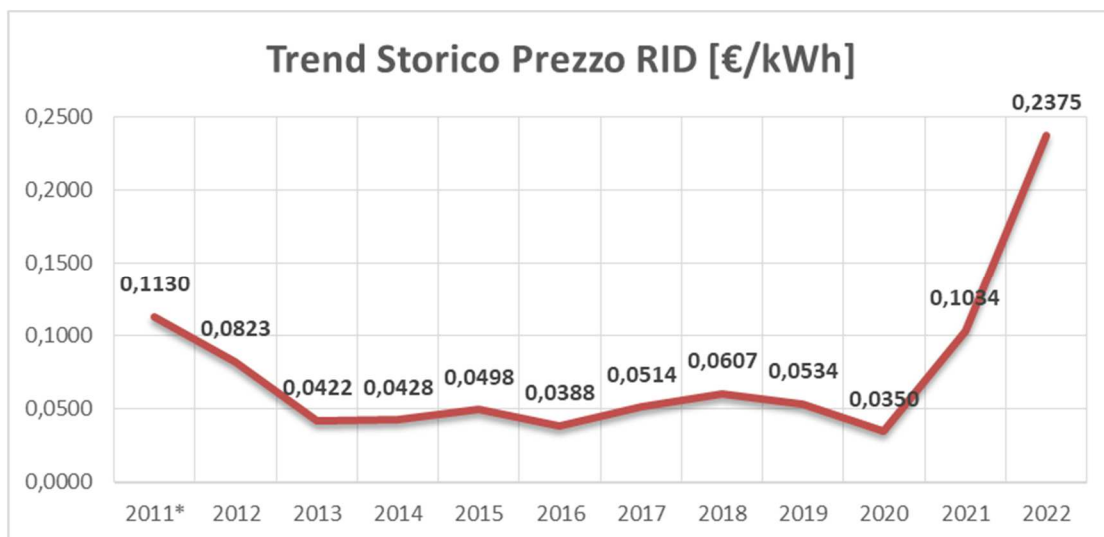
Tale valore quindi sarà utilizzato per la valorizzazione RID del prospetto previsionale dei restanti ricavi dell'impianto a fine vita.

Segue il prospetto dei ricavi storici della vendita dell'energia e un grafico sul trend storico del prezzo per kWh che riassume concettualmente quanto sopra esposto.

Anno	Produzione (kWh)	Ricavo RID (€)	Prezzo (€/kWh)
2011*	292.127	€ 33.012,62	0,1130
2012	341.051	€ 28.064,79	0,0823
2013	286.715	€ 12.097,00	0,0422
2014	315.154	€ 13.473,85	0,0428
2015	318.568	€ 15.867,34	0,0498
2016	272.124	€ 10.570,58	0,0388
2017	279.329	€ 14.361,86	0,0514
2018	231.449	€ 14.027,86	0,0607
2019	109.587	€ 5.856,28	0,0534
2020	217.460	€ 7.608,66	0,0350
2021	162.278	€ 16.837,48	0,1034
2022	221.038	€ 52.507,38	0,2375
Totale	3.046.879	€ 224.285,70	

Storico vendita 2011-2022 (Fonte: GSE).

In cui 2011* sta a significare che il conteggio dei valori è dalla data di allacciamento (27/04/2011) fino al 31/12/2011.



Trend storico prezzo RID 2011-2022 (Fonte: GSE).

13. ATTUALE VALORE DI MERCATO DELL'IMPIANTO

Si esplicita di seguito il più probabile valore attuale di mercato dell'impianto fotovoltaico portando così a compimento l'obiettivo della presente perizia di stima.

Come accennato in premessa, come metodo di stima si utilizza quello dei flussi di cassa attualizzati negli anni. Consiste nella valutazione dei movimenti economici che ogni anno la produzione di energia può generare, decurtati delle spese (da adesso fino alla data di scadenza della convenzione fissata nel 2031).

Il metodo dei flussi di cassa attualizzati ha come finalità quello di determinare il valore di un investimento nel corso degli anni e prevederne la capacità di produrre reddito nell'anno attuale.

Questa attualizzazione tiene conto di un tasso di sconto che contempla più fattori tra cui le caratteristiche dell'investimento, e il suo fattore di rischio.

13.1 Parametri di stima

Prima di esplicitare la tabella con i flussi di cassa di seguito si elencano le assunzioni fatte:

1. La fine vita dell'impianto si identifica, ai fini della presente, con la scadenza della Convenzione del Conto Energia e più precisamente con il **27/04/2031**. Ad oggi quindi mancano circa 8 anni di contributi.
2. Si suppone che l'impianto possa essere alienato dalla titolarità del Concordato a far data dal 2024 e pertanto i flussi cassa di considerano a partire dal 01/01/2024.
3. La produzione media annua stimata per il 2024 è pari a 254.723 kWh/anno. Negli anni seguenti essa verrà decurtata del fisiologico fattore di decadimento dei moduli fotovoltaici (si veda i paragrafi precedenti).
4. Il tasso di sconto per l'attualizzazione dei flussi di cassa è assunto pari al 7,5%. E' stato dedotto considerando la quotazione attuale dei BTP dello Stato italiano con scadenza paragonabile alla vita utile dell'impianto, aumentata di un valore associabile alla diverso fattore di rischio imprenditoriale di un investimento tecnologico se paragonato ad uno finanziario in BTP.

13.2 Ricavi

Come già esplicitato si ipotizza di remunerare il kWh prodotto e immesso in rete con la somma della tariffa incentivante (CE) e del ritiro dedicato (RID), come sopra esposti, e otteniamo: $CE + RID = 0,397 + 0,06 = \mathbf{0,457 \text{ €/kWh}}$.

13.3 Spese

L'impianto nel corso della sua vita utile è soggetto a tre diverse categorie di spese:

A. Spese da sostenere al momento dell'acquisto

Si stimano pari a 85.000 € e comprendono costi da sostenere per:

- Stipula di diritto di superficie sul lastrico solare che ospita l'impianto (supposto pagato tutto in unica soluzione al momento dell'acquisto).
- Pratiche burocratiche di trasferimento di titolarità dell'impianto verso gli enti competenti.
- Installazione di sistema di monitoraggio dell'impianto.
- Check-up sugli inverter da parte della casa costruttrice ed eventuale sostituzione delle tre schede difettose. In teoria gli inverter, dopo i primi 10 anni sarebbero da sostituire integralmente. Viste però l'età dell'impianto e le sue condizioni generali non ottimali la sostituzione degli inverter è una spesa che nel caso in esame potrebbe risultare non vantaggiosa, quindi si preferisce stimare i costi di una manutenzione specifica.
- Sostituzione del 10% dei moduli soggetti a evidenti sovratemperature localizzate con moduli di pari potenza e pari caratteristiche tecniche.

B. Spese di gestione annua

Si stimano pari a 12.500 €/anno e comprendono costi da sostenere per:

- Stipula di contratto di manutenzione ordinaria e straordinaria con una o più aziende esperte del settore per il mantenimento della producibilità teorica stimata dell'impianto e per l'adempimento degli obblighi burocratici annuali per la corretta conduzione dell'impianto a norma di legge.
- Stipula di contratto di assicurazione. A tal proposito sottolinea che il valore del premio assicurativo dipende da molti parametri e può variare sensibilmente da impianto ad impianto. Quello considerato è un valore medio. Per la quantificazione esatta del premio si rimanda ad una analisi più approfondita con la Compagnia Assicurativa che verrà scelta.

C. Spese da sostenere a fine vita

Si stimano pari a 35.000 € e comprendono costi da sostenere per:

- Smontaggio e smaltimento dei moduli.
- Smontaggio e smaltimento delle altre componentistiche elettriche e non e ripristino dei luoghi.

13.4 Prospetto di attualizzazione flussi di cassa

EsPLICITATI parametri di calcolo, i ricavi e le spese si produce il prospetto di attualizzazione dei flussi di cassa:

Si ipotizza che l'impianto sia alienato a partire dal 01/01/2024

* = fino 27/04/2031

Costi e ricavi

Id anno	Anno	Data (gg/mm/aaaa)	Peso (%)	Decadimento (%)	Produzione (kWh/anno)	Produzione (KWh)	Tariffa CE (€/kWh)	Prezzo RID (€/kWh)	TOT (€/kWh)	Incentivo (€)	Vendita (€)	TOT (€)	Costi	Costi	TOT
													€	€/anno	(€)
		01/01/2024											-€ 85.000,00		-€ 85.000,00
14	2024	31/12/2024	100%	0,77%	254.723	254.723	€ 0,397	€ 0,060	€ 0,457	€ 101.043,67	€ 15.283,40	€ 116.327,08		-€ 12.500,00	-€ 12.500,00
15	2025	31/12/2025	100%	0,77%	252.764	252.764	€ 0,397	€ 0,060	€ 0,457	€ 100.266,41	€ 15.165,84	€ 115.432,25		-€ 12.500,00	-€ 12.500,00
16	2026	31/12/2026	100%	0,77%	250.820	250.820	€ 0,397	€ 0,060	€ 0,457	€ 99.495,13	€ 15.049,18	€ 114.544,31		-€ 12.500,00	-€ 12.500,00
17	2027	31/12/2027	100%	0,77%	248.890	248.890	€ 0,397	€ 0,060	€ 0,457	€ 98.729,79	€ 14.933,42	€ 113.663,20		-€ 12.500,00	-€ 12.500,00
18	2028	31/12/2028	100%	0,77%	246.976	246.976	€ 0,397	€ 0,060	€ 0,457	€ 97.970,33	€ 14.818,54	€ 112.788,87		-€ 12.500,00	-€ 12.500,00
19	2029	31/12/2029	100%	0,77%	245.076	245.076	€ 0,397	€ 0,060	€ 0,457	€ 97.216,71	€ 14.704,55	€ 111.921,26		-€ 12.500,00	-€ 12.500,00
20	2030	31/12/2030	100%	0,77%	243.191	243.191	€ 0,397	€ 0,060	€ 0,457	€ 96.468,89	€ 14.591,44	€ 111.060,33		-€ 12.500,00	-€ 12.500,00
21*	2031	27/04/2031	32%	0,77%	241.320	76.693	€ 0,397	€ 0,060	€ 0,457	€ 30.422,77	€ 4.601,61	€ 35.024,38		-€ 3.972,60	-€ 3.972,60
		27/04/2031											-€ 35.000,00		-€ 35.000,00
Totale			7,32			1.819.133				€ 721.613,69	€ 109.147,98	€ 830.761,68	-€ 120.000,00	-€ 91.472,60	-€ 211.472,60

Attualizzazione flussi di cassa

Id anno	Anno	Peso (%)	Produzione (KWh)	Incentivo (€)	Vendita (€)	TOT (€)	Costi	Costi	TOT	Flusso di cassa FC	Fattore di sconto FS	Flusso di cassa attualizzato FCa	Id anno residuo
							€	€/anno	(€)	€/anno	-	€/anno	
							-€ 85.000,00		-€ 85.000,00	-€ 85.000,00	1,0000	-€ 85.000,00	0
14	2024	100%	254.723	€ 101.043,67	€ 15.283,40	€ 116.327,08		-€ 12.500,00	-€ 12.500,00	€ 103.827,08	0,9302	€ 96.583,33	1
15	2025	100%	252.764	€ 100.266,41	€ 15.165,84	€ 115.432,25		-€ 12.500,00	-€ 12.500,00	€ 102.932,25	0,8653	€ 89.070,63	2
16	2026	100%	250.820	€ 99.495,13	€ 15.049,18	€ 114.544,31		-€ 12.500,00	-€ 12.500,00	€ 102.044,31	0,8050	€ 82.141,65	3
17	2027	100%	248.890	€ 98.729,79	€ 14.933,42	€ 113.663,20		-€ 12.500,00	-€ 12.500,00	€ 101.163,20	0,7488	€ 75.751,06	4
18	2028	100%	246.976	€ 97.970,33	€ 14.818,54	€ 112.788,87		-€ 12.500,00	-€ 12.500,00	€ 100.288,87	0,6966	€ 69.857,08	5
19	2029	100%	245.076	€ 97.216,71	€ 14.704,55	€ 111.921,26		-€ 12.500,00	-€ 12.500,00	€ 99.421,26	0,6480	€ 64.421,15	6
20	2030	100%	243.191	€ 96.468,89	€ 14.591,44	€ 111.060,33		-€ 12.500,00	-€ 12.500,00	€ 98.560,33	0,6028	€ 59.407,72	7
21*	2031	32%	76.693	€ 30.422,77	€ 4.601,61	€ 35.024,38		-€ 3.972,60	-€ 3.972,60	€ 31.051,78	0,5607	€ 17.410,80	8
							-€ 35.000,00		-€ 35.000,00	-€ 35.000,00	0,5216	-€ 18.255,42	9
Totale		7,32	1.819.133	€ 721.613,69	€ 109.147,98	€ 830.761,68	-€ 120.000,00	-€ 91.472,60	-€ 211.472,60	€ 619.289,07		€ 451.387,99	

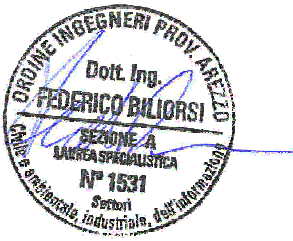
13.5 Conclusioni

L'attualizzazione dei flussi di cassa dell'impianto fotovoltaico ammonta a € 451.387,99.

In virtù dell'incertezza sul evolversi nel tempo delle problematiche riscontrate nell'impianto (con particolare riferimento al fenomeno delle snail trails e delle anomalie termiche sui moduli) e per garantire una maggiore appetibilità di mercato dell'investimento si ritiene plausibile scontare il valore calcolato di una percentuale forfettaria del 10% ottenendo un **valore attuale di mercato dell'impianto di circa € 405.000 (euro quattrocentocinquemila).**



Per ESAERG S.r.l.:

Ing. Federico BILIORSI 	Arch. Fabio BICCHIELLI 	Ing. Nicola CARBONI 
--	--	---

14. LISTA ALLEGATI

- ALLEGATO 1 - PLANIMETRIA DISPOSIZIONE MODULI FOTOVOLTAICI
- ALLEGATO 2 - SCHEMA ELETTRICO UNIFILARE
- ALLEGATO 3 - SCHEDA TECNICA MODULO FOTOVOLTAICO
- ALLEGATO 4 - VERBALE DI ALLACCIAMENTO ALLA RETE ELETTRICA
- ALLEGATO 5 - TARIFFA INCENTIVANTE GSE: RICONOSCIMENTO TARIFFA
- ALLEGATO 6 - TARIFFA INCENTIVANTE GSE: CONVENZIONE
- ALLEGATO 7 - TARIFFA INCENTIVANTE GSE: RIMODULAZIONE TARIFFA (C.D. DECRETO SPALMA INCENTIVI)
- ALLEGATO 8 - TARIFFA INCENTIVANTE GSE: ACCORDO TRANSATTIVO E RETROCESSIONE DEL CREDITO
- ALLEGATO 9 - CONVENZIONE GSE RITIRO DEDICATO
- ALLEGATO 10 - SOPRALLUOGO 09/06/2023: RELAZIONE TECNICA SOPRALLUOGO
- ALLEGATO 11 - SOPRALLUOGO 09/06/2023: DOCUMENTAZIONE FOTOGRAFICA
- ALLEGATO 12 - SOPRALLUOGO 09/06/2023: REPORT TERMOGRAFICO EDIFICIO 1 (PRINCIPALE)
- ALLEGATO 13 - SOPRALLUOGO 09/06/2023: REPORT TERMOGRAFICO EDIFICIO 2 (INCLINATO)