



Consorzio Industriale Provinciale Nord Est Sardegna **GALLURA**

CONSORZIO INDUSTRIALE PROVINCIALE NORD EST SARDEGNA – GALLURA

ENTE PUBBLICO (ART. 3, L.R. N° 10 DEL 25.07.2008)

Iscr. Reg. Imprese di Sassari n° 113021 - C.F. 82004630909 - P.iva 0032750902

**VERBALE DELL'ADUNANZA DELIBERATIVA DELL'ASSEMBLEA GENERALE
CONSORZIO INDUSTRIALE PROVINCIALE NORD EST SARDEGNA – GALLURA**

N. 04 del 14.03.2011

OGGETTO: attuazione in linea tecnico-amministrativa ed economico finanziaria del programma degli interventi e delle opere di sviluppo della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (fotovoltaico) :

- **approvazione Piano Economico e Finanziario;**
- **autorizzazione alla eseguibilità degli interventi e delle opere programmate.**

L'anno duemilaundici, addì 14 del mese di marzo, alle ore 11,30 presso la sede sociale del Consorzio Industriale Provinciale Nord Est Sardegna - Gallura, a seguito di apposite e regolari convocazioni prot. n. 1011/2011 e 1060/2011, si è riunita l'Assemblea Generale del CIPNES Gallura.

Sono presenti giusta art. 4, c. 2, della L.R. 10/2008 e dell' art. 2, c. 27 della L.R. 3/2009:

- Nizzi Settimo, Presidente rappresentante della Provincia Olbia – Tempio in virtù di decreto presidenziale n. 08 del 17.02.2011;
- Satta Giovanni Antonio, in qualità di Sindaco del Comune di Buddusò;
- Raspitzu Giovanni Maria, quale rappresentante del Comune di Monti in virtù di delega sindacale n. 14 del 09/07/2010;
- Bigi Patrizia, in qualità di rappresentate degli imprenditori ex art. 4, c. 2, L.R. n. 10/2008,

Risulta assente:



- il rappresentante Legale del Comune di Olbia.

Componenti presenti n. 4

Componenti assenti n. 1

Il Collegio dei Revisori dei Conti è rappresentato da:

- Giuseppe Rasenti (componete effettivo);
- Massimo Piu (componete effettivo).

Risulta assente:

- Beccu Graziano (Presidente);

Assiste il Direttore Generale del C.I.N.E.S. **Dott. Aldo Carta**.

Constatata la validità dell'adunanza per il numero degli intervenuti assume la Presidenza nella sua qualità di Presidente del C.I.P.N.E.S.. l'On. **Dott. Settimo Nizzi**.

Il Presidente relaziona circa lo stato di avanzamento delle progettazioni preliminari per la costruzione di due impianti fotovoltaici già predisposte dall'ufficio tecnico del CIPNES e presentate nel marzo '10 ad ENEL Distribuzione Spa, finalizzate a conseguire l'allaccio alla rete elettrica nazionale, atti propedeutici per ottenere le necessarie ulteriori autorizzazioni ambientali ed urbanistiche normativamente previste, nonché per poter usufruire dei finanziamenti di cui al D.M. 06.08.2010 coerentemente ai precedenti deliberati di programmazione assunti dal consorzio.

Successivamente il Presidente dà la parola al Dirigente del CIPNES ing. Giovanni Maurelli che informa che a partire dal mese di agosto 2010 è in vigore un nuovo Decreto Ministeriale regolante le misure di incentivazione per la realizzazione di impianti a tecnologia fotovoltaica; dette tariffe incentivanti (c.d. terzo conto energia) vengono riconosciute ed erogate per venti anni, a partire dall'entrata in esercizio dell'impianto fotovoltaico realizzato; specifica inoltre che le tariffe incentivanti si aggiungono ai ricavi derivanti dalla vendita e cessione dell'energia elettrica prodotta anche per le finalità di cui all'art. 23 della L. n. 9 del 1991, o ai risparmi sulla bolletta elettrica nel caso l'energia elettrica prodotta sia utilizzata per alimentare le utenze del soggetto responsabile collegate all'impianto; ciò consentirà al CIPNES di avere un ulteriore beneficio economico atteso il rilevante fabbisogno energetico dello stesso.

Il Dirigente ing. Giovanni Maurelli ricorda altresì che l'ufficio tecnico consortile ha individuato due siti nella disponibilità del CIPNES su cui realizzare in via diretta altrettanti impianti fotovoltaici e



precisamente:

- impianto di discarica – ex discarica comunale in località Spiritu Santu di superficie pari a circa 30.000 mq e potenza di picco 1.000 Kwp;
- impianto di Azza Ruja – ex cava di inerti parzialmente dismessa di superficie pari a circa 60.000 mq e potenza di picco 2.000 Kwp.

Il Dirigente specifica inoltre che in previsione della installazione di detti impianti il Consorzio ha già ottenuto nel novembre 2010 il benestare all'allaccio alla rete elettrica da parte del gestore della rete stessa e pertanto si può procedere alla progettazione integrativa volta all'ottenimento delle necessarie autorizzazioni urbanistiche ed ambientali contemplate dall'art. 12 del D.lgs. 387/03.

Tenuto conto che la struttura tecnica del CIPNES non possiede personale qualificato per assolvere a talune produzioni progettuali altamente specialistiche si rileva la necessità di opportuna consulenza di professionista e/o società di progettazione specializzata volta allo sviluppo dei necessari elaborati tecnici per il rilascio dell'autorizzazione unica così come prevista dall'art. 12 del D.lgs. 387/2003 e da ogni ulteriore normativa della Regione Sardegna e attuativa.

Concludendo il Dirigente specifica che l'importo approssimativamente stimato necessario alla realizzazione del sistema di impianti fotovoltaici summenzionato risulta essere pari a circa €. 9.000.000,00 oltre IVA alla stregua del correlato Piano Economico e Finanziario degli investimenti predisposto unitamente al Dirigente del settore ragioneria del consorzio.

Illustra infine l'analisi economico – finanziaria degli investimenti che dimostra la concreta e profittevole sostenibilità nonché finanziabilità dell'iniziativa produttiva individuando gli elementi essenziali che regolano l'impegno finanziario necessario per la realizzazione e gestione delle infrastrutture da costruire.

Il Consiglio di Amministrazione all'unanimità dei presenti e con espressione di voto resa in forma palese

PRESO ATTO

- di quanto relazionato dal Presidente e dal Dirigente del settore manutenzioni infrastrutture del CIPNES ing. Giovanni Maurelli in merito all'oggetto deliberativo alla stregua della normativa di cui al:
 - art. 23 della L. 9/91;



- il D.Lgs n. 387/03;
- il DM del 28.07.2005;
- la Delibera AEEG n. 28/06;
- il DM del 06.02.2006;
- il testo coordinato delle integrazioni e modifiche apportate con deliberazione AEEG n. 40/06;
- il DM del 19.02.2007;
- il DM del 06.08.2010;

TENUTO CONTO

- che i costi di approvvigionamento di energia elettrica del consorzio, ammontanti a poco meno di € 1.000.000,00, incidono per circa il 5 % del fatturato del CIPNES;
- che l'energia prodotta dagli impianti di produzione energetico fotovoltaica suddetti consentirà al CIPNES di azzerare o comunque diminuire notevolmente la bolletta energetica consortile che in questi anni ha avuto significativi aumenti sia a causa dei maggiori costi degli idrocarburi e sia per aumento dei consumi dovuti ad implementazioni e migliorie effettuate nelle varie fasi di trattamento degli impianti di discarica nonché di depurazione consortili;
- che detti impianti consentiranno di avere un notevole beneficio ambientale in quanto realizzati in aree urbanisticamente degradate e già compromesse impedendo l'immissione in atmosfera di migliaia di tonnellate di CO₂ durante il loro esercizio;

RITENUTA

- l'opportunità di provvedere con priorità all'esecuzione dei succitati impianti a tecnologia fotovoltaica da realizzarsi presso l'area di trattamento dei rifiuti urbani del CIPNES nonché nell'area di cava per materiali inerti parzialmente esaurita sita in località "Azza Ruia" di superficie pari a circa 60.000 mq e di proprietà consortile;

PRESO ATTO

- di quanto relazionato dal Presidente nonché dal Dirigente del CIPNES ing. Giovanni Maurelli;



DELIBERA

- di provvedere allo sviluppo definitivo ed esecutivo di apposito progetto necessario al rilascio dell'autorizzazione unica così come definita dall'art. 12 del D.lgs. 387/2003 e da ogni ulteriore normativa della Regione Sardegna e attuativa nonché alla successiva attivazione delle procedure di accesso all'incentivazione in conto energia di cui al DM del 06.08.2010 per l'installazione degli impianti fotovoltaici, di cui in premessa, onde soddisfare il fabbisogno energetico del Consorzio;
- di autorizzare la struttura dirigenziale del consorzio ad espletare le necessarie procedure concorsuali per la fornitura degli impianti fotovoltaici in parola per un importo massimo stimato pari a circa € 9.000.000,00;
- di delegare il Dirigente del CIPNES ing. Giovanni Maurelli, oltre che alla progettazione esecutiva degli impianti anzidetti ed all'alta sorveglianza e verifica della corretta esecuzione delle forniture da installarsi in oggetto, anche alla conclusiva certificazione di buon funzionamento e gradimento della fornitura come sopra autorizzata che assumerà pertanto la funzione di "Project Manager";
- di provvedere alla copertura finanziaria dell'approvato programma di interventi impiantistici con l'attivazione di linee di credito bancario e/o altra convenzionale forma di finanziamento sulla base di specifica procedura negoziale esperibile sul mercato dei servizi finanziari dalla struttura dirigenziale del Consorzio alla luce del piano economico – finanziario degli investimenti predisposto dal dirigente dei servizi finanziari e dal suddetto Project Manager del CIPNES che si allega alla presente per farne parte integrante e sostanziale che potrà essere opportunamente modificato assicurandone l'equilibrio economico – finanziario alla stregua della possibile revisione della normativa tariffaria incentivante.

Il Direttore Generale

Dott. Aldo Carta

Il Presidente

On. Dott. Settimo Nizzi



Allegato alla Delibera
dell'Assemblea Generale
n. 04 del 14.03.2011

RELAZIONE TECNICO - ECONOMICA




INSTALLAZIONE DI PANNELLI SOLARI FOTOVOLTAICI PER PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

(D.M. 19.02.2007 e smi)

RELAZIONE TECNICA

Premessa

La Regione Autonoma della SARDEGNA, con deliberazione della Giunta n. 34/13 del 02.08.2006, ha adottato il nuovo Piano Energetico Ambientale Regionale (PEARS) stabilendo le seguenti linee di intervento:

- metanizzazione dell'isola;
- attivazione della filiera miniera-centrale nel polo industriale del Sulcis / Iglesiente;
- sviluppo delle fonti rinnovabili e promozione del risparmio e dell'efficienza energetica.

La Regione, in armonia con il contesto dell'Europa e dell'Italia, ha ritenuto essenziale e di particolare importanza la tutela ambientale, territoriale e paesaggistica della Sardegna, e pertanto gli interventi e le azioni del Sistema Energetico Regionale dovranno essere concepiti in modo da minimizzare l'alterazione ambientale.

In coerenza con questa impostazione tutti gli impianti di conversione di energia, inclusi gli impianti di captazione di energia eolica, fotovoltaica e solare aventi estensione considerevole per la produzione di potenza elettrica a scala industriale, dovranno essere localizzati in siti compromessi preferibilmente in aree industriali esistenti ed in coerenza con il Piano Paesaggistico Regionale (PPR).

Il D.lgs. n.387/2003 (attuativo della Direttiva) prevede la ripartizione tra le Regioni delle quote di produzione di Energia elettrica da FER, ma ad oggi lo Stato non ha ancora deliberato questa ripartizione.

Per quanto sopra lo scrivente ufficio ha intenzione di predisporre la progettazione di due nuovi impianti fotovoltaici da installarsi presso l'area di discarica consortile e una area di cava di proprietà CIPNES.

Di seguito si riporta per ogni singolo impianto la relazione progettuale di calcolo.

Descrizione Impianto – Area di discarica consortile.

Con la realizzazione dell'impianto, denominato "impianto di discarica" – in località Spiritu Santu di superficie pari a circa 30.000 mq e potenza di picco 1.000 Kwp;, mediante il ricorso alla fonte energetica rinnovabile rappresentata dal Sole.

Il ricorso a tale tecnologia nasce dall'esigenza di coniugare:

- la compatibilità con esigenze architettoniche e di tutela ambientale;
- nessun inquinamento acustico;
- un risparmio di combustibile fossile;
- una produzione di energia elettrica senza emissioni di sostanze inquinanti.

Detto impianto di produzione energetico fotovoltaica consentirà al CIPNES di azzerare o comunque diminuire notevolmente la bolletta energetica consortile che in questi anni ha avuto significativi aumenti sia a causa dei maggiori costi degli idrocarburi e sia per aumento dei consumi dovuti ad implementazioni e migliorie effettuate nelle varie fasi di trattamento degli impianti di discarica nonché di depurazione consortili.

Quanto sopra consentirà di avere un notevole beneficio ambientale in quanto realizzato in una area urbanisticamente degradata e già compromessa impedendo l'immissione in atmosfera di migliaia di tonnellate di CO2.

Si specifica che ad oggi, la produzione di energia elettrica è per la quasi totalità proveniente da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili sostanzialmente di origine fossile. Quindi, considerando l'energia stimata come produzione del primo anno, 1 238 660.10 kWh, e la perdita di efficienza annuale, 0.90 %, le considerazioni successive valgono per il tempo di vita dell'impianto pari a 20 anni.

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh].

Questo coefficiente individua le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia, ovvero le TEP risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di **energia elettrica.**

Risparmio di combustibile in	Risparmio di combustibile
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	TEP
TEP risparmiate in un anno	231.63
TEP risparmiate in 20 anni	4 257.10

Fonte dati: Delibera EEN 3/08, art. 2

Inoltre, l'impianto fotovoltaico consente la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra.

Emissioni evitate in atmosfera

Emissioni evitate in atmosfera di	CO ₂	SO ₂	NO _x	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]	443.0	0.525	0.498	0.024
Emissioni evitate in un anno [kg]	548 726.42	650.30	616.85	29.73
Emissioni evitate in 20 anni [kg]	10 084 992.18	11 951.74	11 337.08	546.37

Fonte dati: Rapporto ambientale ENEL 2009

Gli impianti devono essere realizzati a regola d'arte, come prescritto dalle normative vigenti, ed in particolare dal D.M. 22 gennaio 2008, n. 37.

Le caratteristiche degli impianti stessi, nonché dei loro componenti, devono essere in accordo con le norme di legge e di regolamento vigenti ed in particolare essere conformi:

- alle prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VVFF;
- alle prescrizioni e indicazioni della Società Distributrice di energia elettrica;
- alle prescrizioni del gestore della rete;
- alle norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano).

L'elenco completo delle norme alla base della progettazione è riportato in Appendice A.

Il dimensionamento energetico dell'impianto fotovoltaico connesso alla rete del distributore è stato effettuato tenendo conto, oltre che della disponibilità economica, di:

- disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico;
- disponibilità della fonte solare;
- fattori morfologici e ambientali (ombreggiamento e albedo).

La descrizione del sito in cui verrà installato l'impianto fotovoltaico è la seguente:

L'infrastruttura è realizzata all'interno dell'area di discarica dove oltre ad essere ubicata la discarica stessa vi è la presenza anche di una piattaforma per il trattamento e valorizzazione dei rifiuti.

irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale

La disponibilità della fonte solare per il sito di installazione è verificata utilizzando i dati "UNI 10349" relativi a valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale.

Per la località sede dell'intervento, ovvero il comune di OLBIA (OT) avente latitudine 40.9250°, longitudine 9.5036° e altitudine di 15 m.s.l.m.m., i valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano **orizzontale stimati sono pari a:**

Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [kWh/m ²]											
Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic

1.92	2.67	3.94	5.25	6.56	7.28	7.78	6.64	5.03	3.42	2.14	1.67
------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

Fonte dati: UNI 10349

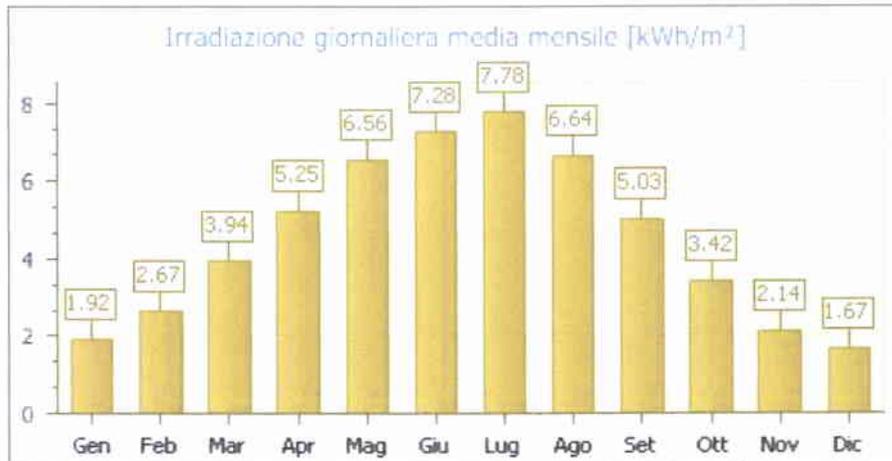


Fig. 1: Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [kWh/m²]- Fonte dati: UNI 10349

Quindi, i valori della irradiazione solare annua sul piano orizzontale sono pari a 1 655.59 kWh/m² (Fonte dati: UNI 10349).

Non essendoci la disponibilità, per la località sede dell'impianto, di valori diretti si sono stimati gli stessi mediante la procedura della UNI 10349, ovvero, mediante media ponderata rispetto alla latitudine dei valori di irradiazione relativi a due località di riferimento scelte secondo i criteri della vicinanza e dell'appartenenza allo stesso versante geografico.

La località di riferimento N. 1 è NUORO avente latitudine 40.3225°, longitudine 9.3350° e altitudine di 546 m.s.l.m.m..

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
6.90	9.60	14.20	18.90	23.60	26.20	28.00	23.90	18.10	12.30	7.70	6.00

Fonte dati: UNI 10349

La località di riferimento N. 2 è SASSARI avente latitudine 40.7292°, longitudine 8.5606° e altitudine di 225 m.s.l.m.m..

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
6.80	9.80	14.20	19.00	24.10	26.60	28.10	24.00	18.60	12.60	7.50	5.80

Fonte dati: UNI 10349

Gli effetti di schermatura da parte di volumi all'orizzonte, dovuti ad elementi naturali (rilievi, alberi) o artificiali (edifici), determinano la riduzione degli apporti solari e il tempo di ritorno dell'investimento.

Il Coefficiente di Ombreggiamento, funzione della morfologia del luogo, è pari a 1.00.

Di seguito il diagramma solare per il comune di OLBIA:

DIAGRAMMA SOLARE

OLBIA (OT) - Lat. 40°.9250 - Long. 9°.5036 - Alt. 15 m
Coeff. di ombreggiamento (da diagramma) 1.00

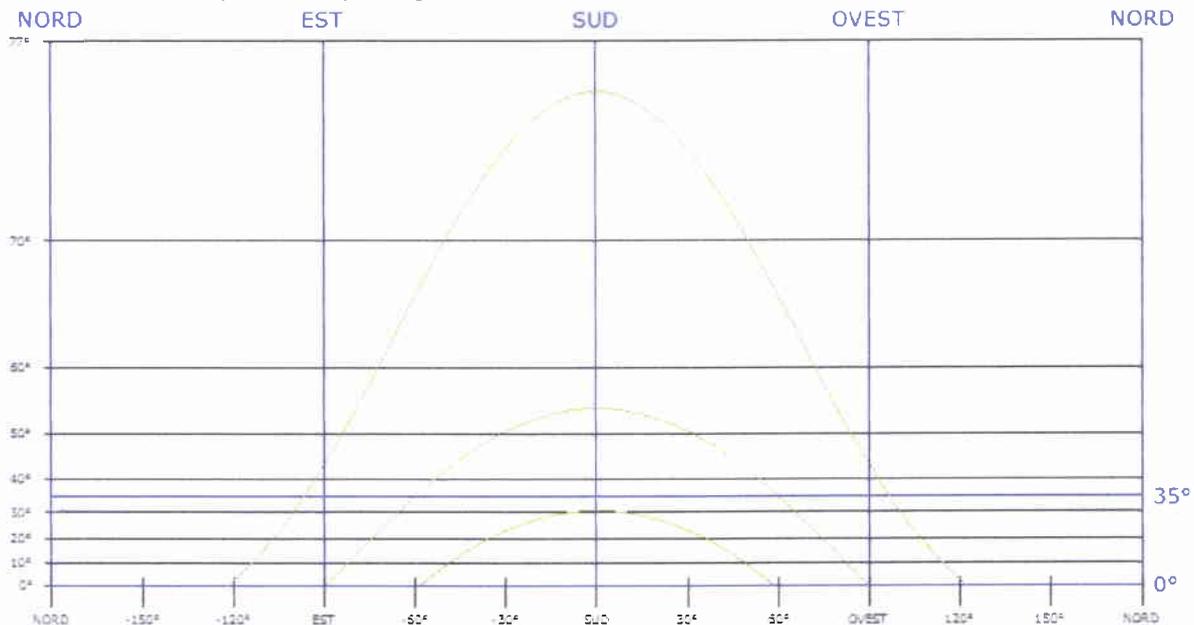


Fig. 2: Diagramma solare

Per tener conto del plus di radiazione dovuta alla riflettanza delle superfici della zona in cui è inserito l'impianto, si sono stimati i valori medi mensili di albedo, considerando anche i valori presenti nella norma UNI 8477:

Valori di albedo medio mensile											
Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20

L'albedo medio annuo è pari a 0.20.

DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO

Il principio progettuale normalmente utilizzato per un impianto fotovoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile.

Nella generalità dei casi, il generatore fotovoltaico deve essere esposto alla luce solare in modo ottimale scegliendo prioritariamente l'orientamento a Sud e evitando fenomeni di ombreggiamento. In funzione degli eventuali vincoli architettonici della struttura che ospita il generatore stesso, sono comunque adottati orientamenti diversi e sono ammessi fenomeni di ombreggiamento, purché adeguatamente valutati.

Perdite d'energia dovute a tali fenomeni incidono sul costo del kWh prodotto e sul tempo di ritorno dell'investimento.

Dal punto di vista dell'inserimento architettonico, nel caso di applicazioni su coperture a falda, la scelta dell'orientazione e dell'inclinazione va effettuata tenendo conto che è generalmente opportuno mantenere il

piano dei moduli parallelo o addirittura complanare a quello della falda stessa. Ciò in modo da non alterare la sagoma dell'edificio e non aumentare l'azione del vento sui moduli stessi. In questo caso, è utile favorire la circolazione d'aria fra la parte posteriore dei moduli e la superficie dell'edificio, al fine di limitare le perdite per temperatura.

L'energia generata dipende:

- dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);
- dall'esposizione dei moduli: angolo di inclinazione (Tilt) e angolo di orientazione (Azimut);
- da eventuali ombreggiamenti o insudiciamenti del generatore fotovoltaico;
- dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento o mismatch;
- dalle caratteristiche del BOS (Balance Of System).

Il valore del BOS può essere stimato direttamente oppure come complemento all'unità del totale delle perdite, calcolate mediante la seguente formula:

$$\text{Totale perdite [\%]} = [1 - (1 - a - b) \times (1 - c - d) \times (1 - e) \times (1 - f)] + g$$

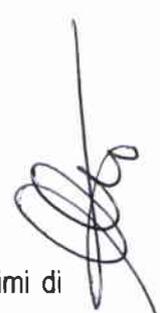
per i seguenti valori:

- a Perdite per riflessione.
- b Perdite per ombreggiamento.
- c Perdite per mismatching.
- d Perdite per effetto della temperatura.
- e Perdite nei circuiti in continua.
- f Perdite negli inverter.
- g Perdite nei circuiti in alternata.

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) si è provveduto a verificare le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT

Tensione nel punto di massima potenza, V_m , a 70 °C maggiore o uguale alla Tensione MPPT minima ($V_{mppt\ min}$).



Tensione nel punto di massima potenza, V_m , a $-10\text{ }^\circ\text{C}$ minore o uguale alla Tensione MPPT massima ($V_{mppt\ max}$).

I valori di MPPT rappresentano i valori minimo e massimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di funzionamento alla massima potenza.

Tensione di circuito aperto, V_{oc} , a $-10\text{ }^\circ\text{C}$ minore o uguale alla tensione massima di ingresso dell'inverter.

Tensione di circuito aperto, V_{oc} , a $-10\text{ }^\circ\text{C}$ minore o uguale alla tensione massima di sistema del modulo.

Corrente massima (corto circuito) generata, I_{sc} , minore o uguale alla corrente massima di ingresso dell'inverter.

DIMENSIONAMENTO

Dimensionamento compreso tra il 70 % e 120 %.

Per dimensionamento si intende il rapporto percentuale tra la potenza nominale dell'inverter e la potenza del generatore fotovoltaico ad esso collegato (nel caso di sottoimpianti MPPT, il dimensionamento è verificato per il sottoimpianto MPPT nel suo insieme).

L'impianto sarà di tipo grid-connected, la tipologia di allaccio è: trifase in media tensione multisezione.

Ha una potenza totale pari a 999.290 kW e una produzione di energia annua pari a 1 238 660.10 kWh (equivalente a 1 239.54 kWh/kW), derivante da 12 575 moduli che occupano una superficie di 6 987.62 m², ed è composto da 5 generatori.

Scheda tecnica dell'impianto

Dati generali	
Committente	CIPNES - Rappresentante Legale Giovanni Maurelli
Indirizzo	Via Indonesia - Via Mozambico
CAP Comune (Provincia)	07026 OLBIA (OT)
Latitudine	40.9250°
Longitudine	9.5036°
Altitudine	15 m
Irradiazione solare annua sul piano orizzontale	1 655.59 kWh/m²
Coefficiente di ombreggiamento	1.00

Dati tecnici	
Superficie totale moduli	6 987.62 m²
Numero totale moduli	12 575
Numero totale inverter	14
Energia totale annua	1 238 660.10 kWh
Potenza totale	999.290 kW
Potenza fase L1	333.097 kW
Potenza fase L2	333.097 kW
Potenza fase L3	333.097 kW

Energia per kW	1 239.54 kWh/kW
BOS	74.97 %

L'impianto è organizzato in sezioni, caratterizzate da date di entrate in esercizio successive e/o da diverse tipologie di integrazione architettonica (Delibera ARG-elt 161-08 del 17 novembre 2008).

Nome	Num. moduli	Energia annua	Potenza	Numero generatori e/o sottoimpianti
Sezione1	12 575	1 238 660.10 kWh	999.290 kW	5

Nome	Num. moduli	Energia annua	Potenza	Sezione
Generatore1	3700	320 979.12 kWh	259.000 kW	Sezione1
Generatore2	3075	266 759.22 kWh	215.250 kW	Sezione1
Generatore3	480	189 403.12 kWh	152.640 kW	Sezione1
Generatore4	2080	180 443.28 kWh	145.600 kW	Sezione1
Generatore5	3240	281 075.36 kWh	226.800 kW	Sezione1

L'energia totale annua prodotta dall'impianto sarà pari a 1 238 660.10 kWh.

Nel grafico si riporta l'energia prodotta mensilmente:

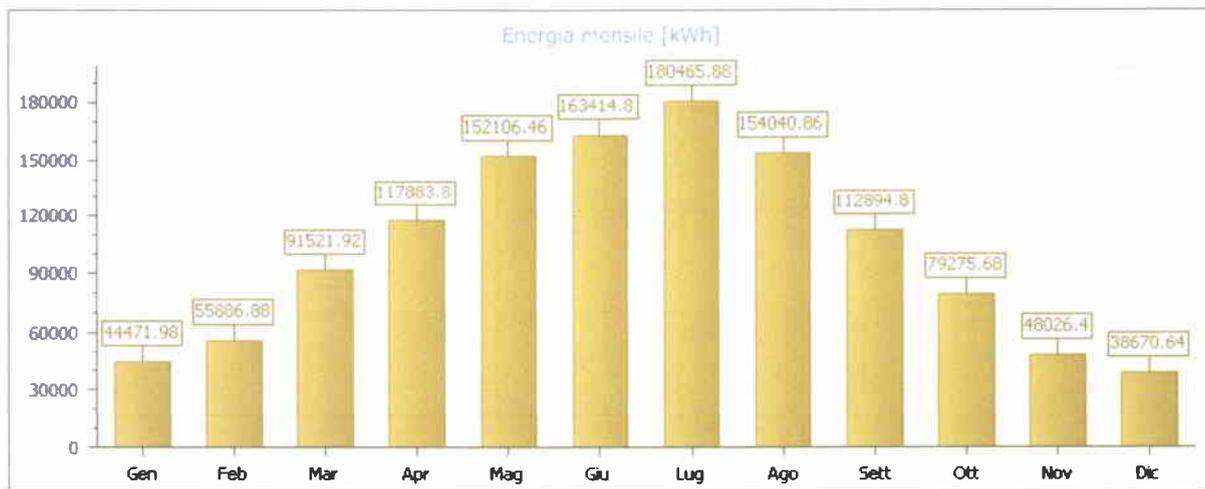


Fig. 3: Energia mensile prodotta dall'impianto

Schema elettrico

Il disegno successivo riporta lo schema unifilare dell'impianto, in cui sono messi in evidenza i sottosistemi e le apparecchiature che ne fanno parte.

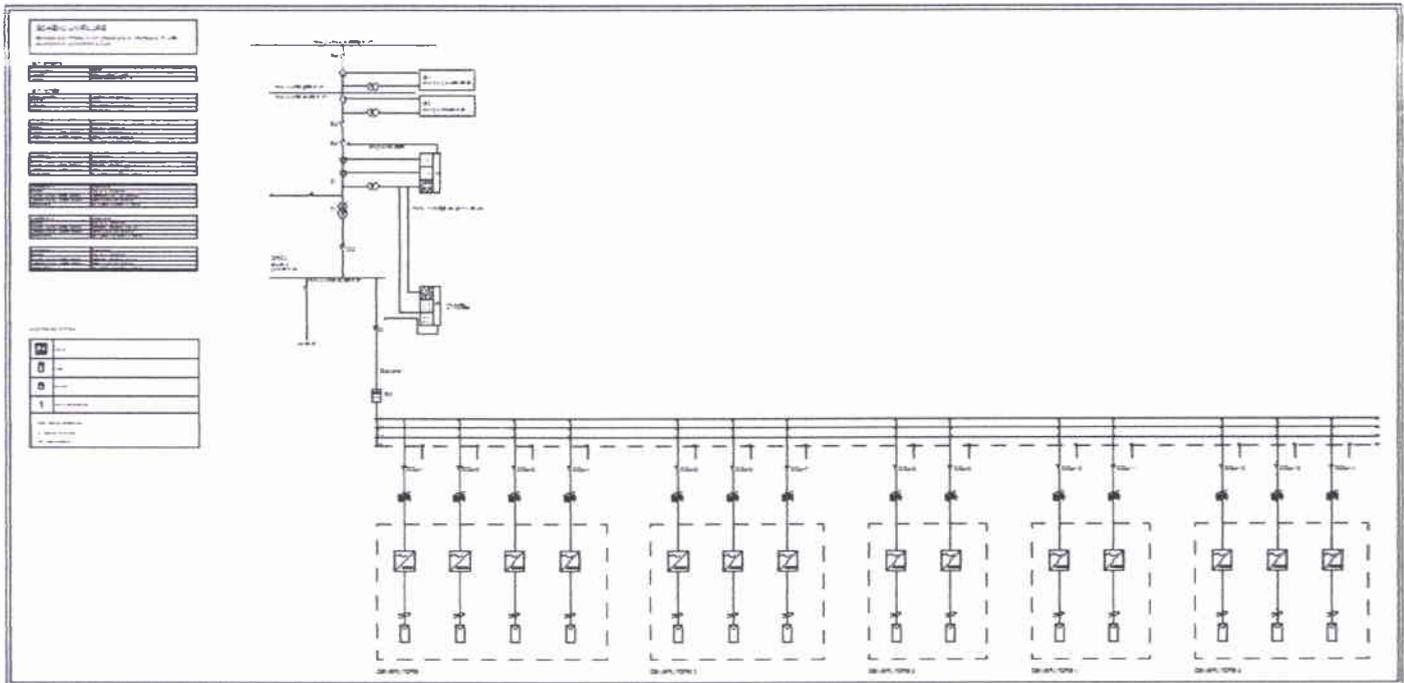


Fig. 4: Schema elettrico unifilare dell'impianto

Riepilogo potenze per fase			
Generatore / sottoimpianto	L1	L2	L3
Generatore1	86.333 kW	86.333 kW	86.333 kW
Generatore2	71.750 kW	71.750 kW	71.750 kW
Generatore3	50.880 kW	50.880 kW	50.880 kW
Generatore4	48.533 kW	48.533 kW	48.533 kW
Generatore5	75.600 kW	75.600 kW	75.600 kW
Totale	333.097 kW	333.097 kW	333.097 kW

Il generatore, denominato "Generatore1", ha una potenza pari a 259.000 kW e una produzione di energia annua pari a 320 979.12 kWh, derivante da 3700 moduli con una superficie totale dei moduli di 1 898.10 m².

Il generatore ha una connessione trifase.

Scheda tecnica

Dati generali	
Posizionamento dei moduli	Non complanare alle superfici
Struttura di sostegno	Fissa
Inclinazione dei moduli (Tilt)	0°
Orientazione dei moduli (Azimut)	0°
Irradiazione solare annua sul piano dei moduli	1 655.59 kWh/m²
Numero superfici disponibili	1
Estensione totale disponibile	2 777.42 m²

Estensione totale utilizzata	2 777.42 m ²
Potenza totale	259.000 kW
Energia totale annua	320 979.12 kWh

Modulo	
Marca – Modello	KYOCERA - KD70SX-1P
Numero totale moduli	3700
Numero di stringhe per ogni inverter	37
Numero di moduli per ogni stringa	25
Superficie totale moduli	1 898.10 m ²

Inverter	
Marca – Modello	AROS - SIRIO 80K
Numero totale	4
Dimensionamento inverter (compreso tra 70 % e 120 %)	98.84 % (VERIFICATO)
Tipo fase	Trifase

Analisi dei cavi

Cavo dalla Stringa al Quadro di parallelo			
Norma	CEI UNEL 35024/1		
Tipo cavo	Unipolare	Tipo di isolante	PVC
Posa	Cavi senza guaina in tubi protettivi circolari posati su pareti		
Installazione su più passerelle	-		
Numero conduttori caricati	2	Num. cavi in fascio o strato	1
Sezione	4.0 mm ²	Lunghezza	30.00 m
Temperatura ambiente	30 °C		
Risultati			
Corrente	3.92 A	Tensione	448 V
Portata	32.00 A	Caduta di tensione	1.39 V
		Caduta di tensione	0.31 %

Cavo dal Quadro di parallelo al Quadro di campo			
Norma	CEI UNEL 35024/1		
Tipo cavo	Unipolare	Tipo di isolante	PVC
Posa	Cavi senza guaina in tubi protettivi circolari posati su pareti		
Installazione su più passerelle	-		
Numero conduttori caricati	2	Num. cavi in fascio o strato	1
Sezione	50.0 mm ²	Lunghezza	50.00 m
Temperatura ambiente	30 °C		
Risultati			
Corrente	145.04 A	Tensione	448 V
Portata	151.00 A	Caduta di tensione	6.67 V
		Caduta di tensione	1.49 %

Cavo dal Quadro di campo all'Inverter			
Norma	CEI UNEL 35024/1		
Tipo cavo	Multipolare	Tipo di isolante	PVC

Cavi multipolari in tubi protettivi circolari posati su pareti			
Posa	-		
Installazione su più passerelle	-		
Numero conduttori caricati	2	Num. cavi in fascio o strato	1
Sezione	70.0 mm ²	Lunghezza	50.00 m
Temperatura ambiente	30 °C		
Risultati			
Corrente	145.04 A	Tensione	448 V
Portata	168.00 A	Caduta di tensione	4.79 V
		Caduta di tensione	1.07 %

Cavo dall'Inverter al Quadro generale			
Norma	CEI UNEL 35024/1		
Tipo cavo	Multipolare	Tipo di isolante	PVC
Posa	Cavi multipolari in tubi protettivi circolari posati su pareti		
Installazione su più passerelle	-		
Numero conduttori caricati	2	Num. cavi in fascio o strato	1
Sezione	35.0 mm ²	Lunghezza	50.00 m
Temperatura ambiente	30 °C		
Risultati			
Corrente	93.46 A	Tensione	400 V
Portata	111.00 A	Caduta di tensione	5.34 V
		Caduta di tensione	1.33 %

Analisi delle protezioni

PROTEZIONI IN CA	
<i>Protezione uscita inverter</i>	
Dispositivo Interruttore automatico	
SPD uscita inverter: Non presente	

Verifiche elettriche

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
V _m a 70 °C (357.50 V) maggiore di V _{mppt} min. (330.00 V)	VERIFICATO
V _m a -10 °C (517.50 V) minore di V _{mppt} max. (700.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a -10 °C (622.50 V) inferiore alla tensione max. dell'inverter (800.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
V _{oc} a -10 °C (622.50 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (750.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (159.10 A) inferiore alla corrente max. dell'inverter (205.00 A)	VERIFICATO

Generatore Generatore2

Il generatore, denominato "Generatore2", ha una potenza pari a **215.250 kW** e una produzione di energia annua pari a **266 759.22 kWh**, derivante da 3075 moduli con una superficie totale dei moduli di 1 577.48 m².

Il generatore ha una connessione trifase.

Scheda tecnica

Dati generali	
Posizionamento dei moduli	Non complanare alle superfici
Struttura di sostegno	Fissa
Inclinazione dei moduli (Tilt)	0°
Orientazione dei moduli (Azimut)	0°
Irradiazione solare annua sul piano dei moduli	1 655.59 kWh/m²
Numero superfici disponibili	1
Estensione totale disponibile	2 344.32 m²
Estensione totale utilizzata	2 344.32 m²
Potenza totale	215.250 kW
Energia totale annua	266 759.22 kWh

Modulo	
Marca - Modello	KYOCERA - KD70SX-1P
Numero totale moduli	3075
Numero di stringhe per ogni inverter	41
Numero di moduli per ogni stringa	25
Superficie totale moduli	1 577.48 m²

Inverter	
Marca - Modello	AROS - SIRIO 80K
Numero totale	3
Dimensionamento inverter (compreso tra 70 % e 120 %)	89.20 % (VERIFICATO)
Tipo fase	Trifase

Analisi dei cavi

Cavo dalla Stringa al Quadro di parallelo			
Norma	CEI UNEL 35024/1		
Tipo cavo	Unipolare	Tipo di isolante	PVC
Posa	Cavi senza guaina in tubi protettivi circolari posati su pareti		
Installazione su più passerelle	-		
Numero conduttori caricati	2	Num. cavi in fascio o strato	1
Sezione	4.0 mm²	Lunghezza	50.00 m
Temperatura ambiente	30 °C		
Risultati			
Corrente	3.92 A	Tensione	448 V
Portata	32.00 A	Caduta di tensione	2.32 V

	Caduta di tensione	0.52 %
--	--------------------	--------

Cavo dal Quadro di parallelo al Quadro di campo			
Norma	CEI UNEL 35024/1		
Tipo cavo	Unipolare	Tipo di isolante	PVC
Posa	Cavi senza guaina in tubi protettivi circolari posati su pareti		
Installazione su più passerelle	-		
Numero conduttori caricati	2	Num. cavi in fascio o strato	1
Sezione	70.0 mm ²	Lunghezza	50.00 m
Temperatura ambiente	30 °C		
Risultati			
Corrente	160.72 A	Tensione	448 V
Portata	192.00 A	Caduta di tensione	5.30 V
		Caduta di tensione	1.19 %

Cavo dal Quadro di campo all'Inverter			
Norma	CEI UNEL 35024/1		
Tipo cavo	Multipolare	Tipo di isolante	PVC
Posa	Cavi multipolari in tubi protettivi circolari posati su pareti		
Installazione su più passerelle	-		
Numero conduttori caricati	2	Num. cavi in fascio o strato	1
Sezione	70.0 mm ²	Lunghezza	50.00 m
Temperatura ambiente	30 °C		
Risultati			
Corrente	160.72 A	Tensione	448 V
Portata	168.00 A	Caduta di tensione	5.30 V
		Caduta di tensione	1.19 %

Cavo dall'Inverter al Quadro generale			
Norma	CEI UNEL 35024/1		
Tipo cavo	Multipolare	Tipo di isolante	PVC
Posa	Cavi multipolari in tubi protettivi circolari posati su pareti		
Installazione su più passerelle	-		
Numero conduttori caricati	2	Num. cavi in fascio o strato	1
Sezione	35.0 mm ²	Lunghezza	50.00 m
Temperatura ambiente	30 °C		
Risultati			
Corrente	103.57 A	Tensione	400 V
Portata	111.00 A	Caduta di tensione	5.91 V
		Caduta di tensione	1.48 %

Analisi delle protezioni

PROTEZIONI IN CA	
<i>Protezione uscita inverter</i>	
Dispositivo Interruttore automatico	
SPD uscita inverter: Non presente	

Verifiche elettriche

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
V _m a 70 °C (357.50 V) maggiore di V _{mppt} min. (330.00 V)	VERIFICATO
V _m a -10 °C (517.50 V) minore di V _{mppt} max. (700.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a -10 °C (622.50 V) inferiore alla tensione max. dell'inverter (800.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
V _{oc} a -10 °C (622.50 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (750.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (176.30 A) inferiore alla corrente max. dell'inverter (205.00 A)	VERIFICATO



Generatore Generatore3

Il generatore, denominato "Generatore3", ha una potenza pari a **152.640 kW** e una produzione di energia annua pari a **189 403.12 kWh**, derivante da 480 moduli con una superficie totale dei moduli di 782.88 m².

Il generatore ha una connessione trifase.

Scheda tecnica

Dati generali	
Posizionamento dei moduli	Non complanare alle superfici
Struttura di sostegno	Fissa
Inclinazione dei moduli (Tilt)	0°
Orientazione dei moduli (Azimut)	0°
Irradiazione solare annua sul piano dei moduli	1 655.59 kWh/m²
Numero superfici disponibili	3
Estensione totale disponibile	2 451.12 m²
Estensione totale utilizzata	2 451.12 m²
Potenza totale	152.640 kW
Energia totale annua	189 403.12 kWh

Modulo	
Marca - Modello	SUNPOWER - E19 / 318
Numero totale moduli	480
Numero di stringhe per ogni inverter	30
Numero di moduli per ogni stringa	8
Superficie totale moduli	782.88 m²

Inverter	
Marca - Modello	AROS - SIRIO 80K
Numero totale	2
Dimensionamento inverter (compreso tra 70 % e 120 %)	83.86 % (VERIFICATO)
Tipo fase	Trifase

Analisi dei cavi

Cavo dalla Stringa al Quadro di parallelo			
Norma	CEI UNEL 35024/1		
Tipo cavo	Unipolare	Tipo di isolante	PVC
Posa	Cavi senza guaina in tubi protettivi circolari posati su pareti		
Installazione su più passerelle	-		
Numero conduttori caricati	2	Num. cavi in fascio o strato	1
Sezione	4.0 mm²	Lunghezza	50.00 m
Temperatura ambiente	30 °C		
Risultati			
Corrente	5.82 A	Tensione	438 V
Portata	32.00 A	Caduta di tensione	3.45 V

Cavo dal Quadro di parallelo al Quadro di campo

Norma	CEI UNEL 35024/1		
Tipo cavo	Unipolare	Tipo di isolante	PVC
Posa	Cavi senza guaina in tubi protettivi circolari posati su pareti		
Installazione su più passerelle	-		
Numero conduttori caricati	2	Num. cavi in fascio o strato	1
Sezione	95.0 mm ²	Lunghezza	50.00 m
Temperatura ambiente	30 °C		
Risultati			
Corrente	174.60 A	Tensione	438 V
Portata	232.00 A	Caduta di tensione	4.37 V
		Caduta di tensione	1.00 %

Cavo dal Quadro di campo all'Inverter

Norma	CEI UNEL 35024/1		
Tipo cavo	Multipolare	Tipo di isolante	PVC
Posa	Cavi multipolari in tubi protettivi circolari posati su pareti		
Installazione su più passerelle	-		
Numero conduttori caricati	2	Num. cavi in fascio o strato	1
Sezione	120.0 mm ²	Lunghezza	50.00 m
Temperatura ambiente	30 °C		
Risultati			
Corrente	174.60 A	Tensione	438 V
Portata	232.00 A	Caduta di tensione	3.32 V
		Caduta di tensione	0.76 %

Cavo dall'Inverter al Quadro generale

Norma	CEI UNEL 35024/1		
Tipo cavo	Multipolare	Tipo di isolante	PVC
Posa	Cavi multipolari in tubi protettivi circolari posati su pareti		
Installazione su più passerelle	-		
Numero conduttori caricati	2	Num. cavi in fascio o strato	1
Sezione	35.0 mm ²	Lunghezza	50.00 m
Temperatura ambiente	30 °C		
Risultati			
Corrente	110.16 A	Tensione	400 V
Portata	111.00 A	Caduta di tensione	6.29 V
		Caduta di tensione	1.57 %

Analisi delle protezioni

PROTEZIONI IN CA

<i>Protezione uscita inverter</i>	
Dispositivo Interruttore automatico	
SPD uscita inverter: Non presente	

Verifiche elettriche

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
V _m a 70 °C (374.02 V) maggiore di V _{mppt min.} (330.00 V)	VERIFICATO
V _m a -10 °C (487.05 V) minore di V _{mppt max.} (700.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a -10 °C (567.05 V) inferiore alla tensione max. dell'inverter (800.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
V _{oc} a -10 °C (567.05 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 000.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (186.00 A) inferiore alla corrente max. dell'inverter (205.00 A)	VERIFICATO



Generatore Generatore4

il generatore, denominato "Generatore4", ha una potenza pari a **145.600 kW** e una produzione di energia annua pari a **180 443.28 kWh**, derivante da 2080 moduli con una superficie totale dei moduli di 1 067.04 m².

Il generatore ha una connessione trifase.

Scheda tecnica

Dati generali	
Posizionamento dei moduli	Non complanare alle superfici
Struttura di sostegno	Fissa
Inclinazione dei moduli (Tilt)	0°
Orientazione dei moduli (Azimut)	0°
Irradiazione solare annua sul piano dei moduli	1 655.59 kWh/m²
Numero superfici disponibili	2
Estensione totale disponibile	3 453.67 m²
Estensione totale utilizzata	3 453.67 m²
Potenza totale	145.600 kW
Energia totale annua	180 443.28 kWh

Modulo	
Marca – Modello	KYOCERA - KD70SX-1P
Numero totale moduli	2080
Numero di stringhe per ogni inverter	40
Numero di moduli per ogni stringa	26
Superficie totale moduli	1 067.04 m²

Inverter	
Marca – Modello	AROS - SIRIO 80K
Numero totale	2
Dimensionamento inverter (compreso tra 70 % e 120 %)	87.91 % (VERIFICATO)
Tipo fase	Trifase

Analisi dei cavi

Cavo dalla Stringa al Quadro di parallelo			
Norma	CEI UNEL 35024/1		
Tipo cavo	Unipolare	Tipo di isolante	PVC
Posa	Cavi senza guaina in tubi protettivi circolari posati su pareti		
Installazione su più passerelle	-		
Numero conduttori caricati	2	Num. cavi in fascio o strato	1
Sezione	4.0 mm²	Lunghezza	50.00 m
Temperatura ambiente	30 °C		
Risultati			
Corrente	3.92 A	Tensione	465 V
Portata	32.00 A	Caduta di tensione	2.32 V

Caduta di tensione	0.50 %
--------------------	--------

Cavo dal Quadro di parallelo al Quadro di campo			
Norma	CEI UNEL 35024/1		
Tipo cavo	Unipolare	Tipo di isolante	PVC
Posa	Cavi senza guaina in tubi protettivi circolari posati su pareti		
Installazione su più passerelle	-		
Numero conduttori caricati	2	Num. cavi in fascio o strato	1
Sezione	70.0 mm ²	Lunghezza	50.00 m
Temperatura ambiente	30 °C		
Risultati			
Corrente	156.80 A	Tensione	465 V
Portata	192.00 A	Caduta di tensione	5.17 V
		Caduta di tensione	1.11 %

Cavo dal Quadro di campo all'Inverter			
Norma	CEI UNEL 35024/1		
Tipo cavo	Multipolare	Tipo di isolante	PVC
Posa	Cavi multipolari in tubi protettivi circolari posati su pareti		
Installazione su più passerelle	-		
Numero conduttori caricati	2	Num. cavi in fascio o strato	1
Sezione	70.0 mm ²	Lunghezza	50.00 m
Temperatura ambiente	30 °C		
Risultati			
Corrente	156.80 A	Tensione	465 V
Portata	168.00 A	Caduta di tensione	5.17 V
		Caduta di tensione	1.11 %

Cavo dall'Inverter al Quadro generale			
Norma	CEI UNEL 35024/1		
Tipo cavo	Multipolare	Tipo di isolante	PVC
Posa	Cavi multipolari in tubi protettivi circolari posati su pareti		
Installazione su più passerelle	-		
Numero conduttori caricati	2	Num. cavi in fascio o strato	1
Sezione	35.0 mm ²	Lunghezza	50.00 m
Temperatura ambiente	30 °C		
Risultati			
Corrente	105.08 A	Tensione	400 V
Portata	111.00 A	Caduta di tensione	6.00 V
		Caduta di tensione	1.50 %

Analisi delle protezioni

PROTEZIONI IN CA	
<i>Protezione uscita inverter</i>	
Dispositivo Interruttore automatico	
SPD uscita inverter: Non presente	

verifiche elettriche

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (371.80 V) maggiore di Vmppt min. (330.00 V)	VERIFICATO
Vm a -10 °C (538.20 V) minore di Vmppt max. (700.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a -10 °C (647.40 V) inferiore alla tensione max. dell'inverter (800.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a -10 °C (647.40 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (750.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (172.00 A) inferiore alla corrente max. dell'inverter (205.00 A)	VERIFICATO



Generatore Generatore5

Il generatore, denominato "Generatore5", ha una potenza pari a **226.800 kW** e una produzione di energia annua pari a **281 075.36 kWh**, derivante da 3240 moduli con una superficie totale dei moduli di 1 662.12 m².

Il generatore ha una connessione trifase.

Scheda tecnica

Dati generali	
Posizionamento dei moduli	Non complanare alle superfici
Struttura di sostegno	Fissa
Inclinazione dei moduli (Tilt)	0°
Orientazione dei moduli (Azimut)	0°
Irradiazione solare annua sul piano dei moduli	1 655.59 kWh/m²
Numero superfici disponibili	3
Estensione totale disponibile	2 205.77 m²
Estensione totale utilizzata	2 205.77 m²
Potenza totale	226.800 kW
Energia totale annua	281 075.36 kWh

Modulo	
Marca - Modello	KYOCERA - KD70SX-1P
Numero totale moduli	3240
Numero di stringhe per ogni inverter	45
Numero di moduli per ogni stringa	24
Superficie totale moduli	1 662.12 m²

Inverter	
Marca - Modello	AROS - SIRIO 80K
Numero totale	3
Dimensionamento inverter (compreso tra 70 % e 120 %)	84.66 % (VERIFICATO)
Tipo fase	Trifase

Il posizionamento dei moduli è mostrato nell'immagine seguente:

POSIZIONAMENTO MODULI	
COORDINATE	
LONGITUDINE	
LATITUDINE	
ALTEZZA	
INCLINAZIONE	
ORIENTAMENTO	
NUMERO MODULI	
NUMERO STRINGHE	
NUMERO INVERTER	



Fig. 9: Posizionamento dei moduli del generatore Generatore5

Analisi dei cavi

Cavo dalla Stringa al Quadro di parallelo			
Norma	CEI UNEL 35024/1		
Tipo cavo	Unipolare	Tipo di isolante	PVC
Posa	Cavi senza guaina in tubi protettivi circolari posati su pareti		
Installazione su più passerelle	-		
Numero conduttori caricati	2	Num. cavi in fascio o strato	1
Sezione	4.0 mm ²	Lunghezza	50.00 m
Temperatura ambiente	30 °C		
Risultati			
Corrente	3.92 A	Tensione	430 V
Portata	32.00 A	Caduta di tensione	2.32 V
		Caduta di tensione	0.54 %

Cavo dal Quadro di parallelo al Quadro di campo			
Norma	CEI UNEL 35024/1		
Tipo cavo	Unipolare	Tipo di isolante	PVC
Posa	Cavi senza guaina in tubi protettivi circolari posati su pareti		
Installazione su più passerelle	-		
Numero conduttori caricati	2	Num. cavi in fascio o strato	1
Sezione	70.0 mm ²	Lunghezza	50.00 m
Temperatura ambiente	30 °C		
Risultati			
Corrente	176.40 A	Tensione	430 V
Portata	192.00 A	Caduta di tensione	5.82 V
		Caduta di tensione	1.36 %

Cavo dal Quadro di campo all'Inverter			
Norma	CEI UNEL 35024/1		
Tipo cavo	Multipolare	Tipo di isolante	PVC
Posa	Cavi multipolari in tubi protettivi circolari posati su pareti		
Installazione su più passerelle	-		
Numero conduttori caricati	2	Num. cavi in fascio o strato	1
Sezione	95.0 mm ²	Lunghezza	50.00 m
Temperatura ambiente	30 °C		
Risultati			
Corrente	176.40 A	Tensione	430 V
Portata	201.00 A	Caduta di tensione	4.41 V
		Caduta di tensione	1.03 %

Cavo dall'Inverter al Quadro generale			
Norma	CEI UNEL 35024/1		
Tipo cavo	Multipolare	Tipo di isolante	PVC
Posa	Cavi multipolari in tubi protettivi circolari posati su pareti		
Installazione su più passerelle	-		
Numero conduttori caricati	2	Num. cavi in fascio o strato	1
Sezione	35.0 mm ²	Lunghezza	50.00 m
Temperatura ambiente	30 °C		

Risultati			
Corrente	109.12 A	Tensione	400 V
Portata	111.00 A	Caduta di tensione	6.23 V
		Caduta di tensione	1.56 %

Analisi delle protezioni

PROTEZIONI IN CA	
<i>Protezione uscita inverter</i>	
Dispositivo Interruttore automatico	
SPD uscita inverter: Non presente	

verifiche elettriche

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
V _m a 70 °C (343.20 V) maggiore di V _{mppt min.} (330.00 V)	VERIFICATO
V _m a -10 °C (496.80 V) minore di V _{mppt max.} (700.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a -10 °C (597.60 V) inferiore alla tensione max. dell'inverter (800.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
V _{oc} a -10 °C (597.60 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (750.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (193.50 A) inferiore alla corrente max. dell'inverter (205.00 A)	VERIFICATO

APPENDICE A

Gli impianti fotovoltaici e i relativi componenti devono rispettare, ove di pertinenza, le prescrizioni contenute nelle seguenti norme di riferimento, comprese eventuali varianti, aggiornamenti ed estensioni emanate successivamente dagli organismi di normazione citati.

Si applicano inoltre i documenti tecnici emanati dai gestori di rete riportanti disposizioni applicative per la connessione di impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica e le prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VVFF.

Leggi e decreti

Normativa generale:

Decreto Legislativo n. 504 del 26-10-1995, aggiornato 1-06-2007

Testo Unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi e relative sanzioni penali e amministrative.

Direttiva CE n. 77 del 27-09-2001: sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato dell'elettricità (2001/77/CE).

Decreto Legislativo n. 387 del 29-12-2003: attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

Legge n. 239 del 23-08-2004: riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia.

Decreto Legislativo n. 192 del 19-08-2005: attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia.

Decreto Legislativo n. 311 del 29-12-2006: disposizioni correttive ed integrative al decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, recante attuazione della direttiva 2002/91/CE, relativa al rendimento energetico nell'edilizia.

Decreto Legislativo n. 26 del 2-02-2007: attuazione della direttiva 2003/96/CE che ristruttura il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità.

Decreto Legge n. 73 del 18-06-2007: testo coordinato del Decreto Legge 18 giugno 2007, n. 73.

Decreto Legislativo del 30-05-2008: attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE.

Decreto 2-03-2009: disposizioni in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

Legge n.99 del 23 luglio 2009: disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia.

Decreto ministeriale 10 Settembre 2010

Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Sicurezza:

D.Lgs. 81/2008 (testo unico della sicurezza): misure di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro.

DM 37/2008: sicurezza degli impianti elettrici all'interno degli edifici.

Nuovo Conto Energia:

Decreto 19-02-2007: criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'articolo 7 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

Legge n. 244 del 24-12-2007 (Legge finanziaria 2008): disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato.

Decreto Attuativo 18-12-2008 - Finanziaria 2008

DM 02/03/2009

Disposizioni in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

Terzo Conto Energia:

Decreto 6 agosto 2010: Incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

Norme Tecniche

- CEI 0-2:** guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici.
- CEI 0-3:** guida per la compilazione della dichiarazione di conformità e relativi allegati per la legge n. 46/1990;
- CEI 0-16:** regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- CEI 3-19:** segni grafici per schemi - apparecchiature e dispositivi di comando e protezione.
- CEI 11-20:** impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria.
- CEI 13-4:** sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica.
- CEI 20-19:** Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V.
- CEI 20-20:** Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI 64-8:** impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua.
- CEI 81-3:** Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato;
- CEI 82-25 Edizione terza (2010):** guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.
- CEI-UNEL 35023:** cavi per energia isolati in gomma o con materiale termoplastico aventi grado di isolamento non superiore a 4 Cadute di tensione.
- CEI-UNEL 35024/1:** cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa in aria.
- CEI-UNEL 35026:** cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata.
- CEI EN 50380 (CEI 82-22):** fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici.
- CEI EN 50438 (CT 311-1):** Prescrizioni per la connessione di micro-generatori in parallelo alle reti di distribuzione pubblica in bassa tensione
- CEI EN 50470-1 (CEI 13-52):** Apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 1: Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Apparato di misura (indici di classe A, B e C)
- CEI EN 50470-3 (CEI 13-54):** Apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 3: Prescrizioni particolari - Contatori statici per energia attiva (indici di classe A, B e C);
- CEI EN 60099-1 (CEI 37-1):** Scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata
- CEI EN 60445 (CEI 16-2):** Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;
- CEI EN 60555-1 (CEI 77-2):** disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni.
- CEI EN 60439 (CEI 17-13):** apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT).
- CEI EN 60529 (CEI 70-1):** Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- CEI EN 60904-1(CEI 82-1):** dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente.
- CEI EN 60904-2 (CEI 82-2):** dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento.
- CEI EN 60904-3 (CEI 82-3):** dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento.
- CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31):** compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti - Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso $I_n = 16$ A per fase).
- CEI EN 61215 (CEI 82-8):** moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo.
- CEI EN 61646 (82-12):** moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di tipo.
- CEI EN 61724 (CEI 82-15):** rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati.
- CEI EN 61727 (CEI 82-9):** sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete.
- CEI EN 62053-21 (CEI 13-43):** apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2).
- CEI EN 62053-23 (CEI 13-45):** apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3).
- CEI EN 62093 (CEI 82-24):** componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali.
- CEI EN 62108 (82-30):** Moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV) - Qualifica di progetto e approvazione di tipo.
- CEI EN 62305 (CEI 81-10):** protezione contro i fulmini

UNI 8477: energia solare – Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia – Valutazione dell'energia raggianti ricevuta

UNI 10349: riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.

Delibere AEEG

Connessione:

Delibera ARG-elt n. 33-08: condizioni tecniche per la connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica a tensione nominale superiore ad 1 kV.

Delibera ARG-elt n.119-08: disposizioni inerenti l'applicazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 33/08 e delle richieste di deroga alla norma CEI 0-16, in materia di connessioni alle reti elettriche di distribuzione con tensione maggiore di 1 kV.

Ritiro dedicato:

Delibera ARG-elt n. 280-07: modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387-03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239-04.

Delibera ARG-elt n. 107-08: modificazioni e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 6 novembre 2007, n. 280/07, in materia di ritiro dedicato dell'energia elettrica.

Servizio di misura:

Delibera ARG-elt n. 88-07: disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione.

Tariffe:

Delibera ARG-elt n. 111-06: condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.

Delibera ARG-elt n.156-07: approvazione del Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73/07.

Allegato A TIV Delibera ARG-elt n. 156-07: testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del Decreto Legge 18 giugno 2007 n. 73/07.

Delibera ARG-elt n. 171-08: definizione per l'anno 2009 del corrispettivo di gradualità per fasce applicato all'energia elettrica prelevata dai punti di prelievo in bassa tensione diversi dall'illuminazione pubblica, non trattati monorari e serviti in maggior tutela o nel mercato libero.

Delibera ARG-elt n. 348-07: testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione.

Delibera ARG-elt n. 349-07: prezzi di commercializzazione nella vendita di energia elettrica (PCV) nell'ambito del servizio di maggior tutela e conseguente la emunerazione agli esercenti la maggior tutela. Modificazioni della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 27 giugno 2007 n. 156/07 (TIV).

Delibera ARG-elt n. 353-07: aggiornamento delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali del sistema elettrico, di ulteriori componenti e disposizioni alla Cassa conguaglio per il settore elettrico.

Delibera ARG-elt n. 203-09: aggiornamento per l'anno 2010 delle tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione. Modificazioni dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità n. 348/07.

Delibera ARG-elt n. 205-09: aggiornamento per il primo trimestre gennaio – marzo 2010 delle condizioni economiche del servizio di vendita di Maggior Tutela e modifiche al TIV.

Delibera ARG-com n. 211-09: aggiornamento per il trimestre gennaio – marzo 2010 delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas e modificazioni dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 2007, n. 348/07.

Delibera ARG-elt n. 231-10: aggiornamento per l'anno 2011 dei corrispettivi di dispacciamento di cui agli articoli 45, 46, 48 e 73 dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 9 giugno 2006, n. 111/06. Modificazioni per l'anno 2011 delle disposizioni di cui all'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia

elettrica e il gas 9 giugno 2006, n. 111/06 e dell'Allegato A alla deliberazione 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09 (Testo integrato Settlement, TIS).

Delibera ARG-elt n. 247-10: determinazione dell'Autorità in merito alle richieste di ammissione al regime di reintegrazione dei costi presentate dagli utenti del dispacciamento ai sensi dell'articolo 63, comma 63.11, dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06 per l'anno 2011 e seguenti, nonché modificazioni e integrazioni alla deliberazione medesima.

TICA:

Delibera ARG-elt n.90-07: attuazione del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 19 febbraio 2007, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante impianti fotovoltaici.

Delibera ARG-elt n. 99-08 TICA: testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA).

Delibera ARG-elt n. 161-08: modificazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 13 aprile 2007, n. 90/07, in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici.

Delibera ARG-elt n. 179-08: modifiche e integrazioni alle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 e n. 281/05 in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica.

Deliberazione ARG-elt n. 181-10: attuazione del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 6 agosto 2010, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

Delibera ARG-elt n. 225-10: integrazione dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 20 ottobre 2010, ARG/elt 181/10, ai fini dell'attivazione degli indennizzi previsti dal decreto ministeriale 6 agosto 2010 in materia di impianti fotovoltaici.

TISP:

Delibera ARG-elt n. 188-05: definizione del soggetto attuatore e delle modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici, in attuazione dell'articolo 9 del decreto del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, 28 luglio 2005 (deliberazione n. 188/05).

Delibera ARG-elt n. 260-06: modificazione ed integrazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 14 settembre 2005, n. 188/05 in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici.

Delibera ARG-elt n. 74-08 TISP: testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto (TISP).

Delibera ARG-elt n. 184-08: disposizioni transitorie in materia di scambio sul posto di energia elettrica.

Delibera ARG-elt n.1-09: attuazione dell'articolo 2, comma 153, della legge n. 244/07 e dell'articolo 20 del decreto ministeriale 18 dicembre 2008, in materia di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili tramite la tariffa fissa onnicomprensiva e di scambio sul posto.

Delibera ARG-elt n. 186-09: modifiche delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto derivanti dall'applicazione della legge n. 99/09.

TEP:

Delibera EEN 3/08: aggiornamento del fattore di conversione dei kWh in tonnellate equivalenti di petrolio connesso al meccanismo dei titoli di efficienza energetica.

Prezzi minimi:

Prezzi minimi garantiti per l'anno 2010: aggiornamento dei prezzi minimi garantiti per l'anno 2010.

Agenzia delle Entrate

Circolare n. 46/E del 19/07/2007: articolo 7, comma 2, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 – Disciplina fiscale degli incentivi per gli impianti fotovoltaici.

Circolare n. 66 del 06/12/2007: tariffa incentivante art. 7, c. 2, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

Circolare n. 46/E del 19 luglio 2007 - Precisazione.

Circolare n. 38/E del 11/04/2008: articolo 1, commi 271-279, della legge 27 dicembre 2006, n. 296 – Credito d'imposta per acquisizioni di beni strumentali nuovi in aree svantaggiate.

Risoluzione n. 21/E del 28/01/2008: istanza di Interpello– Aliquota Iva applicabile alle prestazioni di servizio energia - nn. 103) e 122) della Tabella A, Parte terza, d.P.R. 26/10/1972, n. 633 - Alfa S.p.A.

Risoluzione n. 22/E del 28/01/2008: istanza di Interpello - Art. 7, comma 2, d. lgs. vo n. 387 del 29 dicembre 2003.

Risoluzione n. 61/E del 22/02/2008: trattamento fiscale ai fini dell'imposta sul valore aggiunto e dell'applicazione della ritenuta di acconto della tariffa incentivante per la produzione di energia fotovoltaica di cui all'art. 7, comma 2, del d.lgs. n. 387 del 29 dicembre 2003.

Risoluzione n. 13/E del 20/01/2009: istanza di interpello – Art. 11 Legge 27 luglio 2000, n. 212 – Gestore dei Servizi Elettrici, SPA –Dpr 26 ottobre 1972, n. 633 e Dpr 22 dicembre 1986, n. 917.

Risoluzione n. 20/E del 27/01/2009: interpello - Art. 11 Legge 27 luglio 2000, n. 212 - ALFA – art.9 , DM 2 febbraio 2007.

Circolare del 06/07/2009 n. 32/E: imprenditori agricoli - produzione e cessione di energia elettrica e calorica da fonti rinnovabili agroforestali e fotovoltaiche nonché di carburanti e di prodotti chimici derivanti prevalentemente da prodotti del fondo: aspetti fiscali. Articolo 1, comma 423, della legge 23 dicembre 2005, n. 266 e successive modificazioni.

Agenzia del Territorio

Risoluzione n. 3/2008: accertamento delle centrali elettriche a pannelli fotovoltaici.

GSE

Guida al nuovo Conto Energia, ed. 5 - marzo 2010.

Guida agli interventi validi ai fini del riconoscimento dell'integrazione architettonica del fotovoltaico.

Guida alla richiesta degli incentivi e all'utilizzo dell'applicazione web per il fotovoltaico rev. 4 del 01/11/2009.

Accesso al portale internet GSE vers. 1.6 del 25/09/ 2009.

Regole tecniche sulla disciplina dello scambio sul posto, ed. II.

Disposizioni Tecniche di Funzionamento vers. 1.2 del 6 novembre 2009: modalità e condizioni tecnico-operative per l'applicazione della convenzione di scambio sul posto.

Estratto della risoluzione della Agenzia delle Entrate: "trattamento fiscale del contributo in conto scambio di cui alla delibera AEEG n.74/2008".

Il CONTO ENERGIA 2011/2013: novità contenute nel decreto ministeriale DM 6 Agosto 2010.

Guida alle applicazioni innovative finalizzate all'integrazione architettonica del fotovoltaico terzo conto energia (dicembre 2010).

Regole tecniche per il riconoscimento delle tariffe incentivanti previste dal dm 6 agosto 2010 - terzo conto energia per il fotovoltaico (dicembre 2010).

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili.

APPENDICE B

Definizioni - Rete Elettrica

Distributore

Persona fisica o giuridica responsabile dello svolgimento di attività e procedure che determinano il funzionamento e la pianificazione della rete elettrica di distribuzione di cui è proprietaria.

Rete del distributore

Rete elettrica di distribuzione AT, MT e BT alla quale possono collegarsi gli utenti.

Rete BT del distributore

Rete a tensione nominale superiore a 50 V fino a 1.000 V compreso in c.a.

Rete MT del distributore

Rete a tensione nominale superiore a 1.000 V in c.a. fino a 30.000 V compreso.

Utente

Soggetto che utilizza la rete del distributore per cedere o acquistare energia elettrica.

Gestore di rete

Il Gestore di rete è la persona fisica o giuridica responsabile, anche non avendone la proprietà, della gestione della rete elettrica con obbligo di connessione di terzi a cui è connesso l'impianto (Deliberazione dell'AEEG n. 28/06).

Gestore Contraente

Il Gestore Contraente è l'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale in cui è ubicato l'impianto fotovoltaico (Deliberazione dell'AEEG n. 28/06).

Definizioni - Impianto Fotovoltaico

Angolo di inclinazione (o di Tilt)

Angolo di inclinazione del piano del dispositivo fotovoltaico rispetto al piano orizzontale (da IEC/TS 61836).

Angolo di orientazione (o di azimut)

L'angolo di orientazione del piano del dispositivo fotovoltaico rispetto al meridiano corrispondente. In pratica, esso misura lo scostamento del piano rispetto all'orientazione verso SUD (per i siti nell'emisfero terrestre settentrionale) o verso NORD (per i siti nell'emisfero meridionale). Valori positivi dell'angolo di azimut indicano un orientamento verso ovest e valori negativi indicano un orientamento verso est (CEI EN 61194).

BOS (Balance Of System o Resto del sistema)

Insieme di tutti i componenti di un impianto fotovoltaico, esclusi i moduli fotovoltaici.

Generatore o Campo fotovoltaico

Insieme di tutte le schiere di moduli fotovoltaici in un sistema dato (CEI EN 61277).

Cella fotovoltaica

Dispositivo fotovoltaico fondamentale che genera elettricità quando viene esposto alla radiazione solare (CEI EN 60904-3). Si tratta sostanzialmente di un diodo con grande superficie di giunzione, che esposto alla radiazione solare si comporta come un generatore di corrente, di valore proporzionale alla radiazione incidente su di esso.

Condizioni di Prova Standard (STC)

Comprendono le seguenti condizioni di prova normalizzate (CEI EN 60904-3):

– Temperatura di cella: 25 °C \pm 2 °C.

– Irraggiamento: 1000 W/m², con distribuzione spettrale di riferimento (massa d'aria AM 1,5).

Dispositivo del generatore

Dispositivo installato a valle dei terminali di ciascun generatore dell'impianto di produzione (CEI 11-20).

Dispositivo di interfaccia

Dispositivo installato nel punto di collegamento della rete di utente in isola alla restante parte di rete del produttore, sul quale agiscono le protezioni d'interfaccia (CEI 11-20); esso separa l'impianto di produzione dalla rete di utente non in isola e quindi dalla rete del Distributore; esso comprende un organo di interruzione, sul quale agisce la protezione di interfaccia.

Dispositivo generale

Dispositivo installato all'origine della rete del produttore e cioè immediatamente a valle del punto di consegna dell'energia elettrica dalla rete pubblica (CEI 11-20).

Effetto fotovoltaico

Fenomeno di conversione diretta della radiazione elettromagnetica (generalmente nel campo della luce visibile e, in particolare, della radiazione solare) in energia elettrica mediante formazione di coppie elettrone-lacuna all'interno di semiconduttori, le quali determinano la creazione di una differenza di potenziale e la conseguente circolazione di corrente se collegate ad un circuito esterno.

Efficienza nominale di un generatore fotovoltaico

Rapporto fra la potenza nominale del generatore e l'irraggiamento solare incidente sull'area totale dei moduli, in STC; detta efficienza può essere approssimativamente ottenuta mediante rapporto tra la potenza nominale del generatore stesso (espressa in kWp) e la relativa superficie (espressa in m²), intesa come somma dell'area dei moduli.

Efficienza nominale di un modulo fotovoltaico

Rapporto fra la potenza nominale del modulo fotovoltaico e il prodotto dell'irraggiamento solare standard (1000 W/m²) per la superficie complessiva del modulo, inclusa la sua cornice.

Efficienza operativa media di un generatore fotovoltaico

Rapporto tra l'energia elettrica prodotta in c.c. dal generatore fotovoltaico e l'energia solare incidente sull'area totale dei moduli, in un determinato intervallo di tempo.

Efficienza operativa media di un impianto fotovoltaico

Rapporto tra l'energia elettrica prodotta in c.a. dall'impianto fotovoltaico e l'energia solare incidente sull'area totale dei moduli, in un determinato intervallo di tempo.

Energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico

L'energia elettrica (espressa in kWh) misurata all'uscita dal gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, resa disponibile alle utenze elettriche e/o immessa nella rete del distributore.

Gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata (o Inverter)

Apparecchiatura, tipicamente statica, impiegata per la conversione in corrente alternata della corrente continua prodotta dal generatore fotovoltaico.

Impianto (o Sistema) fotovoltaico

Impianto di produzione di energia elettrica, mediante l'effetto fotovoltaico; esso è composto dall'insieme di moduli fotovoltaici (Campo fotovoltaico) e dagli altri componenti (BOS), tali da consentire di produrre energia elettrica e fornirla alle utenze elettriche e/o di immetterla nella rete del distributore.

Impianto (o Sistema) fotovoltaico collegato alla rete del distributore

Impianto fotovoltaico in grado di funzionare (ossia di fornire energia elettrica) quando è collegato alla rete del distributore.

Inseguitore della massima potenza (MPPT)

Dispositivo di comando dell'inverter tale da far operare il generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza. Esso può essere realizzato anche con un convertitore statico separato dall'inverter, specie negli impianti non collegati ad un sistema in c.a.

Energia radiante

Energia emessa, trasportata o ricevuta in forma di onde elettromagnetiche.

Irradiazione

Rapporto tra l'energia radiante che incide su una superficie e l'area della medesima superficie.

Irraggiamento solare

Intensità della radiazione elettromagnetica solare incidente su una superficie di area unitaria. Tale intensità è pari all'integrale della potenza associata a ciascun valore di frequenza dello spettro solare (CEI EN 60904-3).

Modulo fotovoltaico

Il più piccolo insieme di celle fotovoltaiche interconnesse e protette dall'ambiente circostante (CEI EN 60904-3).

Modulo fotovoltaico in c.a.

Modulo fotovoltaico con inverter integrato; la sua uscita è solo in corrente alternata: non è possibile l'accesso alla parte in continua (IEC 60364-7-712).

Pannello fotovoltaico

Gruppo di moduli fissati insieme, preassemblati e cablati, destinati a fungere da unità installabili (CEI EN 61277).

Perdite per mismatch (o per disaccoppiamento)

Differenza fra la potenza totale dei dispositivi fotovoltaici connessi in serie o in parallelo e la somma delle potenze di ciascun dispositivo, misurate separatamente nelle stesse condizioni. Deriva dalla differenza fra le caratteristiche tensione corrente dei singoli dispositivi e viene misurata in W o in percentuale rispetto alla somma delle potenze (da IEC/TS 61836).

Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un generatore fotovoltaico

Potenza elettrica (espressa in Wp), determinata dalla somma delle singole potenze nominali (o massime o di picco o di targa) di ciascun modulo costituente il generatore fotovoltaico, misurate in Condizioni di Prova Standard (STC).

Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un impianto fotovoltaico

Per prassi consolidata, coincide con la potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) del suo generatore fotovoltaico.

Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un modulo fotovoltaico

Potenza elettrica (espressa in Wp) del modulo, misurata in Condizioni di Prova Standard (STC).

Potenza effettiva di un generatore fotovoltaico

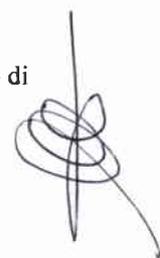
Potenza di picco del generatore fotovoltaico (espressa in Wp), misurata ai morsetti in corrente continua dello stesso e riportata alle Condizioni di Prova Standard (STC) secondo definite procedure (CEI EN 61829).

Potenza prodotta da un impianto fotovoltaico

Potenza di un impianto fotovoltaico (espressa in kW) misurata all'uscita dal gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, resa disponibile alle utenze elettriche e/o immessa nella rete del distributore.

Radiazione solare

Integrale dell'irraggiamento solare (espresso in kWh/m²), su un periodo di tempo specificato (CEI EN 60904-3).



Sezioni

1. ...l'impianto fotovoltaico può essere composto anche da sezioni di impianto a condizione che:

a) all'impianto corrisponda un solo soggetto responsabile;

b) ciascuna sezione dell'impianto sia dotata di autonoma apparecchiatura per la misura dell'energia elettrica prodotta ai sensi delle disposizioni di cui alla deliberazione n. 88/07;

c) il soggetto responsabile consenta al soggetto attuatore l'acquisizione per via telematica delle misure rilevate dalle apparecchiature per la misura di cui alla precedente lettera b), qualora necessaria per gli adempimenti di propria competenza. Tale acquisizione può avvenire anche per il tramite dei gestori di rete sulla base delle disposizioni di cui all'articolo 6, comma 6.1, lettera b), della deliberazione n. 88/07;

d) a ciascuna sezione corrisponda una sola tipologia di integrazione architettonica di cui all'articolo 2, comma 1, lettere da b1) a b3) del decreto ministeriale 19 febbraio 2007, ovvero corrisponda la tipologia di intervento di cui all'articolo 6, comma 4, lettera c), del medesimo decreto ministeriale;

e) la data di entrata in esercizio di ciascuna sezione sia univocamente definibile....." (ARG-elt 161/08).

Soggetto responsabile

Il soggetto responsabile è la persona fisica o giuridica responsabile della realizzazione e dell'esercizio dell'impianto fotovoltaico.

Sottosistema fotovoltaico

Parte del sistema o impianto fotovoltaico; esso è costituito da un gruppo di conversione c.c./c.a. e da tutte le stringhe fotovoltaiche che fanno capo ad esso.

Stringa fotovoltaica

Insieme di moduli fotovoltaici collegati elettricamente in serie per ottenere la tensione d'uscita desiderata.

Temperatura nominale di lavoro di una cella fotovoltaica (NOCT)

Temperatura media di equilibrio di una cella solare all'interno di un modulo posto in particolari condizioni ambientali (irraggiamento: 800 W/m², temperatura ambiente: 20 °C, velocità del vento: 1 m/s), elettricamente a circuito aperto ed installato su un telaio in modo tale che a mezzogiorno solare i raggi incidano normalmente sulla sua superficie esposta (CEI EN 60904-3).

Articolo 2 (D-M. 19-02-07)

a) impianto o sistema solare fotovoltaico (o impianto fotovoltaico) è un impianto di produzione di energia elettrica mediante conversione diretta della radiazione solare, tramite l'effetto fotovoltaico; esso è composto principalmente da un insieme di moduli fotovoltaici, nel seguito denominati anche moduli, uno o più gruppi di conversione della corrente continua in corrente alternata e altri componenti elettrici minori;

b1) impianto fotovoltaico non integrato è l'impianto con moduli ubicati al suolo, ovvero con moduli collocati, con modalità diverse dalle tipologie di cui agli allegati 2 e 3, sugli elementi di arredo urbano e viario, sulle superfici esterne degli involucri di edifici, di fabbricati e strutture edilizie di qualsiasi funzione e destinazione;

b2) impianto fotovoltaico parzialmente integrato è l'impianto i cui moduli sono posizionati, secondo le tipologie elencate in allegato 2, su elementi di arredo urbano e viario, superfici esterne degli involucri di edifici, fabbricati, strutture edilizie di qualsiasi funzione e destinazione;

b3) impianto fotovoltaico con integrazione architettonica è l'impianto fotovoltaico i cui moduli sono integrati, secondo le tipologie elencate in allegato 3, in elementi di arredo urbano e viario, superfici esterne degli involucri di edifici, fabbricati, strutture edilizie di qualsiasi funzione e destinazione;

c) 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 d);

d) condizioni nominali sono le condizioni di prova dei moduli fotovoltaici nelle quali sono rilevate le prestazioni dei moduli stessi, secondo un protocollo definito dalle norme CEI EN 60904-1 di cui all'allegato 1;

e) energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico è l'energia elettrica misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, ivi incluso l'eventuale trasformatore, prima che essa sia resa disponibile alle utenze elettriche del soggetto responsabile e/o immessa nella rete elettrica;

f) punto di connessione è il punto della rete elettrica, di competenza del gestore di rete, nel quale l'impianto fotovoltaico viene collegato alla rete elettrica;

g) data di entrata in esercizio di un impianto fotovoltaico è la prima data utile a decorrere dalla quale sono verificate tutte le seguenti condizioni:

g1) l'impianto è collegato in parallelo con il sistema elettrico;

g2) risultano installati tutti i contatori necessari per la contabilizzazione dell'energia prodotta e scambiata o ceduta con la rete;

g3) risultano attivi i relativi contratti di scambio o cessione dell'energia elettrica;

g4) risultano assolti tutti gli eventuali obblighi relativi alla regolazione dell'accesso alle reti;

h) soggetto responsabile è il soggetto responsabile dell'esercizio dell'impianto e che ha diritto, nel rispetto delle disposizioni del presente decreto, a richiedere e ottenere le tariffe incentivanti;

i) soggetto attuatore è il Gestore dei servizi elettrici - GSE Spa, già Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa, di cui al decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004;

j) potenziamento è l'intervento tecnologico eseguito su un impianto entrato in esercizio da almeno due anni, consistente in un incremento della potenza nominale dell'impianto, mediante aggiunta di moduli fotovoltaici la cui potenza

potenziale complessiva sia non inferiore a i kW, in modo da consentire una produzione aggiuntiva dell'impianto medesimo, come definita alla lettera k);

k) produzione aggiuntiva di un impianto è l'aumento, ottenuto a seguito di un potenziamento ed espresso in kWh, dell'energia elettrica prodotta annualmente, di cui alla lettera e), rispetto alla produzione annua media prima dell'intervento, come definita alla lettera l); per i soli interventi di potenziamento su impianti non muniti del gruppo di misura dell'energia prodotta, la produzione aggiuntiva è pari all'energia elettrica prodotta dall'impianto a seguito dell'intervento di potenziamento, moltiplicata per il rapporto tra l'incremento di potenza nominale dell'impianto, ottenuto a seguito dell'intervento di potenziamento, e la potenza nominale complessiva dell'impianto a seguito dell'intervento di potenziamento;

l) produzione annua media di un impianto è la media aritmetica, espressa in kWh, dei valori dell'energia elettrica effettivamente prodotta, di cui alla lettera e), negli ultimi due anni solari, al netto di eventuali periodi di fermata dell'impianto eccedenti le ordinarie esigenze manutentive;

m) rifacimento totale è l'intervento impiantistico-tecnologico eseguito su un impianto entrato in esercizio da almeno venti anni che comporta la sostituzione con componenti nuovi almeno di tutti i moduli fotovoltaici e del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata;

n) piccola rete isolata è una rete elettrica così come definita dall'articolo 2, comma 17, del D. Lgs. 16 marzo 1999, n. 79, e successive modificazioni e integrazioni;

r) servizio di scambio sul posto è il servizio di cui all'articolo 6 del D. Lgs. 29 dicembre 2003, n. 387, come disciplinato dalla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 10 febbraio 2006, n. 28/06 ed eventuali successivi aggiornamenti.

2. Valgono inoltre le definizioni riportate all'articolo 2 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, escluso il comma 15, nonché le definizioni riportate all'articolo 2 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

Articolo 2, comma 2 (D. Lgs. n°79 del 16-03-99)

Autoproduttore è la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica e la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante, nonché per uso dei soci delle società cooperative di produzione e distribuzione dell'energia elettrica di cui all'articolo 4, numero 8, della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, degli appartenenti ai consorzi o società consortili costituiti per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e per gli usi di fornitura autorizzati nei siti industriali anteriormente alla data di entrata in vigore del decreto.

Art. 9, comma 1 (D. Lgs. n°79 del 16-03-99) L'attività di distribuzione

Le imprese distributrici hanno l'obbligo di connettere alle proprie reti tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio e purché siano rispettate le regole tecniche nonché le deliberazioni emanate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di tariffe, contributi ed oneri. Le imprese distributrici operanti alla data di entrata in vigore del presente decreto, ivi comprese, per la quota diversa dai propri soci, le società cooperative di produzione e distribuzione di cui all'articolo 4, numero 8, della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, continuano a svolgere il servizio di distribuzione sulla base di concessioni rilasciate entro il 31 marzo 2001 dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato e aventi scadenza il 31 dicembre 2030. Con gli stessi provvedimenti sono individuati i responsabili della gestione, della manutenzione e, se necessario, dello sviluppo delle reti di distribuzione e dei relativi dispositivi di interconnessione, che devono mantenere il segreto sulle informazioni commerciali riservate; le concessioni prevedono, tra l'altro, misure di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia secondo obiettivi quantitativi determinati con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministro dell'ambiente entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto.

Definizione di Edificio: "...un sistema costituito dalle strutture edilizie esterne che delimitano uno spazio di volume definito, dalle strutture interne che ripartiscono detto volume e da tutti gli impianti e dispositivi tecnologici che si trovano stabilmente al suo interno; la superficie esterna che delimita un edificio può confinare con tutti o alcuni di questi elementi: l'ambiente esterno, il terreno, altri edifici; il termine può riferirsi a un intero edificio ovvero a parti di edificio progettate o ristrutturare per essere utilizzate come unità immobiliari a se stanti". (D. Lgs. n. 192 del 19 agosto 2005, articolo 2).

Definizione di Ente locale: ai sensi del Testo Unico delle Leggi sull'ordinamento degli Enti Locali, si intendono per enti locali i Comuni, le Province, le Città metropolitane, le Comunità montane, le Comunità isolate e le Unioni di comuni. Le norme sugli Enti Locali si applicano, altresì, salvo diverse disposizioni, ai consorzi cui partecipano Enti Locali, con esclusione di quelli che gestiscono attività aventi rilevanza economica ed imprenditoriale e, ove previsto dallo statuto, dei consorzi per la gestione dei servizi sociali. La legge 99/09 ha esteso anche alle Regioni, a partire dal 15/08/09, tale disposizione.

APPENDICE C

Moduli utilizzati

DATI GENERALI

Codice	M.141
Marca	KYOCERA
Modello	KD70SX-1P
Tipo materiale	Si policristallino
Prezzo [€]	0.00

CARATTERISTICHE ELETTRICHE IN CONDIZIONI STC

Potenza di picco [W]	70.0 W
Im [A]	3.92
Isc [A]	4.30
Efficienza [%]	13.63
Vm [V]	17.90
Voc [V]	22.10

ALTRE CARATTERISTICHE ELETTRICHE

Coeff. Termico Voc [V/°C]	-0.0800
Coeff. Termico Isc [%/°C]	0.060
NOCT [°C]	49.0
Vmax [V]	750.00

CARATTERISTICHE MECCANICHE

Lunghezza [mm]	778.00
Larghezza [mm]	660.00
Superficie [m ²]	0.513
Spessore [mm]	36.00
Peso [kg]	6.50
Numero celle	36

CERTIFICAZIONI

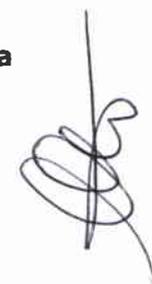
Certificazione Iec En	IEC EN
Certificazione Classe II	Classe di protezione II
Altre certificazioni	CE, ISO9001, IEC 61215 ed.2, TUV, IEC 61730, ISO 14001

GARANZIE

Garanzia prodotto	5 anni di garanzia sul prodotto per difetti di costruzione e sui materiali
Garanzia prestazioni	La potenza viene garantita per 10 anni sul 90% e per 20 sull'80% della potenza minima indicata

NOTE

Note



DATI GENERALI

Codice	M.752
Marca	SUNPOWER
Modello	E19 / 318
Tipo materiale	Si monocristallino
Prezzo [€]	0.00

CARATTERISTICHE ELETTRICHE IN CONDIZIONI STC

Potenza di picco [W]	318.0 W
Im [A]	5.82
Isc [A]	6.20
Efficienza [%]	19.50
Vm [V]	54.70
Voc [V]	64.70

ALTRE CARATTERISTICHE ELETTRICHE

Coeff. Termico Voc [V/°C]	-0.1766
Coeff. Termico Isc [mA/°C]	3.500
NOCT [°C]	45.0
Vmax [V]	1 000.00

CARATTERISTICHE MECCANICHE

Lunghezza [mm]	1 559.00
Larghezza [mm]	1 046.00
Superficie [m ²]	1.631
Spessore [mm]	46.00
Peso [kg]	18.60
Numero celle	96

CERTIFICAZIONI

Certificazione Iec En	IEC 61215 Ed. 2, IEC 61730 (SCII)
Certificazione Classe II	Classe di protezione II
Altre certificazioni	CE, TUV

GARANZIE

Garanzia prodotto	10 anni di garanzia sul prodotto per difetti di costruzione e sui materiali
Garanzia prestazioni	La potenza viene garantita per 25 anni

NOTE

Note



APPENDICE D

Inverter utilizzati

DATI GENERALI

Codice	I.337
Marca	AROS
Modello	SIRIO 80K
Tipo fase	Trifase
Prezzo [€]	0.00

PARAMETRI ELETTRICI IN INGRESSO

VMppt min [V]	330.00
VMppt max [V]	700.00
Imax [A]	205.00
Vmax [V]	800.00
potenza MAX [W]	80 000
Numero MPPT	1

PARAMETRI ELETTRICI IN USCITA

Potenza nominale [W]	64 000
Tensione nominale [V]	400
Rendimento max [%]	96.10
Distorsione corrente [%]	3
Frequenza [Hz]	49,7 ÷ 50,3
Rendimento europeo [%]	95.00

CARATTERISTICHE MECCANICHE

Dimensioni LxPxH [mm]	800x800x1900
Peso [kg]	600.00

CERTIFICAZIONI

Certificazioni	DK 5940, CEI 11-20
----------------	--------------------

GARANZIE

Garanzia prodotto	5 anni
Estensione garanzia	10 anni

NOTE

Note

Descrizione Impianto – Cava AZZA RUJA.

Con la realizzazione dell'impianto, denominato "AZZA RUJA", si intende conseguire un significativo risparmio energetico per la struttura servita relativa alla sede consortile, mediante il ricorso alla fonte energetica rinnovabile rappresentata dal Sole.

Il ricorso a tale tecnologia nasce dall'esigenza di coniugare:

- la compatibilità con esigenze architettoniche e di tutela ambientale;
- nessun inquinamento acustico;
- un risparmio di combustibile fossile;
- una produzione di energia elettrica senza emissioni di sostanze inquinanti.

L'energia prodotta dall'impianto di produzione energetico fotovoltaica suddetto consentirà al CIPNES di azzerare o comunque diminuire notevolmente la bolletta energetica consortile che in questi anni ha avuto significativi aumenti sia a causa dei maggiori costi degli idrocarburi e sia per aumento dei consumi dovuti ad implementazioni e migliorie effettuate nelle varie fasi di trattamento degli impianti di discarica nonché di depurazione consortili.

Inoltre si avrà un notevole beneficio ambientale in quanto realizzato in aree urbanisticamente degradate e già compromesse impedendo l'immissione in atmosfera di migliaia di tonnellate di CO₂ durante il loro esercizio.

Ad oggi, la produzione di energia elettrica è per la quasi totalità proveniente da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili sostanzialmente di origine fossile. Quindi, considerando l'energia stimata come produzione del primo anno, 1 214 520.74 kWh, e la perdita di efficienza annuale, 0.90 %, le considerazioni successive valgono per il tempo di vita dell'impianto pari a 20 anni.

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh].

Questo coefficiente individua le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia, ovvero le TEP risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di **energia elettrica**.

Risparmio di combustibile	
	TEP
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0.187
TEP risparmiate in un anno	227.12
TEP risparmiate in 20 anni	4 174.13

Fonte dati: Delibera EEN 3/08, art. 2

Inoltre, l'impianto fotovoltaico consente la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra.

Emissioni evitate in atmosfera

Emissioni evitate in atmosfera di	CO ₂	SO ₂	NO _x	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]	443.0	0.525	0.498	0.024
Emissioni evitate in un anno [kg]	538 032.69	637.62	604.83	29.15
Emissioni evitate in 20 anni [kg]	9 888 452.98	11 718.82	11 116.14	535.72

Fonte dati: Rapporto ambientale ENEL 2009

L'impianto in parola sarà realizzato a regola d'arte, come prescritto dalle normative vigenti, ed in particolare dal D.M. 22 gennaio 2008, n. 37.

Le caratteristiche degli impianti stessi, nonché dei loro componenti, devono essere in accordo con le norme di legge e di regolamento vigenti ed in particolare essere conformi:

- alle prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VVFF;
- alle prescrizioni e indicazioni della Società Distributrice di energia elettrica;
- alle prescrizioni del gestore della rete;
- alle norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano).

L'elenco completo delle norme alla base della progettazione è riportato in Appendice A.

Il dimensionamento energetico dell'impianto fotovoltaico connesso alla rete del distributore è stato effettuato tenendo conto, oltre che della disponibilità economica, di:

- disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico;
- disponibilità della fonte solare;
- fattori morfologici e ambientali (ombreggiamento e albedo).

Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale

La disponibilità della fonte solare per il sito di installazione è verificata utilizzando i dati "UNI 10349" relativi a valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale.

Per la località sede dell'intervento, ovvero il comune di OLBIA (OT) avente latitudine 40.9250°, longitudine 9.5036° e altitudine di 15 m.s.l.m.m., i valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale stimati sono pari a:

Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [kWh/m ²]											
Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
1.92	2.67	3.94	5.25	6.56	7.28	7.78	6.64	5.03	3.42	2.14	1.67

Fonte dati: UNI 10349

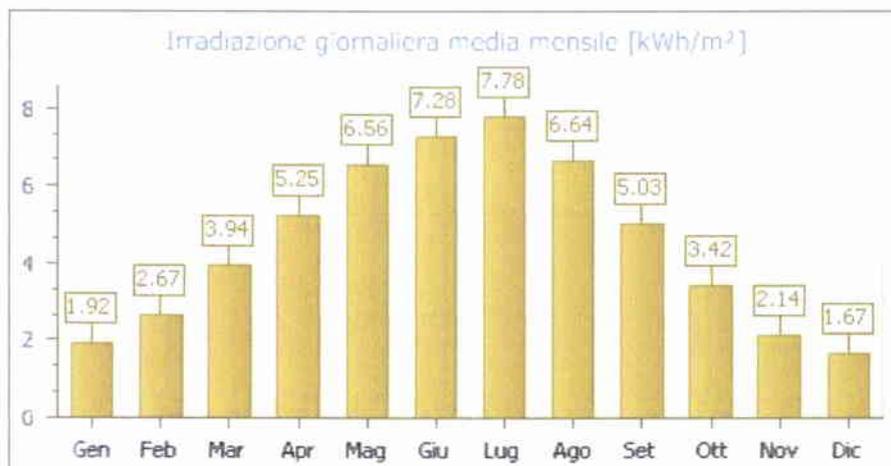


Fig. 1: Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [kWh/m²]- Fonte dati: UNI 10349

Quindi, i valori della irradiazione solare annua sul piano orizzontale sono pari a 1 655.59 kWh/m² (Fonte dati: UNI 10349):

non essendoci la disponibilità, per la località sede dell'impianto, di valori diretti si sono stimati gli stessi mediante la procedura della UNI 10349, ovvero, mediante media ponderata rispetto alla latitudine dei valori di irradiazione relativi a due località di riferimento scelte secondo i criteri della vicinanza e dell'appartenenza allo stesso versante geografico.

La località di riferimento N. 1 è NUORO avente latitudine 40.3225°, longitudine 9.3350° e altitudine di 546 m.s.l.m.m..

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
6.90	9.60	14.20	18.90	23.60	26.20	28.00	23.90	18.10	12.30	7.70	6.00

Fonte dati: UNI 10349

La località di riferimento N. 2 è SASSARI avente latitudine 40.7292°, longitudine 8.5606° e altitudine di 225 m.s.l.m.m..

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
6.80	9.80	14.20	19.00	24.10	26.60	28.10	24.00	18.60	12.60	7.50	5.80

Fonte dati: UNI 10349

Gli effetti di schermatura da parte di volumi all'orizzonte, dovuti ad elementi naturali (rilievi, alberi) o artificiali (edifici), determinano la riduzione degli apporti solari e il tempo di ritorno dell'investimento.

Il Coefficiente di Ombreggiamento, funzione della morfologia del luogo, è pari a 1.00.

Di seguito il diagramma solare per il comune di OLBIA:

DIAGRAMMA SOLARE

OLBIA (OT) - Lat. 40°.9250 - Long. 9°.5036 - Alt. 15 m

Coeff. di ombreggiamento (da diagramma) 1.00

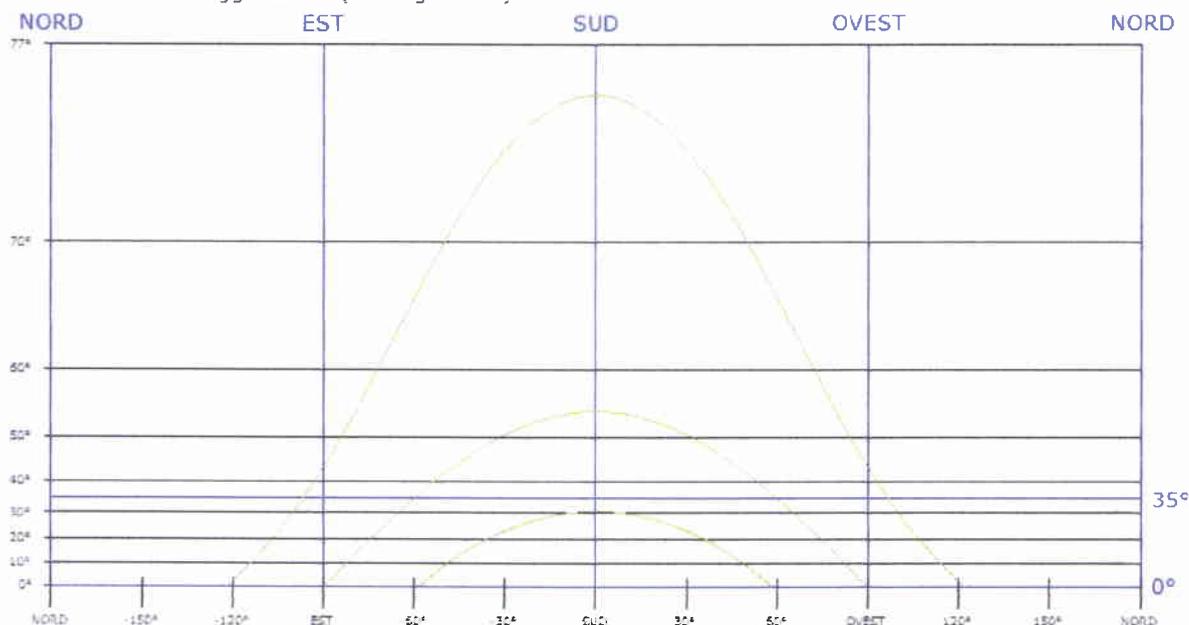


Fig. 2: Diagramma solare

Per tener conto del plus di radiazione dovuta alla riflettanza delle superfici della zona in cui è inserito l'impianto, si sono stimati i valori medi mensili di albedo, considerando anche i valori presenti nella norma UNI 8477:

Valori di albedo medio mensile											
Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20

L'albedo medio annuo è pari a 0.20.

Il principio progettuale normalmente utilizzato per un impianto fotovoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile

Nella generalità dei casi, il generatore fotovoltaico deve essere esposto alla luce solare in modo ottimale, scegliendo prioritariamente l'orientamento a Sud e evitando fenomeni di ombreggiamento. In funzione degli eventuali vincoli architettonici della struttura che ospita il generatore stesso, sono comunque adottati orientamenti diversi e sono ammessi fenomeni di ombreggiamento, purché adeguatamente valutati.

Perdite d'energia dovute a tali fenomeni incidono sul costo del kWh prodotto e sul tempo di ritorno dell'investimento.

Dal punto di vista dell'inserimento architettonico, nel caso di applicazioni su coperture a falda, la scelta dell'orientazione e dell'inclinazione va effettuata tenendo conto che è generalmente opportuno mantenere il piano dei moduli parallelo o addirittura complanare a quello della falda stessa. Ciò in modo da non alterare la

sagoma dell'edificio e non aumentare l'azione del vento sui moduli stessi. In questo caso, è utile favorire la circolazione d'aria fra la parte posteriore dei moduli e la superficie dell'edificio, al fine di limitare le perdite per temperatura.

L'energia generata dipende:

- dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);
- dall'esposizione dei moduli: angolo di inclinazione (Tilt) e angolo di orientazione (Azimut);
- da eventuali ombreggiamenti o insudiciamenti del generatore fotovoltaico;
- dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento o mismatch;
- dalle caratteristiche del BOS (Balance Of System).

Il valore del BOS può essere stimato direttamente oppure come complemento all'unità del totale delle perdite, calcolate mediante la seguente formula:

$$\text{Totale perdite [\%]} = [1 - (1 - a - b) \times (1 - c - d) \times (1 - e) \times (1 - f)] + g$$

per i seguenti valori:

- a Perdite per riflessione.
- b Perdite per ombreggiamento.
- c Perdite per mismatching.
- d Perdite per effetto della temperatura.
- e Perdite nei circuiti in continua.
- f Perdite negli inverter.
- g Perdite nei circuiti in alternata.

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT

Tensione nel punto di massima potenza, V_m , a 70 °C maggiore o uguale alla Tensione MPPT minima ($V_{mppt\ min}$).

Tensione nel punto di massima potenza, V_m , a -10 °C minore o uguale alla Tensione MPPT massima ($V_{mppt\ max}$).

I valori di MPPT rappresentano i valori minimo e massimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di funzionamento alla massima potenza.

TENSIONE MASSIMA

Tensione di circuito aperto, Voc, a -10 °C minore o uguale alla tensione massima di ingresso dell'inverter.

TENSIONE MASSIMA MODULO

Tensione di circuito aperto, Voc, a -10 °C minore o uguale alla tensione massima di sistema del modulo.

CORRENTE MASSIMA

Corrente massima (corto circuito) generata, Isc, minore o uguale alla corrente massima di ingresso dell'inverter.

DIMENSIONAMENTO

Dimensionamento compreso tra il 70 % e 120 %.

Per dimensionamento si intende il rapporto percentuale tra la potenza nominale dell'inverter e la potenza del generatore fotovoltaico ad esso collegato (nel caso di sottoimpianti MPPT, il dimensionamento è verificato per il sottoimpianto MPPT nel suo insieme)

L'impianto, denominato "Impianto1" è di tipo grid-connected, la tipologia di allaccio è: trifase in media tensione. Ha una potenza totale pari a 980.000 kW e una produzione di energia annua pari a 1 214 520.74 kWh (equivalente a 1 239.31 kWh/kW), derivante da 14 000 moduli che occupano una superficie di 7 182.00 m², ed è composto da 1 generatore.

Scheda tecnica dell'impianto

Dati generali	
Indirizzo	Via Mozambico - Via Zambia
CAP Comune (Provincia)	07026 OLBIA (OT)
Latitudine	40.9250°
Longitudine	9.5036°
Altitudine	15 m
Irradiazione solare annua sul piano orizzontale	1 655.59 kWh/m ²
Coefficiente di ombreggiamento	1.00

Dati tecnici	
Superficie totale moduli	7 182.00 m ²
Numero totale moduli	14 000
Numero totale inverter	14
Energia totale annua	1 214 520.74 kWh
Potenza totale	980.000 kW

Potenza fase L1	326.667 kW
Potenza fase L2	326.667 kW
Potenza fase L3	326.667 kW
Energia per kW	1 239.31 kWh/kW
BOS	74.97 %

L'energia totale annua prodotta dall'impianto è 1 214 520.74 kWh.

Nel grafico si riporta l'energia prodotta mensilmente:

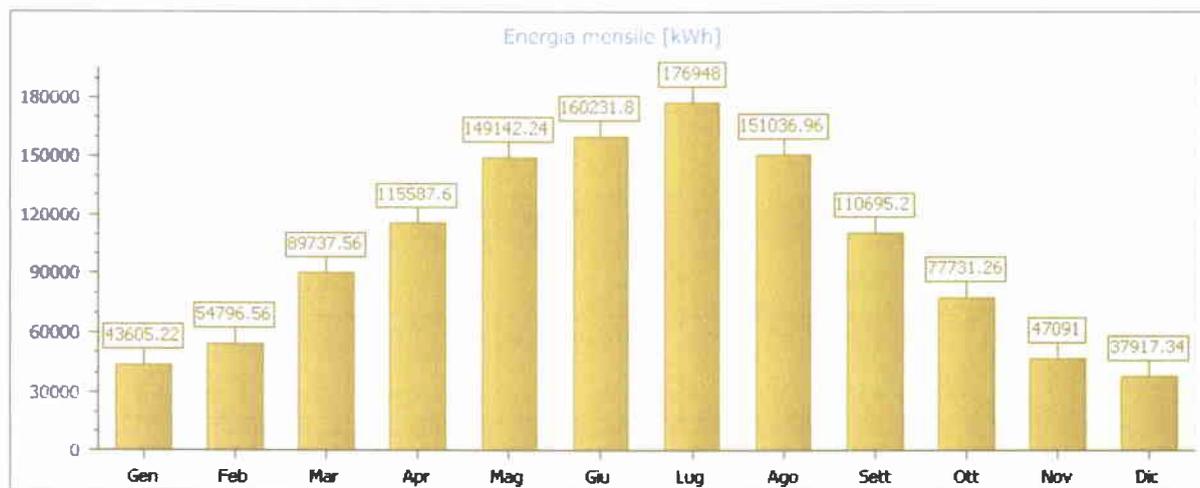


Fig. 3: Energia mensile prodotta dall'impianto

Schema elettrico

Il disegno successivo riporta lo schema unifilare dell'impianto, in cui sono messi in evidenza i sottosistemi e le apparecchiature che ne fanno parte.

Generatore Generatore7

Il generatore, denominato "Generatore7", ha una potenza pari a 980.000 kW e una produzione di energia annua pari a 1 214 520.74 kWh, derivante da 14000 moduli con una superficie totale dei moduli di 7 182.00 m².

Il generatore ha una connessione trifase.

Scheda tecnica

Dati generali	
Posizionamento dei moduli	Non complanare alle superfici
Struttura di sostegno	Fissa
Inclinazione dei moduli (Tilt)	0°
Orientazione dei moduli (Azimut)	0°
Irradiazione solare annua sul piano dei moduli	1 655.59 kWh/m²
Numero superfici disponibili	3
Estensione totale disponibile	8 053.30 m²
Estensione totale utilizzata	8 053.30 m²
Potenza totale	980.000 kW
Energia totale annua	1 214 520.74 kWh

Modulo	
Marca - Modello	KYOCERA - KD70SX-1P
Numero totale moduli	14000
Numero di stringhe per ogni inverter	40
Numero di moduli per ogni stringa	25
Superficie totale moduli	7 182.00 m²

Inverter	
Marca - Modello	AROS - SIRIO 80K
Numero totale	14
Dimensionamento inverter (compreso tra 70 % e 120 %)	91.43 % (VERIFICATO)
Tipo fase	Trifase

Analisi dei cavi

Cavo dalla Stringa al Quadro di parallelo			
Norma	CEI UNEL 35024/1		
Tipo cavo	Unipolare	Tipo di isolante	PVC
Posa	Cavi senza guaina in tubi protettivi circolari posati su pareti		
Installazione su più passerelle	-		
Numero conduttori caricati	2	Num. cavi in fascio o strato	1
Sezione	16.0 mm²	Lunghezza	500.00 m
Temperatura ambiente	30 °C		
Risultati			

Corrente	3.92 A	Tensione	448 V
Portata	76.00 A	Caduta di tensione	5.68 V
		Caduta di tensione	1.27 %

Cavo dal Quadro di parallelo al Quadro di campo			
Norma	CEI UNEL 35024/1		
Tipo cavo	Unipolare	Tipo di isolante	PVC
Posa	Cavi unipolari senza guaina in tubi protettivi circolari posati entro cunicoli ventilati incassati nel pavimento		
Installazione su più passerelle	-		
Numero conduttori caricati	2	Num. cavi in fascio o strato	1
Sezione	70.0 mm²	Lunghezza	50.00 m
Temperatura ambiente	30 °C		
Risultati			
Corrente	156.80 A	Tensione	448 V
Portata	192.00 A	Caduta di tensione	5.17 V
		Caduta di tensione	1.16 %

Cavo dal Quadro di campo all'Inverter			
Norma	CEI UNEL 35024/1		
Tipo cavo	Multipolare	Tipo di isolante	PVC
Posa	Cavi multipolari in tubi protettivi circolari posati su pareti		
Installazione su più passerelle	-		
Numero conduttori caricati	2	Num. cavi in fascio o strato	1
Sezione	70.0 mm²	Lunghezza	50.00 m
Temperatura ambiente	30 °C		
Risultati			
Corrente	156.80 A	Tensione	448 V
Portata	168.00 A	Caduta di tensione	5.17 V
		Caduta di tensione	1.16 %

Cavo dall'Inverter al Quadro generale			
Norma	CEI UNEL 35024/1		
Tipo cavo	Unipolare	Tipo di isolante	PVC
Posa	Cavi senza guaina in tubi protettivi circolari posati su pareti		
Installazione su più passerelle	-		
Numero conduttori caricati	2	Num. cavi in fascio o strato	1
Sezione	35.0 mm²	Lunghezza	50.00 m
Temperatura ambiente	30 °C		
Risultati			
Corrente	101.04 A	Tensione	400 V
Portata	125.00 A	Caduta di tensione	5.77 V
		Caduta di tensione	1.44 %

Analisi delle protezioni

PROTEZIONI IN CC					
<i>Protezioni stringa</i>					
Diodo	Si	Fusibile	Si	Descrizione	

Dispositivo Interruttore magnetotermico differenziale	
<i>Protezioni parallelo stringa</i>	
Dispositivo Interruttore magnetotermico differenziale	
SPD stringa: Presente	
SPD parallelo stringa: Presente	
SPD ingresso inverter: Presente	

PROTEZIONI IN CA	
<i>Protezione uscita inverter</i>	
Dispositivo Interruttore automatico	
SPD uscita inverter: Non presente	

Verifiche elettriche

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (357.50 V) maggiore di Vmppt min. (330.00 V)	VERIFICATO
Vm a -10 °C (517.50 V) minore di Vmppt max. (700.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a -10 °C (622.50 V) inferiore alla tensione max. dell'inverter (800.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a -10 °C (622.50 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (750.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (172.00 A) inferiore alla corrente max. dell'inverter (205.00 A)	VERIFICATO

APPENDICE A

Gli impianti fotovoltaici e i relativi componenti devono rispettare, ove di pertinenza, le prescrizioni contenute nelle seguenti norme di riferimento, comprese eventuali varianti, aggiornamenti ed estensioni emanate successivamente dagli organismi di normazione citati.

Si applicano inoltre i documenti tecnici emanati dai gestori di rete riportanti disposizioni applicative per la connessione di impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica e le prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VVFF.

Leggi e decreti

Normativa generale:

Decreto Legislativo n. 504 del 26-10-1995, aggiornato 1-06-2007

Testo Unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi e relative sanzioni penali e amministrative.

Direttiva CE n. 77 del 27-09-2001: sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato dell'elettricità (2001/77/CE).

Decreto Legislativo n. 387 del 29-12-2003: attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

Legge n. 239 del 23-08-2004: riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia.

Decreto Legislativo n. 192 del 19-08-2005: attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia.

Decreto Legislativo n. 311 del 29-12-2006: disposizioni correttive ed integrative al decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, recante attuazione della direttiva 2002/91/CE, relativa al rendimento energetico nell'edilizia.

Decreto Legislativo n. 26 del 2-02-2007: attuazione della direttiva 2003/96/CE che ristruttura il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità.

Decreto Legge n. 73 del 18-06-2007: testo coordinato del Decreto Legge 18 giugno 2007, n. 73.

Decreto Legislativo del 30-05-2008: attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE.

Decreto 2-03-2009: disposizioni in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

Legge n.99 del 23 luglio 2009: disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia.

Decreto ministeriale 10 Settembre 2010

Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Sicurezza:

D.Lgs. 81/2008 (testo unico della sicurezza): misure di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro.

DM 37/2008: sicurezza degli impianti elettrici all'interno degli edifici.

Nuovo Conto Energia:

Decreto 19-02-2007: criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'articolo 7 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

Legge n. 244 del 24-12-2007 (Legge finanziaria 2008): disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato.

Decreto Attuativo 18-12-2008 - Finanziaria 2008

DM 02/03/2009

Disposizioni in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

Terzo Conto Energia:

Decreto 6 agosto 2010: Incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.



Norme Tecniche

- CEI 0-2: guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici.
- CEI 0-3: guida per la compilazione della dichiarazione di conformità e relativi allegati per la legge n. 46/1990;
- CEI 0-16: regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- CEI 3-19: segni grafici per schemi - apparecchiature e dispositivi di comando e protezione
- CEI 11-20: impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria.
- CEI 13-4: sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica.
- CEI 20-19: Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V.
- CEI 20-20: Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI 64-8: impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua.
- CEI 81-3: Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato;
- CEI 82-25 Edizione terza (2010): guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.
- CEI-UNEL 35023: cavi per energia isolati in gomma o con materiale termoplastico aventi grado di isolamento non superiore a 4 Cadute di tensione.
- CEI-UNEL 35024/1: cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa in aria.
- CEI-UNEL 35026: cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata.
- CEI EN 50380 (CEI 82-22): fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici.
- CEI EN 50438 (CT 311-1): Prescrizioni per la connessione di micro-generatori in parallelo alle reti di distribuzione pubblica in bassa tensione
- CEI EN 50470-1 (CEI 13-52): Appareati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 1: Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Apparato di misura (indici di classe A, B e C)
- CEI EN 50470-3 (CEI 13-54): Appareati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 3: Prescrizioni particolari - Contatori statici per energia attiva (indici di classe A, B e C);
- CEI EN 60099-1 (CEI 37-1): Scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata
- CEI EN 60445 (CEI 16-2): Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;
- CEI EN 60555-1 (CEI 77-2): disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni.
- CEI EN 60439 (CEI 17-13): apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT).
- CEI EN 60529 (CEI 70-1): Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- CEI EN 60904-1(CEI 82-1): dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente.
- CEI EN 60904-2 (CEI 82-2): dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento.
- CEI EN 60904-3 (CEI 82-3): dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento.
- CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31): compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti - Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso $I_n = 16$ A per fase).
- CEI EN 61215 (CEI 82-8): moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo.
- CEI EN 61646 (82-12): moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di tipo.
- CEI EN 61724 (CEI 82-15): rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati.
- CEI EN 61727 (CEI 82-9): sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete.
- CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2).
- CEI EN 62053-23 (CEI 13-45): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3).
- CEI EN 62093 (CEI 82-24): componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali.
- CEI EN 62108 (82-30): Moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV) - Qualifica di progetto e approvazione di tipo.
- CEI EN 62305 (CEI 81-10): protezione contro i fulmini

UNI 8477: energia solare – Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia – Valutazione dell'energia raggiante ricevuta

UNI 10349: riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.

Delibere AEEG

Connessione:

Delibera ARG-elt n. 33-08: condizioni tecniche per la connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica a tensione nominale superiore ad 1 kV.

Delibera ARG-elt n.119-08: disposizioni inerenti l'applicazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 33/08 e delle richieste di deroga alla norma CEI 0-16, in materia di connessioni alle reti elettriche di distribuzione con tensione maggiore di 1 kV.

Ritiro dedicato:

Delibera ARG-elt n. 280-07: modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387-03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239-04.

Delibera ARG-elt n. 107-08: modificazioni e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 6 novembre 2007, n. 280/07, in materia di ritiro dedicato dell'energia elettrica.

Servizio di misura:

Delibera ARG-elt n. 88-07: disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione.

Tariffe:

Delibera ARG-elt n. 111-06: condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.

Delibera ARG-elt n.156-07: approvazione del Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73/07.

Allegato A TIV Delibera ARG-elt n. 156-07: testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del Decreto Legge 18 giugno 2007 n. 73/07.

Delibera ARG-elt n. 171-08: definizione per l'anno 2009 del corrispettivo di gradualità per fasce applicato all'energia elettrica prelevata dai punti di prelievo in bassa tensione diversi dall'illuminazione pubblica, non trattati monorari e serviti in maggior tutela o nel mercato libero.

Delibera ARG-elt n. 348-07: testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione.

Delibera ARG-elt n. 349-07: prezzi di commercializzazione nella vendita di energia elettrica (PCV) nell'ambito del servizio di maggior tutela e conseguente la emunerazione agli esercenti la maggior tutela. Modificazioni della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 27 giugno 2007 n. 156/07 (TIV).

Delibera ARG-elt n. 353-07: aggiornamento delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali del sistema elettrico, di ulteriori componenti e disposizioni alla Cassa conguaglio per il settore elettrico.

Delibera ARG-elt n. 203-09: aggiornamento per l'anno 2010 delle tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione. Modificazioni dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità n. 348/07.

Delibera ARG-elt n. 205-09: aggiornamento per il primo trimestre gennaio – marzo 2010 delle condizioni economiche del servizio di vendita di Maggior Tutela e modifiche al TIV.

Delibera ARG-com n. 211-09: aggiornamento per il trimestre gennaio – marzo 2010 delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas e modificazioni dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 2007, n. 348/07.

Delibera ARG-elt n. 231-10: aggiornamento per l'anno 2011 dei corrispettivi di dispacciamento di cui agli articoli 45, 46, 48 e 73 dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 9 giugno 2006, n. 111/06. Modificazioni per l'anno 2011 delle disposizioni di cui all'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia

elettrica e il gas 9 giugno 2006, n. 111/06 e dell'Allegato A alla deliberazione 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09 (Testo integrato Settlement, TIS).

Delibera ARG-elt n. 247-10: determinazione dell'Autorità in merito alle richieste di ammissione al regime di reintegrazione dei costi presentate dagli utenti del dispacciamento ai sensi dell'articolo 63, comma 63.11, dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06 per l'anno 2011 e seguenti, nonché modificazioni e integrazioni alla deliberazione medesima.

TICA:

Delibera ARG-elt n.90-07: attuazione del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 19 febbraio 2007, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante impianti fotovoltaici.

Delibera ARG-elt n. 99-08 TICA: testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA).

Delibera ARG-elt n. 161-08: modificazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 13 aprile 2007, n. 90/07, in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici.

Delibera ARG-elt n. 179-08: modifiche e integrazioni alle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 e n. 281/05 in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica.

Deliberazione ARG-elt n. 181-10: attuazione del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 6 agosto 2010, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

Delibera ARG-elt n. 225-10: integrazione dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 20 ottobre 2010, ARG/elt 181/10, ai fini dell'attivazione degli indennizzi previsti dal decreto ministeriale 6 agosto 2010 in materia di impianti fotovoltaici.

TISP:

Delibera ARG-elt n. 188-05: definizione del soggetto attuatore e delle modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici, in attuazione dell'articolo 9 del decreto del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, 28 luglio 2005 (deliberazione n. 188/05).

Delibera ARG-elt n. 260-06: modificazione ed integrazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 14 settembre 2005, n. 188/05 in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici.

Delibera ARG-elt n. 74-08 TISP: testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto (TISP).

Delibera ARG-elt n. 184-08: disposizioni transitorie in materia di scambio sul posto di energia elettrica.

Delibera ARG-elt n.1-09: attuazione dell'articolo 2, comma 153, della legge n. 244/07 e dell'articolo 20 del decreto ministeriale 18 dicembre 2008, in materia di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili tramite la tariffa fissa onnicomprensiva e di scambio sul posto.

Delibera ARG-elt n. 186-09: modifiche delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto derivanti dall'applicazione della legge n. 99/09.

TEP:

Delibera EEN 3/08: aggiornamento del fattore di conversione dei kWh in tonnellate equivalenti di petrolio connesse al meccanismo dei titoli di efficienza energetica.

Prezzi minimi:

Prezzi minimi garantiti per l'anno 2010: aggiornamento dei prezzi minimi garantiti per l'anno 2010.

Agenzia delle Entrate

Circolare n. 46/E del 19/07/2007: articolo 7, comma 2, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 – Disciplina fiscale degli incentivi per gli impianti fotovoltaici.

Circolare n. 66 del 06/12/2007: tariffa incentivante art. 7, c. 2, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

Circolare n. 46/E del 19 luglio 2007 - Precisazione.

Circolare n. 38/E del 11/04/2008: articolo 1, commi 271-279, della legge 27 dicembre 2006, n. 296 – Credito d'imposta per acquisizioni di beni strumentali nuovi in aree svantaggiate.

Risoluzione n. 21/E del 28/01/2008: istanza di Interpello– Aliquota Iva applicabile alle prestazioni di servizio energia - nn. 103) e 122) della Tabella A, Parte terza, d.P.R. 26/10/1972, n. 633 - Alfa S.p.A.

Risoluzione n. 22/E del 28/01/2008: istanza di Interpello - Art. 7, comma 2, d. lgs. vo n. 387 del 29 dicembre 2003.

Risoluzione n. 61/E del 22/02/2008: trattamento fiscale ai fini dell'imposta sul valore aggiunto e dell'applicazione della ritenuta di acconto della tariffa incentivante per la produzione di energia fotovoltaica di cui all'art. 7, comma 2, del d.lgs. n. 387 del 29 dicembre 2003.

Risoluzione n. 13/E del 20/01/2009: istanza di interpello – Art. 11 Legge 27 luglio 2000, n. 212 – Gestore dei Servizi Elettrici, SPA –Dpr 26 ottobre 1972, n. 633 e Dpr 22 dicembre 1986, n. 917.

Risoluzione n. 20/E del 27/01/2009: interpello - Art. 11 Legge 27 luglio 2000, n. 212 - ALFA – art.9 , DM 2 febbraio 2007.

Circolare del 06/07/2009 n. 32/E: imprenditori agricoli - produzione e cessione di energia elettrica e calorica da fonti rinnovabili agroforestali e fotovoltaiche nonché di carburanti e di prodotti chimici derivanti prevalentemente da prodotti del fondo: aspetti fiscali. Articolo 1, comma 423, della legge 23 dicembre 2005, n. 266 e successive modificazioni.

Agenzia del Territorio

Risoluzione n. 3/2008: accertamento delle centrali elettriche a pannelli fotovoltaici.

GSE

Guida al nuovo Conto Energia. ed. 5 - marzo 2010.

Guida agli interventi validi ai fini del riconoscimento dell'integrazione architettonica del fotovoltaico.

Guida alla richiesta degli incentivi e all'utilizzo dell'applicazione web per il fotovoltaico rev. 4 del 01/11/2009.

Accesso al portale internet GSE vers. 1.6 del 25/09/ 2009.

Regole tecniche sulla disciplina dello scambio sul posto, ed. II.

Disposizioni Tecniche di Funzionamento vers. 1.2 del 6 novembre 2009: modalità e condizioni tecnico-operative per l'applicazione della convenzione di scambio sul posto.

Estratto della risoluzione della Agenzia delle Entrate: "trattamento fiscale del contributo in conto scambio di cui alla delibera AEEG n.74/2008".

Il CONTO ENERGIA 2011/2013: novità contenute nel decreto ministeriale DM 6 Agosto 2010.

Guida alle applicazioni innovative finalizzate all'integrazione architettonica del fotovoltaico terzo conto energia (dicembre 2010).

Regole tecniche per il riconoscimento delle tariffe incentivanti previste dal dm 6 agosto 2010 - terzo conto energia per il fotovoltaico (dicembre 2010).

APPENDICE B

Definizioni - Rete Elettrica

Distributore

Persona fisica o giuridica responsabile dello svolgimento di attività e procedure che determinano il funzionamento e la pianificazione della rete elettrica di distribuzione di cui è proprietaria.

Rete del distributore

Rete elettrica di distribuzione AT, MT e BT alla quale possono collegarsi gli utenti.

Rete BT del distributore

Rete a tensione nominale superiore a 50 V fino a 1.000 V compreso in c.a.

Rete MT del distributore

Rete a tensione nominale superiore a 1.000 V in c.a. fino a 30.000 V compreso.

Utente

Soggetto che utilizza la rete del distributore per cedere o acquistare energia elettrica.

Gestore di rete

Il Gestore di rete è la persona fisica o giuridica responsabile, anche non avendone la proprietà, della gestione della rete elettrica con obbligo di connessione di terzi a cui è connesso l'impianto (Deliberazione dell'AEEG n. 28/06).

Gestore Contraente

Il Gestore Contraente è l'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale in cui è ubicato l'impianto fotovoltaico (Deliberazione dell'AEEG n. 28/06).

Definizioni - Impianto Fotovoltaico

Angolo di inclinazione (o di Tilt)

Angolo di inclinazione del piano del dispositivo fotovoltaico rispetto al piano orizzontale (da IEC/TS 61836).

Angolo di orientazione (o di azimut)

L'angolo di orientazione del piano del dispositivo fotovoltaico rispetto al meridiano corrispondente. In pratica, esso misura lo scostamento del piano rispetto all'orientazione verso SUD (per i siti nell'emisfero terrestre settentrionale) o verso NORD (per i siti nell'emisfero meridionale). Valori positivi dell'angolo di azimut indicano un orientamento verso ovest e valori negativi indicano un orientamento verso est (CEI EN 61194).

BOS (Balance Of System o Resto del sistema)

Insieme di tutti i componenti di un impianto fotovoltaico, esclusi i moduli fotovoltaici.

Generatore o Campo fotovoltaico

Insieme di tutte le schiere di moduli fotovoltaici in un sistema dato (CEI EN 61277).

Cella fotovoltaica

Dispositivo fotovoltaico fondamentale che genera elettricità quando viene esposto alla radiazione solare (CEI EN 60904-3). Si tratta sostanzialmente di un diodo con grande superficie di giunzione, che esposto alla radiazione solare si comporta come un generatore di corrente, di valore proporzionale alla radiazione incidente su di esso.

Condizioni di Prova Standard (STC)

Comprendono le seguenti condizioni di prova normalizzate (CEI EN 60904-3):

– Temperatura di cella: $25\text{ °C} \pm 2\text{ °C}$.

– Irraggiamento: 1000 W/m^2 , con distribuzione spettrale di riferimento (massa d'aria AM 1,5).

Dispositivo del generatore

Dispositivo installato a valle dei terminali di ciascun generatore dell'impianto di produzione (CEI 11-20).

Dispositivo di interfaccia

Dispositivo installato nel punto di collegamento della rete di utente in isola alla restante parte di rete del produttore, sul quale agiscono le protezioni d'interfaccia (CEI 11-20); esso separa l'impianto di produzione dalla rete di utente non in isola e quindi dalla rete del Distributore; esso comprende un organo di interruzione, sul quale agisce la protezione di interfaccia.

Dispositivo generale

Dispositivo installato all'origine della rete del produttore e cioè immediatamente a valle del punto di consegna dell'energia elettrica dalla rete pubblica (CEI 11-20).

Effetto fotovoltaico

Fenomeno di conversione diretta della radiazione elettromagnetica (generalmente nel campo della luce visibile e, in particolare, della radiazione solare) in energia elettrica mediante formazione di coppie elettrone-lacuna all'interno di semiconduttori, le quali determinano la creazione di una differenza di potenziale e la conseguente circolazione di corrente se collegate ad un circuito esterno.

Efficienza nominale di un generatore fotovoltaico

Rapporto fra la potenza nominale del generatore e l'irraggiamento solare incidente sull'area totale dei moduli, in STC; detta efficienza può essere approssimativamente ottenuta mediante rapporto tra la potenza nominale del generatore stesso (espressa in kWp) e la relativa superficie (espressa in m^2), intesa come somma dell'area dei moduli.

Efficienza nominale di un modulo fotovoltaico

Rapporto fra la potenza nominale del modulo fotovoltaico e il prodotto dell'irraggiamento solare standard (1000 W/m^2) per la superficie complessiva del modulo, inclusa la sua cornice.

Efficienza operativa media di un generatore fotovoltaico

Rapporto tra l'energia elettrica prodotta in c.c. dal generatore fotovoltaico e l'energia solare incidente sull'area totale dei moduli, in un determinato intervallo di tempo.

Efficienza operativa media di un impianto fotovoltaico

Rapporto tra l'energia elettrica prodotta in c.a. dall'impianto fotovoltaico e l'energia solare incidente sull'area totale dei moduli, in un determinato intervallo di tempo.

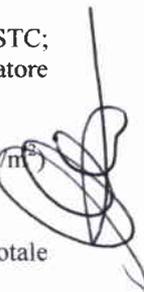
Energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico

L'energia elettrica (espressa in kWh) misurata all'uscita dal gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, resa disponibile alle utenze elettriche e/o immessa nella rete del distributore.

Gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata (o Inverter)

Apparecchiatura, tipicamente statica, impiegata per la conversione in corrente alternata della corrente continua prodotta dal generatore fotovoltaico.

Impianto (o Sistema) fotovoltaico



Impianto di produzione di energia elettrica, mediante l'effetto fotovoltaico; esso è composto dall'insieme di moduli fotovoltaici (Campo fotovoltaico) e dagli altri componenti (BOS), tali da consentire di produrre energia elettrica e fornirla alle utenze elettriche e/o di immetterla nella rete del distributore.

Impianto (o Sistema) fotovoltaico collegato alla rete del distributore

Impianto fotovoltaico in grado di funzionare (ossia di fornire energia elettrica) quando è collegato alla rete del distributore.

Inseguitore della massima potenza (MPPT)

Dispositivo di comando dell'inverter tale da far operare il generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza. Esso può essere realizzato anche con un convertitore statico separato dall'inverter, specie negli impianti non collegati ad un sistema in c.a.

Energia radiante

Energia emessa, trasportata o ricevuta in forma di onde elettromagnetiche.

Irradiazione

Rapporto tra l'energia radiante che incide su una superficie e l'area della medesima superficie.

Irraggiamento solare

Intensità della radiazione elettromagnetica solare incidente su una superficie di area unitaria. Tale intensità è pari all'integrale della potenza associata a ciascun valore di frequenza dello spettro solare (CEI EN 60904-3).

Modulo fotovoltaico

Il più piccolo insieme di celle fotovoltaiche interconnesse e protette dall'ambiente circostante (CEI EN 60904-3).

Modulo fotovoltaico in c.a.

Modulo fotovoltaico con inverter integrato; la sua uscita è solo in corrente alternata: non è possibile l'accesso alla parte in continua (IEC 60364-7-712).

Pannello fotovoltaico

Gruppo di moduli fissati insieme, preassemblati e cablati, destinati a fungere da unità installabili (CEI EN 61277).

Perdite per mismatch (o per disaccoppiamento)

Differenza fra la potenza totale dei dispositivi fotovoltaici connessi in serie o in parallelo e la somma delle potenze di ciascun dispositivo, misurate separatamente nelle stesse condizioni. Deriva dalla differenza fra le caratteristiche tensione corrente dei singoli dispositivi e viene misurata in W o in percentuale rispetto alla somma delle potenze (da IEC/TS 61836).

Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un generatore fotovoltaico

Potenza elettrica (espressa in Wp), determinata dalla somma delle singole potenze nominali (o massime o di picco o di targa) di ciascun modulo costituente il generatore fotovoltaico, misurate in Condizioni di Prova Standard (STC).

Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un impianto fotovoltaico

Per prassi consolidata, coincide con la potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) del suo generatore fotovoltaico.

Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un modulo fotovoltaico

Potenza elettrica (espressa in Wp) del modulo, misurata in Condizioni di Prova Standard (STC).

Potenza effettiva di un generatore fotovoltaico

Potenza di picco del generatore fotovoltaico (espressa in Wp), misurata ai morsetti in corrente continua dello stesso e riportata alle Condizioni di Prova Standard (STC) secondo definite procedure (CEI EN 61829).

Potenza prodotta da un impianto fotovoltaico

Potenza di un impianto fotovoltaico (espressa in kW) misurata all'uscita dal gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, resa disponibile alle utenze elettriche e/o immessa nella rete del distributore.

Radiazione solare

Integrale dell'irraggiamento solare (espresso in kWh/m²), su un periodo di tempo specificato (CEI EN 60904-3).

Sezioni

"....l'impianto fotovoltaico può essere composto anche da sezioni di impianto a condizione che:

- a) all'impianto corrisponda un solo soggetto responsabile;
- b) ciascuna sezione dell'impianto sia dotata di autonoma apparecchiatura per la misura dell'energia elettrica prodotta ai sensi delle disposizioni di cui alla deliberazione n. 88/07;
- c) il soggetto responsabile consenta al soggetto attuatore l'acquisizione per via telematica delle misure rilevate dalle apparecchiature per la misura di cui alla precedente lettera b), qualora necessaria per gli adempimenti di propria competenza. Tale acquisizione può avvenire anche per il tramite dei gestori di rete sulla base delle disposizioni di cui all'articolo 6, comma 6.1, lettera b). della deliberazione n. 88/07;
- d) a ciascuna sezione corrisponda una sola tipologia di integrazione architettonica di cui all'articolo 2, comma 1, lettere da b1) a b3) del decreto ministeriale 19 febbraio 2007, ovvero corrisponda la tipologia di intervento di cui all'articolo 6, comma 4, lettera c), del medesimo decreto ministeriale;
- e) la data di entrata in esercizio di ciascuna sezione sia univocamente definibile....." (ARG-elt 161/08).

Soggetto responsabile

Il soggetto responsabile è la persona fisica o giuridica responsabile della realizzazione e dell'esercizio dell'impianto fotovoltaico.

Sottosistema fotovoltaico

Parte del sistema o impianto fotovoltaico; esso è costituito da un gruppo di conversione c.c./c.a. e da tutte le stringhe fotovoltaiche che fanno capo ad esso.

stringa fotovoltaica

Insieme di moduli fotovoltaici collegati elettricamente in serie per ottenere la tensione d'uscita desiderata.

Temperatura nominale di lavoro di una cella fotovoltaica (NOCT)

Temperatura media di equilibrio di una cella solare all'interno di un modulo posto in particolari condizioni ambientali (irraggiamento: 800 W/m², temperatura ambiente: 20 °C, velocità del vento: 1 m/s), elettricamente a circuito aperto ed installato su un telaio in modo tale che a mezzogiorno solare i raggi incidano normalmente sulla sua superficie esposta (CEI EN 60904-3).

Articolo 2 (D-M. 19-02-07)

- a) impianto o sistema solare fotovoltaico (o impianto fotovoltaico) è un impianto di produzione di energia elettrica mediante conversione diretta della radiazione solare, tramite l'effetto fotovoltaico; esso è composto principalmente da un insieme di moduli fotovoltaici, nel seguito denominati anche moduli, uno o più gruppi di conversione della corrente continua in corrente alternata e altri componenti elettrici minori;
- b1) impianto fotovoltaico non integrato è l'impianto con moduli ubicati al suolo, ovvero con moduli collocati, con modalità diverse dalle tipologie di cui agli allegati 2 e 3, sugli elementi di arredo urbano e viario, sulle superfici esterne degli involucri di edifici, di fabbricati e strutture edilizie di qualsiasi funzione e destinazione;
- b2) impianto fotovoltaico parzialmente integrato è l'impianto i cui moduli sono posizionati, secondo le tipologie elencate in allegato 2, su elementi di arredo urbano e viario, superfici esterne degli involucri di edifici, fabbricati, strutture edilizie di qualsiasi funzione e destinazione;
- b3) impianto fotovoltaico con integrazione architettonica è l'impianto fotovoltaico i cui moduli sono integrati, secondo le tipologie elencate in allegato 3, in elementi di arredo urbano e viario, superfici esterne degli involucri di edifici, fabbricati, strutture edilizie di qualsiasi funzione e destinazione;
- c) 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 d);
- d) condizioni nominali sono le condizioni di prova dei moduli fotovoltaici nelle quali sono rilevate le prestazioni dei moduli stessi, secondo un protocollo definito dalle norme CEI EN 60904-1 di cui all'allegato 1;
- e) energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico è l'energia elettrica misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, ivi incluso l'eventuale trasformatore, prima che essa sia resa disponibile alle utenze elettriche del soggetto responsabile e/o immessa nella rete elettrica;
- f) punto di connessione è il punto della rete elettrica, di competenza del gestore di rete, nel quale l'impianto fotovoltaico viene collegato alla rete elettrica;
- g) data di entrata in esercizio di un impianto fotovoltaico è la prima data utile a decorrere dalla quale sono verificate tutte le seguenti condizioni:
- g1) l'impianto è collegato in parallelo con il sistema elettrico;
- g2) risultano installati tutti i contatori necessari per la contabilizzazione dell'energia prodotta e scambiata o ceduta con la rete;
- g3) risultano attivi i relativi contratti di scambio o cessione dell'energia elettrica;
- g4) risultano assolti tutti gli eventuali obblighi relativi alla regolazione dell'accesso alle reti;
- h) soggetto responsabile è il soggetto responsabile dell'esercizio dell'impianto e che ha diritto, nel rispetto delle disposizioni del presente decreto, a richiedere e ottenere le tariffe incentivanti;
- i) soggetto attuatore è il Gestore dei servizi elettrici - GSE Spa, già Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa, di cui al decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004;
- j) potenziamento è l'intervento tecnologico eseguito su un impianto entrato in esercizio da almeno due anni, consistente in un incremento della potenza nominale dell'impianto, mediante aggiunta di moduli fotovoltaici la cui potenza nominale complessiva sia non inferiore a 1 kW, in modo da consentire una produzione aggiuntiva dell'impianto medesimo, come definita alla lettera k);
- k) produzione aggiuntiva di un impianto è l'aumento, ottenuto a seguito di un potenziamento ed espresso in kWh, dell'energia elettrica prodotta annualmente, di cui alla lettera e), rispetto alla produzione annua media prima dell'intervento, come definita alla lettera l); per i soli interventi di potenziamento su impianti non muniti del gruppo di misura dell'energia prodotta, la produzione aggiuntiva è pari all'energia elettrica prodotta dall'impianto a seguito dell'intervento di potenziamento, moltiplicata per il rapporto tra l'incremento di potenza nominale dell'impianto, ottenuto a seguito dell'intervento di potenziamento, e la potenza nominale complessiva dell'impianto a seguito dell'intervento di potenziamento;
- l) produzione annua media di un impianto è la media aritmetica, espressa in kWh, dei valori dell'energia elettrica effettivamente prodotta, di cui alla lettera e), negli ultimi due anni solari, al netto di eventuali periodi di fermata dell'impianto eccedenti le ordinarie esigenze manutentive;
- m) rifacimento totale è l'intervento impiantistico-tecnologico eseguito su un impianto entrato in esercizio da almeno venti anni che comporta la sostituzione con componenti nuovi almeno di tutti i moduli fotovoltaici e del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata;
- n) piccola rete isolata è una rete elettrica così come definita dall'articolo 2, comma 17, del D. Lgs. 16 marzo 1999, n. 79, e successive modificazioni e integrazioni;

Il servizio di scambio sul posto è il servizio di cui all'articolo 6 del D. Lgs. 29 dicembre 2003, n. 387, come disciplinato dalla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 10 febbraio 2006, n. 28/06 ed eventuali successivi aggiornamenti.

2. Valgono inoltre le definizioni riportate all'articolo 2 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, escluso il comma 15, nonché le definizioni riportate all'articolo 2 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

Articolo 2, comma 2 (D. Lgs. n°79 del 16-03-99)

Autoproduttore è la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica e la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante, nonché per uso dei soci delle società cooperative di produzione e distribuzione dell'energia elettrica di cui all'articolo 4, numero 8, della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, degli appartenenti ai consorzi o società consortili costituiti per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e per gli usi di fornitura autorizzati nei siti industriali anteriormente alla data di entrata in vigore del decreto.

Art. 9, comma 1 (D. Lgs. n°79 del 16-03-99) L'attività di distribuzione

Le imprese distributrici hanno l'obbligo di connettere alle proprie reti tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio e purché siano rispettate le regole tecniche nonché le deliberazioni emanate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di tariffe, contributi ed oneri. Le imprese distributrici operanti alla data di entrata in vigore del presente decreto, ivi comprese, per la quota diversa dai propri soci, le società cooperative di produzione e distribuzione di cui all'articolo 4, numero 8, della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, continuano a svolgere il servizio di distribuzione sulla base di concessioni rilasciate entro il 31 marzo 2001 dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato e aventi scadenza il 31 dicembre 2030. Con gli stessi provvedimenti sono individuati i responsabili della gestione, della manutenzione e, se necessario, dello sviluppo delle reti di distribuzione e dei relativi dispositivi di interconnessione, che devono mantenere il segreto sulle informazioni commerciali riservate; le concessioni prevedono, tra l'altro, misure di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia secondo obiettivi quantitativi determinati con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministro dell'ambiente entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto.

Definizione di Edificio: "...un sistema costituito dalle strutture edilizie esterne che delimitano uno spazio di volume definito, dalle strutture interne che ripartiscono detto volume e da tutti gli impianti e dispositivi tecnologici che si trovano stabilmente al suo interno; la superficie esterna che delimita un edificio può confinare con tutti o alcuni di questi elementi: l'ambiente esterno, il terreno, altri edifici; il termine può riferirsi a un intero edificio ovvero a parti di edificio progettate o ristrutturate per essere utilizzate come unità immobiliari a se stanti". (D. Lgs. n. 192 del 19 agosto 2005, articolo 2).

Definizione di Ente locale: ai sensi del Testo Unico delle Leggi sull'ordinamento degli Enti Locali, si intendono per enti locali i Comuni, le Province, le Città metropolitane, le Comunità montane, le Comunità isolate e le Unioni di comuni. Le norme sugli Enti Locali si applicano, altresì, salvo diverse disposizioni, ai consorzi cui partecipano Enti Locali, con esclusione di quelli che gestiscono attività aventi rilevanza economica ed imprenditoriale e, ove previsto dallo statuto, dei consorzi per la gestione dei servizi sociali. La legge 99/09 ha esteso anche alle Regioni, a partire dal 15/08/09, tale disposizione.



APPENDICE C

Moduli utilizzati

DATI GENERALI

Codice	M.141
Marca	KYOCERA
Modello	KD70SX-1P
Tipo materiale	Si policristallino
Prezzo [€]	0.00

CARATTERISTICHE ELETTRICHE IN CONDIZIONI STC

Potenza di picco [W]	70.0 W
Im [A]	3.92
Isc [A]	4.30
Efficienza [%]	13.63
Vm [V]	17.90
Voc [V]	22.10

ALTRE CARATTERISTICHE ELETTRICHE

Coeff. Termico Voc [V/°C]	-0.0800
Coeff. Termico Isc [%/°C]	0.060
NOCT [°C]	49.0
Vmax [V]	750.00

CARATTERISTICHE MECCANICHE

Lunghezza [mm]	778.00
Larghezza [mm]	660.00
Superficie [m ²]	0.513
Spessore [mm]	36.00
Peso [kg]	6.50
Numero celle	36

CERTIFICAZIONI

Certificazione Iec En	IEC EN
Certificazione Classe II	Classe di protezione II
Altre certificazioni	CE, ISO9001, IEC 61215 ed.2, TUV, IEC 61730, ISO 14001

GARANZIE

Garanzia prodotto	5 anni di garanzia sul prodotto per difetti di costruzione e sui materiali
Garanzia prestazioni	La potenza viene garantita per 10 anni sul 90% e per 20 sull'80% della potenza minima indicata



APPENDICE D

Inverter utilizzati

DATI GENERALI

Codice	I.337
Marca	AROS
Modello	SIRIO 80K
Tipo fase	Trifase
Prezzo [€]	0.00

PARAMETRI ELETTRICI IN INGRESSO

VMppt min [V]	330.00
VMppt max [V]	700.00
Imax [A]	205.00
Vmax [V]	800.00
potenza MAX [W]	80 000
Numero MPPT	1

PARAMETRI ELETTRICI IN USCITA

Potenza nominale [W]	64 000
Tensione nominale [V]	400
Rendimento max [%]	96.10
Distorsione corrente [%]	3
Frequenza [Hz]	49,7÷50,3
Rendimento europeo [%]	95.00

CARATTERISTICHE MECCANICHE

Dimensioni LxPxH [mm]	800x800x1900
Peso [kg]	600.00

CERTIFICAZIONI

Certificazioni	DK 5940, CEI 11-20
----------------	---------------------------

GARANZIE

Garanzia prodotto	5 anni
Estensione garanzia	10 anni

NOTE

Note



Piano Economico – Finanziario - impianto di 1 Mwh di potenza di picco

Di seguito si riporta l'analisi economico – finanziaria degli investimenti che dimostra la concreta sostenibilità nonché finanziabilità e margine di profitto dell'iniziativa produttiva in parola evidenziando gli elementi essenziali che regolano l'impegno finanziario necessario per la realizzazione e gestione delle infrastrutture da costruire.

Si specifica che per brevità tenuto conto che i due impianti presentano la stessa potenza massima di picco si è considerato lo studio esclusivamente di un solo impianto fotovoltaico.

L'impianto denominato "Impianto1" è di tipo grid-connected, la tipologia di allaccio è: trifase in media tensione. Ha una potenza totale pari a 980.000 kW e una produzione di energia annua pari a 1 214 520.74 kWh (equivalente a 1 239.31 kWh/kW), derivante da 14 000 moduli che occupano una superficie di 7 182.00 m², ed è composto da 1 generatore, ed è utilizzato per la vendita di energia elettrica.

Scheda tecnica dell'impianto

Dati generali	
Committente	CIPNES - Rappresentante Legale Settimo Nizzi
Indirizzo	Via Mozambico - Via Zambia
CAP Comune (Provincia)	07026 OLBIA (OT)
Latitudine	40.9250°
Longitudine	9.5036°
Altitudine	15 m
Irradiazione solare annua sul piano orizzontale	1 655.59 kWh/m²
Coefficiente di ombreggiamento	1.00

Dati tecnici	
Superficie totale moduli	7 182.00 m²
Numero totale moduli	14 000
Numero totale inverter	14
Energia totale annua	1 214 520.74 kWh
Potenza totale	980.000 kW
Potenza fase L1	326.667 kW
Potenza fase L2	326.667 kW
Potenza fase L3	326.667 kW
Energia per kW	1 239.31 kWh/kW
BOS	74.97 %

L'energia totale annua prodotta dall'impianto è 1 214 520.74 kWh.

Nel grafico si riporta l'energia prodotta mensilmente:

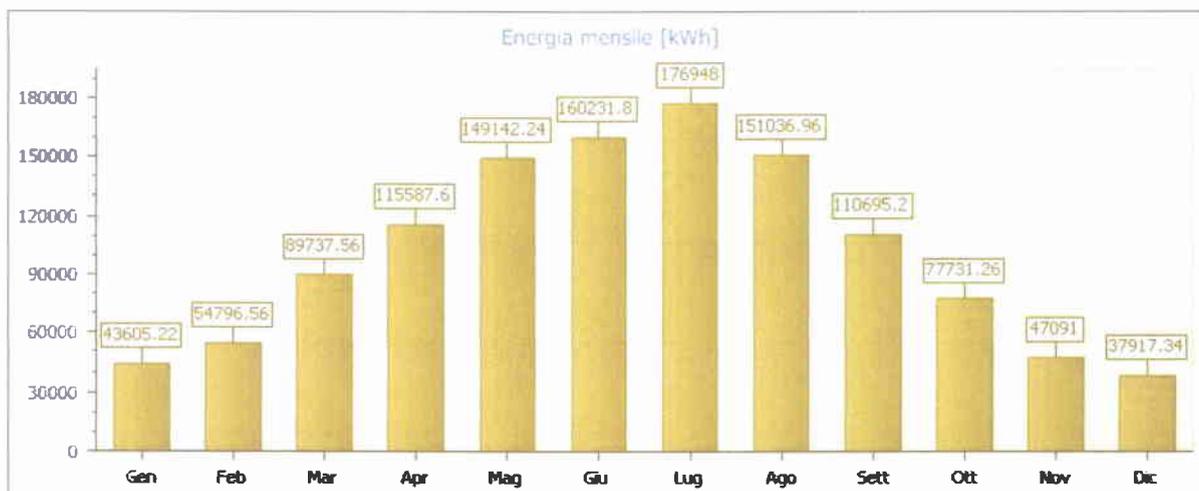


Fig. 1: Energia mensile prodotta dall'impianto

CONSUMO

Nella seguente tabella è riportato l'elenco dei dispositivi con i relativi consumi annui:

Descrizione	Consumo annuo [kWh]
Dispositivo	2 847 000.00

Il consumo totale annuo è 2 847 000.00 kWh, mentre il grafico successivo riepiloga i consumi mensili:

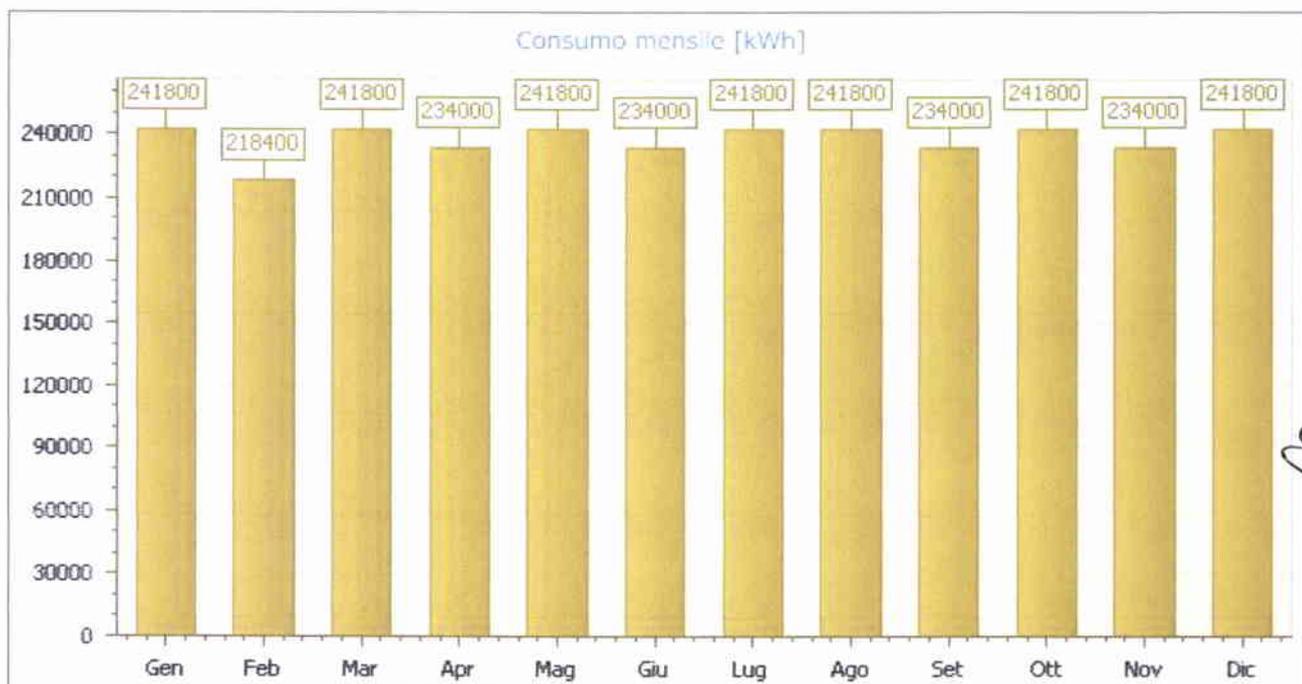


Fig. 2: Consumo mensile di energia

ANALISI DEI RICAVI

Ricavi tariffa incentivante Conto Energia - D.M. 6 agosto 2010

Il decreto 6 agosto 2010 (del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare) stabilisce i criteri e le modalità per incentivare la produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici che entrano in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2010.

Tariffa incentivante base

La tariffa incentivante base è determinata in base agli art. 8, 12 e 13 del D.M. 6 agosto 2010 ed è riconosciuta per un periodo di 20 anni a decorrere dalla data di entrata in esercizio dell'impianto.

Regime contrattuale	Vendita
Potenza totale	980.000 kW
Entrata in esercizio	2012
Tipologia impianto	Articolo 10 comma 6
Tariffa incentivante base	0.273 €/kWh

Il D.M. del 06 agosto 2010 stabilisce che la tariffa incentivante base può essere incrementata con le modalità e alle condizioni previste dagli art. 9 e 10. Tali incrementi sono da intendersi non cumulabili tra loro.

Incremento tariffa

L'impianto non ha diritto all'incremento della tariffa incentivante in base l'art. 10 del D.M. 6 agosto 2010.

Premio per uso efficiente dell'energia

L'impianto non ha diritto al premio per uso efficiente dell'energia in base l'art. 9 del D.M. 6 agosto 2010.

Riepilogo tariffa incentivante

L'incentivo sulla produzione può così riepilogarsi:

Descrizione	Importo
Tariffa incentivante base	0.273 €/kWh
Incremento / Premio	-
Tariffa incentivante finale	0.273 €/kWh

Ricavi vendita in regime di ritiro dedicato

Il ritiro dedicato si pone come un'alternativa valida all'attuale regime di vendita dell'energia elettrica e può essere attivato solo ed esclusivamente su richiesta del produttore, restando valide le possibilità di stipulare

contratti di cessione dell'energia elettrica in altri modi (Borsa Elettrica, Cliente Finale idoneo, Cliente grossista).

L'energia elettrica immessa è valorizzata in base ai prezzi zionali orari (art 6 della Delibera ARG-elt n. 280-07).

Per gli impianti di potenza inferiore a 1 MW si possono applicare i prezzi minimi garantiti.

il GSE:

1. riconosce i prezzi definiti dall'Autorità per l'energia elettrica immessa in rete e maggiorata delle perdite standard pari al 5.10 % in MT e al 10.80 % in BT;
2. riconosce ai produttori un ricavo, la componente CTR (la componente tariffaria a copertura dei costi relativi al servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale) pari a 0.00388 €/kWh per l'energia elettrica immessa aumentata del 9.90 % in BT e del 4.20 % in MT;
3. applica un costo ai produttori, il corrispettivo di trasmissione pari a 0.00000 €/kWh per l'energia elettrica immessa;
4. per i soli impianti di potenza nominale elettrica superiore a 50kW, applica i corrispettivi per il servizio di aggregazione delle misure delle immissioni pari a 3.72 €/mese;
5. applica un corrispettivo pari allo 0.50 % del controvalore dell'energia elettrica ritirata a copertura dei costi amministrativi, fino a un massimo di 3 500.00 €/anno per impianto.

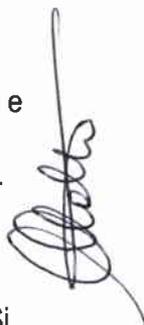
Dati Utenza

Potenza impegnata	500.00 kW
Tariffa acquisto energia	BTA6 - Trioraria 2010
Valorizzazione energia venduta	Prezzi zionali
Prezzi zionali	GSE 2009
Maggiorazione dell'energia elettrica immessa (perdite)	5.10 %
Componente CTR	0.00388 €/kWh
Maggiorazione energia elettrica immessa (CTR)	4.20 %
Componente trasmissione	0.00000 €/kWh
Componente misura	3.72 €/mese
Costi amministrativi	0.50 %
Costi amministrativi max	3 500.00 €/anno

Tariffa acquisto energia BTA6 - Trioraria 2010

La tariffa elettrica di acquisto è costituita da diverse componenti.

- **Componente energia:** rappresenta la sola componente energia del corrispettivo PED (prezzo energia e dispacciamento) del TIV (Testo integrato vendita, Allegato A – Delibera AEEG n.156-07)
- **Componente dispacciamento:** rappresenta il corrispettivo per il dispacciamento dell'energia elettrica.
- **Componente PCV:** rappresenta il corrispettivo a copertura dei costi di commercializzazione legati al servizio di vendita di energia elettrica.
- **Componente trasporto:** è costituita dai servizi di trasmissione, distribuzione e misura (installazione e manutenzione dei misuratori, raccolta, validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica). Si differenziano per tipologia di clienti finali:
 - a) Clienti finali domestici con tariffa D2/D3.
 - b) Altri Clienti finali non domestici
- **Componente A:** copre gli oneri sostenuti nell'interesse generale del sistema elettrico quali, ad esempio, i costi di ricerca, i costi per l'incentivazione dell'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili, etc.
- **Componente UC:** copre ulteriori elementi di costo del servizio elettrico (quali, ad esempio, la perequazione).
- **Componente MCT:** è la componente tariffaria per il finanziamento delle misure di compensazione territoriale di cui all'articolo 4, comma 1-bis, della legge n. 368/03.



Dati generali	
Nome tariffa	BTA6 - Trioraria 2010
Descrizione	Tariffa applicata ai contratti di altre utenze in bassa tensione con potenza impegnata superiore a 16.5 kW
Tipo di utenza	Altri usi - BT
Regime	Maggior Tutela
Potenza impegnata	Maggiore di 16.50 kW
Tipo tariffazione	Trioraria
Fasce orarie	AEEG 181/06 - Trioraria
Accise	0.00310 €/kWh
Addizionale Enti locali	0.00930 €/kWh
IVA	20.0 %

Componente energia	
Quota fissa [€]	0.00000
Quota potenza [€/kW]	0.00000
Quota energia [€/kWh]	
Tariffa F1	0.10460
Tariffa F2	0.07827
Tariffa F3	0.05594

Componente dispacciamento	
Quota fissa [€]	-7.78010
Quota potenza [€/kW]	0.00000
Quota energia [€/kWh]	0.00857

Componente PCV	
Quota fissa [€]	49.70000
Quota potenza [€/kW]	0.00000
Quota energia [€/kWh]	0.00000

Componente trasporto	
Quota fissa [€]	31.33660
Quota potenza [€/kW]	28.58430
Quota energia [€/kWh]	0.00532

Componente A	
Quota fissa [€]	52.07900
Quota potenza [€/kW]	0.00000
Quota energia [€/kWh]	0.01973

Componente UC	
Quota fissa [€]	3.86470
Quota potenza [€/kW]	0.00000
Quota energia [€/kWh]	0.00427

Componente MCT	
Quota fissa [€]	0.00000
Quota potenza [€/kW]	0.00000
Quota energia [€/kWh]	0.00017

Di seguito si riporta la tabella delle fasce orarie (AEEG 181/06 – Trioraria).

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Lunedì																								
Martedì																								
Mercoledì																								
Giovedì																								
Venerdì																								
Sabato																								
Domenica																								

Tariffa F1 ■ Tariffa F2 ■ Tariffa F3 ■

Prezzi zonali GSE 2009

Località: **OLBIA (OT) - Zona Sardegna**

	Prezzo F1 [€/kWh]	Prezzo F2 [€/kWh]	Prezzo F3 [€/kWh]
Gennaio	0.10308	0.09858	0.06485
Febbraio	0.10649	0.09269	0.05697
Marzo	0.09049	0.08198	0.04569
Aprile	0.09056	0.07446	0.04102
Maggio	0.10872	0.08828	0.05246
Giugno	0.11964	0.10007	0.05687
Luglio	0.14427	0.12037	0.06405
Agosto	0.13150	0.13036	0.07120
Settembre	0.13332	0.11706	0.07496
Ottobre	0.08551	0.06893	0.04055
Novembre	0.07714	0.06678	0.04046
Dicembre	0.07689	0.06530	0.04361

Fasce orarie Prezzi zonali:

Di seguito si riporta la tabella delle fasce orarie (AEEG 181/06 – Trioraria).

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Lunedì	Green	Yellow	Red	Yellow	Yellow	Yellow	Green																	
Martedì	Green	Yellow	Red	Yellow	Yellow	Yellow	Green																	
Mercoledì	Green	Yellow	Red	Yellow	Yellow	Yellow	Green																	
Giovedì	Green	Yellow	Red	Yellow	Yellow	Yellow	Green																	
Venerdì	Green	Yellow	Red	Yellow	Yellow	Yellow	Green																	
Sabato	Green	Yellow	Green																					
Domenica	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green								

Tariffa F1 ■ Tariffa F2 ■ Tariffa F3 ■

Il GSE provvede ad applicare i prezzi di ritiro dell'energia elettrica previsti all'articolo 6 della deliberazione AEEG n. 280/07 (prezzi orari zonali di mercato). Il prezzo di vendita zonale è il prezzo di equilibrio in ciascuna zona, geografica e virtuale, rappresentativa di una porzione della rete nazionale.

Costo totale di realizzazione

Il costo stimato per la realizzazione dell'impianto, comprensivo delle spese tecniche e di altre spese, è di seguito elencato:

Descrizione	Importo
Costo lavori (3 300.00 €/kW)	€ 3 234 000.00
Spese tecniche (0.00 %)	€ 0.00
Altre spese	€ 0.00
Costo Totale	€ 3 234 000.00

Impegno spesa

L'impegno di spesa effettivamente sostenuto può così riepilogarsi:

Descrizione	Importo
Costo Totale Impianto	€ 3 234 000.00
Leasing	€ 2 913 108.75
Canone	€ 23 036.68
Interesse	5.00 %
Durata	15 anni
Maxi canone iniziale	€ 0.00
Riscatto finale	€ 0.00
Costo annuo	€ 276 440.16
Costo totale	€ 4 146 601.92
Impegno di spesa	€ 320 891.25

Costi una tantum

Sono da considerarsi i seguenti costi di natura tecnologica, necessari per una corretta valutazione economica dell'impianto:

Descrizione	Anno	[%]	€/kW	Importo [€]
Manutenzione straordinaria	10	6.00	198.00	194 040.00
Sostituzione inverter	10	6.00	198.00	194 040.00

Costi periodici

I seguenti costi, periodici, si rendono necessari per un corretto esercizio dell'impianto:

Descrizione	Periodo	Durata	[%]	€/kW	Importo [€]
Manutenzione	1	20	1.00	33.00	32 340.00
Assicurazione	1	20	0.50	16.50	16 170.00
spese generali	1	20	2.00	66.00	64 680.00

Imposte (Circ. 46/E dell'Agenzia delle Entrate)

Vista la circolare dell'Agenzia delle Entrate del 19 luglio 2007 n. 46/E, recante la "Articolo 7, comma 2, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 – Disciplina fiscale degli incentivi per gli impianti fotovoltaici", per il soggetto selezionato, Soggetto 9.3 Persona fisica o giuridica che realizza un impianto fotovoltaico nell'ambito di un'attività commerciale, si applicano i parametri fiscali presentati nella tabella seguente:

Regime contrattuale	Vendita		
Potenza totale	200 < kWp ≤ 1000 kW		
Imposte tariffa incentivante	Si - su energia prodotta		
Imposte vendita di energia	Si		
Ammortamento impianto	Si	Quota	100.00 %
Tipo di imposta	IRES	Aliquota	0.00 %
Soggetto IRAP	Si	Aliquota	3.90 %



ANALISI ECONOMICA

Parametri

Ai fini dell'analisi economica sono stati considerati i seguenti parametri di riferimento:

Aliquota IRES fissa	0.00 %
Aliquota IRAP fissa	3.90 %
Ammortamento annuo dell'impianto	5.00 %
Tasso di inflazione annua dei costi	3.00 %
Tasso di inflazione annua delle tariffe energetiche	3.00 %
Tasso di attualizzazione	3.00 %
Aumento annuo dei consumi di energia	0.00 %
Perdita annua di efficienza dell'impianto	0.90 %

Tabella budget annuale completa

Budget annuale completa

Anno	1	2	3	4	5
Energia e consumi (*)					
Energia prodotta	1 214 520.74	1 203 590.05	1 192 757.74	1 182 022.91	1 171 384.72
Energia immessa	193 393.13	186 849.73	180 425.03	174 082.06	167 796.18
Energia consumata	1 021 127.61	1 016 740.32	1 012 332.71	1 007 940.86	1 003 588.54
Consumo totale	2 847 000.00	2 847 000.00	2 847 000.00	2 847 000.00	2 847 000.00
Autoconsumo	1 021 127.61	1 016 740.32	1 012 332.71	1 007 940.86	1 003 588.54
Eteroconsumo	1 825 872.39	1 830 259.68	1 834 667.29	1 839 059.14	1 843 411.46
Budget annuale (**)					
Ricavi	355 407.94	352 311.03	349 228.30	346 155.46	343 089.10
Ricavo tariffa GSE	331 564.16	328 580.08	325 622.86	322 692.25	319 788.03
Ricavo vendita + CTR	23 843.78	23 730.95	23 605.44	23 463.21	23 301.07
Ricavo vendita	23 061.89	22 975.52	22 875.99	22 759.40	22 622.68
Ricavo CTR	781.89	755.43	729.45	703.81	678.39
Risparmio bolletta	174 271.44	178 286.58	182 399.44	186 618.96	190 952.29
Costi di esercizio	113 349.95	116 745.22	120 242.29	123 844.21	127 554.09
Costi una tantum	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Costi periodici	113 190.00	116 585.70	120 083.27	123 685.77	127 396.34
Costi ritiro dedicato	159.95	159.52	159.02	158.44	157.75
Corr. trasmissione	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Aggr. delle misure	44.64	44.64	44.64	44.64	44.64
Costi amministrativi	115.31	114.88	114.38	113.80	113.11
Margine operativo lordo	416 329.43	413 852.39	411 385.45	408 930.21	406 487.30
Ammortamenti	8 022.28	16 044.56	16 044.56	16 044.56	16 044.56
Margine operativo netto	408 307.15	397 807.83	395 340.89	392 885.65	390 442.74
Rata leasing	276 440.16	276 440.16	276 440.16	276 440.16	276 440.16
Canone leasing	276 440.16	276 440.16	276 440.16	276 440.16	276 440.16
Quota interessi	142 616.26	135 769.58	128 572.61	121 007.42	113 055.17
Quota capitale	133 823.90	140 670.58	147 867.55	155 432.74	163 384.99
Riscatto finale	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Risultato ante imposte	131 866.99	121 367.67	118 900.73	116 445.49	114 002.58
Totale imposte	10 704.85	10 028.35	9 651.46	9 260.66	8 855.25
Imposta IRES	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Imponibile IRES	131 866.99	121 367.67	118 900.73	116 445.49	114 002.58
Aliquota IRES	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Imposta IRAP	10 704.85	10 028.35	9 651.46	9 260.66	8 855.25
Imponibile IRAP	274 483.25	257 137.25	247 473.34	237 452.91	227 057.75
Aliquota IRAP	3.90%	3.90%	3.90%	3.90%	3.90%
Utile netto	121 162.14	111 339.32	109 249.27	107 184.83	105 147.33
Flusso di cassa	129 184.42	127 383.88	125 293.83	123 229.39	121 191.89
Flusso di cassa cumulato	-191 706.83	-64 322.95	60 970.88	184 200.27	305 392.16
Beneficio fiscale	5 219.13	5 486.15	5 766.83	6 061.88	6 372.01
Flusso di cassa VAM	405 624.58	403 824.04	401 733.99	399 669.55	397 632.05
VAN	-2 840 286.24	-2 459 838.48	-2 092 490.84	-1 737 788.39	-1 395 291.41
TIR	-87.46%	-57.84%	0.00%	-23.08%	-14.07%

Anno	6	7	8	9	10
Energia e consumi (*)					
Energia prodotta	1 160 842.25	1 150 394.66	1 140 041.12	1 129 780.75	1 119 612.73
Energia immessa	161 764.23	156 023.54	150 513.99	145 054.02	139 737.16
Energia consumata	999 078.02	994 371.12	989 527.13	984 726.73	979 875.57
Consumo totale	2 847 000.00	2 847 000.00	2 847 000.00	2 847 000.00	2 847 000.00
Autoconsumo	999 078.02	994 371.12	989 527.13	984 726.73	979 875.57
Eteroconsumo	1 847 921.98	1 852 628.88	1 857 472.87	1 862 273.27	1 867 124.43
Budget annuale (**)					
Ricavi	340 050.30	337 045.48	334 075.38	331 110.85	328 161.87
Ricavo tariffa GSE	316 909.93	314 057.74	311 231.23	308 430.14	305 654.28
Ricavo vendita + CTR	23 140.37	22 987.74	22 844.15	22 680.71	22 507.59
Ricavo vendita	22 486.36	22 356.94	22 235.63	22 094.26	21 942.64
Ricavo CTR	654.01	630.80	608.52	586.45	564.95
Risparmio bolletta	195 363.34	199 844.11	204 406.26	209 089.05	213 874.86
Costi di esercizio	131 375.30	135 311.20	139 365.24	143 540.81	654 198.00
Costi una tantum	0.00	0.00	0.00	0.00	506 356.38
Costi periodici	131 218.23	135 154.78	139 209.42	143 385.70	147 687.27
Costi ritiro dedicato	157.07	156.42	155.82	155.11	154.35
Corr. trasmissione	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Aggr. delle misure	44.64	44.64	44.64	44.64	44.64
Costi amministrativi	112.43	111.78	111.18	110.47	109.71
Margine operativo lordo	404 038.34	401 578.39	399 116.40	396 659.09	-112 161.27
Ammortamenti	16 044.56	16 044.56	16 044.56	16 044.56	16 044.56
Margine operativo netto	387 993.78	385 533.83	383 071.84	380 614.53	-128 205.83
Rata leasing	276 440.16	276 440.16	276 440.16	276 440.16	276 440.16
Canone leasing	276 440.16	276 440.16	276 440.16	276 440.16	276 440.16
Quota interessi	104 696.12	95 909.35	86 673.04	76 964.22	66 758.65
Quota capitale	171 744.04	180 530.81	189 767.12	199 475.94	209 681.51
Riscatto finale	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Risultato ante imposte	111 553.62	109 093.67	106 631.68	104 174.37	-404 645.99
Totale imposte	8 433.74	7 995.12	7 538.88	7 064.41	-13 177.61
Imposta IRES	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Imponibile IRES	111 553.62	109 093.67	106 631.68	104 174.37	-404 645.99
Aliquota IRES	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Imposta IRAP	8 433.74	7 995.12	7 538.88	7 064.41	-13 177.61
Imponibile IRAP	216 249.74	205 003.02	193 304.72	181 138.59	-337 887.34
Aliquota IRAP	3.90%	3.90%	3.90%	3.90%	3.90%
Utile netto	103 119.88	101 098.55	99 092.80	97 109.96	-391 468.38
Flusso di cassa	119 164.44	117 143.11	115 137.36	113 154.52	-375 423.82
Flusso di cassa cumulato	424 556.60	541 699.71	656 837.07	769 991.59	394 567.77
Beneficio fiscale	6 698.02	7 040.70	7 400.92	7 779.56	8 177.58
Flusso di cassa VAM	395 604.60	393 583.27	391 577.52	389 594.68	-98 983.66
VAN	-1 064 590.10	-745 291.93	-437 010.13	-139 365.87	-214 083.56
TIR	-7.90%	-3.51%	-0.31%	2.09%	1.55%

Anno	11	12	13	14	15
Energia e consumi (*)					
Energia prodotta	1 109 536.22	1 099 550.40	1 089 654.42	1 079 847.57	1 070 128.91
Energia immessa	134 527.39	129 403.45	124 352.19	119 414.32	114 520.88
Energia consumata	975 008.83	970 146.95	965 302.23	960 433.24	955 608.03
Consumo totale	2 847 000.00	2 847 000.00	2 847 000.00	2 847 000.00	2 847 000.00
Autoconsumo	975 008.83	970 146.95	965 302.23	960 433.24	955 608.03
Eteroconsumo	1 871 991.17	1 876 853.05	1 881 697.77	1 886 566.76	1 891 391.97
Budget annuale (**)					
Ricavi	325 226.78	322 301.72	319 382.08	316 472.19	313 562.44
Ricavo tariffa GSE	302 903.39	300 177.26	297 475.66	294 798.39	292 145.19
Ricavo vendita + CTR	22 323.39	22 124.46	21 906.42	21 673.80	21 417.25
Ricavo vendita	21 779.50	21 601.28	21 403.67	21 191.01	20 954.25
Ricavo CTR	543.89	523.18	502.75	482.79	463.00
Risparmio bolletta	218 773.51	223 792.09	228 936.18	234 198.63	239 598.93
Costi di esercizio	152 271.44	156 834.08	161 533.53	166 373.93	171 359.44
Costi una tantum	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Costi periodici	152 117.90	156 681.43	161 381.87	166 223.33	171 210.03
Costi ritiro dedicato	153.54	152.65	151.66	150.60	149.41
Corr. trasmissione	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

	44.64	44.64	44.64	44.64	44.64
Costi amministrativi	1108.561	1108.111	1117.117	1115.981	1164.777
Aggr. delle misure	44.64	44.64	44.64	44.64	44.64
Costi amministrativi	1108.561	1108.111	1117.117	1115.981	1164.777
Margine operativo lordo	391 728.85	389 259.73	386 784.73	384 296.89	381 801.93
Ammortamenti	16 044.56	16 044.56	16 044.56	16 044.56	16 044.56
Margine operativo netto	375 684.29	373 215.17	370 740.17	368 252.33	365 757.37
Rata leasing	276 440.16	276 440.16	276 440.16	276 440.16	276 439.68
Canone leasing	276 440.16	276 440.16	276 440.16	276 440.16	276 439.68
Quota interessi	56 030.93	44 754.37	32 900.90	20 440.98	7 343.57
Quota capitale	220 409.23	231 685.79	243 539.26	255 999.18	269 096.11
Riscatto finale	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Risultato ante imposte	99 244.13	96 775.01	94 300.01	91 812.17	89 317.69
Totale imposte	6 055.73	5 519.65	4 960.84	4 377.87	3 769.79
Imposta IRES	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Imponibile IRES	99 244.13	96 775.01	94 300.01	91 812.17	89 317.69
Aliquota IRES	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Imposta IRAP	6 055.73	5 519.65	4 960.84	4 377.87	3 769.79
Imponibile IRAP	155 275.06	141 529.38	127 200.91	112 253.15	96 661.26
Aliquota IRAP	3.90%	3.90%	3.90%	3.90%	3.90%
Utile netto	93 188.40	91 255.36	89 339.17	87 434.30	85 547.90
Flusso di cassa	109 232.96	107 299.92	105 383.73	103 478.86	101 592.46
Flusso di cassa cumulato	503 800.73	611 100.65	716 484.38	819 963.24	921 555.70
Beneficio fiscale	8 595.96	9 035.75	9 498.03	9 983.97	10 494.75
Flusso di cassa VAM	385 673.12	383 740.08	381 823.89	379 919.02	378 032.14
VAN	63 350.88	331 192.40	589 765.20	839 378.43	1 080 334.85
TIR	3.43%	4.85%	5.96%	6.85%	7.56%

Anno	16	17	18	19	20
Energia e consumi (*)					
Energia prodotta	1 060 497.76	1 050 953.27	1 041 494.69	1 032 121.24	1 022 832.15
Energia immessa	109 671.52	104 865.76	100 362.30	96 045.34	91 767.22
Energia consumata	950 826.24	946 087.52	941 132.39	936 075.90	931 064.92
Consumo totale	2 847 000.00	2 847 000.00	2 847 000.00	2 847 000.00	2 847 000.00
Autoconsumo	950 826.24	946 087.52	941 132.39	936 075.90	931 064.92
Eteroconsumo	1 896 173.76	1 900 912.48	1 905 867.61	1 910 924.10	1 915 935.08
Budget annuale (**)					
Ricavi	310 651.59	307 738.23	304 868.90	302 024.36	299 176.89
Ricavo tariffa GSE	289 515.89	286 910.24	284 328.05	281 769.10	279 233.18
Ricavo vendita + CTR	21 135.70	20 827.99	20 540.85	20 255.26	19 943.71
Ricavo vendita	20 692.30	20 404.02	20 135.08	19 866.95	19 572.70
Ricavo CTR	443.40	423.97	405.77	388.31	371.01
Risparmio bolletta	245 140.71	250 827.74	256 592.48	262 465.66	268 490.40
Costi di esercizio	176 494.43	181 783.38	187 231.14	192 842.37	198 621.85
Costi una tantum	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Costi periodici	176 346.33	181 636.72	187 085.82	192 698.40	198 479.35
Costi ritiro dedicato	148.10	146.66	145.32	143.97	142.50
Corr. trasmissione	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Aggr. delle misure	44.64	44.64	44.64	44.64	44.64
Costi amministrativi	103.46	102.02	100.68	99.33	97.86
Margine operativo lordo	379 297.87	376 782.59	374 230.24	371 647.65	369 045.44
Ammortamenti	16 044.56	16 044.56	16 044.56	16 044.56	16 044.56
Margine operativo netto	363 253.31	360 738.03	358 185.68	355 603.09	353 000.88
Rata leasing	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Canone leasing	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Quota interessi	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Quota capitale	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Riscatto finale	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Risultato ante imposte	363 253.31	360 738.03	358 185.68	355 603.09	353 000.88
Totale imposte	14 166.88	14 068.78	13 969.24	13 868.52	13 767.03
Imposta IRES	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Imponibile IRES	363 253.31	360 738.03	358 185.68	355 603.09	353 000.88
Aliquota IRES	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Imposta IRAP	14 166.88	14 068.78	13 969.24	13 868.52	13 767.03
Imponibile IRAP	363 253.31	360 738.03	358 185.68	355 603.09	353 000.88
Aliquota IRAP	3.90%	3.90%	3.90%	3.90%	3.90%
Utile netto	349 086.43	346 669.25	344 216.44	341 734.57	339 233.85
Flusso di cassa	365 130.99	362 713.81	360 261.00	357 779.13	355 278.41

Flusso di cassa cumulato	1 286 686.69	1 649 400.50	2 009 661.50	2 367 440.63	2 722 719.04
Flusso di cassa VAN	365 130.99	362 713.81	360 261.00	357 779.13	355 278.41
VAN	1 307 872.41	1 527 320.23	1 738 935.60	1 942 972.04	2 139 681.08
TIR	8.12%	8.59%	8.98%	9.30%	9.59%

(*) L'energia e i consumi sono espressi in kWh (*) gli importi del budget annuale sono espressi in euro (€)

indicatori sintetici

Payback period

Il numero di anni necessari per compensare l'investimento iniziale attraverso dei flussi annui positivi è **3 anni**.

VAN (Valore Attuale Netto)

Il Valore Attuale Netto dei flussi di cassa futuri attualizzati, stimando una vita utile dell'impianto di **20 anni** è **2 139 681,08 €**.

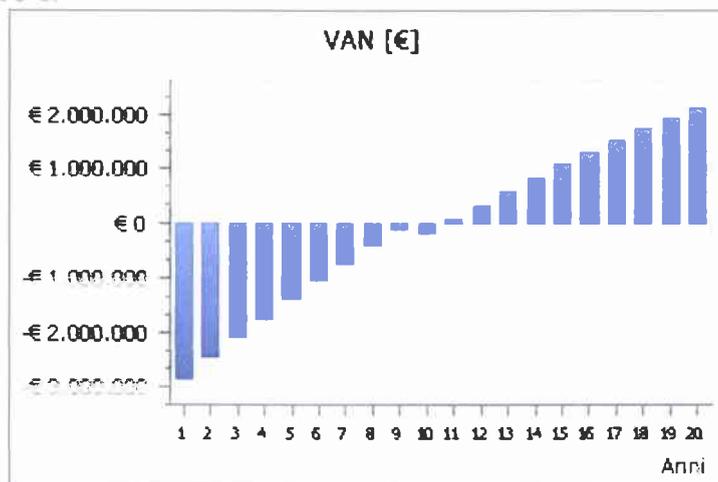


Fig. 3: Valore Attuale Netto dei flussi di cassa futuri analizzati

Tasso di rendimento interno TIR

Il TIR, il costo massimo dei mezzi finanziari che conviene assumere, stimando una vita utile dell'impianto di **20 anni** è **8.59%**.

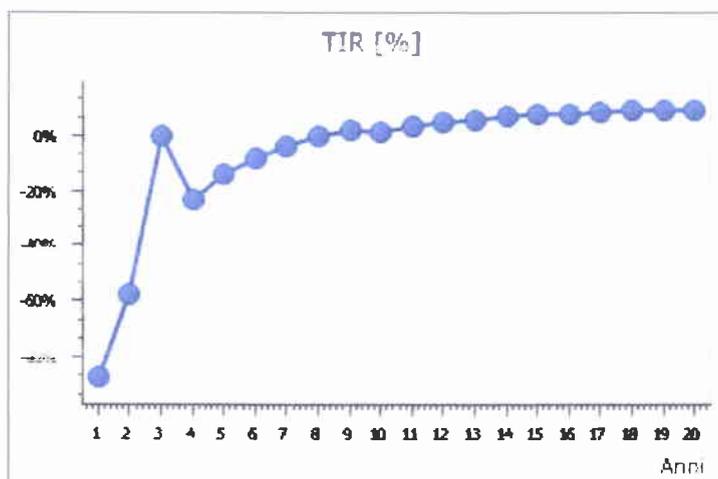
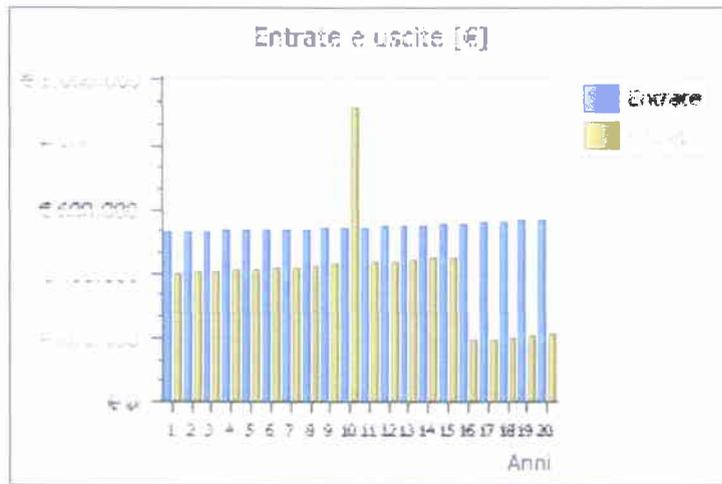


Fig. 4: Tasso di Rendimento Interno

Grafico entrate e uscite



Entrate e uscite

Grafico flusso di cassa cumulato

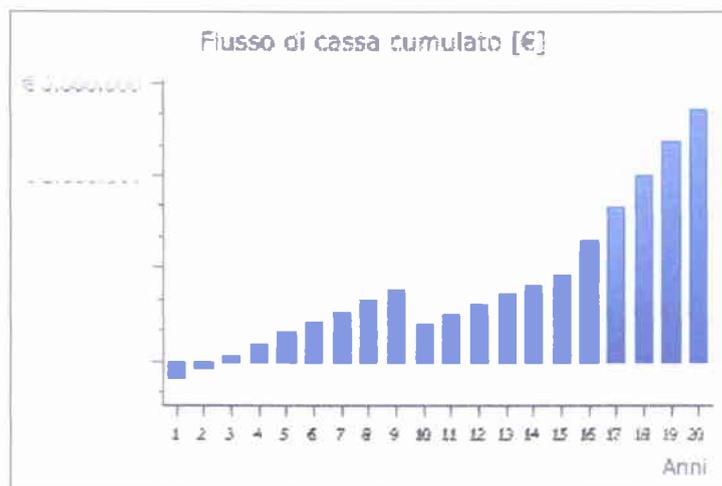


Fig. b: Flusso di Cassa Cumulato

Tanto riferisce e giudica il sottoscritto a completa evasione del dovuto incancho e si firma.

Ortola, 10.02.2011

Il Direttore
 Ing. Giovanni Maurioli

