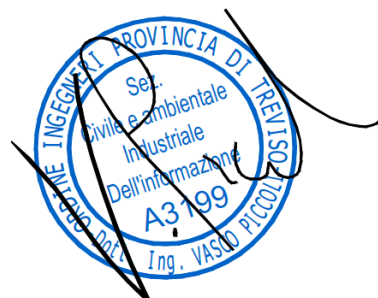
 Progettazione	Progetto di Fattibilità Tecnica ed Economica					
	N. di progetto: LE23/001					
	Codice:			4		
	PFTE			3	Ott-23	Rev. dopo commenti
				2	Sett-23	Rev. dopo commenti
	N. Elaborato		rev.	1	Sett-23	Rev. dopo commenti
	D	T	G	0	1	03
				REV.	Data	Oggetto

Aeroporto Milano Linate – Impianto fotovoltaico

RELAZIONE GENERALE GENERALE



REDATTO: DB	CONTROLLATO: GB	APPROVATO: Vasco Piccoli
-------------	-----------------	--------------------------

Ottobre 2023

E' vietata la riproduzione e la cessione a terzi senza autorizzazione SEA

Sommario

1	Premessa	4
1.1	Generalità	5
1.2	Inquadramento a livello di pianificazione	6
1.3	Siting dell'impianto e vincoli aeronautici	7
1.4	Compatibilità rispetto alle superfici di delimitazione ostacoli e agli apparati ENAV	10
1.4.1	Valutazione dell'impatto visivo	10
1.4.2	Valutazione delle superfici di limitazione ostacoli	11
1.4.3	Valutazione procedure strumentali di volo	11
1.4.4	Valutazione interferenze con i sistemi NAV/COM/RADAR di ENAV.....	11
1.5	Inquadramento PFTE	12
1.6	Definizioni e acronimi.....	13
2	Scopo di fornitura e requisiti minimi.....	14
2.1	Scopo di fornitura.....	14
2.2	Requisiti minimi costruttivi.....	15
2.3	Requisiti minimi prestazionali	16
3	Descrizione generale	18
3.1	Dati generali di progetto	19
3.2	Inquadramento geografico.....	20
3.3	Riferimenti Catastali	20
3.4	Inquadramento territoriale e urbanistico	21
3.5	Inquadramento vincolistico.....	23
3.6	Configurazione impianto FV	24
3.7	Definizione del layout.....	25
3.8	Opere di connessione con la rete elettrica.....	26
3.9	Impatto ambientale.....	26
3.10	Producibilità energetica.....	28
3.10.1	Risparmio combustibile ed emissione evitate.....	30
4	Caratteristiche tecniche dei principali componenti d'impianto.....	31
4.1	Moduli fotovoltaici	32
4.2	Inseguitori mono-assiali (tracker).....	34
4.3	Cassette di parallelo stringa (string boxes)	37
4.4	Cabina di trasformazione.....	38
4.4.1	Inverter	39

03	24-10-2023	Revisione dopo commenti
...
00	30-08-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

4.4.2	Trasformatore BT/MT.....	41
4.5	Collegamenti elettrici	42
4.6	SCADA/monitoraggio.....	42
4.7	Impianto di sicurezza/sorveglianza	43
5	Conformità CEI 0-16.....	44
6	Opere civili.....	45
6.1	Strutture di sostegno moduli FV.....	45
6.2	Cabine di trasformazione	45
6.3	Livellamenti e movimentazione di terra.....	46
6.4	Viabilità interna	46
6.5	Cantierizzazione/realizzazione	47
7	Gestione impianto / manutenzione	48
8	Dismissione.....	49

03	24-10-2023	Revisione dopo commenti
...
00	30-08-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

1 Premessa

L'idea di realizzare il presente progetto nasce in considerazione del crescente fabbisogno energetico ed allo stesso tempo, della crescente necessità di abbandonare le fonti fossili tradizionali ad alta emissione di gas serra nell'atmosfera (come ad esempio carbone, petrolio e gas).

In particolare lo sfruttamento della tecnologia fotovoltaica, che consente di convertire in energia elettrica l'energia irraggiata dal sole, ha avuto uno sviluppo notevole negli ultimi anni; si sta infatti assistendo ad una corsa a livello mondiale alla costruzione di impianti che solo 10 anni fa erano impensabili, sia come dimensioni del singolo impianto che come quota dell'energia fotovoltaica sul fabbisogno globale.

Questa corsa è stata inizialmente stimolata da sistemi di incentivazione, che hanno contribuito al raggiungimento di una sufficiente "maturità tecnologica" e consentito di:

- affinare i criteri di progettazione,
- migliorare le prestazioni di ogni singolo componente,
- abbassare i costi del kWh generato per effetto di un'economia di scala.

Oggi la generazione di energia da fonte rinnovabile fotovoltaica non necessita più di un sistema di incentivazione dedicato, ma è di per sé concorrenziale rispetto al costo del kWh generato con centrali tradizionali.

Lo sfruttamento di questa tecnologia di generazione rivestirà quindi un ruolo centrale nella transizione energetica in corso nel contesto nazionale, così come evidenziato dai documenti di programmazione energetica nazionali ovvero la SEN (Strategia Energetica Nazionale) e il più recente PNIEC (Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, pubblicato nel Dicembre 2019).

Tali documenti strategici hanno posto come obiettivo al 2030 il raggiungimento di una potenza FV installata pari a 50 GW, contro un attuale livello di capacità installata pari a oltre 25 GW a fine 2022.

Al fine di contribuire al raggiungimento di tali obiettivi e di ridurre l'impatto ambientale delle proprie attività viene predisposto il progetto di fattibilità tecnico ed economica dell'impianto di generazione di energia elettrica da fonte fotovoltaica, di potenza nominale complessiva pari a 5'272,80 kWp da ubicarsi al suolo all'interno dell'aeroporto di Milano Linate, in territorio ricadente nei Comuni di Milano (MI) e Peschiera Borromeo (MI).

I documenti editati hanno lo scopo di descrivere in maniera univoca l'architettura dell'impianto fotovoltaico ed i criteri impiegati per la sua progettazione, i principali componenti che saranno impiegati per la realizzazione, nonché le opere le specifiche lavorazioni previste, in conformità con la Normativa vigente.

03	24-10-2023	Revisione dopo commenti
...
00	30-08-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

1.1 Generalità

La presente iniziativa progettuale consiste nella realizzazione di un impianto fotovoltaico a terra su strutture ad inseguimento solare mono-assiale di potenza nominale pari a 5'272,80 kWp ubicato all'interno dell'aeroporto di Milano "E. Forlanini" Linate e relative opere di connessione alla rete elettrica.

L'energia generata dai moduli fotovoltaici verrà convertita in corrente alternata dagli inverter di impianto e successivamente convogliata alle cabine di trasformazione BT/MT, nella quale l'energia elettrica sarà elevata ad un livello di tensione compatibile con l'immissione nella rete di distribuzione in Media Tensione.

L'impianto fotovoltaico sarà connesso alla rete elettrica in media tensione esistente all'interno del perimetro dell'aeroporto.

La progettazione dell'impianto è stata eseguita tenendo in considerazione lo stato dell'arte dal punto di vista tecnico, considerando i seguenti criteri di carattere generale:

- Occupazione di sole aree idonee alla realizzazione di impianti FV così come identificate dal D.Lgs. 199/21;
- Utilizzo di tecnologie innovative, in termini di selezione dei principali e di opportuni accorgimenti progettuali al fine di massimizzare la producibilità energetica;
- Minima impermeabilizzazione del suolo tramite l'utilizzo di strutture di sostegno dei moduli FV che non richiedano la realizzazione di fondazioni in cemento, che siano installabili senza richiedere alcun lavoro di modellazione del terreno, e che siano di conseguenza agevolmente removibili in fase di dismissione dell'impianto FV.

La vita utile prevista del presente impianto fotovoltaico dovrà essere pari ad almeno 25/30 anni. Al termine di questa vita utile si procederà:

- allo smantellamento dell'impianto;
- in alternativa, al suo potenziamento in base alle nuove tecnologie che verranno presumibilmente sviluppate.

Considerando l'ipotesi di smantellamento dell'impianto, sarà individuata una data ultima dell'esercizio, dopo la quale inizierà una fase di dismissione e demolizione, che restituirà le aree al loro stato originario, ovvero allo stato preesistente prima della costruzione dell'impianto.

03	24-10-2023	Revisione dopo commenti
...
00	30-08-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

1.2 Inquadramento a livello di pianificazione

L'impianto fotovoltaico è coerente con la pianificazione aeroportuale, in quanto progetto in linea con gli obiettivi di sviluppo sostenibile e intervento chiave per l'evoluzione della capacità produttiva di energia da fonti rinnovabili per lo scalo di Linate.

L'intervento è stato inserito all'interno del documento "Opere in variante al Masterplan di Linate 2030 nell'ambito del progetto LAD (Linate Airport District)" al fine di dettagliare e descrivere degli interventi in variante o non previsti nella precedente previsione di Masterplan 2030.

Tra queste nuove previsioni di intervento, difatti, rientra anche l'impianto fotovoltaico non presente inizialmente nel Masterplan 2030, prodotto nel 2016¹ e approvato formalmente nel 2021 con la conclusione della Conferenza dei Servizi per la conformità urbanistica e l'emissione del Decreto del Ministero delle Infrastrutture e della Mobilità Sostenibili datato 09.07.21.

Infatti, nell'ambito della promozione di investimenti finalizzati alla transizione verde e all'innovazione (European Green Deal), SEA ha sviluppato nuove previsioni per implementare lo sviluppo di sistemi per la produzione di energie rinnovabili, in particolare attraverso la realizzazione per fasi di una serie di **impianti fotovoltaici** sul sedime aeroportuale di Linate. L'opera è stata inserita nell'aggiornamento del Piano di Sviluppo Aeroportuale a completamento del quadro dei nuovi interventi volti all'implementazione dei caratteri sostenibili dell'aeroporto.

L'intervento è in linea con il processo di decarbonizzazione e incremento delle fonti rinnovabili al 2030, stabiliti dalla nuova Direttiva RED II (32% di FER rispetto al Consumo Finale Lordo) e con il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), documento che illustra i target e gli strumenti necessari al nostro Paese per intraprendere il percorso di transizione energetica. Il progetto si colloca in un ambito di continuo aggiornamento delle infrastrutture aeroportuali, sia in termini di funzionalità del sistema, sia per quanto riguarda il corretto rapporto con l'ambiente, attraverso l'utilizzo di **soluzioni tecnologiche innovative orientate a ridurre quanto più possibile i consumi energetici e la produzione di sostanze climalteranti come la CO₂.**

Con nota prot. SEA 11717 del 21/07/2023 è stata quindi trasmessa ad Enac la revisione del Master Plan che include l'intervento di impianto fotovoltaico a Linate. Con nota ENAC-PROT 25/08/2023-0110392-P, l'Ente ha dato il proprio nulla osta tecnico alla revisione. In data 3/10/2023 ENAC ha ricevuto da SEA la documentazione per l'avvio della fase di verifica preliminare presso il Ministero dell'Ambiente sugli interventi inseriti nel nuovo documento di Masterplan, ivi incluso l'impianto fotovoltaico.

Contestualmente, l'intervento dell'impianto fotovoltaico è stato presentato all'interno del Piano Investimenti del Contratto di Programma ENAC – SEA per gli anni 2024-2028, che è stato trasmesso ad ENAC

¹ Il Masterplan dell'aeroporto di Linate è stato approvato da ENAC con nota n. 8214-P del 26.01.17 ed ha successivamente positivamente completato anche il processo di Valutazione dell'Impatto Ambientale (conclusosi con l'emissione del Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare n. 348 del 05.12.19) e il processo di verifica della conformità urbanistica (conclusosi con l'emissione del Decreto del Ministero delle Infrastrutture e della Mobilità Sostenibili datato 09.07.21).

03	24-10-2023	Revisione dopo commenti
...
00	30-08-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

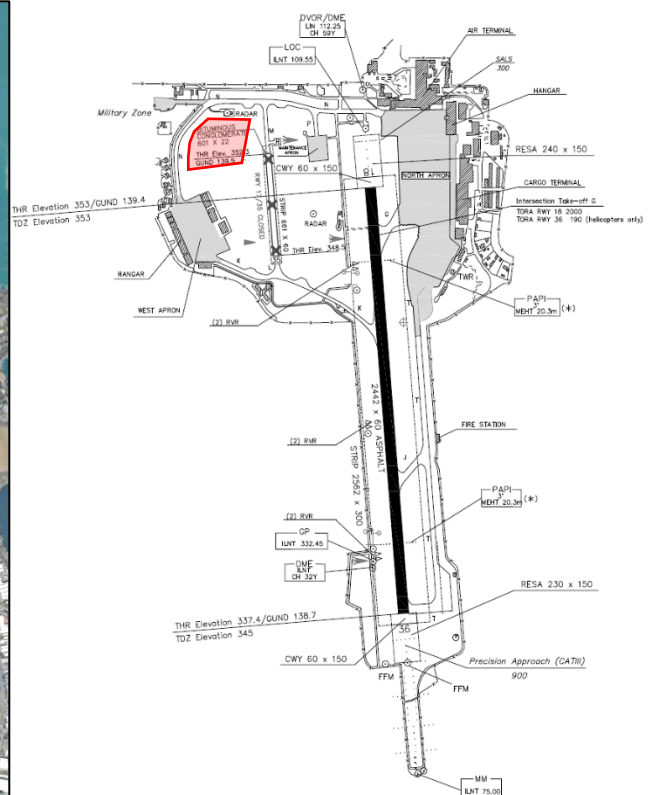
con nota 0014709-27/09/2023-SEA_SPA-CFR00-P, del 27/09/2023. La fase istruttoria del Contratto di Programma ENAC/SEA 2024-2028 è in corso.

1.3 Siting dell'impianto e vincoli aeronautici

L'impianto fotovoltaico è localizzato nell'area ovest dell'aeroporto e occupa una superficie a verde con estensione pari a circa 70.000 m², all'interno dell'area doganale air-side dell'aeroporto.

L'area di sviluppo dell'impianto fotovoltaico è libera, circondata da aree di manovra e piazzali aeromobili, in particolare:

- Sui lati nord ed ovest si sviluppa la via di rullaggio November, utilizzata per il collegamento del piazzale ovest dell'aeroporto in uso all'aviazione generale al piazzale nord, a servizio dell'aviazione commerciale;
- Sul lato est si sviluppa la via di rullaggio Mike che collega la taxiway November alla FATO e alla pista 17/35; quest'ultima risulta attualmente chiusa al traffico. È opportuno ricordare che è prevista, entro la fine del mese di novembre 2023, la conversione della pista 17/35 in via di rullaggio Kilo, che sarà anch'essa chiusa al traffico; tale conversione è subordinata alla ridenominazione della pista di volo principale (da 18/36 a 17/35).
- Sul lato sud è presente il piazzale ovest dell'aeroporto di Linate, in uso all'aviazione generale, oltre ad un'area a prato attualmente libera, in cui è prevista la futura espansione del sistema di vie di rullaggio, piazzali aeromobili e fabbricati (hangar e fabbricati tecnici), sempre a servizio dell'aviazione generale.



03	24-10-2023	Revisione dopo commenti
...
00	30-08-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

Insieme alle infrastrutture aeronautiche, che circondano l'area di sviluppo dell'impianto fotovoltaico, è utile ricordare la presenza di opere, infrastrutture e impianti, del tipo a rete, interrati e fuori terra presenti in prossimità dell'area di intervento e a servizio della funzionalità dell'aeroporto, in particolare:

- A nord, il "radar Lambro", in uso ad ENAV;
- Ad ovest, lungo il tracciato della via di rullaggio November e posizionato a circa 40 m dal bordo pavimentato della stessa, è presente il cavidotto di alimentazione del "radar Lambro".
- Ad est, è presente la linea di distribuzione dell'impianto di teleriscaldamento che collega la centrale di cogenerazione (posizionata a sud del piazzale ovest) al terminal passeggeri di aviazione commerciale.

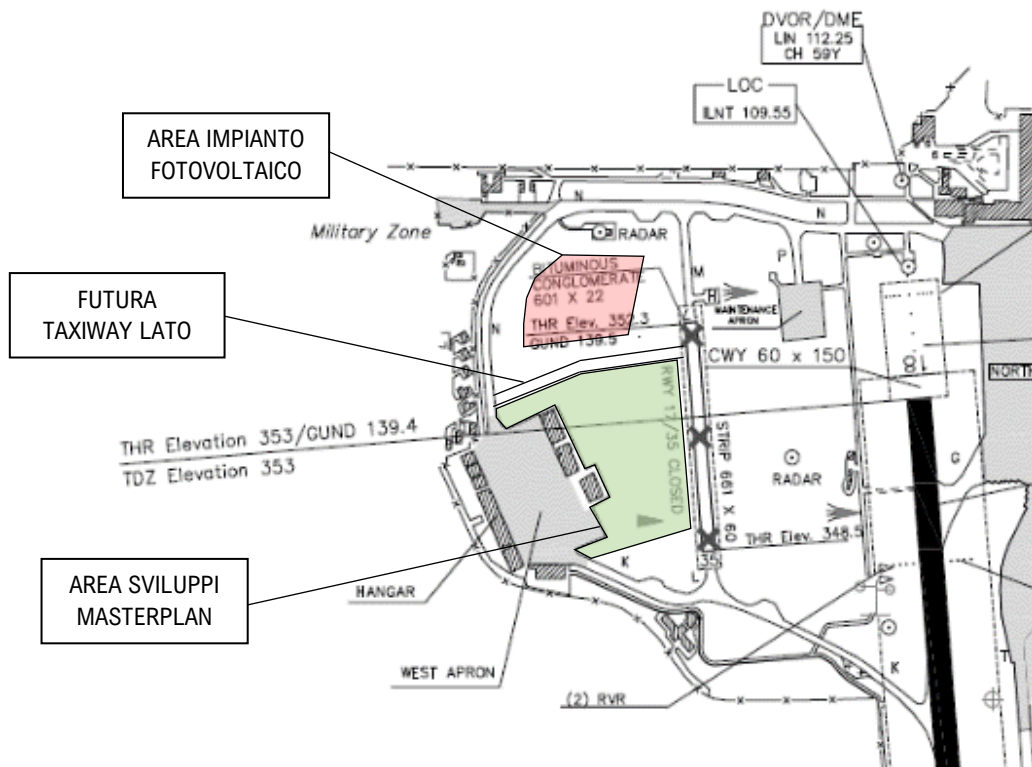
Pertanto, la geometria complessiva, la distribuzione dei moduli, la direzione delle viabilità manutentive definite per il nuovo impianto fotovoltaico, sono sviluppate compatibilmente con la presenza dei vincoli e delle infrastrutture sopra descritte e attualmente presenti.

Inoltre, la definizione della superficie occupata dal campo fotovoltaico considera il layout di sviluppo dell'area a ovest dell'aeroporto prevista nel Masterplan di Linate 2030, con particolare riferimento al sistema di infrastrutture di volo e di fabbricati a servizio dell'aviazione generale che sorgerà a sud dell'impianto fotovoltaico. Tale sviluppo prevede la realizzazione di vie di rullaggio, piazzali aeromobili e fabbricati (hangar e fabbricati tecnici) e in particolare, sul lato più prossimo alla superficie definita per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico è prevista la realizzazione di una via di rullaggio con direzione est-ovest, che collega l'attuale pista 17/35 alla taxiway November.

Ne deriva dunque che tutta l'area di sviluppo dell'impianto fotovoltaico, considerando anche le future espansioni, sarà perimetrata da un sistema di vie di rullaggio, le attuali, November, Mike, Pista 17/35 (futura taxiway Lima) e la nuova via di rullaggio di collegamento sul lato sud, che risultano così dimensionate:

POSIZIONE TAXIWAY RISPETTO ALL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	NOME TAXIWAY	CODICE LETTERALE TAXIWAY	MAX WING SPAN	DIMENSIONE SEMI-STRIP
OVEST (tra piazzale ovest e piazzale militare)	NOVEMBER	C	36 m	26 m
NORD (tra piazzale militare e piazzale nord)		D	48 m	35 m
EST	LIMA	C	36 m	26 m
SUD	Da definire	C	36 m	26 m

03	24-10-2023	Revisione dopo commenti
...
00	30-08-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione



Sulla base del sistema di vie di rullaggio così definito, è stato considerato un vincolo di distanza minima ai fini del posizionamento dell'impianto fotovoltaico, misurata dall'asse delle vie di rullaggio e pari alla semi-strip delle vie di rullaggio che perimetrano l'area a cui si aggiunge un'ulteriore distanza di sicurezza minima pari a 14 m, necessaria a garantire le operazioni manutentive (es. sfalcio erba), l'accesso, le ispezioni, la protezione da eventuali fenomeni di jet-blast o, laddove necessario, il posizionamento di apposite barriere antisoffio.

Tuttavia, in più casi l'effettiva distanza dagli assi delle vie di rullaggio risultano maggiori a quelle minime così definite, per la presenza dei vincoli infrastrutturali sopra descritti (es. cavidotto di alimentazione del radar, tubazioni rete acqua surriscaldata). Di seguito si riporta una sintesi delle distanze effettive ottenute:

POSIZIONE TAXIWAY RISPETTO ALL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	NOME TAXIWAY	DISTANZA IMPIANTO FOTOVOLTAICO DA ASSE TAXIWAY
OVEST (tra piazzale ovest e piazzale militare)	NOVEMBER	> 60 m
NORD (tra piazzale militare e piazzale nord)		> 115 m
EST	LIMA	> 80 m
SUD	Da definire	> 40 m

Oltre alla verifica della posizione planimetrica rispetto alle infrastrutture di volo esistenti e di futura realizzazione, sono state sviluppate tutte le verifiche correlate alla navigazione, con particolare riferimento a superfici di limitazione ostacoli, procedure strumentali di volo, interferenze con i sistemi NAV/COM/RADAR, oltre allo studio dei possibili fenomeni di abbagliamento dovuti alla presenza dei pannelli solari. Il paragrafo seguente illustra le modalità di esecuzione delle verifiche e la sintesi dei relativi esiti.

03	24-10-2023	Revisione dopo commenti
...
00	30-08-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

1.4 Compatibilità rispetto alle superfici di delimitazione ostacoli e agli apparati ENAV

Ai sensi di quanto previsto nelle Linee Guida ENAC LG2022/02 "Valutazione degli impianti fotovoltaici nei dintorni aeroportuali", trattandosi di impianto realizzato all'interno del sedime aeroportuale di potenza superiore a 1000 kWp, l'impianto è da considerarsi di "interesse aeronautico" e si è pertanto proceduto alla valutazione dell'impatto visivo secondo la metodologia quantitativa prevista nella norma. Tali verifiche sono state sviluppate dalla società To70 mediante l'utilizzo del software ForgeSolar.

Inoltre, si è proceduto alla valutazione delle seguenti verifiche condotte da ENAV:

- Verifica di eventuali implicazioni rispetto alle superfici di limitazione ostacoli definite da Annex 4, 14 e Doc 8697;
- Verifica di eventuali implicazioni per le procedure strumentali di volo;
- Verifica delle interferenze con sistemi NAV/COM (nella componente TBT) / RADAR di ENAV secondo quanto definito da EUR DOC015 ICAO.

Nei sottoparagrafi seguenti si riporta la sintesi degli esiti di tutte le verifiche condotte.

1.4.1 Valutazione dell'impatto visivo

“L'analisi dei rischi di abbagliamento viene effettuata tramite l'utilizzo del software ForgeSolar. L'obiettivo è fornire risultati puntuali in merito alla possibilità di abbagliamento dovuti alla futura installazione di pannelli fotovoltaici nei pressi dello Scalo.

I rischi legati alla presenza di abbagliamento sono stati studiati in relazione ai seguenti due gruppi:

- *Riflessi che potrebbero colpire piloti, sia in volo che a terra;*
- *La linea di vista del personale ATC dalla torre di controllo.”*

In esito alle verifiche, *“per quanto concerne lo studio di abbagliamento è stato valutato l'impatto potenziale dell'immagine residua dovuta al fenomeno solare e, sulla base dei risultati ottenuti, non si riscontrano criticità rilevanti. Il software ForgeSolar per la maggior parte dei punti di osservazione considerati nell'analisi non ha evidenziato fenomeni di abbagliamento se non per specifici punti di cui si ha ottenuto un valore che rientra nei limiti di accettabilità, sia per intensità che per durata dell'esposizione al fenomeno, infatti, i valori rientrano nell'area di colore verde del diagramma di impatto oculare, che esprime una bassa probabilità di immagine residua temporanea, sottesa ad un rischio minimo. L'unica possibile criticità riscontrata si ha con la piazzola elicotteri, dettata dalla vicinanza dell'infrastruttura di volo con il campo fotovoltaico e per la quale è stato fornito uno studio di dettaglio. È importante sottolineare la prudenza dei risultati ottenuti, dettati sia dalle condizioni atmosferiche che il software utilizza per elaborare le analisi (nessuna presenza di nubi) sia dai parametri inseriti (campo di vista del pilota non limitato verticalmente e quote di volo minime relative alle superfici di limitazione degli ostacoli OLS). Per entrambi i blocchi fotovoltaici la traiettoria di avvicinamento da Sud è quella che risulterebbe essere più affetta dall'abbagliamento, con un potenziale di immagine residua temporanea. Tuttavia, considerando la limitata durata del fenomeno (circa 12 minuti al giorno nei soli mesi di Giugno e inizi Luglio durante le ore tarde pomeridiane comprese tra le 21 e le 22), non si ritiene esso richieda particolari azioni mitigative.”*

03	24-10-2023	Revisione dopo commenti
...
00	30-08-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

1.4.2 Valutazione delle superfici di limitazione ostacoli

L'area di installazione dell'impianto fotovoltaico si trova su una superficie a verde caratterizzata da quote del terreno variabili e comprese tra i 106 e i 107 m slm; inoltre, tutti i manufatti previsti a progetto hanno un'altezza fuori terra inferiore ai 4,00 m.

Ne consegue che l'elevazione massima dei manufatti previsti a progetto è pari a 111 m slm.

In corrispondenza dell'area di installazione dell'impianto fotovoltaico la superficie di limitazione ostacoli di riferimento è la superficie orizzontale interna, caratterizzata da una quota in elevazione pari a 148 m slm, pertanto, le opere previste non interessano le superfici di limitazione ostacolo.

A conferma di ciò, ENAV ha rilasciato apposita valutazione (rif.to pratica MWEB_2023_0968 ver. 1) con la quale conferma che non vi è *“nessuna implicazione per quanto riguarda l'attuale configurazione delle superfici di delimitazione ostacoli dell'aeroporto di Milano/Linate.”*

1.4.3 Valutazione procedure strumentali di volo

Per quanto riguarda le procedure strumentali di volo ENAV si è espressa rilasciando apposita valutazione (rif.to pratica MWEB_2023_0968 ver. 1) con la quale conferma che non vi è *“nessuna implicazione con le procedure strumentali attualmente in vigore da e per l'aeroporto di Milano/Linate.”*

1.4.4 Valutazione interferenze con i sistemi NAV/COM/RADAR di ENAV

Per quanto riguarda la verifica delle interferenze con i sistemi NAV/COM (nella componente TBT)/RADAR di ENAV secondo l'EUR DOC015 ICAO ENAV si è espressa rilasciando apposita valutazione (rif.to pratica MWEB_2023_0968 ver. 1) con la quale conferma che *“l'impianto interessa le BRA dei RADAR ML_PSR_SSR e ML_SMR2 e del TBT_Linate2. Ciononostante, in seguito ad approfondimenti, si ritiene che lo stesso non comporti implicazioni con i sistemi in argomento. Nella zona limitrofa all'area d'intervento si segnala la presenza di stazioni GS del sistema di multilaterazione per le quali non è possibile escludere effetti di disturbo.”*

03	24-10-2023	Revisione dopo commenti
...
00	30-08-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

1.5 Inquadramento PFTE

Il presente progetto costituisce il Progetto di Fattibilità Tecnico-Economica (PFTE) così come definito dal Decreto legislativo 31 marzo 2023, n. 36 "Codice dei contratti pubblici in attuazione dell'articolo 1 della legge 21 giugno 2022, n. 78, recante delega al Governo in materia di contratti pubblici".

Sulla base del presente progetto di fattibilità tecnico-economica sarà indetta una gara d'appalto per l'assegnazione della progettazione esecutiva e l'esecuzione dei lavori (appalto integrato) di realizzazione dell'impianto fotovoltaico.

Il presente progetto potrà subire variazioni in fase di progettazione esecutiva, ad esempio in termini di selezione dei componenti principali in funzione delle effettive disponibilità sul mercato, senza tuttavia modificare le principali scelte progettuali né comportare un incremento della potenza di picco del progetto, la quale dovrà essere il più prossima possibile al valore di 5,2 MWp.

Si riportano nel seguente paragrafo le attività minime incluse nello scopo di fornitura, unitamente ai requisiti minimi costruttivi e prestazionali per l'impianto fotovoltaico oggetto del presente PFTE.

03	24-10-2023	Revisione dopo commenti
...
00	30-08-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

1.6 Definizioni e acronimi

- **BT:** Bassa Tensione – fino a 1kV in corrente alternata e 1,5kV in corrente continua;
- **MT:** Media Tensione – fino a 35 kV in corrente alternata
- **Cabina di trasformazione:** cabina elettrica avente come scopo principale quello di elevare il livello di tensione della potenza elettrica in uscita dagli inverter da BT a MT;
- **Campo FV:** porzione dell'impianto FV, recintato, che afferisce a cabine di trasformazione MT
- **CA:** Corrente Alternata
- **CC:** Corrente Continua
- **Generatore FV:** insieme di stringhe FV afferenti al medesimo inverter;
- **Impianto FV:** impianto di produzione di energia elettrica tramite effetto fotovoltaico. Esso rientra nella categoria degli impianti di generazione alimentati da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP). L'impianto è costituito da generatore FV, inverter, sistema di distribuzione e connessione con la rete elettrica;
- **Inverter:** dispositivo elettronico con lo scopo principale di convertire l'energia elettrica generata dai moduli FV da corrente continua a corrente alternata;
- **MT:** Media Tensione – 1...52kV;
- **Modulo FV:** assieme di celle FV collegate elettricamente tra loro, che provvede alla generazione di energia elettrica quando esposto alla radiazione solare. Il modulo FV costituisce l'unità elementare per la progettazione elettrica dell'impianto;
- **POD:** Point of Delivery – è il punto di confine tra la rete del distributore e la rete di utente, dove l'energia scambiata con la rete del distributore viene contabilizzata e dove avviene la separazione funzionale tra la rete del distributore e la rete di utente;
- **Potenza di picco:** o potenza nominale di un dispositivo FV (modulo, stringa, generatore o impianto) misurata in corrente continua ed in condizioni di misura standard (STC – Standard Test Conditions) ovvero irraggiamento sul piano dei moduli di 1000 W/m², temperatura modulo di 25°C, Air Mass 1,5; è il valore comunemente riportato nelle schede tecniche dei moduli FV e si misura in [Wp];
- **Stringa FV:** insieme di moduli FV collegati elettricamente tra loro al fine di raggiungere la tensione necessaria per il collegamento con l'inverter.

03	24-10-2023	Revisione dopo commenti
...
00	30-08-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

2 Scopo di fornitura e requisiti minimi

2.1 Scopo di fornitura

Lo scopo di fornitura includerà al minimo le seguenti attività:

- attività di progettazione esecutiva, costruzione e ingegneria, compresi tutti gli studi, rilievi ed altri requisiti in conformità alle Leggi applicabili per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico definito nel presente PTFE;
- lavori di ingegneria civile (viabilità interna, fondazioni cabine, verifiche strutturali inseguitori solari) e annesse pratiche amministrative;
- infrastrutture elettriche necessarie per la connessione dell'impianto fotovoltaico con la rete di distribuzione interna all'aeroporto (cavidotto MT di connessione fino a cabina MT esistente) e tutti gli altri elementi necessari per il corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico;
- acquisti, consegna, fornitura e installazione di tutti i materiali necessari;
- assemblaggio, montaggio, collaudo, messa in servizio e costruzione dell'impianto fotovoltaico;
- preparazione e la consegna dei documenti relativi a progettazione esecutiva ed as-built ed ogni altro documento richiesto dalla Committenza;
- fornitura di tutta la manodopera, materiali, attrezzature, macchinari, strumenti, allestimenti temporanei di cantiere, forniture, assicurazioni, cauzioni;
- tutti gli altri elementi, strutture e servizi necessari per completare il progetto tale da garantire il rispetto dei requisiti prestazionali di seguito definiti;
- modellizzazione impianto tramite PVSyst dell'impianto FV realizzato e condivisione del relativo file sorgente con la Committenza;
- attività di conduzione, monitoraggio e controllo ed attività di manutenzione (attività da eseguirsi come minimo secondo i requisiti base, le raccomandazioni e le prescrizioni contenute nella norma CEI EN 62446-2 relativa ai "Sistemi collegati alla rete elettrica – Manutenzione di sistemi fotovoltaici") ordinaria e straordinaria dell'impianto fotovoltaico per i 9 anni di esercizio dello stesso ; nel piano preliminare di manutenzione del presente PTFE sono riportate le attività minime di manutenzione richieste per un impianto fotovoltaico di questa tipologia; ogni attività di manutenzione effettuata dovrà in ogni caso essere opportunamente rendicontata e documentata; si intendono escluse dallo scopo di fornitura attività di retrofit, ampliamento dell'impianto, interventi per l'estensione della vita utile dei componenti d'impianto;
- in caso di eventi atmosferici eccezionali, ovvero in conseguenza a danneggiamento dei moduli fotovoltaici dovuti a grandine di dimensione ed intensità eccezionali (condizioni più gravose rispetto a quelle considerate dalle prescrizioni delle prove di tipo – secondo la norma CEI EN 61215 Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - per le quali siano stati certificati i moduli forniti), il costo (DDP incoterm) dei nuovi moduli sarà in carico alla Committente, mentre il costo della manodopera si riterrà invece incluso per un solo evento nell'arco dei 9 anni del contratto di manutenzione sempre sino al 10% del quantitativo totale dei pannelli originariamente installati.

03	24-10-2023	Revisione dopo commenti
...
00	30-08-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

2.2 Requisiti minimi costruttivi

Si riportano di seguito le principali caratteristiche costruttive che dovranno essere recepite in fase di progettazione esecutiva. Per ulteriori dettagli in merito si rimanda agli elaborati (relazioni ed elaborati grafici) del presente PTFE.

Impianto fotovoltaico:

- potenza di picco con valore il più possibile prossimo a 5,2 MWp;
- accettabile architettura d'impianto con inverter di stringa.

Moduli FV:

- produttore Tier 1;
- tecnologia silicio monocristallino n-type bifacciale;
- moduli FV PID-free (testati secondo IEC 62804);
- moduli FV anti-riflesso;
- tolleranza solo positiva su potenza nominale;
- decadimento annuo della potenza nominale $\leq 0,5\%$ (valore da garantire);
- Tensione massima di esercizio 1500 V.

Inverter:

- produttore Tier 1;
- Massima tensione in input lato corrente continua: 1500 V;
- componentistica adatta al funzionamento outdoor (range temperatura ambiente: $-25...+45^{\circ}\text{C}$), classe ambientale idonea al sito in analisi;

Cabine di trasformazione:

- Due cabine con dimensioni massime pari a container Hi-Cube 20'';
- Trasformatori MT/BT in resina autoestingente;
- classe ambientale idonea al sito in analisi;

Strutture di sostegno moduli FV:

- Inseguitori monoassiali 1-P (1 modulo FV installato in modalità "portait");
- Altezza massima delle strutture dal suolo (con modulo FV alla massima inclinazione) pari a 2,7m;
- Inseguitori monoassiali autoalimentati tramite moduli FV dedicati.

Cavi:

- Cavi solari / di stringa: H1Z2Z2-K o equivalenti, rame, sezione minima 6 mm²; isolamento 1800Vcc/1200 Vca;
- Cavi AC-BT: rame o alluminio, classe di isolamento compatibile con tensione in uscita da inverter;
- Cavi AC-MT: rame o alluminio, classe isolamento 12/20 (24) kV;
- Le sezioni dei cavi dovranno essere determinate al fine di garantire i seguenti valori massimi di cadute di tensione (calcolate considerando la temperatura massima di funzionamento dell'impianto):
 - Corrente continua (BT): max 1,6% (media per string box 1%)
 - Corrente alternata (MT): max 1%

Sistema di monitoraggio:

- In grado di effettuare monitoraggio da locale o da remoto dell'impianto in maniera continuativa (h24), tramite protocolli di comunicazione standard;
- Sensoristica minima come descritta nel prosieguo del documento e tale da consentire il calcolo dei principali indicatori prestazionali previsti dalla normativa di settore (IEC 61724-1/2/3), anche in termini di classe di precisione di misura;
- il sistema di monitoraggio dell'impianto fotovoltaico dovrà essere in grado di interfacciarsi con il sistema SCADA della Committenza per il monitoraggio del funzionamento delle cabine elettriche interne all'aeroporto, al quale dovrà essere connesso tramite cavo in fibra ottica (24 fibre, armato, anti-roditore)

03	24-10-2023	Revisione dopo commenti
...
00	30-08-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

2.3 Requisiti minimi prestazionali

L'impianto fotovoltaico dovrà garantire i seguenti livelli prestazionali minimi:

1. PR-PAC (Performance Ratio – Provisional Acceptance Test): l'impianto fotovoltaico, in seguito alla messa in esercizio dovrà garantire un valore di PR-PAC (da calcolarsi con le modalità indicate dalla normativa di settore, IEC 61724) pari o superiore ai valori riportati nella tabella riportata di seguito. Il test del PR-PAC dovrà effettuarsi nel corso di 10 giorni consecutivi rispettando le seguenti prescrizioni minime (da concordare/perfezionare con la Committenza):
 - Strumentazione di misura: piranometri opportunamente calibrati da Ente terzo e puliti giornalmente;
 - Radiazione giornaliera superiore a 3 kWh/m² per almeno metà del periodo di prova;
 - Availability dell'impianto pari al 100% durante il periodo di prova
2. PR Performance Ratio annuale: da calcolarsi con le modalità indicate dalla normativa di settore (IEC 61724 1/2/3); dovranno essere garantiti valori di pari o superiori ai seguenti valori:
 - Anno 1: 84,5%
 - Anno 2: 84,1%
 - Anno 3: 83,7%
 - Anno 4: 83,2%
 - Anno 5: 82,6%
3. Availability: non inferiore a **98%**
4. Produzione energetica annua (primo anno di funzionamento) minima garantita: **7.5 GWh/anno**

Si precisa quanto segue:

1. PR-PAC: se il valore del PR_PAC fosse inferiore al valore stabilito sarà possibile ripetere il test del PR-PAC non oltre 30gg dopo il primo test (entro i quali effettuare eventuali interventi correttivi); se il valore del PR_PAC fosse nuovamente inferiore al valore stabilito sarà applicata una penale nei confronti dell'Appaltatore; al contrario se fosse superiore al valore minimo garantito sarà riconosciuto un premio economico;
2. PR annuale: se il valore del PR annuale fosse inferiore al valore stabilito sarà applicata una penale nei confronti dell'Appaltatore, al contrario se fosse superiore al valore minimo garantito sarà riconosciuto un premio economico;
3. Produzione energetica annua: se il valore del PR annuale fosse inferiore al valore stabilito sarà applicata una penale nei confronti dell'Appaltatore, al contrario se fosse superiore al valore di 8.5 GWh/anno sarà riconosciuto un premio economico.

Al termine del 5° anno di esercizio saranno effettuate prove e verifiche in campo per valutare il livello prestazionale dell'impianto fotovoltaico e dei suoi principali componenti, sulla base delle quali rideterminare i parametri prestazionali da garantire nei 4 anni successivi.

Si riporta un elenco non esaustivo delle prove da effettuare al termine del 5° anno di esercizio:

- Collaudo completo dell'impianto fotovoltaico come da CEI 82-25;
- Rilievo curva I-V di un campione rappresentativo di stringhe di moduli FV ($\geq 10\%$ n°tot stringhe);
- Analisi termografica dell'impianto fotovoltaico ($\geq 10\%$ di moduli FV, cabine di trasformazione, inverter, string box);
- Verifica coppia di serraggio bulloneria strutture di sostegno (campione rappresentativo del totale);
- Test del PR-PAC.

03	24-10-2023	Revisione dopo commenti
...
00	30-08-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

Formula di calcolo PR-PAC (IEC 61724)

$$PR_{PAC} = \frac{\sum_t(E_{gen,t})}{P_0 \times \sum_t\left(\frac{G_{i,t}}{G_{i,ref}}\right) \times \left(1 + \gamma \times \left(\frac{\sum_t(G_{i,t} \times T_{cell,t})}{\sum_t G_{i,t}} - T_{ref}\right)\right)}$$

Dove

- t = tempo trascorso tra valori medi della radiazione solare misurata (es. 10 / 15min)
- E_{gen} = energia generata dall'impianto FV (misura da contatore fiscale) nel periodo di tempo t
- P_0 = potenza nominale dell'impianto (calcolata da flash test report dei moduli FV installati in campo)
- γ = coefficiente (negativo) di potenza così come indicato nel datasheet dei moduli FV
- $G_{i,ref}$ = irraggiamento di riferimento a condizioni STC (= 1000 W/m²)
- $G_{i,t}$ = irraggiamento sul piano dei moduli (W/m²) medio misurato durante il periodo t
- $T_{cell,t}$ = temperatura media di funzionamento del modulo FV misurata tramite sensore posizionato sul retro del modulo stesso, durante il periodo t
- T_{ref} = temperatura media del modulo FV indicata nella seguente tabella

Tabella per verifica PR-PAC (da PVSyst report anno 0, considerando availability 100%):

mese	PR	Tref
	ratio	°C
Gen	87,7%	11,693
Feb	89,9%	15,022
Mar	89,8%	23,473
Apr	88,7%	32,619
Mag	86,9%	40,961
Giu	85,7%	46,181
Lug	85,8%	45,813
Ago	86,0%	43,895
Set	87,1%	37,507
Ott	88,1%	26,241
Nov	87,0%	16,636
Dic	86,4%	14,347

03	24-10-2023	Revisione dopo commenti
...
00	30-08-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

3 Descrizione generale

Il presente progetto prevede la realizzazione di un impianto fotovoltaico di tipo “grid connected”, a terra su strutture ad inseguimento solare mono-assiale.

L’impianto FV ha la capacità di generare energia elettrica dai Moduli FV: ogni singolo Modulo FV trasforma l’irraggiamento solare in energia elettrica, generata in forma di corrente continua.

Per il presente impianto si prevede l’impiego di moduli con tecnologia bifacciale, ovvero in grado di convertire in energia elettrica sia la radiazione diretta dal sole che la radiazione sul lato posteriore dei moduli stessi (prevalentemente radiazione diffusa e riflessa dal terreno).

I pannelli FV sono posizionati su strutture dedicate (inseguitori mono-assiali), che sono in grado di massimizzare l’irraggiamento dal quale è investito il pannello lungo l’arco dell’intera giornata, e collegati elettricamente in serie a formare una “stringa” di moduli.

L’energia prodotta dai moduli FV è raggruppata tramite collegamenti in cavo CC e quadri di parallelo stringa (o “string boxes”), e successivamente immessa negli inverter centralizzati che sono in grado di trasformare l’energia elettrica da corrente continua (CC) a corrente alternata (CA) in Bassa Tensione (BT). L’energia disponibile in corrente alternata BT verrà quindi trasformata dal trasformatore in Media Tensione (MT).

L’energia disponibile in corrente alternata MT verrà trasportata ad una cabina esistente, tramite collegamenti (cavi MT), dove verrà resa disponibile per l’immissione nella rete di distribuzione interna.

03	24-10-2023	Revisione dopo commenti
...
00	30-08-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

3.1 Dati generali di progetto

In Tabella 1 sono riportate le principali caratteristiche tecniche relative all'impianto in progetto.

Tabella 1 - Principali caratteristiche dell'impianto FV

Committente	SEA S.p.A.
Luogo di realizzazione - impianto FV - opere di connessione	Peschiera Borromeo (MI), Milano (MI) Peschiera Borromeo (MI), Milano (MI)
Superficie di interesse	8 Ha
Potenza di picco	5'272,80 kWp
Potenza in corrente alternata (*)	5'334 kVA (*)
Modalità connessione alla rete	Connessione in Media Tensione sotto POD esistente
Tensione di esercizio: Bassa tensione CC Bassa tensione CA Media Tensione	<1500 V 600V sezione generatore (inverter) 400/230 sezione ausiliari 15 kV
Strutture di sostegno	Tracker mono-assiali
Inclinazione piano dei moduli (tilt)	Tracker: 0° (rotazione Est/Ovest ±55°)
Angolo di azimuth	0°
N° moduli FV	8'788
N° inverter centralizzati	2
N° tracker mono-assiali	348 strutture
N° cabine di trasformazione BT/MT	2
Producibilità energetica attesa (1° anno)	9'243 MWh / anno 1'748 kWh/kWp

(*) pari alla somma della potenza apparente di tutti gli inverter previsti in impianto.

03	24-10-2023	Revisione dopo commenti
...
00	30-08-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

3.2 Inquadramento geografico

L'impianto fotovoltaico sarà realizzato nel territorio dei Comuni di Peschiera Borromeo e Milano, Città Metropolitana di Milano, ed è identificato dalle seguenti coordinate geografiche relative alla posizione baricentrica dell'impianto FV:

- 45.458165 N
- 9.265009 E

In Figura 1 è riportata la posizione del sito interessato su immagine satellitare.



Figura 1 – Inquadramento dell'impianto FV su immagine satellitare

3.3 Riferimenti Catastali

L'area all'interno della quale saranno realizzati l'impianto fotovoltaico interessa le seguenti particelle catastali:

- Comune di Milano (MI) – Foglio 448 – p.lla 31;
- Comune di Peschiera Borromeo (MI) – Foglio 10 – p.lla 4.

03	24-10-2023	Revisione dopo commenti
...
00	30-08-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

3.4 Inquadramento territoriale e urbanistico

L'area interessata dal progetto si trova all'interno del perimetro dell'aeroporto di Milano Linate.

Il sito si presenta completamente pianeggiante ed attualmente è incolto/inutilizzato.

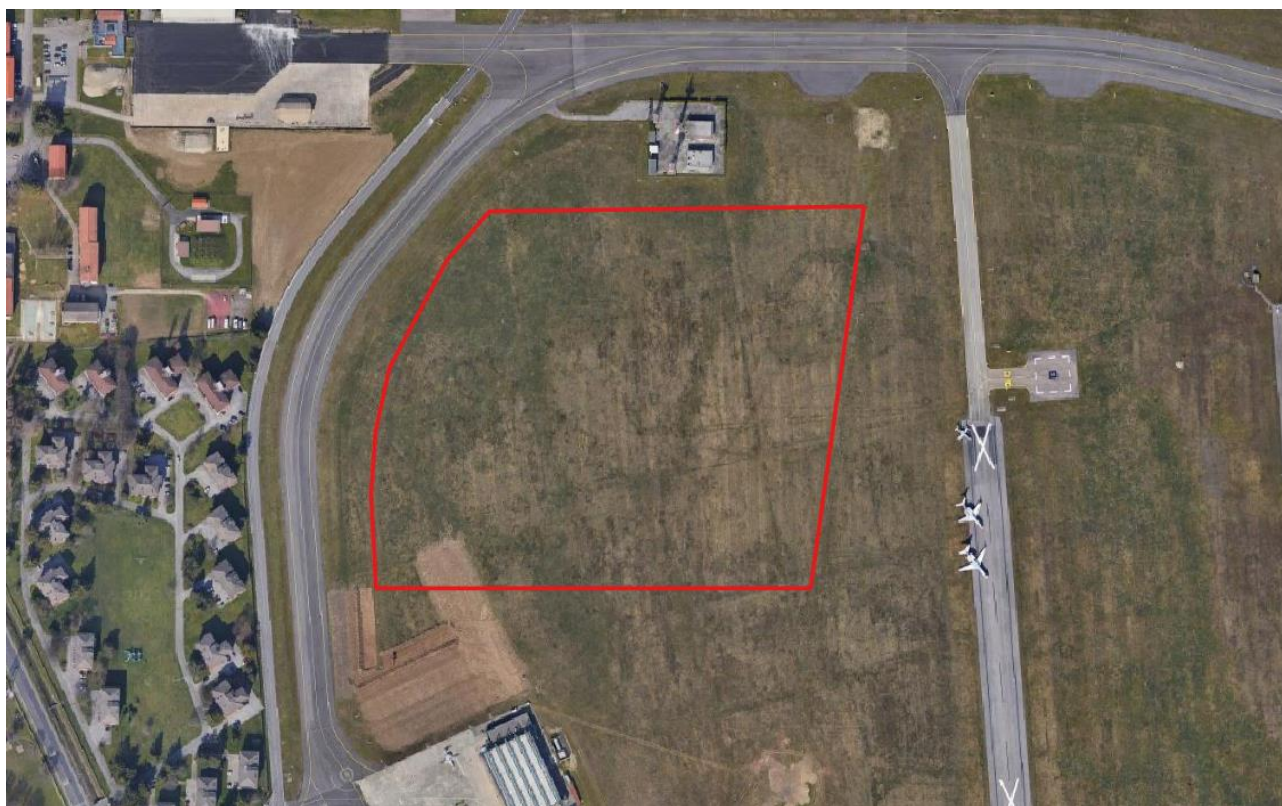


Figura 2 - Area di intervento su ortofoto

Il Piano di Governo del Territorio (PGT) del Comune di Milano, identifica l'area come "Infrastrutture per la mobilità ed il trasporto pubblico – Aeroporto".

Il Piano di Governo del Territorio (PGT) del Comune di Peschiera Borromeo, identifica l'area come "Attrezzature pubbliche e di interesse pubblico e generale".

Si riporta di seguito uno stralcio delle tavole dei rispettivi PGT con evidenziate le aree di intervento.

03	24-10-2023	Revisione dopo commenti
...
00	30-08-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

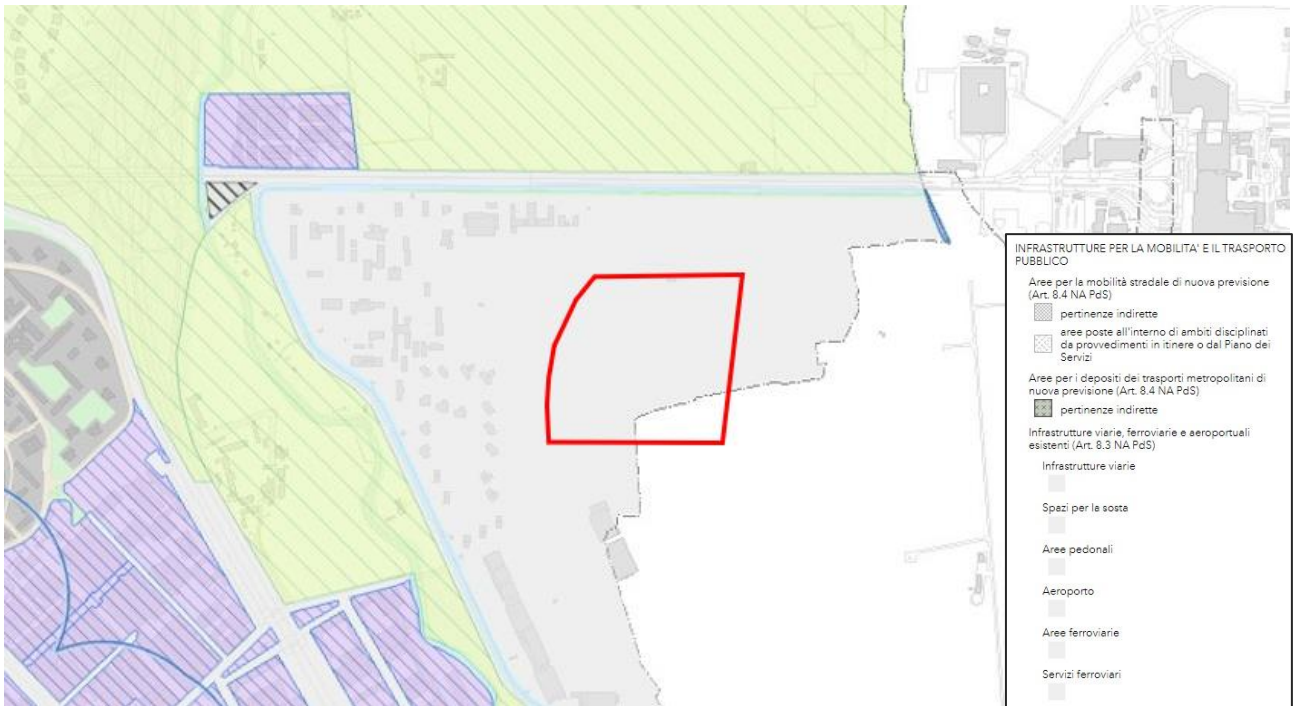


Figura 3 - Inquadramento del sito di intervento su PGT Milano (estratto tav. R02)

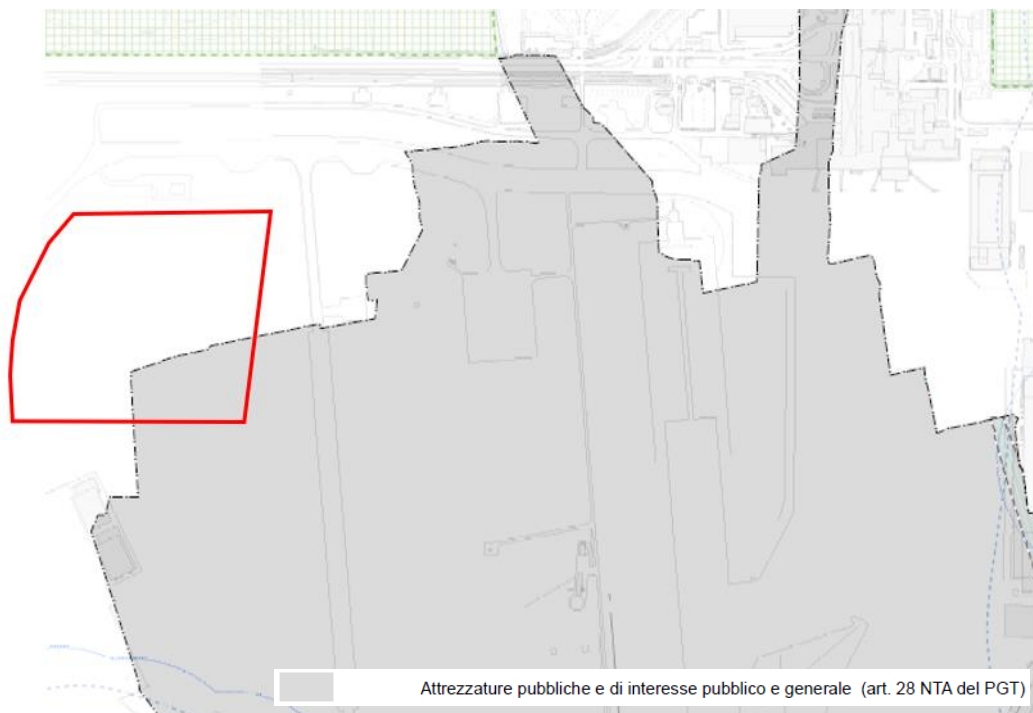


Figura 4 - Inquadramento del sito di intervento su PGT Peschiera Borromeo (estratto tav.1-3)

03	24-10-2023	Revisione dopo commenti
...
00	30-08-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

3.5 Inquadramento vincolistico

L'area oggetto della presente iniziativa progettuale non si trova all'interno di aree di aree vincolate né di aree fra quelle specificamente elencate e individuate dall'Allegato 3, lettera f), al decreto del Ministro dello sviluppo economico 10 settembre 2010.

Nello specifico non risultano interferenze con alcuna delle seguenti aree:

- Siti inseriti nella lista del patrimonio mondiale UNESCO;
- Zone all'interno di coni visuali la cui immagine è storicizzata;
- Zone situate in prossimità di parchi archeologici;
- Aree protette a livello regionale, nazionale;
- Rete Natura 2000 (SIC, ZSC, ZPS, Ramsar);
- IBA (Important Birds Area);
- PAI: aree soggette a rischio/pericolo idraulico/geomorfolofico;
- Vincolo idrogeologico;
- Aree agricole interessate da produzioni agricolo-alimentari di qualità (DOP / IGP / DOC / DOCG).

03	24-10-2023	Revisione dopo commenti
...
00	30-08-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

3.6 Configurazione impianto FV

L'impianto è composto da un singolo campo FV, una rete di elettrodotti interrati in Media Tensione che confluiscono in un unico punto costituito da una cabina in media tensione esistente.

La potenza nominale complessiva dell'impianto fotovoltaico, determinata dalla somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici, è pari a 5'272,80 kWp, mentre la potenza in immissione nella rete è determinata dalla somma delle potenze nominali degli inverter d'impianto ed è pari a 5'334 kW.

Entrambi i valori di potenza potranno subire variazioni in funzione di marca/modello dei componenti che verranno selezionati in fase di progettazione esecutiva in funzione delle effettive disponibilità di mercato, ad ogni modo la potenza di picco dovrà avere un valore il più prossimo possibile a 5'200 kWp.

All'interno dell'area di impianto saranno installate due cabine di trasformazione, ciascuna di esse contenenti il trasformatore di potenza MT/BT, nonché il quadro di Media Tensione e gli inverter.

Per l'impianto FV in oggetto si prevede l'utilizzo di inverter centralizzati, a ciascuno dei quali possono essere collegate fino ad un massimo di 12 cassette di stringa (o "string box"). A sua volta, ogni cassetta di stringa può ricevere in input un massimo di 14 stringhe di moduli fotovoltaici.

È opportuno sottolineare come, in fase di progettazione esecutiva ed in accordo con la committenza, potrà eventualmente essere implementata un'architettura d'impianto che preveda l'utilizzo di inverter di stringa.

I moduli fotovoltaici, realizzati con tecnologia bi-facciale in silicio mono-cristallino di tipo n ad elevata efficienza, saranno collegati elettricamente in serie a formare stringhe da 26 moduli, e posizionati su strutture ad inseguimento solare mono-assiale, in configurazione a singola fila con modulo disposto verticalmente (configurazione 1-P).

L'utilizzo di tracker consente la rotazione dei moduli FV attorno ad un unico asse orizzontale avente orientazione Nord-Sud, al fine di massimizzare la radiazione solare captata dai moduli stessi e conseguentemente la produzione energetica del generatore FV.

03	24-10-2023	Revisione dopo commenti
...
00	30-08-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

3.7 Definizione del layout

Il layout dell'impianto FV è stato definito al fine di ottimizzare lo sfruttamento della radiazione solare incidente e conseguentemente massimizzare la produzione energetica dell'impianto.

La disposizione delle strutture di sostegno dei moduli FV, degli inverter e delle cabine è stata progettata in maniera tale da:

- Rispettare i confini dei terreni disponibili così come indicati dalla committenza;
- Non interferire con infrastrutture interraste esistenti (quali condotte idriche e linee elettriche) dalle quali è stato mantenuto un buffer cautelativo pari a 10m;
- Non interferire con potenziali nuovi manufatti edilizi previsti nel piano di sviluppo dell'aeroporto (fabbricati e/o piste di rullaggio) così come indicate dalla Committenza;
- Minimizzare ombreggiamenti reciproci tra i filari di moduli FV, regolando opportunamente la posizione delle strutture di sostegno ovvero la distanza tra le stesse.



Figura 5 - Layout d'impianto

03	24-10-2023	Revisione dopo commenti
...
00	30-08-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

3.8 Opere di connessione con la rete elettrica

Come già menzionato in precedenza, l'impianto fotovoltaico sarà connesso alla rete di distribuzione in media tensione esistente interna all'aeroporto.

Dalle cabine di trasformazione dell'impianto FV si dipartirà una linea MT interrata che andrà ad intercettare il percorso di un'altra linea MT interrata esistente, procedendo in parallelismo con quest'ultima fino ad una cabina MT ubicata a Sud rispetto all'area d'impianto.

Presso tale cabina verrà posizionato il pulsante di sgancio di emergenza in grado di sezionare l'intero generatore FV e di interrompere la generazione di energia dell'impianto fotovoltaico.

Sarà opportuno inoltrare al Gestore della rete di distribuzione una richiesta di connessione al fine di consentire l'inserimento dell'impianto di produzione in corrispondenza di un POD esistente.

3.9 Impatto ambientale

Saranno di seguito valutate le componenti ambientali che potrebbero essere interessate dall'esercizio dell'impianto fotovoltaico stesso. Si sottolinea come la conversione dell'energia solare in energia elettrica tramite tecnologia fotovoltaica ha caratteristiche che la rendono una tra le tecnologie di generazione di energia elettrica a minor impatto ambientale.

In sintesi gli impatti derivanti dall'esercizio si limitano all'occupazione di suolo e ad una alterazione del paesaggio percepito; entrando più nel dettaglio si analizzano le principali componenti interessate in relazione all'opera proposta.

Atmosfera

In fase di esercizio l'impianto non genererà alcuna emissione di tipo aeriforme in atmosfera e l'incremento di temperatura in prossimità dei moduli FV non sarà di entità tale da creare isole di calore o modificare le temperature medie della zona, ciò in considerazione della distanza dei moduli FV dal suolo e della significativa distanza (interlinea) tra le strutture di sostegno, pari a 5m; di contro, tramite l'utilizzo dei pannelli fotovoltaici, sarà possibile produrre energia senza emissioni di CO₂ (impatto positivo).

Acque

Non verrà alterata la regimentazione delle acque superficiali in quanto la periodica rotazione dei moduli FV intorno al proprio asse comporta la riduzione della proiezione sul suolo dei moduli stessi, minimizzando la porzione di terreno effettivamente "coperta" e scongiurando qualsiasi effetto di impermeabilizzazione del suolo).

L'architettura del presente impianto fotovoltaico quindi permetterà complessivamente il mantenimento dell'afflusso meteorico pre-esistente e le piogge avranno la possibilità di infiltrarsi nel terreno tra le stringhe.

Vegetazione/fauna

I potenziali impatti su vegetazione ed ecosistemi riguardano esclusivamente l'occupazione e la copertura del suolo. Essendo l'area in oggetto interna all'aeroporto ed interamente recintata, si ritiene pressochè nullo tale impatto.

03	24-10-2023	Revisione dopo commenti
...
00	30-08-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

Suolo/sottosuolo

Il progetto non comporterà impatti negativi né sul suolo né sul sottosuolo. Infatti non sono previste modificazioni significative della morfologia e della funzione dei terreni interessati. Non è prevista alcuna modifica della stabilità dei terreni né della loro natura in termini di erosione, compattazione, impermeabilizzazione o alterazione della tessitura e delle caratteristiche chimiche. Sia le strutture degli inseguitori che la recinzione saranno infisse direttamente nel terreno, e per il riempimento degli scavi necessari (cavidotti) si riutilizzerà il terreno asportato e materiale di cava (sabbia).

Campi elettromagnetici

I campi elettromagnetici generati dalle apparecchiature dell'impianto fotovoltaico nel suo esercizio sono circoscritti in limitate porzioni di territorio.

Come dimostrato nell'elaborato dedicato, relativamente ai campi magnetici si è dimostrato che gli unici punti in cui si "può" riscontrare un valore superiore a $3 \mu\text{T}$ è solo in corrispondenza della cabina di consegna contenente il trasformatore (per un massimo di 2 metri di fascia), che sono in area protetta e chiusa a chiave. Si esclude quindi la presenza di recettori sensibili entro le fasce descritte sopra. In relazione allo studio effettuato si soddisfa quindi l'obiettivo qualità fissato dal DPCM 8/08/2003.

Rumore

Nella fase di esercizio l'impianto non avrà di fatto emissioni rilevabili se non nell'immediato intorno delle cabine di trasformazione. Considerata l'elevata rumorosità dell'area si ritiene tale impatto nullo.

03	24-10-2023	Revisione dopo commenti
...
00	30-08-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

3.10 Producibilità energetica

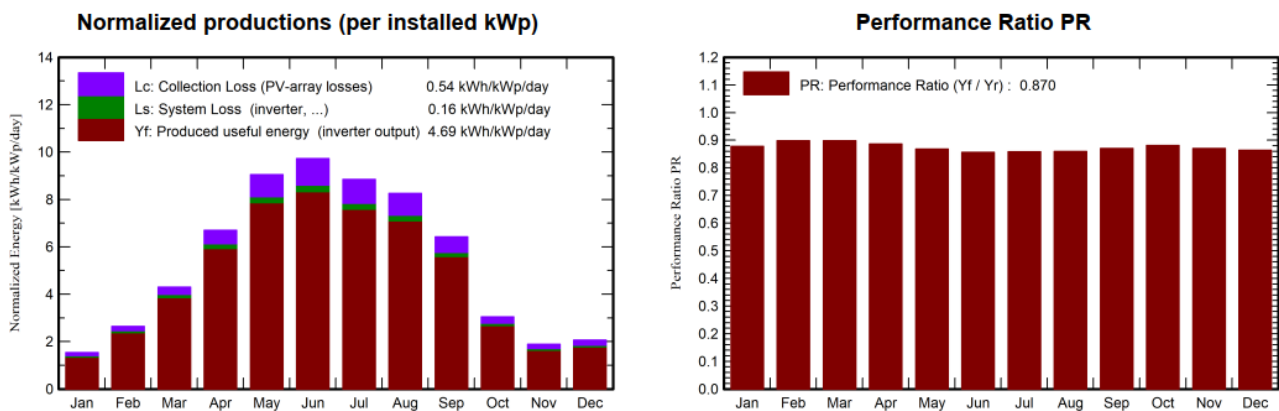
Al fine di stimare la producibilità energetica annua dell'impianto FV è stato utilizzato il software PVsyst (versione 7.4.0), software di riferimento per il settore fotovoltaico, diffusamente utilizzato e riconosciuto a livello internazionale come valido strumento per questo genere di simulazioni.

La disponibilità di radiazione solare costituisce il fattore di maggior rilevanza per conseguire una elevata produzione energetica e garantire la sostenibilità economica dell'iniziativa progettuale. Nella presente analisi, sono stati utilizzati i dati di radiazione solare contenuti nel database PVGIS, aggiornati alla data di stesura del progetto definitivo per la seguente località geografica:

- Monluè: 45.46° N 9,26° E

In considerazione dell'orografia del sito considerato è stato possibile escludere la presenza di ombreggiamenti localizzati.

Nella seguente tabella viene riportato l'andamento mensile della radiazione solare incidente sul piano dei moduli FV, considerando la configurazione impiantistica adottata per il presente impianto FV con particolare riferimento alla sezione con tracker (sezione più ampia):



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	36.9	22.66	2.96	47.6	42.6	0.231	0.221	0.877
February	57.8	30.45	2.29	74.0	67.6	0.365	0.352	0.899
March	102.5	46.19	7.33	133.3	124.2	0.655	0.633	0.898
April	156.7	66.66	13.65	200.9	188.9	0.973	0.942	0.887
May	213.8	72.35	19.20	280.7	265.8	1.332	1.290	0.869
June	223.1	68.15	23.88	291.9	276.9	1.366	1.322	0.857
July	213.7	70.69	24.36	274.4	259.9	1.286	1.246	0.858
August	190.4	56.78	23.25	256.1	242.6	1.203	1.165	0.860
September	141.2	45.75	18.24	192.6	181.3	0.916	0.887	0.871
October	72.7	38.85	12.96	94.4	86.9	0.455	0.440	0.881
November	42.2	21.42	6.64	56.7	50.9	0.272	0.261	0.870
December	46.0	19.94	3.55	63.9	56.6	0.303	0.292	0.864
Year	1496.9	559.89	13.25	1966.6	1844.2	9.356	9.050	0.870

03	24-10-2023	Revisione dopo commenti
...
00	30-08-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

Nel software PVSyst è stata quindi riprodotta la configurazione d’impianto adottata, inserendo informazioni geometriche relative alla disposizione dei moduli FV sulle relative strutture di sostegno e degli inseguitori mono-assiali all’interno dei terreni, nonché le caratteristiche tecniche dei principali componenti d’impianto (moduli FV ed inverter in primis).

Sulla base delle informazioni di input sopra menzionate, in termini di disponibilità di radiazione solare, caratteristiche ambientali del sito analizzato, e caratteristiche dei componenti, il software è in grado di stimare le principali voci di perdita energetica che vengono riscontrate durante il reale funzionamento dell’impianto FV.

Di seguito si riporta un elenco delle principali voci di perdite energetiche, suddivise per sezione:

- Perdite per ombreggiamento: 1,96% - ovvero le perdite causate dall’ombreggiamento reciproco tra i filari di moduli FV. Si evidenzia come i sistemi di inseguimento solare mono-assiale utilizzati per il presente progetto implementino la strategia di inseguimento solare con “back-tracking”, che verrà descritta più in dettaglio nel prosieguo della presente relazione, in grado di minimizzare tale voce di perdita;
- Perdite per sporcamento: 3,00% - tale coefficiente di perdite tiene conto dell’inevitabile deposizione di sporcizia sulla superficie frontale dei moduli FV (polvere, foggliame, etc.) con inevitabile periodica diminuzione della produzione energetica;
- Perdite causate dalla temperatura: 3,09% - perdite causate dall’inevitabile decadimento delle prestazioni dei moduli FV durante il funzionamento a temperature superiori di 25°C, temperatura Standard di riferimento alla quale è determinata l’efficienza nominale di un modulo FV;
- Perdite per mismatch: 2,15% - ovvero le perdite causate dalle caratteristiche elettriche non perfettamente identiche dei moduli FV;
- Perdite elettriche di distribuzione CC/CA – 1,1% – ovvero le perdite sui cavi DC;
- Perdite elettriche nella trasformazione rete MT – perdite nel ferro totali 0,1% @STC e perdite nel rame totali 1,1%;
- Il consumo dei servizi ausiliari – 3W/kW – voce nella quale rientrano i consumi di: sistemi ausiliari di cabina, sistema di videosorveglianza, sistema di tracker, etc.

La producibilità energetica dell’impianto così stimata risulta essere pari a **9,04 GWh/anno**, per il primo anno, ovvero **1'711 kWh/kWp**, con un rendimento atteso pari a circa 87%.

L’energia attesa prodotta negli anni successivi al primo dovrà tener conto: della perdita di prestazioni del modulo FV (pari a -1% il primo anno e -0,5%/anno per i successivi – vedere data sheet), della disponibilità dell’impianto che diminuisce con il passare degli anni per effetto di rotture e guasti dei vari componenti.

03	24-10-2023	Revisione dopo commenti
...
00	30-08-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

3.10.1 Risparmio combustibile ed emissione evitate

In questa sezione si vuole indicare calcolare l'impatto che questo progetto ha dal punto di vista di miglioramento ambientale

Il dato da cui partire per il calcolo di questi kg parte dal valore stimato di produzione di energia elettrica calcolato nel precedente paragrafo e pari a

9'050 MWh nel primo anno

Come riportato anche precedente paragrafo, l'energia attesa prodotta negli anni successivi al primo dovrà tener conto: della perdita di prestazioni del modulo FV (pari a -1% il primo anno e -0,45%/anno per i successivi – vedere data sheet), della disponibilità dell'impianto che diminuisce con il passare degli anni per effetto di rotture e guasti dei vari componenti.

I benefici ambientali si calcolano come risparmio di combustibile ed emissioni evitate in atmosfera.

Il risparmio di combustibile si misura come energia primaria, ovvero Tonnellate Equivalenti di Petrolio (TEP); si utilizza il fattore di conversione:

0,0116 TEP/MWh

E quindi i TEP risparmiati annui sono pari a:

$9'050 \text{ MWh} \times 0,0116 \text{ TEP/MWh} = 104,98 \text{ TEP nel primo anno}$

Calcoliamo le emissioni evitate in atmosfera di CO₂, SO₂, NO₂:

CO₂ → $9'050 \text{ MWh} \times 0,483 \text{ t/MWh} = 4371,1 \text{ t nel primo anno}$

SO₂ → $9'050 \text{ MWh} \times 0,0014 \text{ t/MWh} = 12,6 \text{ t nel primo anno}$

NO₂ → $9'050 \text{ MWh} \times 0,0019 \text{ t/MWh} = 17,2 \text{ t nel primo anno}$

03	24-10-2023	Revisione dopo commenti
...
00	30-08-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

4 Caratteristiche tecniche dei principali componenti d'impianto

Nei seguenti paragrafi sono riportate le caratteristiche tecniche dei principali componenti d'impianto, ed in particolare:

- Moduli fotovoltaici;
- Strutture di sostegno: inseguitori mono-assiali (tracker);
- Cabine di trasformazione, con descrizione di:
 - o Inverter;
 - o Trasformatore MT/BT;
 - o Quadro MT;
- Collegamenti, suddivisi in:
 - o Cavi BT;
 - o Cavi MT.

Si ribadisce che tipologia/taglia/produttore/modello dei principali componenti d'impianto potrà subire variazioni in accordo con la Committenza, rispettando tuttavia i requisiti minimi delineati nel prosieguo del documento.

03	24-10-2023	Revisione dopo commenti
...
00	30-08-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

4.1 Moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici selezionati per il dimensionamento dell'impianto e per la redazione del presente progetto sono realizzati dal produttore JA Solar, modello JAM72D40, e presentano una potenza nominale a STC² pari a 600 Wp.

Ciascun modulo è composto da 144 mezze-celle realizzate in silicio mono-cristallino ad elevata efficienza, vetro frontale e posteriore temprato ad elevata trasparenza e dotato di rivestimento anti-riflesso, cornice in alluminio, per una dimensione complessiva pari a 2'333 x 1'134 x 30 mm ed un peso pari a 32,5 kg.

Tali moduli fotovoltaici presentano caratteristiche tecniche innovative, di cui si riportano le principali:

- tecnologia bifacciale: le celle fotovoltaiche realizzate tramite questa innovativa tecnologia costruttiva sono in grado di convertire in energia elettrica la radiazione incidente sul lato posteriore del modulo FV. L'incremento di energia generata rispetto ad un analogo modulo tradizionale/monofacciale è dipendente da molti fattori, primo fra tutti l'albedo³ del terreno, e può raggiungere fino a +25% in casi particolarmente favorevoli. Nel caso del presente impianto, in considerazione delle caratteristiche del terreno e delle condizioni installative dei moduli FV, si ritiene conseguibile un guadagno in termini di energia prodotta compreso tra +5% e +10%, come peraltro confermato da svariate pubblicazioni scientifiche a livello internazionale⁴;
- Layout costruttivo con "mezze-celle": ciascun modulo sarà costituito da 144 "mezze celle FV", collegate elettricamente tra loro. La divisione in due di ciascuna cella FV consente di ridurre la corrente foto-generata da ciascuna di esse, comportando una diminuzione delle perdite resistive (direttamente proporzionali all'entità della corrente stessa) e conseguentemente un incremento di efficienza della cella stessa;
- Collegamento elettrico delle celle FV tramite tecnologia "multi-busbar" in grado di ridurre ulteriormente le perdite resistive, minimizzando l'entità della corrente trasportata dalla singola busbar
- Celle fotovoltaiche realizzate in silicio mono-cristallino di tipo "n" resistenti al LID ("Light Induced Degradation", ovvero il degrado causato dalla prima esposizione alla luce solare).

Questi ed altri accorgimenti consentono di raggiungere un elevato valore di efficienza di conversione della radiazione solare in energia elettrica, pari a 22.7% per il modulo FV previsto nel presente impianto.

In Tabella 2 vengono riportate le principali caratteristiche elettriche del modulo FV considerato.

² STC - Standard Test Conditions: irraggiamento solare 1000 W/m², temperatura modulo FV 25°C, Air Mass 1,5

³ Rappresenta la frazione di radiazione solare incidente su una superficie che è riflessa in tutte le direzioni. Essa indica dunque il potere riflettente di una superficie.

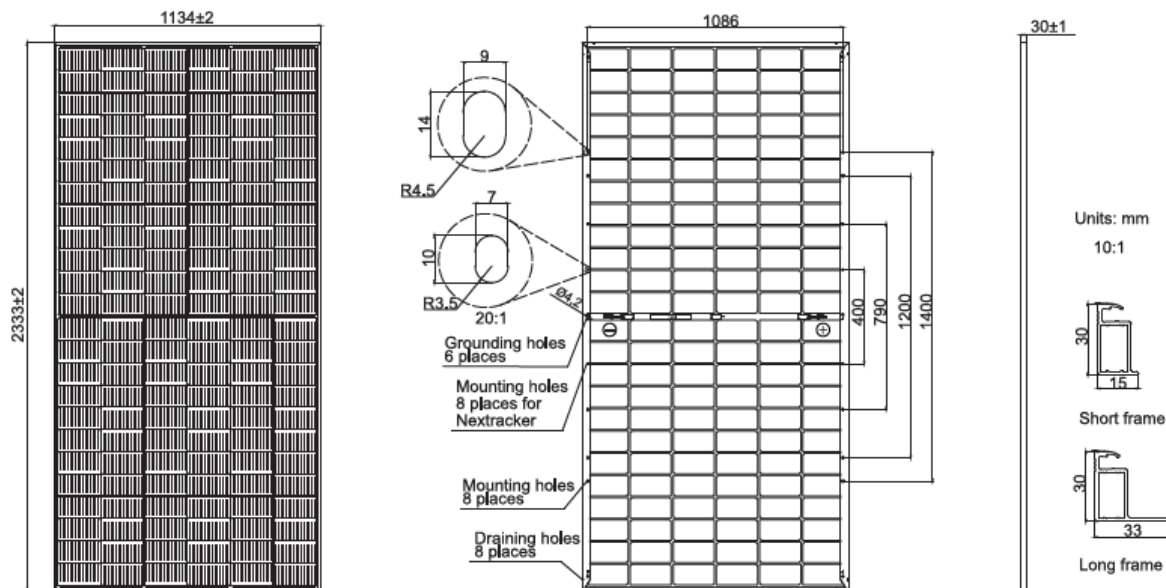
⁴ "bifiPV2020 Bifacial Workshop: A Technology Overview" – E.Urrajola et al. – BifiPV 2020 Workshop"

03	24-10-2023	Revisione dopo commenti
...
00	30-08-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

Tabella 2 - Caratteristiche tecniche dei moduli fotovoltaici

Modello modulo FV	JAM72D40 600 Wp
Potenza massima [Wp]	600
Tensione alla massima potenza – Vmpp [V]	43.76
Corrente alla massima potenza – Impp [A]	13.71
Tensione di circuito aperto – Voc [V]	52.40
Corrente di corto circuito – Isc [A]	14.48
Efficienza nominale a STC [%]	22.7%
Temperatura di funzionamento [°C]	-40 – +85
Tensione massima di sistema [V]	1500 (IEC)
Corrente massima fusibili [A]	30
Coefficiente di temperatura - Pmax	-0.30%/°C
Coefficiente di temperatura - Voc	-0.26%/°C
Coefficiente di temperatura - Isc	0.046%/°C

Di seguito si riporta invece un estratto dal datasheet del modulo FV selezionato riportante le principali caratteristiche costruttive ed elettriche.



Ogni modulo FV è accessorato con due cavi 4mmq e relativi connettori tipo MC4, per il collegamento con altri moduli FV e/o cavi DC di stringa. Si prevede di realizzare stringhe costituite da 26 moduli FV collegati elettricamente in serie per i moduli installati sui tracker mono-assiali.

Si ritiene opportuno sottolineare come la scelta definitiva del produttore/modello del modulo fotovoltaico da installare sarà effettuata in fase di progettazione esecutiva, sulla base delle attuali condizioni di mercato nonché delle effettive disponibilità di moduli FV da parte dei produttori.

Le caratteristiche dovranno essere comunque simili ed equivalenti a quelle del modulo FV precedentemente descritto (produttore Tier 1, silicio monocristallino n-type, modulo FV con tecnologia bifacciale).

03	24-10-2023	Revisione dopo commenti
...
00	30-08-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

4.2 Inseguitori mono-assiali (tracker)

Per il presente progetto si prevede l'impiego di strutture di sostegno ad inseguimento mono-assiale, nello specifico si prevede l'installazione di 328 strutture 1Px26 e 20 strutture 1Px13.

Le strutture ad inseguimento mono-assiale (tracker) consentono la rotazione dei moduli stessi attorno ad un singolo asse, orizzontale ed orientato Nord-Sud, in maniera tale da variare il proprio angolo di inclinazione fino ad un limite massimo di $\pm 55^\circ$ ed "inseguire" la posizione del Sole nel corso di ogni giornata. L'inseguimento solare Est/Ovest consente di mantenere i moduli FV il più possibile perpendicolari ai raggi solari, massimizzando la superficie utile esposta al sole e di conseguenza la radiazione solare captata dai moduli stessi per essere convertita in energia elettrica. Il guadagno in termini di produzione energetica, rispetto ai tradizionali impianti FV realizzati con strutture ad inclinazione fissa, è stimabile nel range $+10 \div +20 \%$.



Figura 6 - immagine esemplificativa di inseguitori mono-assiali in configurazione 1P

Tutti gli elementi di cui è composto il tracker (pali di sostegno, travi orizzontali, giunti di rotazione, elementi di supporto e fissaggio dei moduli, ecc.) saranno realizzati in acciaio galvanizzato a caldo.

Tali strutture di sostegno vengono infisse nel terreno mediante battitura dei pali montanti, o in alternativa tramite avvvitamento, per una profondità indicativamente pari a 1,5m. L'effettiva profondità di infissione sarà determinata in fase di progettazione esecutiva sulla base di opportune analisi e prove da effettuare in sito.

Non è quindi prevista la realizzazione di fondazioni in cemento o altri materiali per le strutture di sostegno dei moduli FV.

L'altezza dei pali di sostegno è stata determinata in maniera tale che la distanza tra il bordo inferiore dei moduli FV ed il piano di campagna sia non inferiore a 0,80 m (alla massima inclinazione dei moduli). Ciò comporta che la massima altezza raggiungibile dai moduli FV sia pari a 2.70 m, sempre alla massima inclinazione.

03	24-10-2023	Revisione dopo commenti
...
00	30-08-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

Tabella 3 - Caratteristiche tecniche degli inseguitori mono-assiali

Tipologia di sistema ad inseguimento	Singolo asse orizzontale con backtracking
Angolo di azimuth	0°
Angolo di rotazione	±55°
Configurazione	26 moduli FV in configurazione portrait (13 in caso di "mezze" strutture)
Tipologia fondazioni	pali infissi nel terreno
Alimentazione elettrica	Autoalimentati tramite moduli FV dedicato
Grado di protezione	IP 55
Temperatura di funzionamento	-10°C ÷ +55°C
Altitudine massima	2000 m a.s.l.
Inclinazione massima del terreno	≤15° Nord-Sud, illimitata Est/Ovest

La movimentazione dei sistemi ad inseguimento solare è effettuata da motori elettrici controllati da apposite schede di controllo. L'algoritmo di movimentazione è basato su un calendario astronomico e sarà dotato della tecnologia "backtracking". Tale tecnologia consiste nel controllo e verifica che ogni fila di moduli FV non crei ombreggiamento a quella successiva. Quando l'altezza del sole rispetto all'orizzonte si riduce, in particolare durante le prime/ultime ore della giornata, il mutuo ombreggiamento tra i filari di moduli potrebbe ridurre sensibilmente l'output energetico. Il sistema ad inseguimento è in grado di far ruotare i moduli FV nel senso opposto rispetto all'andamento del sole, riducendo la superficie esposta al sole ma nel contempo evitando il rischio che si verifichino mutui ombreggiamenti.

La distanza tra gli inseguitori (solitamente denominata *pitch*) per il presente progetto è pari a 6 m, al fine di ottimizzare la produzione energetica e consentire il passaggio dei mezzi necessari per le operazioni di manutenzione e pulizia moduli FV.

Le schede di controllo effettueranno il monitoraggio dei principali parametri operativi degli inseguitori, in primis posizione e velocità del vento, al fine di verificarne il corretto funzionamento e di posizionarli automaticamente in posizione di sicurezza in caso di velocità del vento particolarmente elevate per evitare eventuali danni alle strutture.

Sarà infine possibile posizionare in maniera automatica gli inseguitori ad una inclinazione idonea per consentirne l'ispezione ai fini di manutenzione nonché per effettuare il lavaggio periodico dei moduli fotovoltaici.

Si ritiene opportuno sottolineare come la scelta definitiva del produttore/modello dell'inseguitore monoassiale da installare sarà effettuata in fase di progettazione esecutiva, sulla base delle attuali condizioni di mercato.

Le caratteristiche dovranno essere comunque simili ed equivalenti a quelle del tracker precedentemente descritto (tracker mono-assiale 1-P, autoalimentato).

03	24-10-2023	Revisione dopo commenti
...
00	30-08-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

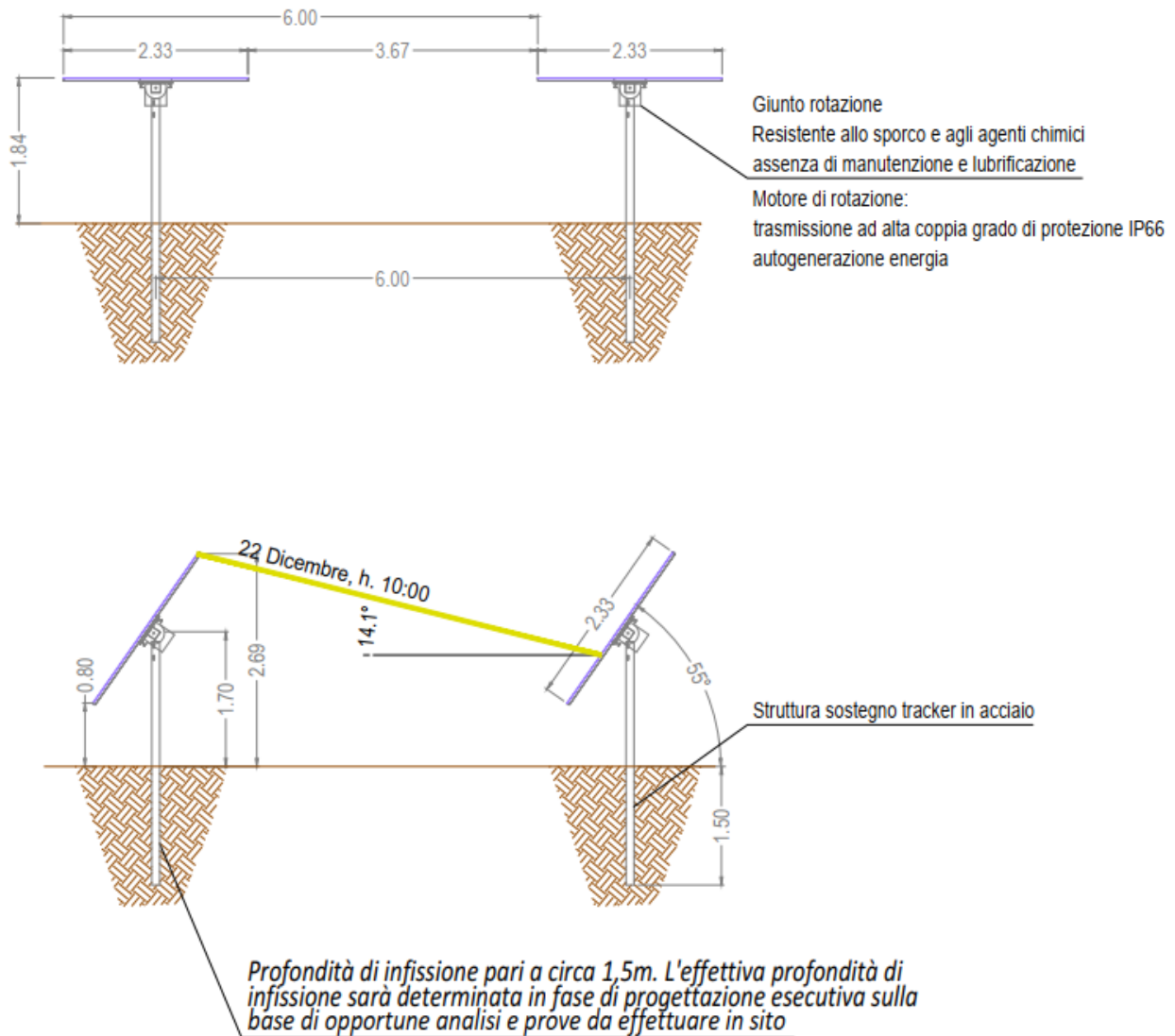


Figura 7 - Inseguitori mono-assiali: modalità di installazione e principali quotature

Per ulteriori dettagli costruttivi e quotature si rimanda allo specifico elaborato grafico.

03	24-10-2023	Revisione dopo commenti
...
00	30-08-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

4.3 Casette di parallelo stringa (string boxes)

Le cassette di parallelo stringa (denominate comunemente “string boxes”) hanno il compito di raccogliere l’energia generata dai moduli fotovoltaici e convogliarla verso gli inverter di impianto, proteggendo elettricamente le stringhe di moduli ad esse afferenti.

Esse sono realizzate in vetro-resina in modo da garantire una classe di isolamento II ed ubicate in posizione baricentrica rispetto alle relative stringhe fotovoltaiche, installate in un apposito chiosco in grado di proteggerle dall’esposizione diretta alla radiazione solare. Nella seguente tabella sono riportate le loro principali caratteristiche.

Input	< 16 stringhe
Fusibili	25A gPV – 1’500V
Scaricatore sovratensione	I+II
Classe di Isolamento	II
Grado di protezione	IP 65
Dimensioni	620x822x325 mm
Peso	30 kg
Temperatura di funzionamento	-10...+55°C



Figura 8 - Immagine esemplificativa di una string box

03	24-10-2023	Revisione dopo commenti
...
00	30-08-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

4.4 Cabina di trasformazione

All'interno dell'area di impianto, in posizione baricentrica rispetto alle stringhe di moduli FV, saranno ubicate le cabine di trasformazione, realizzate su strutture di tipo skid, principalmente costituite da:

- Inverter centralizzato;
- Trasformatore AT/BT;
- Quadro di Media tensione;
- Quadro BT: quadro ausiliari, UPS.

Lo scopo di dette cabine è di ricevere la potenza elettrica in corrente continua BT proveniente dalle cassette di parallelo stringa (string boxes) ubicate in campo, convertirla in corrente alternata e innalzarne il livello di tensione da BT a MT (da 600 V a 15 kV), collegarsi alla rete di distribuzione MT del campo al fine di veicolare l'energia generata verso la cabina di consegna. In Figura 9 è riportato un layout preliminare di ciascuna cabina di trasformazione, nella quale è riportato il posizionamento dei principali componenti.



Figura 9 - Layout preliminare cabina di trasformazione in configurazione skid

Le cabine potranno essere costituite da strutture aperte di tipo skid (con dimensioni approssimative pari a 6,06 x 2,44 m x 2,90 m e peso pari a circa 18 t, trasportabili in un container marino Hi-Cube da 20") o direttamente in soluzione containerizzata, realizzate per garantire un grado di protezione dagli agenti atmosferici esterni pari a IP54.

Le cabine saranno situate in posizione baricentrica rispetto cassette di stringa ad essa afferenti, al fine di minimizzare la lunghezza dei cavidotti in bassa tensione e posate su apposite fondazioni in calcestruzzo tali da garantirne la stabilità, e nelle quali saranno predisposti gli opportuni cavedi e tubazione per il passaggio dei cavi di potenza e segnale.

Presso ciascuna cabina verrà posizionato un pulsante di sgancio di emergenza in grado di sezionare l'intero generatore FV e di interrompere la generazione di energia dell'impianto fotovoltaico.

03	24-10-2023	Revisione dopo commenti
...
00	30-08-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

4.4.1 Inverter

Per il presente progetto è previsto l'impiego di inverter centralizzati SMA, modello Sunny Central 2660 UP.



Figura 10 - Inverter centralizzato SMA Sunny Central

I valori della tensione e della corrente di ingresso di questo inverter sono compatibili con quelli delle stringhe di moduli FV ad esso afferenti, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita (600 V – 50 Hz) sono compatibili con quelli della rete alla quale viene connesso l'impianto.

Gli inverter avranno in ingresso i cavi DC provenienti dagli SB; ogni inverter è in grado di ricevere fino a 18 input; ciascun ingresso in corrente continua sarà protetto tramite un fusibile dedicato mentre la sezione in corrente alternata sarà protetta tramite interruttore.

Gli inverter, aventi grado di protezione IP 54, saranno installati direttamente sulla struttura skid in configurazione "outdoor" e risultano adatti ad operare nelle condizioni ambientali che caratterizzano il sito di installazione dell'impianto FV (intervallo di temperatura ambiente operativa: -10...+55 °C).

L'uscita in corrente alternata di ciascun inverter sarà collegata direttamente al circuito secondario del trasformatore di potenza BT/MT installato nel rispettivo skid.

Ciascun inverter è in grado di monitorare, registrare e trasmettere automaticamente i principali parametri elettrici in corrente continua ed in corrente alternata. L'inverter selezionato è conforme alla norma CEI 0-16.

In Tabella 4 si riportano le principali caratteristiche tecniche dell'inverter selezionato. Si ritiene opportuno sottolineare che la scelta definitiva del produttore/modello dell'inverter sarà effettuata in fase di progettazione esecutiva, sulla base delle attuali condizioni di mercato nonché delle effettive disponibilità da parte dei produttori. In accordo con la committenza, potrà essere eventualmente adottata anche un'architettura d'impianto con inverter di stringa.

03	24-10-2023	Revisione dopo commenti
...
00	30-08-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

Technical Data	Sunny Central 2660 UP	Sunny Central 2800 UP
DC side		
MPP voltage range V_{DC} (at 35 °C / at 50 °C)	880 V to 1325 V / 1100 V	921 V to 1325 V / 1100 V
Min. DC voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, start}$	849 V / 1030 V	891 V / 1071 V
Max. DC voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V
Max. DC current $I_{DC, max}$ / with DC coupling	3200 A / 4800 A	3200 A / 4800 A
Max. short-circuit current $I_{DC, sc}$	8400 A	8400 A
Number of DC inputs	Busbar with 26 connections per terminal, 24 double pole fused (32 single pole fused)	
Number of DC inputs with optional DC battery coupling	18 double pole fused (36 single pole fused) for PV and 6 double pole fused for batteries	
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²	
Integrated zone monitoring	○	
Available PV fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Available battery fuse size (per input)	750 A	
AC side		
Nominal AC power at $\cos \varphi = 1$ (at 35 °C / at 50 °C)	2667 kVA / 2400 kVA	2800 kVA / 2520 kVA
Nominal AC active power at $\cos \varphi = 0.8$ (at 35 °C / at 50 °C)	2134 kW / 1920 kW	2240 kW / 2016 kW
Nominal AC current $I_{AC, nom}$ (at 35 °C / at 50 °C)	2566 A / 2309 A	2566 A / 2309 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range ^{1) 4)}	600 V / 480 V to 720 V	630 V / 504 V to 756 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ⁵⁾	> 2	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ^{6) 10)}	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Efficiency		
Max. efficiency ²⁾ / European efficiency ²⁾ / CEC efficiency ³⁾	98.8% / 98.6% / 98.4%	98.8% / 98.6% / 98.4%
Protective Devices		
Input-side disconnection point	DC load break switch	
Output-side disconnection point	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I & II	
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I & II	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○	
Insulation monitoring	○	
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP54 / IP34 / IP34	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	2815 / 2318 / 1588 mm (110.8 / 91.3 / 62.5 inch)	
Weight	< 3400 kg / < 7500 lb	
Self-consumption (max. ⁴⁾ / partial load ⁵⁾ / average ²⁾)	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 370 W	
Internal auxiliary power supply	○ Integrated 8.4 kVA transformer	
Operating temperature range ⁶⁾	-25 °C to 60 °C / -13 °F to 140 °F	
Noise emission ⁷⁾	63.0 dB(A)	
Temperature range (standby)	-40 °C to 60 °C / -40 °F to 140 °F	
Temperature range (storage)	-40 °C to 70 °C / -40 °F to 158 °F	
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month/year) / 0% to 95%	
Maximum operating altitude above MSL ⁸⁾ 1000 m / 2000 m ¹¹⁾ / 3000 m ¹¹⁾	● / ○ / ○ ● / ○ / -	
Fresh air consumption	6500 m ³ /h	
Features		
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)	
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)	
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004	
Supply for external loads	○ (2.5 kVA)	
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, AR-N 4110, IEE1547, UL 840 Cat. IV, Arrêté du 23/04/08	
EMC standards	IEC 55011, FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
● Standard features ○ Optional – not available		
Type designation	SC 2660 UP	SC 2800 UP

Tabella 4 – Inverter centralizzato: principali caratteristiche tecniche

03	24-10-2023	Revisione dopo commenti
...
00	30-08-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

4.4.2 Trasformatore BT/MT

All'interno di ciascuna cabina sarà ubicato un trasformatore elevatore BT/MT in resina, non saranno quindi presenti fluidi isolanti e/o altri liquidi potenzialmente dannosi per l'ambiente.

Le principali caratteristiche della macchina selezionata sono riportate nella seguente tabella.

Il trasformatore ha potenza nominale pari a 2600 kVA (@40°C) e rapporto di trasformazione pari a 15'000 / 600 [V] con singolo circuito secondario (BT).

Tabella 5 - Trasformatore BT/MT: principali caratteristiche tecniche

Caratteristiche costruttive	Ermetico - AN Dry resin
Potenza	2'600 kVA
Gruppo vettoriale	Dy11
Tensione Isolamento primario	24/50/125 [kV]
Tensione Isolamento secondario	1,1 [kV]
Tensione primario - V₁	15'000 V
Tensione secondario - V₂	600 V
Frequenza nominale	50 Hz
V_{cc} (*)	7%
Perdite nel ferro (**)	≤ 0,15%
Perdite nel rame (**)	≤ 0,8%
Dimensioni	~ 2,0 x 1,2 x 2,1 [m]
Peso	~ 5 t
(*) = valore da modificare in accordo a effettiva taglia trasformatore, in accordo a CEI-016	
(**) = in accordo con EU No. 548/2014 del 21Mag2014 – Tier 2 (1Jul2021)	

Il trasformatore è corredato dei relativi dispositivi di protezione elettromeccanica, quali sensori di temperatura, ecc. e dovrà essere prevista una rete metallica di separazione che lo separi fisicamente dal resto del locale.

In figura è riportata un'immagine esemplificativa della tipologia di trasformatore installato all'interno della cabina.



Figura 11 - Trasformatore BT/MT in resina

03	24-10-2023	Revisione dopo commenti
...
00	30-08-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

4.5 Collegamenti elettrici

I collegamenti elettrici da realizzarsi all'interno dell'impianto fotovoltaico consistono fondamentalmente in:

- Cavi in corrente continua in BT – per il trasporto di energia dai moduli FV alle cassette di stringa e fino agli inverter;
- Cavi in corrente alternata in BT – dagli inverter al trasformatore;
- Cavi in corrente alternata in MT – dalla cabina di trasformazione alla cabina di consegna.

Il dimensionamento dei cavi è stato effettuato tenendo conto dei seguenti criteri di verifica:

- verifica della portata di corrente e coordinamento protezioni;
- verifica della caduta di tensione;
- verifica della tenuta al corto circuito;
- verifica delle perdite.

Per ulteriori dettagli in merito alla tipologia di cavi selezionati, alla loro modalità di posa, nonché per i calcoli dettagliati relativi al loro dimensionamento si rimanda alla *“Relazione tecnica elettrica”*.

4.6 SCADA/monitoraggio

L'impianto fotovoltaico dovrà interfacciarsi sul sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) in uso presso la Committente (zenon by Copa-Data) tramite il quale si dovrà poter effettuare sia il monitoraggio che il comando del funzionamento, questo al fine di poter verificare e gestire costantemente la corretta operatività dei suoi componenti oltre che garantire i livelli prestazionali previsti in fase progettuale.

Esso sarà costituito fondamentalmente da:

- sensori e strumenti di misura ubicati in campo (ad es. centralina meteorologica) e nei quadri elettrici ubicati all'interno della cabina di trasformazione;
- un cablaggio fisico con protocollo standard di tutte le componenti/sensori (compreso switch ottico per rilancio in fibra dei segnali verso SCADA della committente), per la lettura delle misure effettuate dai sovra-menzionati sensori, nonché di misure e segnali di allarme provenienti dalle apparecchiature dotate di sistema di comunicazione (es. protocollo ModBus RTU), quali:
 - Inverter: misure elettriche in CC e CA quali tensione, corrente, potenza, energia, frequenza, ecc. ed allarmi;
 - Tracker mono-assiali: posizione, consumo elettrico, allarmi, ecc.;
 - Trasformatore: misure elettriche, temperatura interna, stato protezioni, ecc.
 - Contatori energetici, centraline, ecc.
- Server di gestione adatto all'installazione presso la server farm SEA (eventuale a seconda della soluzione tecnica proposta)

Presso la cabina di trasformazione sarà inoltre installata una stazione meteorologica dedicata, dotata di strumenti di misura (opportunosamente certificati e tarati) in grado di acquisire i parametri necessari alla valutazione delle prestazioni energetiche del generatore FV tramite il calcolo dei principali indicatori prestazionali previsti dalla normativa di settore (IEC 61724-1/2/3).

La stazione meteo comprenderà almeno i seguenti sensori:

- Piranometro a termopila per la misura dell'irraggiamento solare globale sul piano orizzontale;
- Piranometro a termopila installati in posizione solidale alle strutture ad inseguimento solare monoassiale per la misura dell'irraggiamento solare globale sul piano dei moduli FV;

03	24-10-2023	Revisione dopo commenti
...
00	30-08-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

- Pireliometro installato in posizione solidale alle strutture ad inseguimento solare per la misura della sola componente diretta della radiazione solare
- Albedometro: in grado di misurare la radiazione incidente sul lato posteriore dei moduli FV;
- Sensore per la misura della temperatura ambiente (es. PT100);
- Sensori per la misura della temperatura di retro-modulo (es. PT100);
- Anemometro per la misura della velocità del vento dotato di banderuola per misura della direzione del vento;
- Pluviometro
- Sensori per misura di umidità dell'aria e pressione atmosferica.

Si prevede che tutti i segnali di cui sopra, in grado di consentire una visualizzazione organica di tutti i principali parametri operativi dei sovra-menzionati componenti per un efficace monitoraggio e controllo da remoto, dovranno essere resi disponibili su di un cruscotto di monitoraggio e controllo sul sistema SCADA della Committenza, tale cruscotto è escluso dallo scopo di fornitura.

A tal fine dovrà essere consegnata tutta la documentazione e le informazioni di dettaglio necessarie per poter consentire alla Committenza l'integrazione sul sistema SCADA del cruscotto sopra citato.

Dovranno inoltre essere resi disponibili:

- gli allarmi provenienti sia dai singoli componenti (malfunzionamenti), che dagli impianti accessori dell'impianto FV;
- i comandi principali quali come minimo:
 - spegnimento dell'impianto,
 - riduzione potenza attiva
 - gestione della potenza reattiva immessa e prelevata
 - movimentazione dei tracker;
- i segnali verso l'esterno tramite protocolli standard quali ad esempio il sistema Terna (TSO) per eventuali servizi ancillari di rete secondo normativa IEC 60870-5-104.

NB: il sistema di monitoraggio dell'impianto fotovoltaico dovrà essere interfacciato con il sistema SCADA della Committenza tramite cavo in fibra ottica (24 fibre, armato in fibra di vetro, anti-roditore) verso la rete aziendale della Committenza, punto di connessione esatto da stabilirsi in fase esecutiva.

4.7 Impianto di sicurezza/sorveglianza

Essendo l'intero aeroporto già recintato e videosorvegliato, non sarà necessaria l'installazione di una recinzione perimetrale dedicata per l'impianto fotovoltaico.

03	24-10-2023	Revisione dopo commenti
...
00	30-08-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

5 Conformità CEI 0-16

In accordo con la Norma CEI 0-16, saranno previsti i seguenti componenti:

CCI – Controllore Centrale di Impianto

Tale dispositivo, previsto dalla CEI 0-16 per gli impianti di generazione con potenza superiore a 1000 kW, deve essere installato presso il punto di consegna con la rete di distribuzione ed essere in grado di acquisire le misure relative alle grandezze elettriche dell'impianto e trasmetterle al Gestore di rete.

DG-Dispositivo Generale

È l'interruttore generale dell'impianto e per questo impianto è l'interruttore automatico di Media Tensione già esistente in cabina di consegna.

SPG- Sistema di Protezione Generale

È il relè di protezione elettronico esistente montato a bordo DG. Il relè di protezione prevede le seguenti protezioni:

- codice ANSI 50 – Protezione di Massima Corrente di Fase Istantanea;
- codice ANSI 51 – Protezione di Massima Corrente di Fase con ritardo intenzionale;
- codice ANSI 51N – Protezione di Massima Corrente di Neutro con ritardo intenzionale.

DDI-Dispositivo di Interfaccia

È l'organo di manovra che inserisce o disinserisce la sezione Impianto Fotovoltaico e per questo impianto è l'interruttore automatico di Media Tensione che sarà installato nella cabina MT esistente.

Il dispositivo di rinalzo del DDI è costituito dall'interruttore di media tensione installato nel quadro esistente MT di ogni cabina di trasformazione.

SPI- Sistema di Protezione Interfaccia

È il relè di protezione elettronico montato a bordo DDI. Il relè di protezione prevederà le seguenti protezioni:

- codice ANSI 27 – Protezione di Minima Tensione Fase;
- codice ANSI 59 – Protezione di Massima Tensione Fase;
- codice ANSI 59N – Protezione di Massima Tensione di Terra, con il segnale ricostruito dal triangolo aperto sui TV di Media Tensione;
- codice ANSI 81L – Protezione di Minima Frequenza;
- codice ANSI 81H – Protezione di Massima Frequenza.

I parametri da impostare in suddette protezioni saranno indicati in fase di messa in servizio (in particolare secondo le indicazioni che il Distributore fornirà in fase di redazione del regolamento di esercizio).

I circuiti di comando del DDI e SPI saranno alimentate in una sezione preferenziale sotto UPS (1'500VA con autonomia pari ad 1 ora).

DDG-Dispositivo di Generatore

È l'organo di manovra che esclude dalla rete il solo generatore e per questo impianto è ogni interruttore BT che alimenta il corrispettivo inverter.

03	24-10-2023	Revisione dopo commenti
...
00	30-08-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

6 Opere civili

La realizzazione del presente impianto FV comporta la necessità di eseguire alcune opere civili, necessarie per la sua costruzione, esercizio e manutenzione, che verranno descritte in dettaglio nei seguenti paragrafi.

6.1 Strutture di sostegno moduli FV

Tali strutture, le cui principali caratteristiche e modalità di funzionamento sono state descritte nel paragrafo dedicato, sono sostenute da pali metallici infissi a terra tramite battitura o avvitemento, quindi senza la necessità di realizzare fondazioni in cemento.

La profondità indicativa di infissione dei pali di sostegno è pari a circa 1,5m. Il suo valore definitivo sarà tuttavia determinato caso per caso in funzione della specifica tipologia di terreno sottostante individuata tramite le apposite indagini geologiche.

Tutti gli elementi della struttura, inclusi i sistemi di fissaggio/ancoraggio dei moduli fotovoltaici, sono realizzati in acciaio galvanizzato a caldo in grado di garantire una vita utile delle strutture pari a 30 anni.

6.2 Cabine di trasformazione

Le cabine di trasformazione saranno realizzate in soluzioni containerizzate (o soluzione di tipo skid), con container marini di tipo HiCube da 20'' (6,1 x 2,44 x 2,9m).

Esse richiederanno apposite fondazioni, costituite da una base in cemento e da plinti parzialmente interrati, nelle quali saranno inoltre previsti appositi vasche per il passaggio dei cavi di potenza e segnale.

Si sottolinea che il progetto delle fondazioni dovrà essere effettuato da un professionista abilitato ed in funzione delle indicazioni del produttore della cabina di trasformazione che sarà selezionata in fase di progettazione esecutiva, e contestualmente depositato presso il competente Genio Civile.

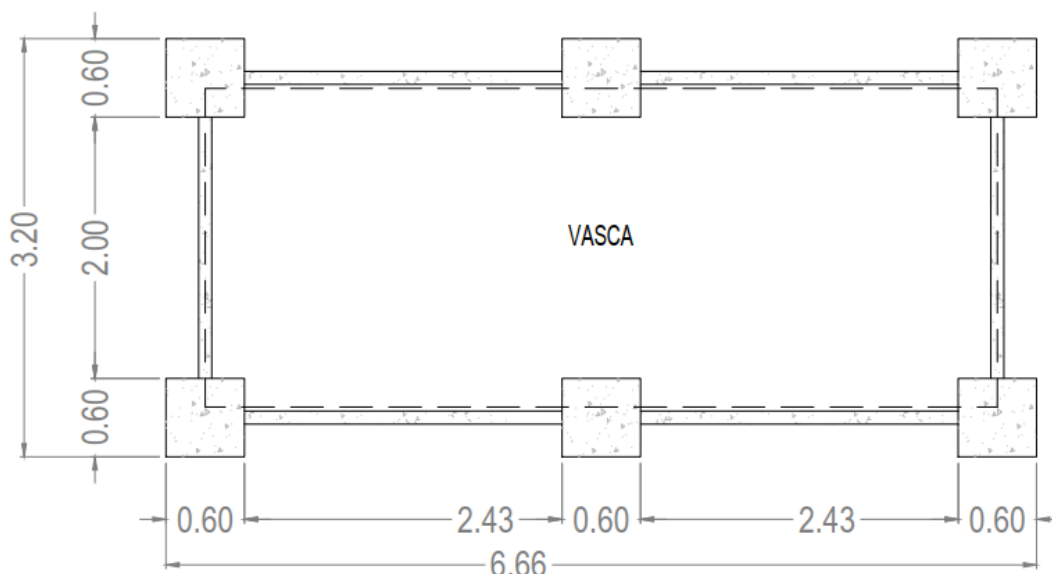


Figura 12 - Vista fondazioni cabine di trasformazione

03	24-10-2023	Revisione dopo commenti
...
00	30-08-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

6.3 Livellamenti e movimentazione di terra

Prima di procedere all'installazione dei vari componenti d'impianto, sarà necessario effettuare alcune attività di preparazioni dei terreni stessi.

In primis verrà effettuata una pulizia dei terreni tramite scotico superficiale di circa 20cm al fine di livellare il terreno e consentire le successive operazioni.

La scelta progettuale di utilizzare strutture di sostegno dei moduli FV a palo infisso e senza fondazioni consentirà di minimizzare la necessità di livellamenti localizzati. Tali livellamenti saranno invece necessari per le sole aree previste per il posizionamento delle cabine di trasformazione.

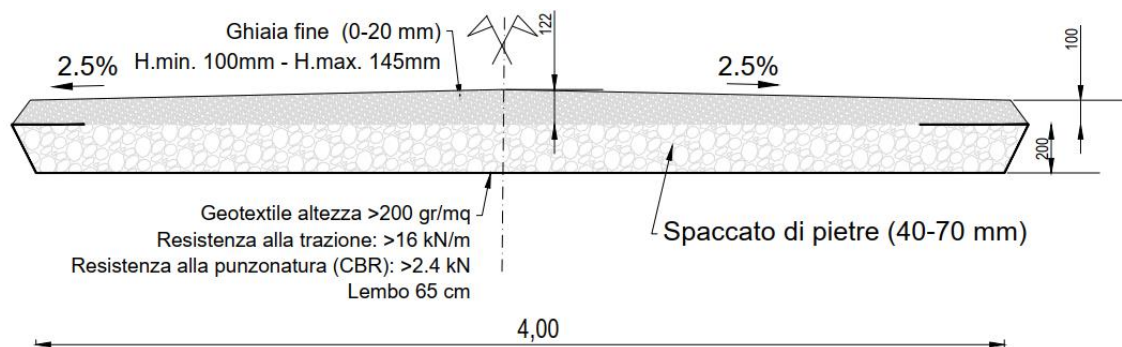
6.4 Viabilità interna

Al fine di garantire l'accessibilità dei mezzi di servizio per lo svolgimento delle attività di installazione e manutenzione dell'impianto, verrà predisposta una rete di viabilità interna.

Le strade di servizio saranno interne al campo al fine di raggiungere le cabine di trasformazione. Il loro posizionamento è stato studiato in considerazione della conformazione dei terreni disponibili, in maniera tale da evitare raggi di curvatura troppo "stretti" (raggio minimo di curvatura pari a 13m) che potrebbero comportare rischi per la sicurezza per la circolazione degli automezzi in fase di installazione (es. posa delle cabine elettriche) e manutenzione (es. verifica inverter o pulizia moduli FV). Lungo i bordi delle strade di servizio verranno interrate le linee di potenza (BT e/o MT) e di segnale.

Le strade di servizio saranno ad un'unica carreggiata e sarà assicurata la loro continua manutenzione. La larghezza delle strade viene contenuta nel minimo necessario ad assicurare il transito in sicurezza dei veicoli, e per il presente progetto è stata stabilita pari a 4 metri, mantenendo su ciascun lato una distanza dalle strutture dei moduli FV non inferiore ad un metro.

Al fine di minimizzare l'impatto sul terreno, la viabilità interna all'impianto sarà realizzata in terra battuta, con uno spessore pari a 10 cm posizionato su uno strato di pietrisco di spessore pari a 20 cm per facilitare la stabilità della stessa.



03	24-10-2023	Revisione dopo commenti
...
00	30-08-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

6.5 Cantierizzazione/realizzazione

La realizzazione dell'impianto sarà divisa in varie fasi. Ogni fase potrà prevedere l'impiego di uno o più macchinari (muletti, escavatrici, gru per la posa della cabine/container, ecc.).

Per la realizzazione dell'impianto FV si prevede una durata complessiva delle varie fasi di cantiere pari a circa 4 mesi.

Segue un elenco relativo alle principali fasi di lavorazione necessarie per la realizzazione dell'opera in oggetto:

- Rilievi topografici e delimitazione delle aree di cantiere;
- Realizzazione viabilità interna e di accesso all'area di cantiere;
- Movimentazione terreno, necessaria alla realizzazione delle fondazioni della cabina;
- Realizzazione delle fondazioni della cabina;
- Posa delle cabine di trasformazione (già realizzate e pre-cablate);
- Installazione delle strutture di sostegno dei moduli FV:
 - infissione nel terreno dei supporti verticali, tramite mezzi cingolati;
 - montaggio delle barre orizzontali di sostegno;
 - installazione delle staffe di supporto necessarie per il fissaggio dei moduli FV.
- Montaggio dei moduli FV;
- Posizionamento dei chioschi per l'alloggiamento delle cassette di parallelo stringa, e conseguente installazione delle stesse;
- Realizzazione di cavidotti e pozzetti;
- Connessioni elettriche di potenza e di segnale

L'organizzazione delle aree cantierate (aree di deposito, impianti di cantiere, recinzioni, segnaletica) sarà effettuata secondo la specifica normativa di settore e come delineato all'interno del piano di sicurezza e coordinamento che sarà redatto in fase di progettazione esecutiva.

03	24-10-2023	Revisione dopo commenti
...
00	30-08-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

7 Gestione impianto / manutenzione

La conduzione dell'impianto fotovoltaico in condizione di regolare esercizio sarà di tipo non presidiato. Il sistema SCADA precedentemente descritto consentirà infatti di monitorare da remoto tutte le grandezze ed i parametri necessari per verificarne il corretto funzionamento, e di inviare segnali/comandi/setpoint di funzionamento ai principali componenti di impianto.

L'intervento in campo è previsto per le varie attività di manutenzione ordinaria/programmata, con cadenze variabili in funzione della tipologia di attività da effettuare, di cui si riporta un elenco non esaustivo:

- Manutenzione del verde;
- Pulizia periodica della superficie frontale/posteriore dei moduli FV (effettuata a secco o tramite acqua demineralizzata), nonché dei sensori per la misura dell'irraggiamento solare;
- Controllo visivo dello stato di moduli FV e strutture di sostegno;
- Verifica e manutenzione periodica degli inverter, come prescritto dal produttore;
- Verifica e manutenzione dei quadri elettrici e della relativa componentistica;
- Controllo e manutenzione di cavidotti ed impianti di messa a terra.

Si rimanda al documento dedicato per ulteriori dettagli in merito.

Al fine di minimizzare i tempi di indisponibilità dell'impianto e massimizzarne la produzione energetica, dovrà essere fornita una minima scorta di parti di ricambio da conservare in posizione concordata con la Committenza.

03	24-10-2023	Revisione dopo commenti
...
00	30-08-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

8 Dismissione

La vita utile di un impianto di generazione fotovoltaico è stimata in almeno 30 anni. Al termine di questa vita utile si procederà:

- allo smantellamento dell'impianto;
- al suo potenziamento in base alle nuove tecnologie che verranno presumibilmente sviluppate.

Considerando l'ipotesi di smantellamento dell'impianto, sarà individuata una data ultima dell'esercizio, dopo la quale inizierà una fase di dismissione e demolizione, che restituirà le aree al loro stato originario, ovvero allo stato preesistente prima della costruzione dell'impianto, come previsto anche nel comma 4 dell'art.12 del D. Lgs. 387/2003.

Con "dismissione e demolizione" si intende rimozione del generatore fotovoltaico in tutte le sue componenti, conferendo il materiale di risulta agli impianti all'uopo deputati dalla normativa di settore per lo smaltimento ovvero per il recupero.

Con il ripristino dei terreni vengono inoltre individuate le modalità operative di ripristino dei luoghi allo stato ante operam.

03	24-10-2023	Revisione dopo commenti
...
00	30-08-2023	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione