



MINISTERO
DELLE INFRASTRUTTURE
E DELLA MOBILITÀ SOSTENIBILI



E.N.A.C
ENTE NAZIONALE per
L'AVIAZIONE CIVILE

Committente Principale



AEROPORTO INTERNAZIONALE DI FIRENZE AMERIGO VESPUCCI

Opera

MASTERPLAN AEROPORTUALE 2035

Titolo Documento Completo

Parco Fotovoltaico
Relazione Illustrativa Generale

Livello di Progetto

PROGETTO DI FATTIBILITÀ TECNICO-ECONOMICA

LIV	REV	DATA EMISSIONE	SCALA	CODICE FILE COMPLETO
PFTE	00	Ottobre 2022	N/A	FLR-MPL-PFTE-FTV1-001-FV-RT_Rel Gen
				TITOLO RIDOTTO
				Rel Gen

00	10/2022	Prima Emissione	SEINGIM	A. Bonciani	L. Tenerani
REV	DATA	DESCRIZIONE	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO

<p>COMMITTENTE PRINCIPALE</p>  <p>ACCOUNTABLE MANAGER Dott. Vittorio Fanti</p>	<p>GRUPPO DI PROGETTAZIONE</p>  <p>DIRETTORE TECNICO Ing. Lorenzo Tenerani Ordine degli Ingegneri di Massa Carrara n°631</p>	<p>SUPPORTI SPECIALISTICI</p> <p>PROGETTAZIONE SPECIALISTICA</p>  <p>Ing. Andrea Bonciani Ordine degli Ingegneri di Firenze n°4150</p> <p>SUPPORTO SPECIALISTICO</p> 
<p>POST HOLDER PROGETTAZIONE AD INTERIM Dott. Vittorio Fanti</p> <p>POST HOLDER MANUTENZIONE Ing. Nicola D'ippolito</p> <p>POST HOLDER AREA DI MOVIMENTO Geom. Luca Ermini</p>	<p>RESPONSABILE INTEGRAZIONE PRESTAZIONI SPECIALISTICHE Ing. Andrea Bonciani Ordine degli Ingegneri di Firenze n°4150</p>	

Relazione Illustrativa Generale del Parco Fotovoltaico

Indice

1. PREMESSA.....	3
2. CARATTERISTICHE GENERALI DEL PARCO FOTOVOLTAICO	4
2.1 AREA DI INSTALLAZIONE	4
2.2 SUDDIVISIONE DEI CAMPI	5
2.3 ACCESSI ALL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO.....	6
3. DISPONIBILITÀ DELLA FONTE SOLARE	7
3.1 IRRADIAZIONE GIORNALIERA MEDIA MENSILE SUL PIANO ORIZZONTALE	7
3.2 FATTORI MORFOLOGICI E AMBIENTALI	8
4. INTERFERENZE.....	8
5. PERICOLOSITÀ IDRAULICA	8
6. VERIFICA SULL'ASSENZA DI FENOMENI DI ABBAGLIAMENTO.....	9
7. DATI TECNICI DEL PARCO FOTOVOLTAICO	10
7.1 CALCOLO DELLA PRODUCIBILITÀ.....	11
7.2 DIMENSIONAMENTO ELETTRICO PRELIMINARE.....	13
7.3 PRINCIPALI DISPOSITIVI DELL'IMPIANTO.....	15
8. UTILIZZO DELL'ENERGIA PRODOTTA.....	16
8.1 ACCUMULO CON BATTERIE	17
8.2 PRODUZIONE DI IDROGENO	17
8.3 COMUNITÀ ENERGETICHE	20

1. Premessa

Il presente documento costituisce la Relazione tecnica dell'intervento denominato "Parco Fotovoltaico", parte integrante della proposta di project review del Piano di Sviluppo Aeroportuale al 2035 dell'aeroporto di Firenze, qui sviluppata e dettagliata a livelli di fattibilità tecnica ed economica (rif. art. 23 del D. Lgs. n. 50/2016 e smi).

Il citato approfondimento tecnico si inserisce a supporto della sezione generale e complessiva della proposta di Piano di Sviluppo Aeroportuale, rispetto alla quale si pone l'obiettivo di fornire ulteriori elementi tecnici di studio, dettaglio, analisi e progettazione, con l'intento di costituire un ulteriore strumento di supporto informativo, conoscitivo e valutativo, ad integrazione di quanto già unitariamente descritto negli elaborati generali di Masterplan.

Le informazioni di seguito riportate vanno, pertanto, analizzate in stretta correlazione rispetto ai più ampi ed estesi aspetti tecnico-economici trattati all'interno dei citati documenti generali di Masterplan, con i quali esse si relazionano secondo un processo capillare di progressivo approfondimento e dettaglio, ritenuto utile per una più completa, consapevole e piena visione dell'insieme delle previsioni di trasformazione dello scalo aeroportuale e delle aree circostanti, e per una più esauriente interpretazione della proposta di Piano, in esito alla quale poter esprimere considerazioni e osservazioni di competenza.

Come noto, l'intera proposta di project review del Piano di Sviluppo Aeroportuale 2035 dell'aeroporto di Firenze dialoga con le previsioni di cui al precedente Masterplan 2014-2029, integrandone però gli indirizzi e le finalità, ottimizzandone i livelli di sostenibilità ambientale, territoriale e sociale, e pervenendo a soluzioni tecniche ancor più performanti e allineate alle esigenze degli utenti, degli operatori e dell'intero territorio.

Conseguentemente, anche il presente intervento mirato alla realizzazione di un parco fotovoltaico mira ad una più efficace contestualizzazione delle opere rispetto ai rinnovati indirizzi di Piano, muovendo tuttavia a partire dalle risultanze delle numerose e approfondite indagini, analisi, misurazioni, studi e verifiche e, più in generale, dall'ampio quadro conoscitivo del contesto interessato, che il gestore aeroportuale ha avuto modo di definire nel corso di più anni a partire proprio dalla definizione del precedente Masterplan.

Si auspica, infine, di aver esaurientemente e correttamente recepito all'interno della presente fase di project review le molteplici istanze, osservazioni, argomentazioni, indicazioni e valutazioni raccolte nel corso dei numerosi momenti di confronto dialettico susseguitisi con i vari stakeholders interessati, e di essere così pervenuti ad una definizione tecnica che, seppur passibile di ulteriori migliorie e modifiche, possa

rappresentare comunque un solido e condiviso punto di partenza per il successivo percorso di valutazione ed autorizzazione.

La presente relazione intende quindi fornire nello specifico le principali informazioni tecniche relative al progetto del parco fotovoltaico da installarsi presso l'Aeroporto di Firenze "Amerigo Vespucci".

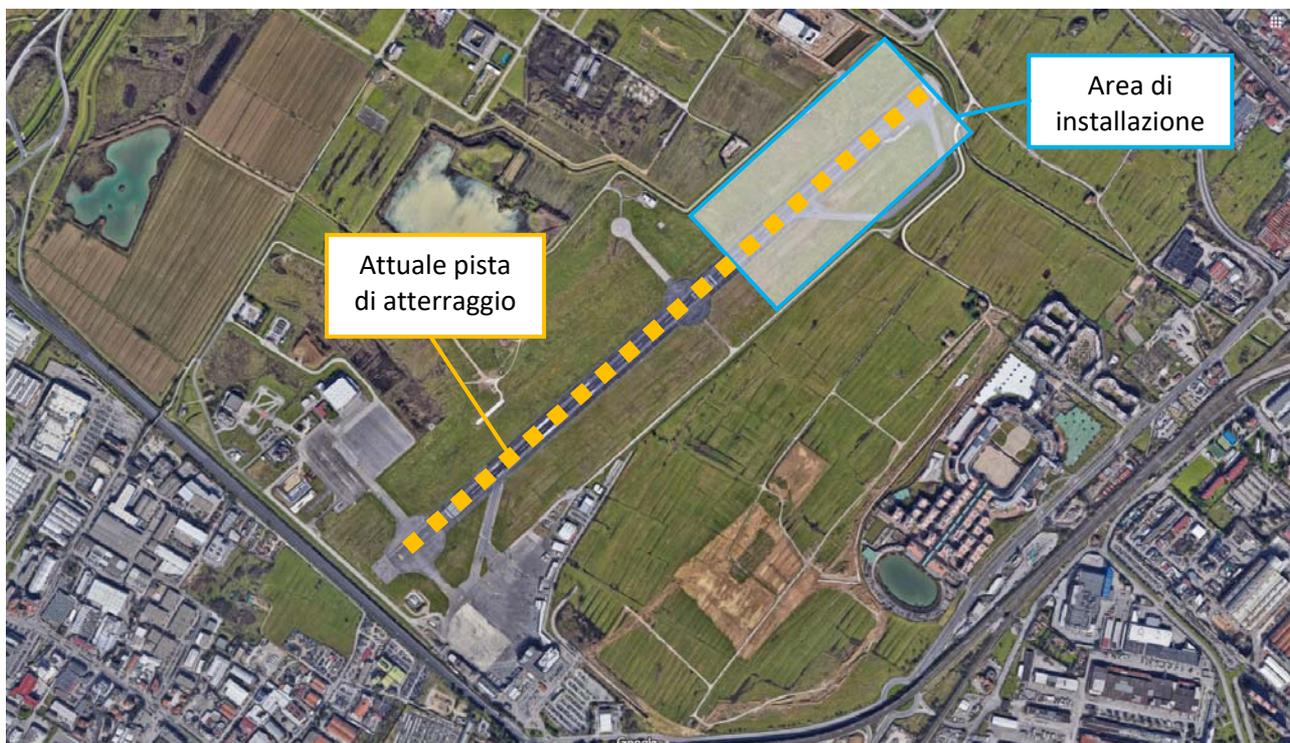
Il dimensionamento dell'impianto fotovoltaico è stato effettuato tenendo conto dei seguenti aspetti principali :

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

2. Caratteristiche generali del parco fotovoltaico

2.1 Area di installazione

L'area individuata per l'installazione dell'impianto fotovoltaico si trova nell'estremità nord-ovest dell'attuale pista di atterraggio dell'Aeroporto Amerigo Vespucci, all'interno di un'area pianeggiante dove non sono rilevabili brusche interruzioni o salti nell'andamento della superficie topografica. Il sito sorge a circa 43 m sul livello del mare e a circa 10 km di distanza dal Centro storico di Firenze.

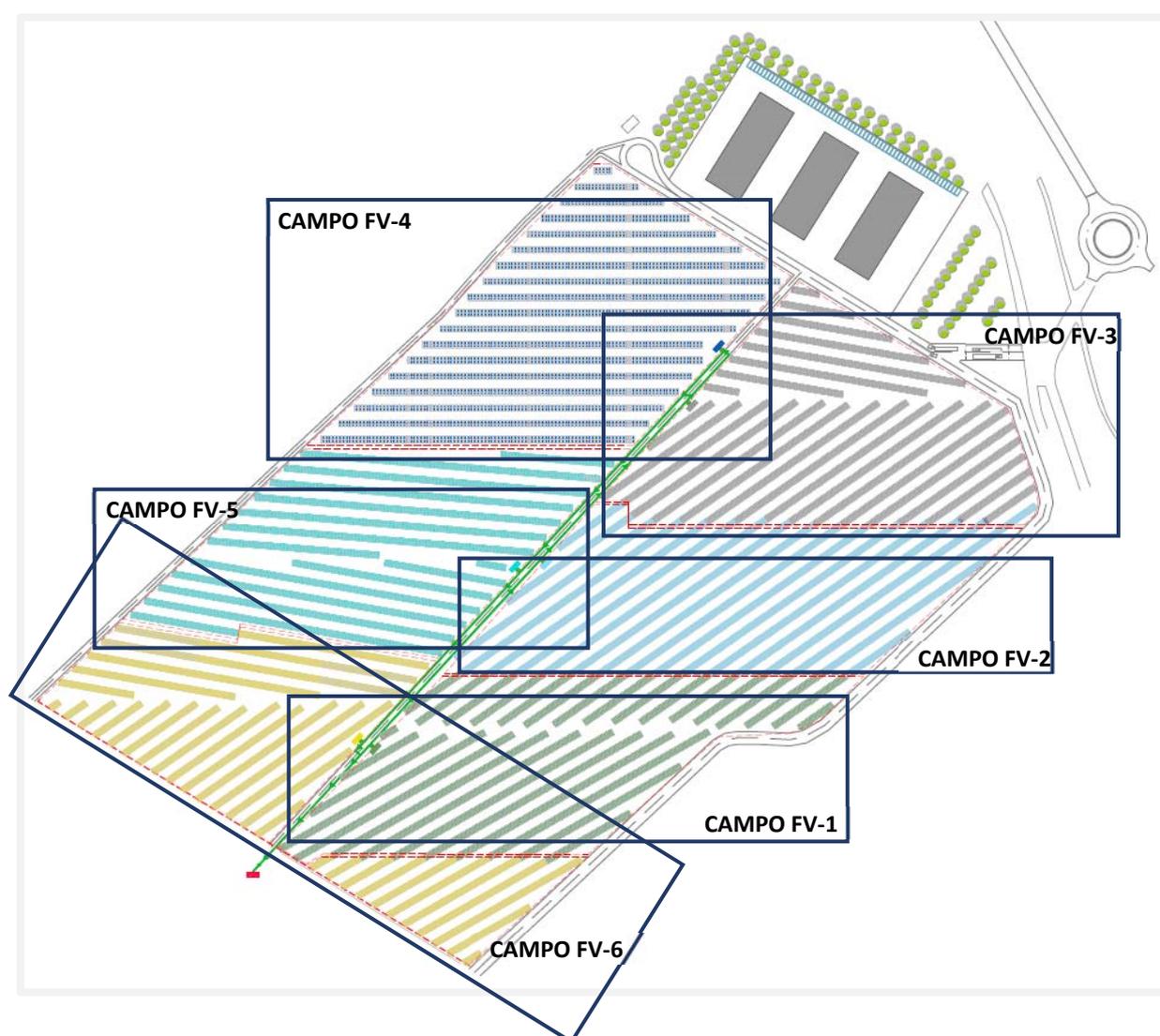


L'impianto sarà disposto a terra su una superficie complessiva di 16 ha di terreno. L'area di intervento è classificata come "Sottozona F3: Parcheggi, reti tecnologiche, cimiteri, aeroporto, recupero ambientale (esistenti)" ai sensi dello strumento urbanistico vigente del Comune di Firenze.

La zona in cui è ubicato l'impianto non è soggetta ad alcun vincolo ambientale e/o paesaggistico e l'impatto visivo finale risulta essere contenuto.

2.2 Suddivisione dei campi

Il progetto prevede l'installazione di pannelli fotovoltaici (moduli) in silicio monocristallino della potenza unitaria di 540 Wp, posizionati con orientamento variabile a seconda del campo per garantire un'esposizione ottimale ed evitare fenomeni di abbagliamento verso la Torre di Controllo, fissati su strutture in acciaio bipalo, inclinate di 30°, ancorate al terreno.

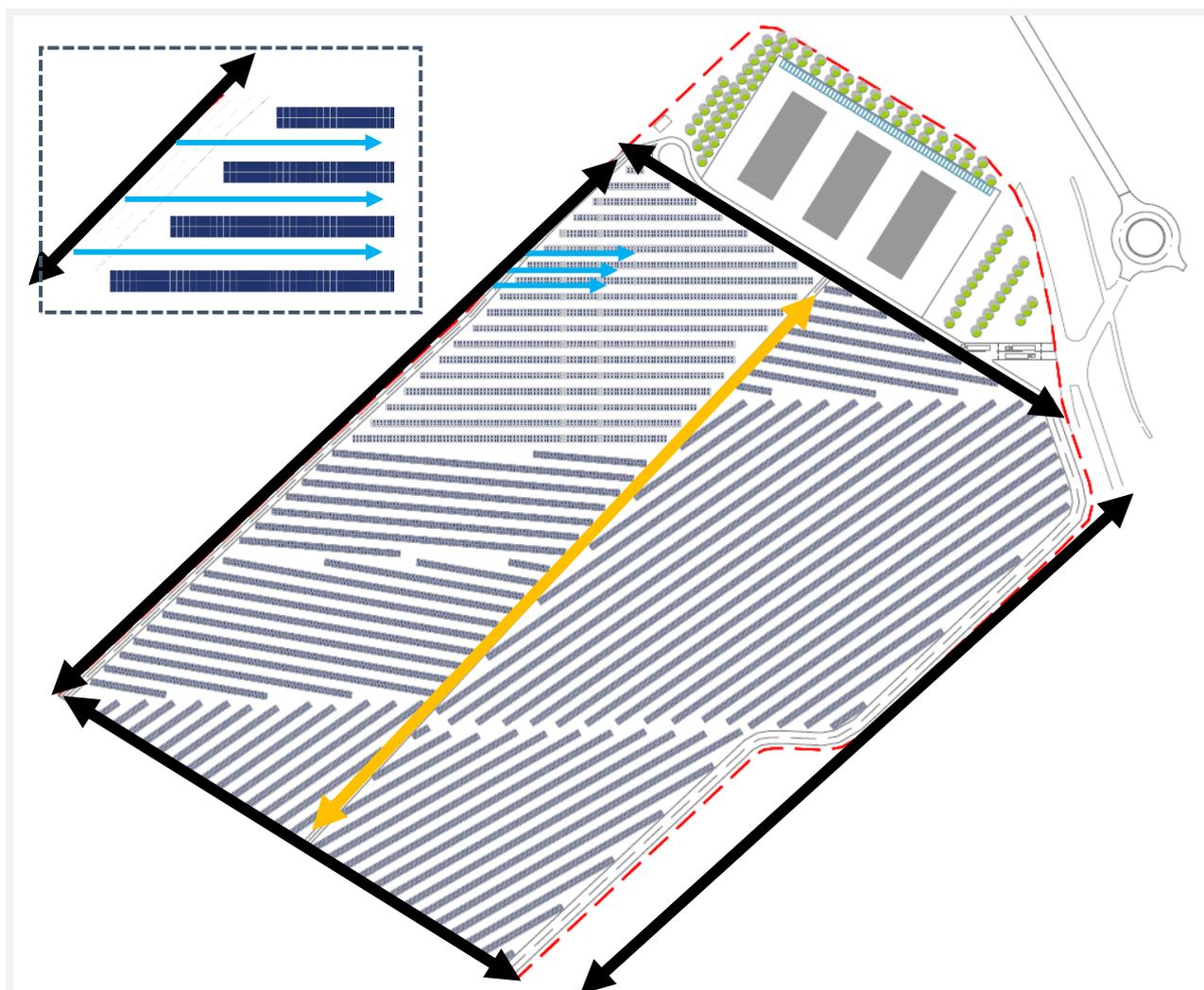


L'impianto avrà una potenza totale di 13.939,56 kW e saranno installati 25.814 moduli fotovoltaici. L'impianto si compone di n. 6 campi fotovoltaici, denominati da "Campo FV-1" a "Campo FV-6", dislocati all'interno dell'area pianeggiante precedentemente descritta.

Oltre l'installazione dei moduli e del sistema di fissaggio, è prevista la posa in opera di sistemi accessori quali cavidotti e cabine elettriche (una per ogni campo fotovoltaico). Il parco fotovoltaico verrà collegato alla Sottostazione AT/MT mediante un cavidotto interrato.

2.3 Accessi all'impianto fotovoltaico

Per garantire l'accesso all'impianto, il progetto ha previsto il ridisegno del tracciato perimetrale dell'area (tratti neri) e la creazione di una nuova direttrice centrale (tratto giallo) su cui saranno posizionate le cabine.



I percorsi interni (tratti azzurri), realizzati ad una distanza tale da non creare fenomeni di ombreggiamento tra le diverse file di pannelli, permettono l'accesso e la manutenzione ai singoli moduli.

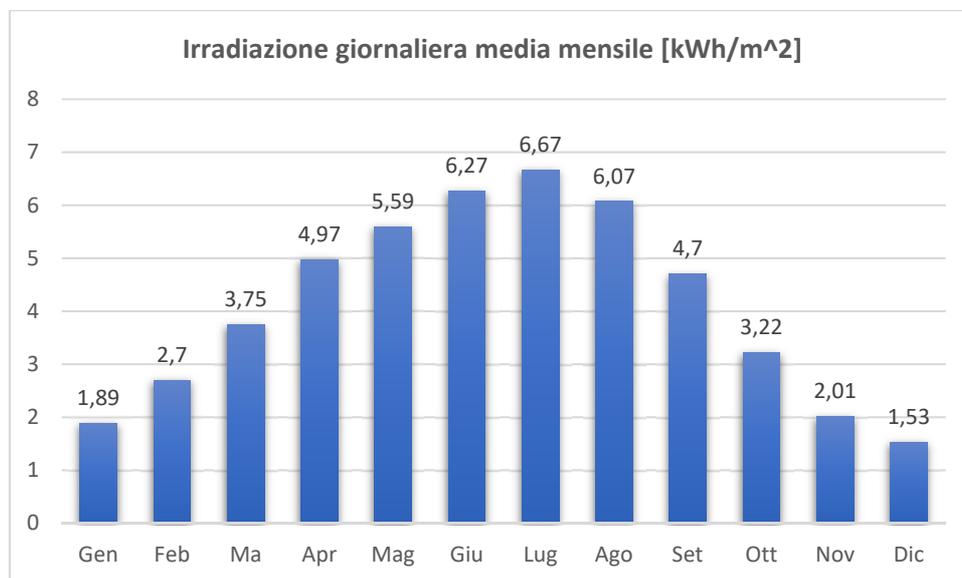
3. Disponibilità della fonte solare

3.1 Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale

La disponibilità della fonte solare per il sito di installazione è verificata utilizzando i dati della "UNI 10349:2016" relativi a valori giornalieri medi mensili dell'irradiazione solare sul piano orizzontale. Per la località sede dell'intervento, ovvero l'Aeroporto Amerigo Vespucci di Firenze avente latitudine 43.8143, longitudine 11.2118 e altitudine di 43 m.s.l.m.m., i valori giornalieri medi mensili dell'irradiazione solare sul piano orizzontale stimati sono pari a:

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
1.89	2.70	3.75	4.97	5.59	6.27	6.67	6.07	4.70	3.22	2.01	1.53

Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [kWh/m²] - Fonte dati: UNI 10349:2016



Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [kWh/m²] - Fonte dati: UNI 10349:2016

Quindi, i valori della irradiazione solare annua sul piano orizzontale sono pari a 1505 kWh/m² (Fonte dati: UNI 10349:2016).

3.2 Fattori morfologici e ambientali

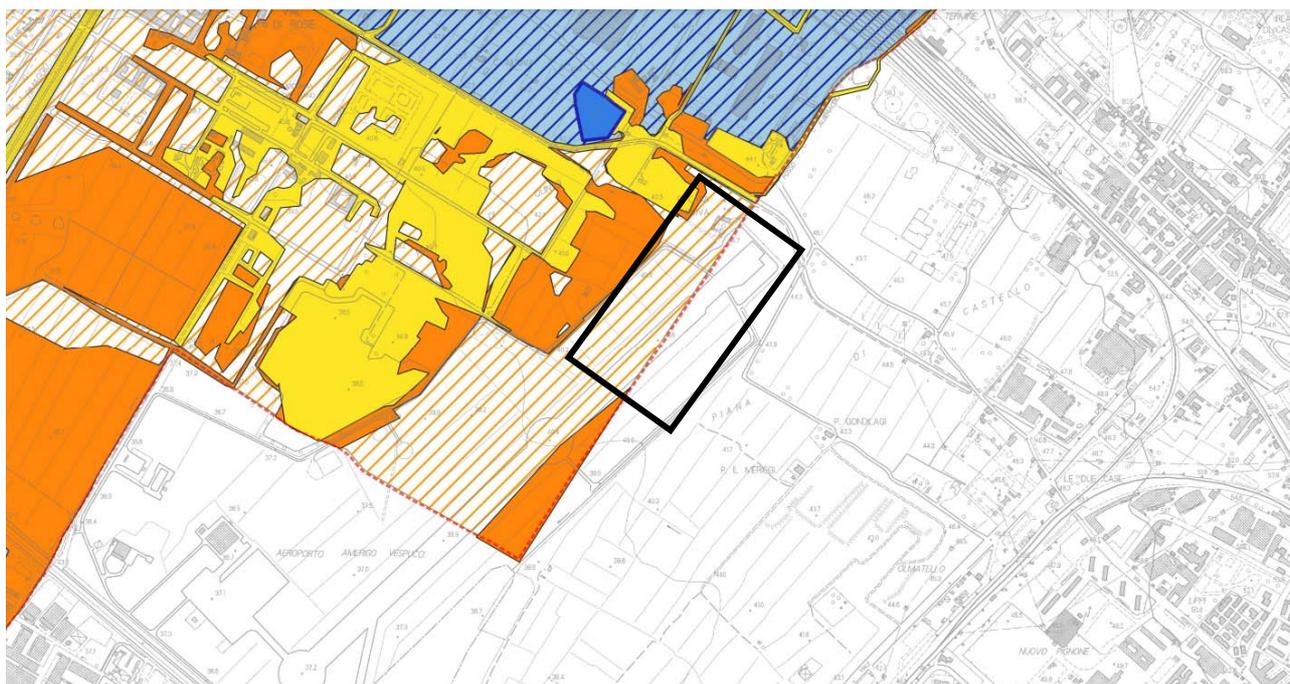
Non si evidenziano **fenomeni di schermatura** da parte di elementi naturali (rilievi, alberi) o artificiali (edifici), tali da determinare una riduzione degli apporti solari e del tempo di ritorno dell'investimento.

4. Interferenze

Date le caratteristiche dell'area interessata, sono state condotte specifiche **valutazioni di fattibilità**, per verificare la compatibilità del progetto con l'operatività dello scalo; tali analisi hanno individuato l'assenza di situazioni di **criticità** e di **interferenze**, quali la presenza di impianti e sottoservizi esistenti.

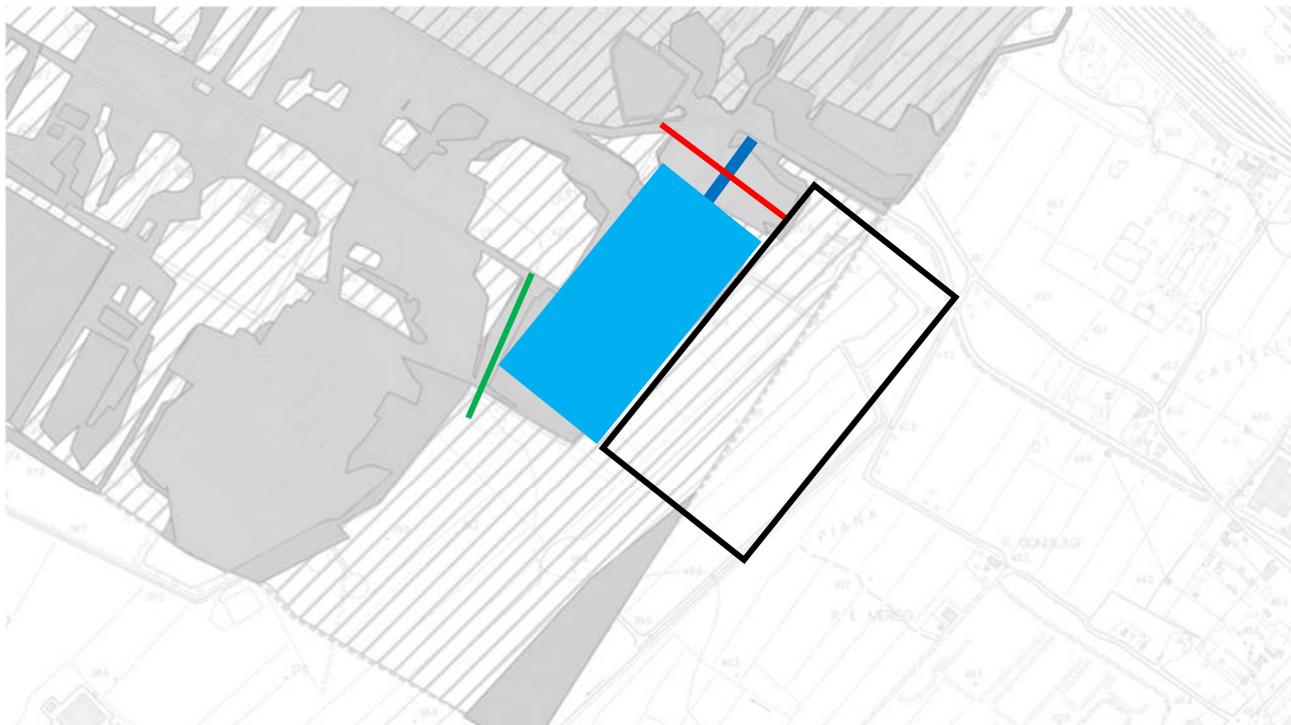
5. Pericolosità idraulica

La **mappa di pericolosità idraulica** (Carta 5 – Carta della pericolosità idraulica ai sensi 53R) del Comune di Sesto Fiorentino, identifica l'area su cui sorgerà l'impianto fotovoltaico con codice "I3*: Aree di potenziale ristagno e/o insufficienza di drenaggio della rete di acque basse".



Tra gli elaborati vi è la previsione di una futura **vasca di laminazione** sul lato ovest del campo fotovoltaico in progetto (identificata nell'immagine sottostante con un riquadro azzurro) destinata a ridurre il rischio idraulico dell'area. Questa vasca sarà collegata al canale di cinta orientale (un fosso che serve alla regimentazione delle acque) attraverso una tubazione identificata con un tratto blu.

L'idea progettuale iniziale prevedeva di far passare il **collegamento tra il parco fotovoltaico e la Stazione AT/MT** nel tratto identificato con la linea rossa, idea poi scartata perché la presenza della vasca avrebbe creato un'importante interferenza. È stata così scelta la soluzione di un collegamento dal basso, nel tratto identificato con una linea verde, in modo tale da non avere vincoli progettuali.



6. Verifica sull'assenza di fenomeni di abbagliamento

Per analizzare il fenomeno dell'abbagliamento generato dai moduli fotovoltaici nelle ore diurne, sono stati considerati diversi aspetti legati alla loro tecnologia, struttura e orientamento.

Il componente di un modulo fotovoltaico a carico del quale è principalmente imputabile l'**abbagliamento**, è il rivestimento anteriore del modulo e delle celle solari. L'insieme delle celle solari costituenti i moduli fotovoltaici di ultima generazione è protetto frontalmente da un vetro temprato antiriflettente ad alta trasmittanza che conferisce alla superficie del modulo un aspetto opaco. Questo rivestimento esterno trasparente antiriflesso fa sì che penetri più luce nella cella che altrimenti, con la sola superficie in silicio, rifletterebbe circa il 30% della luce solare.

Per tal ragione, il progetto ha previsto l'utilizzo di **pannelli di ultima generazione**, in **silicio monocristallino** con caratteristiche **antiriflettenti**, tali da ridurre effetti negativi nelle aree circostanti ove si svolgono attività antropiche.

L'analisi specialistica, per cui si rimanda all'elaborato 22263-SF-GE-ABB-04-00, ha riportato le seguenti conclusioni:

- L'analisi condotta sui diversi moduli PV ha evidenziato come si possano avere fenomeni di abbagliamento con un basso potenziale (*green glare*) verso Torre di Controllo dell'Aeroporto di Firenze. Al fine di evitare tale possibile abbagliamento si è provveduto ad un'ottimizzazione nell'orientamento dei diversi moduli.
- L'analisi di ottimizzazione ha permesso di definire orientamenti - ancorché non ottimi dal punto di vista energetico - che permettessero l'assenza di possibili fenomeni di abbagliamento in Torre di Controllo. I moduli - fermo restando il Tilt posto a 30° - sono stati orientati secondo angoli che vanno dai 190° ai 145° rispetto agli iniziali 180° del posizionamento iniziale. Pertanto, si consiglia di utilizzare in fase di progettazione definitiva i layout come definiti dal processo di ottimizzazione.
- In considerazione di quanto sopra, viste le risultanze delle simulazioni effettuate che hanno evidenziato l'assenza di significativi fenomeni di abbagliamento, la cui entità è contenuta entro i limiti di tolleranza previsti dalla normativa di riferimento, il progetto - come da ottimizzazione effettuata - si ritiene esente da rischio aeronautico causato da fenomeni di abbagliamento.

7. Dati tecnici del parco fotovoltaico

L'impianto verrà realizzato entro i confini del sito oggetto di intervento, come descritto e rappresentato nei precedenti paragrafi. L'impianto sarà costituito da 25.814 moduli fotovoltaici in silicio monocristallino aventi una potenza di picco pari a 540Wp cadauno. La sommatoria delle potenze di ogni singolo modulo genera una potenza di picco in corrente continua pari a 13.939,56kWp. I moduli fotovoltaici saranno posizionati su una struttura di tipo fisso a terra avente un'inclinazione (tilt) pari a 30° ed orientamenti (Azimut) diversi a seconda dello studio sull'abbagliamento effettuato (0°, 5°, 10°, -30° e -35°).

La struttura di fissaggio sarà realizzata in acciaio, con trattamento anticorrosione a zincatura a bagno caldo per immersione (normativa UNI EN ISO 1461), idonea a sostenere **moduli fotovoltaici disposti in verticale su 2 file e 13 colonne**, completa di binari per il fissaggio dei moduli.

La struttura è vincolata al terreno per mezzo di **due pali di fondazione** posizionati anteriormente e posteriormente e realizzati con profilo "C" di adeguata sezione e spessore profilato a freddo (EN 10204), con altezza fissa. Il lato più basso del modulo fotovoltaico avrà un'altezza rispetto il piano di calpestio, non inferiore a 80cm.

Di seguito si riportano i principali dati di progetto

DATI PRINCIPALI DI INSTALLAZIONE	
Denominazione Sito	Aeroporto Amerigo Vespucci - Firenze
Coordinate Sito	43.8143 N - 11.2118 E
Potenza nominale (CC)	13.939,56 kWp
Potenza nominale (CA)	12.400 kW
Tipologia di posa	a terra su struttura inclinata a 30°
Orientamento Impianto (Azimut)	0°, 5°, 10°, -30°, -35°
Inclinazione (Tilt)	30°
Moduli	Si monocristallino - 540 Wp (25.814 unità)
Inverter	Multistringa Pot. nominale 100 kW (124 unità)
Producibilità Specifica	1.333 kWh/kWp/anno
Produzione annua	18.583 MWh/anno

7.1 Calcolo della producibilità

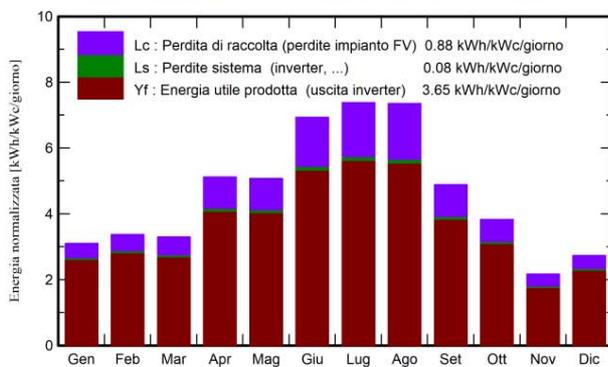
Per il progetto ed il sito in oggetto, sono stati utilizzati per l'elaborazione statistica della stima di radiazione solare, dati meteo del database PVGIS api TMY. Stabilita la disponibilità solare e le perdite dell'impianto, è possibile calcolare la producibilità di energia elettrica annua. Il calcolo è stato effettuato mediante software PV Syst, versione 7.2.19, di cui si allega report completo della simulazione.

I risultati dell'analisi condotta sono riassunti nella tabella sotto. In base ai parametri impostati per le relative perdite d'impianto, ai componenti scelti (moduli e inverter) e alle condizioni meteorologiche del sito in esame, si è inoltre potuto calcolare l'indice di PR a livello dei punti di consegna in corrispondenza della connessione in MT nella sottostazione AT/MT. I risultati ottenuti sono in linea con le prestazioni dimostrate

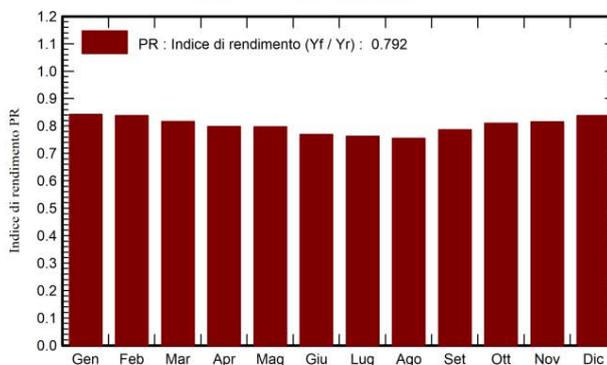
da impianti fotovoltaici di simile fattura dislocati in zone vicine e giustificano ampiamente la fattibilità del progetto.

CALCOLI DI PROGETTO	
Denominazione impianto	Fotovoltaico Aeroporto di Firenze
Potenza di picco fotovoltaica	13.939,56 kWp
Irraggiamento medio annuo sul piano orizzontale	1.463,1 kWh/m ²
Irraggiamento medio annuo sul piano dei moduli	1.682,9 kWh/m ²
Producibilità annua	18.583 MWh
Producibilità specifica	1.333 kWh/kWp
Performance Ratio (PR)	79.22%

Produzione normalizzata (per kWp installato)



Indice di rendimento PR



Bilanci e risultati principali

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
Gennaio	54.8	20.44	2.53	96.2	92.0	1155	1129	0.843
Febbraio	66.8	30.64	1.65	94.2	90.1	1126	1100	0.838
Marzo	87.3	47.88	7.72	102.2	97.7	1190	1164	0.816
Aprile	142.3	59.94	11.17	153.5	146.5	1746	1709	0.799
Maggio	156.7	79.53	14.23	157.3	150.1	1786	1748	0.797
Giugno	212.5	73.85	21.22	208.0	198.7	2278	2230	0.769
Luglio	227.2	68.64	23.65	228.7	218.5	2483	2432	0.763
Agosto	208.4	56.56	25.61	227.9	218.0	2449	2399	0.755
Settembre	124.4	55.97	19.06	146.7	140.4	1642	1607	0.786
Ottobre	88.0	40.33	12.29	118.6	113.3	1367	1338	0.810
Novembre	45.5	27.10	11.91	64.9	62.0	757	738	0.815
Dicembre	49.1	23.64	5.14	84.7	81.0	1012	990	0.838
Anno	1463.1	584.51	13.08	1682.9	1608.4	18990	18583	0.792

Legenda

GlobHor Irraggiamento orizzontale globale

DiffHor Irraggiamento diffuso orizz.

T_Amb Temperatura ambiente

GlobInc Globale incidente piano coll.

GlobEff Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre

EArray Energia effettiva in uscita campo

E_Grid Energia immessa in rete

PR Indice di rendimento

7.2 Dimensionamento elettrico preliminare

L'impianto fotovoltaico dovrà essere collegato al Quadro di Media Tensione che sarà presente all'interno della sottostazione AT/MT dell'aeroporto. La connessione con la rete di distribuzione nazionale avverrà in AT essendo l'impianto con potenza nominale superiore ai 10MW. Le modalità di connessione saranno oggetto di sviluppi più approfonditi nelle fasi di progettazione successive e saranno conformi alle prescrizioni / direttive vigenti disposte dall'ente distributore, oltre che alle norme tecniche di riferimento.

La scelta progettuale, quindi, è stata elaborata sull'ipotesi di connessione dell'impianto sul quadro MT principale di distribuzione dell'aeroporto, al quale tramite scavi di sezione adeguata, convoglieranno i cavi di Media Tensione, provenienti dal parco fotovoltaico, più precisamente dalle cabine MT/Bt installate in campo lungo la strada centrale che percorre da Sud a Nord l'impianto.

Il parco fotovoltaico, come rappresentato nei precedenti paragrafi, sarà suddiviso in n.6 campi fotovoltaici denominati "FV-1, FV-2, FV-3, FV-4, FV-5, FV-6". I campi fotovoltaici saranno così costituiti:

- Campo FV-1: composto da n.4202 moduli fotovoltaici con inclinazione 30° ed orientamento -30° e -35° rispetto al Sud (0°); i moduli saranno sottesi a n.20 inverter;
- Campo FV-2: composto da n.4576 moduli fotovoltaici con inclinazione 30° ed orientamento -35° rispetto al Sud (0°); i moduli saranno sottesi a n.22 inverter;

- Campo FV-3: composto da n.4168 moduli fotovoltaici con inclinazione 30° ed orientamento -35° e 10° rispetto al Sud (0°); i moduli saranno sottesi a n.20 inverter;
- Campo FV-4: composto da n.4684 moduli fotovoltaici con inclinazione 30° ed orientamento 0° rispetto al Sud (0°); i moduli saranno sottesi a n.22 inverter;
- Campo FV-5: composto da n.4080 moduli fotovoltaici con inclinazione 30° ed orientamento 5° e 10° rispetto al Sud (0°); i moduli saranno sottesi a n.20 inverter;
- Campo FV-6: composto da n.4104 moduli fotovoltaici con inclinazione 30° ed orientamento 10°, -30° e -35° rispetto al Sud (0°); i moduli saranno sottesi a n.20 inverter.

In totale quindi saranno utilizzati 124 inverter per la conversione dell'energia da corrente continua a corrente alternata.

Gli inverter utilizzati saranno di tipo multistringa aventi n.6 MPPT interni con potenza nominale in corrente alternata pari a 100kW. La configurazione multistringa permette una maggiore flessibilità nel dimensionamento oltre che maggiori vantaggi in termini di producibilità riducendo al minimo le perdite per eventuali ombreggiamenti. La configurazione per ogni inverter è dettagliata nel report di calcolo del software PvSyst e riassunta sarà la seguente:

- N. di MPPT= 6
- N. di stringhe per ogni MPPT= 2
- N. di moduli FV per ogni stringa= 15 / 16 / 17 / 18
- N. totale di moduli FV sottesi all'inverter= 182 / 192 / 196 / 198 / 200 / 202 / 204 / 208 / 212 / 214 /216

Complessivamente quindi, guardando le configurazioni tipica per ogni inverter avremo:

- N. campi FV= 6
- N. inverter per campi FV-1, FV-3, FV-5, FV-6= 20
- N. inverter per campi FV-2, FV-4= 22
- N. inverter totale= 124
- N. totale moduli utilizzati= 25.814

Gli inverter saranno posizionati direttamente in campo in prossimità dei moduli FV, fissati sulla struttura di sostegno dei moduli stessi, saranno in posizione baricentrica rispetto al sottocampo di riferimento, per ridurre la quantità di cavo in corrente continua da posare. Saranno altresì provvisti di protezioni interne sia

lato CC che lato CA in modo tale da non rendere necessaria l'installazione di quadri di sezionamento in campo. I cavi in Bassa Tensione in corrente alternata in uscita dagli inverter saranno posati entro idonee tubazioni corrugate interrate e convoglieranno alla propria cabina di riferimento.

Saranno installate complessivamente n.6 cabine MT/Bt dislocate lungo la strada principale che taglia trasversalmente in due il parco fotovoltaico. Ci sarà quindi una cabina MT/Bt per ogni campo fotovoltaico e saranno connesse fra di loro in Media Tensione in configurazione entra/esce. I cavidotti in MT, composti da tubazioni corrugate a doppia parete di sezione idonea alla posa dei cavi, saranno posati entro scavi di adeguata sezione al di sotto della strada centrale sopra citata. Dalla Cabina FV-1 partiranno le tubazioni con relativi cavi MT, che faranno capo al Quadro in MT di distribuzione principale che sarà all'interno della sottostazione AT/MT dell'aeroporto. Si utilizzeranno cabine MT/Bt standardizzate così composte:

- Quadro MT con livello di tensione adeguato, composto da una cella di arrivo, una cella di protezione trasformatore MT/Bt ed una cella di partenza per la connessione con le altre cabine di campo;
- Trasformatore MT/Bt 6-15-20/0,4 kV da 2000 kVA dimensionato per un numero massimo di 20 Inverter (per cabine FV-1, FV-3, FV-5, FV-6);
- Trasformatore MT/Bt 6-15-20/0,4 kV da 2200 kVA dimensionato per un numero massimo di 22 Inverter (per cabine FV-2, FV-4);
- Quadro BT che ospita i dispositivi di protezione delle linee in partenza per i n.20 o n.22 inverter dislocati in campo;
- Quadro servizi ausiliari con relativo Trasformatore dedicato.

7.3 Principali dispositivi dell'impianto

I principali dispositivi di protezione e controllo da prevedere in campo saranno i seguenti:

DISPOSITIVO GENERALE (DG)

Il dispositivo Generale DG, sarà presente nel quadro generale MT di distribuzione all'interno della sottostazione AT/MT dell'aeroporto. Esso sarà associato al Sistema di Protezione Generale (SPG) conformemente alla norma CEI-016.

DISPOSITIVO DI INTERFACCIA (DI)

Il dispositivo di interfaccia (DI) sarà presente all'interno del quadro generale MT di distribuzione all'interno della sottostazione AT/MT dell'aeroporto e sarà corrispondente all'interruttore di partenza per le cabine di campo.

Sarà associato al sistema di protezione di interfaccia SPI da installare nello stesso quadro. Questo sistema di protezione dovrà dialogare con il dispositivo di ricalzo (DDR) in caso di mancata apertura del dispositivo di interfaccia. L'SPI dovrà altresì essere predisposto per il teledistacco secondo norma CEI 0-16-8.8.7.1.

DISPOSITIVO DI RICALZO (DDR)

In conformità alle normative vigenti, sarà previsto anche il dispositivo di ricalzo (DDR) che dovrà intervenire in caso di mancata apertura del dispositivo di interfaccia. Dialogherà quindi con l'SPI e corrisponderà alla prima cella del quadro MT relativo alla cabina di campo FV-1.

DISPOSITIVO DEL GENERATORE (DDG)

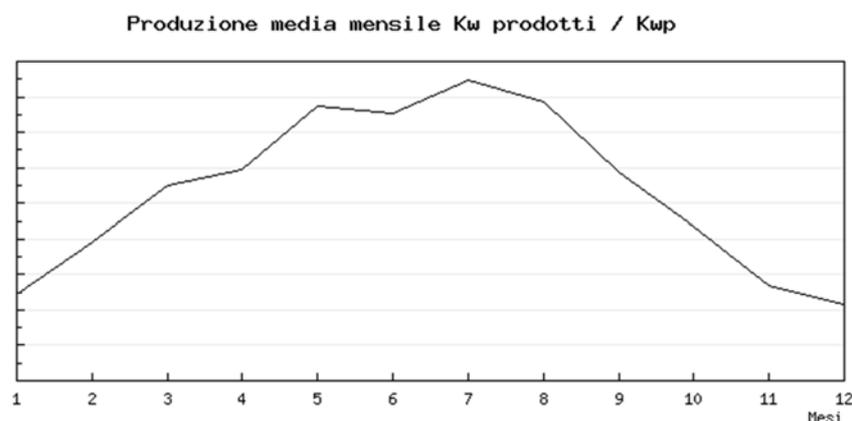
Per l'impianto in esame ci saranno sei dispositivi di generatore, e corrisponderanno agli interruttori generali dei quadri BT previsti all'interno di tutte e sei le cabine di campo (FV-1, FV-2, FV-3, FV-4, FV-5, FV-6).

CONTROLORE CENTRALE DI IMPIANTO (CCI)

Col recepimento della delibera ARERA 540/2021/R/eel e in conformità alla norma CEI 0-16:2022-03 ALL. O e T, sarà prevista l'installazione del controllore centrale di impianto (CCI). Sarà posizionato all'interno del quadro generale MT di distribuzione all'interno della sottostazione AT/MT dell'aeroporto, raccoglierà tutti i dati di impianto e dialogherà coi componenti principali di impianto (DG, DI etc.). Tramite protocollo ethernet IEC 61850, il CCI dialogherà col DSO ed eventuali altri operatori.

8. Utilizzo dell'energia prodotta

Per un generatore fotovoltaico con potenza installata pari a 13.939,56 kWp si può stimare una produzione globale annua di 18.583.000 kWh, ovviamente distribuita nell'anno con la classica configurazione "a campana" che presenta i picchi di produzione nel periodo estivo.



Il proprietario dell'impianto potrà utilizzare questo ingente patrimonio energetico con diverse modalità.

Il primo obiettivo, ovviamente, sarà la fornitura dell'energia prodotta dall'impianto a favore dell'aerostazione. Per massimizzare il rapporto tra l'energia consumata dagli utenti e quella ceduta alla rete elettrica nazionale potranno essere adottati sistemi di accumulo dell'energia (a batteria elettrochimica o tramite stoccaggio di idrogeno) che fungano da "polmone" rispetto alla produzione fisiologicamente irregolare del fotovoltaico.

Inoltre potrebbe essere valutata la costituzione di una Comunità Energetica Rinnovabile (CER) al fine di valorizzare l'esubero di energia prodotta mettendola a disposizione di altri utilizzatori secondo una logica virtuosa di condivisione tra diversi soggetti dell'energia rinnovabile prodotta.

8.1 Accumulo con batterie

La produzione fotovoltaica rispecchia l'andamento dell'irraggiamento del sole durante le giornate e le stagioni, quindi, l'utilizzo in tempo reale dell'energia prodotta può coprire solo in parte i carichi energetici di un'attività come l'aeroporto, che prevede forti consumi anche notturni; basti pensare all'illuminazione, ai sistemi BHS, e a tutti i servizi collegati ai voli serali/notturni.

È interessante quindi pensare a dei sistemi di accumulo dell'energia *green* prodotta per un utilizzo differenziato nel tempo.

I sistemi di accumulo dell'energia a batteria si basano su container standard a partire da kW/kWh (container singolo) fino a MW/MWh (combinando più container). Il sistema di accumulo di energia containerizzato consente un'installazione rapida, un funzionamento sicuro e condizioni ambientali controllate. I container del sistema di accumulo di energia consentono di immagazzinare l'energia prodotta da fotovoltaico, o altre fonti rinnovabili. Grazie alla elevata durata del ciclo, i container del sistema di accumulo di energia vengono utilizzati anche per la riduzione dei picchi, riducendo così i consumi e i costi in bolletta.

8.2 Produzione di idrogeno

L'idrogeno è l'elemento su cui oggi si punta come futuro vettore energetico per ridurre l'uso dei combustibili a base di carbonio e limitare l'incremento di CO₂ in atmosfera.

L'idrogeno non è però una fonte primaria di energia come lo sono gas naturale, petrolio e carbone, ma deve essere prodotto a partire da fonti energetiche. In natura, infatti, non esiste da solo ma deve essere estratto dall'acqua o dal metano. Il vantaggio è che rilascia energia in modo pulito: nella combustione non emette gas serra, nelle celle a combustibile produce elettricità e ha come scarto soltanto vapore acqueo.

8.2.1 Classificazione dell'idrogeno

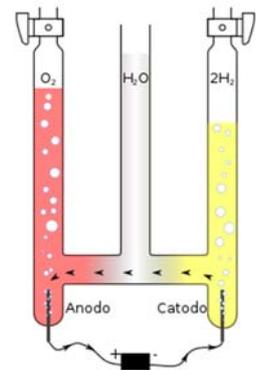
L'idrogeno è generalmente classificato con colori diversi sulla base del processo con il quale viene prodotto:

- grigio, prodotto generalmente dal processo di *steam reforming* del metano (Smr) o dalla gassificazione del carbone, con elevate emissioni di anidride carbonica;
- blu, prodotto dallo Smr o dalla gassificazione del carbone in presenza di sistemi di abbattimento delle emissioni inquinanti di anidride carbonica, quali le tecnologie di cattura e confinamento della CO₂ che si forma dalla reazione;
- verde, prodotto attraverso l'elettrolisi dell'acqua, a condizione che l'energia elettrica che occorre per scomporre l'acqua in idrogeno e ossigeno, senza produzione di CO₂, sia prodotta da fonti rinnovabili.

8.2.2 Elettrolisi

La produzione di idrogeno verde è dunque basata sull'elettrolisi dell'acqua.

Per produrre idrogeno, l'elettrolisi converte l'energia elettrica in energia chimica immagazzinando elettroni in legami chimici stabili. Come nelle celle a combustibile, gli elettrolizzatori sono composti da un anodo e un catodo separati da un elettrolita acquoso secondo il tipo di materiale elettrolitico coinvolto e le specie ioniche che conduce. L'elettrolita è una componente indispensabile, poiché l'acqua pura non ha la capacità di trasportare abbastanza carica perché manca di ioni. All'anodo, l'acqua viene ossidata in ossigeno gassoso e ioni di idrogeno. Mentre al catodo, l'acqua viene ridotta a idrogeno gassoso e ioni idrossido.



8.2.3 Elettrolizzatori

Attualmente sono quattro le principali tecnologie di elettrolisi:

- Elettrolizzatori alcalini (AEL): è la tecnologia più sviluppata per la produzione di idrogeno e la più usata a livello commerciale. Opera a bassa temperatura e ha un costo contenuto. Essendo ampiamente utilizzata, ha una rete di fornitura e capacità produttiva consolidate. Ha però una risposta limitata alle fluttuazioni degli input elettrici, soprattutto quando si integra con fonti rinnovabili.
- Elettrolizzatori a membrana elettrolitica polimerica (PEM): utilizzano un elettrolita solido. Offrono una risposta dinamica più rapida, un design compatto e una maggiore efficienza energetica. La membrana a scambio protonico limita significativamente il passaggio dell'idrogeno e consente un

funzionamento ad alta pressione, con riduzione di energia per la compressione e l'accumulo dell'idrogeno.

- Membrana a scambio anionico (AEM): combina i vantaggi dei sistemi Pem e alcalini. Il basso costo dei materiali utilizzati, densità ed efficienze energetiche paragonabili alla tecnologia a polimero solido, consentono di costruire elettrolizzatori fino a 2,4 kW. Le membrane attualmente disponibili in commercio non hanno raggiunto una stabilità sufficiente, limitando l'adozione diffusa di questa tecnologia nelle applicazioni di elettrolisi.
- Ossido solido (SOEC): ha il vantaggio di raggiungere elevati gradi di efficienza pur operando ad alte pressioni e utilizzando catalizzatori di materiale non nobile. Offre un potenziale di sviluppo molto elevato e nonostante risulti la soluzione con maggior potenziale, ad oggi ha un utilizzo commerciale limitato a causa della scarsa durata di vita dovuta alle alte temperature di funzionamento. È tuttora in fase di sperimentazione con alcuni prototipi.

8.2.4 Sistemi di accumulo

Lo stoccaggio dell'idrogeno può avvenire in diverse forme:

- Gas a pressione: l'idrogeno può essere immagazzinato come gas a pressione. Attualmente è il metodo più comune, perché economico, ma il volume che occupa l'idrogeno è elevato, ragion per cui sono necessari contenitori e serbatoi di grandi dimensioni.
- Gas liquefatto: l'idrogeno può essere trasportato anche allo stadio liquido, ma è più costoso da immagazzinare perché per diventare liquido è necessario sottoporlo a compressione e ad una temperatura di -253° . Una volta liquido, è molto pericoloso da trasportare, per questo motivo i contenitori per lo stoccaggio e il trasporto devono avere requisiti di isolamento termico molto severi.
- Assorbimento: l'idrogeno può essere immagazzinato per assorbimento. Con questo metodo si sfrutta la proprietà che certe leghe metalliche hanno di assorbire l'idrogeno. Un metallo che assorbe idrogeno si raffredda e, per recuperare l'idrogeno, si deve riscaldarlo. In rapporto al volume, la capacità di questi accumulatori è molto vantaggiosa, ma purtroppo questi serbatoi sono molto pesanti e costosi e pertanto non adatti ad applicazioni mobili. I loro vantaggi sono la semplicità e la sicurezza; anche quando il serbatoio dovesse subire un guasto, l'idrogeno non si disperde. Essi lavorano a pressione quasi normale, non causano perdite dovute all'evaporazione e hanno un effetto purificante sull'idrogeno.

8.2.5 Applicazioni

L'idrogeno verde è al centro del dibattito energetico attuale come possibile soluzione *low carbon* per la lotta al cambiamento climatico. La prospettiva di una transizione verso un futuro a basse emissioni ha portato infatti grande attenzione attorno al tema dell'utilizzo di idrogeno in varie applicazioni.

Con questa premessa, sono state analizzate, all'interno della riqualificazione ed ampliamento dell'Aeroporto Amerigo Vespucci, le possibili applicazioni dell'idrogeno al progetto ed i suoi possibili utilizzi, anche futuri. Nell'ottica di sfruttare la sovrapproduzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, la produzione e lo stoccaggio di idrogeno può tornare utile per:

- Produrre combustibile per mezzi ad idrogeno che potrebbero prendere piede nel mercato, siano essi di terra o aerei;
- Celle a combustibile per la produzione di energia elettrica, da sfruttare d'inverno con l'idrogeno prodotto d'estate o di notte con l'idrogeno prodotto di giorno. Soluzione, comunque, da confrontare con le classiche batterie al litio in base alle effettive esigenze dell'aeroporto;
- Come combustibile per generatori di calore, anche se l'efficienza del processo dall'elettrolisi alla generazione di calore ha un rendimento inferiore rispetto, ad esempio, alle pompe di calore.

Le considerazioni appena esposte si contestualizzano sulle tecnologie attualmente disponibili, tuttavia, la ricerca e la sperimentazione sono in continuo avanzamento e si stima che tra qualche anno l'efficienza, i costi e le modalità di produzione e stoccaggio dell'idrogeno saranno migliori e renderanno questo processo più appetibile.

8.3 Comunità Energetiche

Un interessante utilizzo dell'energia prodotta potrebbe essere la condivisione con finalità di autoconsumo all'interno di una Comunità di Energia Rinnovabile (CER).

8.3.1 Le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER)



I consumatori di energia elettrica possono oggi associarsi per produrre localmente, tramite fonti rinnovabili, l'energia elettrica necessaria al proprio fabbisogno, "condividendola".

Questo grazie all'entrata in vigore del decreto-legge 162/19 (articolo 42bis) e dei relativi provvedimenti attuativi, quali la delibera 318/2020/R/eel dell'ARERA e il DM 16

settembre 2020 del MiSE, in fase di aggiornamento per quanto riguarda, in particolare, la potenza degli impianti ammissibili e le modalità di allacciamento in cabina.

Una Comunità di energia rinnovabile è un soggetto giuridico autonomo, quale a titolo d'esempio: associazione, ente del terzo settore, cooperativa, cooperativa benefit, consorzio, partenariato, organizzazione senza scopo di lucro che, agendo a proprio nome, possa esercitare diritti ed essere soggetto ad obblighi.

Inoltre, una CER ha le seguenti caratteristiche:

1. si basa sulla partecipazione aperta e volontaria (a condizione che, per le imprese private, la partecipazione alla comunità di energia rinnovabile non costituisca l'attività commerciale e/o industriale principale) ed è autonoma;

2. i cui azionisti o membri che esercitano potere di controllo sono persone fisiche, piccole e medie imprese (PMI), enti territoriali o autorità locali, ivi incluse, ai sensi dell'art. 31, comma 1 lettera b) del D.Lgs. 199/21, le amministrazioni comunali, gli enti di ricerca e formazione, gli enti religiosi, del terzo settore e di protezione ambientale nonché le amministrazioni locali contenute nell'elenco delle amministrazioni pubbliche divulgato dall'Istituto Nazionale di Statistica (ISTAT) secondo quanto previsto all'articolo 1, comma 3, della legge 31 dicembre 2009, n. 196, situati nel territorio degli stessi Comuni in cui sono ubicati gli impianti di produzione detenuti dalla Comunità di energia rinnovabile;

3. il cui obiettivo principale è fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai propri azionisti o membri o alle aree locali in cui opera, piuttosto che profitti finanziari.

Con le normative attuali e in via di aggiornamento, l'impianto fotovoltaico rientrerebbe a pieno titolo nella configurazione di Comunità Energetica, perché produce energia da fonte rinnovabile, è di nuova costruzione ed è nella piena proprietà dell'ente che fungerebbe da rappresentante della CER, cioè Toscana Aeroporti S.p.A.

In questo momento la norma si sta orientando su un limite di potenza di 1 MWp per rientrare in una CER, quindi, per perseguire questa strada, si dovrebbe rendere autonoma una porzione di impianto che potrebbe fare da generatore per una Comunità Energetica comprendente altri soggetti adiacenti all'aeroporto. Altra condizione dirimente per la creazione della CER è che i suoi membri siano titolari di punti di connessione ubicati su reti elettriche di bassa tensione sottese alla medesima cabina di trasformazione (medesima cabina primaria).

8.3.2 Incentivo economico

L'energia elettrica "condivisa", pari al minimo, su base oraria, tra l'energia elettrica immessa in rete dagli impianti di produzione e l'energia elettrica prelevata dai consumatori che rilevano per la configurazione, beneficia di un contributo economico riconosciuto dal GSE a seguito dell'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione. Tali incentivi sono riconosciuti per la durata di 20 anni a partire dalla data di decorrenza commerciale dell'impianto di produzione ovvero dalla prima data per cui l'energia di tale impianto rileva ai fini della determinazione dell'energia elettrica condivisa.

Per ciascun kWh di energia elettrica condivisa viene riconosciuto dal GSE, per un periodo di 20 anni:

- un corrispettivo unitario, individuato come somma della tariffa di trasmissione per le utenze in bassa tensione e del valore più elevato della componente variabile della tariffa di distribuzione per le utenze altri usi in bassa tensione;
- una tariffa premio pari a 110 €/MWh autoconsumata.

Al termine del periodo dei 20 anni, il contratto può essere oggetto di proroga su base annuale tacitamente rinnovabile in relazione alle sole parti afferenti al corrispettivo unitario.

È sempre possibile, inoltre, richiedere al GSE la cessione dell'energia prodotta e immessa in rete dagli impianti la cui energia rileva per la configurazione, alle condizioni del Ritiro Dedicato quindi generando un ricavo per tutta l'energia che non viene autoconsumata, ma immessa in rete.

I contributi economici spettanti all'energia condivisa nell'ambito di una delle due configurazioni ammesse sono alternativi agli incentivi di cui al D.M. 04/07/2019 e al meccanismo dello Scambio sul Posto.

L'istanza deve essere trasmessa esclusivamente per via telematica, tramite Portale dedicato del GSE. Alla data di invio dell'istanza la configurazione per la quale si richiede l'accesso al servizio dovrà possedere tutti i requisiti previsti dalla normativa di riferimento e dalle Regole Tecniche.