



MINISTERO  
DELLE INFRASTRUTTURE E DEI TRASPORTI



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

Committente Principale



## AEROPORTO INTERNAZIONALE DI FIRENZE AMERIGO VESPUCCI

Opera

### PROJECT REVIEW – PIANO DI SVILUPPO AEROPORTUALE AL 2035

Titolo Documento

### PARCO FOTOVOLTAICO Relazione Illustrativa Generale

Livello di Progetto

### SCHEDE DI APPROFONDIMENTO PROGETTUALE A LIVELLO MINIMO DI PROGETTO DI FATTIBILITA' TECNICA ED ECONOMICA

LIV	REV	DATA EMISSIONE	SCALA	CODICE FILE
PSA	02	MARZO 2024	N/A	FLR-MPL-PSA-FTV1-001-GE-RT_Rel Gen
				TITOLO RIDOTTO
				Rel Gen

02	03/2024	EMISSIONE PER PROCEDURA VIA-VAS	SEINGIM	A. BONCIANI	L. TENERANI
01	03/2023	EMISSIONE PER APPROVAZIONE IN LINEA TECNICA DI ENAC	SEINGIM	A. BONCIANI	L. TENERANI
00	10/2022	EMISSIONE PER DIBATTITO PUBBLICO	SEINGIM	A. BONCIANI	L. TENERANI
REV	DATA	DESCRIZIONE	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO

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

## Relazione Illustrativa Generale del Parco Fotovoltaico

### Indice

<b>1. PREMESSA.....</b>	<b>3</b>
<b>2. CARATTERISTICHE GENERALI DEL PARCO FOTOVOLTAICO.....</b>	<b>4</b>
2.1 AREA DI INSTALLAZIONE.....	4
2.2 SUDDIVISIONE DEI CAMPI.....	5
2.3 ACCESSI ALL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO.....	6
<b>3. DISPONIBILITÀ DELLA FONTE SOLARE.....</b>	<b>7</b>
3.1 IRRADIAZIONE GIORNALIERA MEDIA MENSILE SUL PIANO ORIZZONTALE.....	7
3.2 FATTORI MORFOLOGICI E AMBIENTALI.....	8
<b>4. INTERFERENZE.....</b>	<b>8</b>
<b>5. PERICOLOSITÀ IDRAULICA.....</b>	<b>8</b>
<b>6. VERIFICA SULL'ASSENZA DI FENOMENI DI ABBAGLIAMENTO.....</b>	<b>10</b>
<b>7. DATI TECNICI DEL PARCO FOTOVOLTAICO.....</b>	<b>11</b>
7.1 CALCOLO DELLA PRODUCIBILITÀ.....	12
7.2 DIMENSIONAMENTO ELETTRICO PRELIMINARE.....	14
7.3 PRINCIPALI DISPOSITIVI DELL'IMPIANTO.....	16
<b>8. UTILIZZO DELL'ENERGIA PRODOTTA.....</b>	<b>17</b>
8.1 ACCUMULO CON BATTERIE (B.E.S.S.).....	18
8.2 COMUNITÀ ENERGETICHE RINNOVABILI (CER).....	21
<b>9. EMISSIONI EVITATE.....</b>	<b>25</b>

## 1. Premessa

Il presente documento costituisce la Relazione tecnica dell'intervento "Parco Fotovoltaico", parte integrante della Project Review del Piano di Sviluppo Aeroportuale (o Masterplan) al 2035 dell'aeroporto di Firenze, qui sviluppata e dettagliata ad un livello tecnico ritenuto congruo con le finalità della presente fase procedurale, comunque non inferiore a quello del progetto di fattibilità tecnica ed economica di cui all'art. 41 del D. Lgs. n. 36/2023.

Il citato approfondimento tecnico viene previsto ad integrazione della Sezione Generale della Project Review del Piano di Sviluppo Aeroportuale al 2035, predisposta in aderenza alle normative e/o regolamenti specifici del settore aeronautico, rispetto alla quale si pone l'obiettivo di elaborare ulteriori elementi tecnici di studio, dettaglio, analisi e progettazione, ritenuti necessari ai fini del compiuto espletamento dei procedimenti amministrativi (di compatibilità ambientale e di autorizzazione) ai quali risulta per legge assoggettato lo strumento del Piano di Sviluppo Aeroportuale, così integrato in modo da rafforzarne la valenza e la funzione progettuale, strettamente interconnessa con quella pianificatoria e programmatica di investimento.

Le informazioni di seguito riportate vanno, pertanto, analizzate in stretta correlazione rispetto ai più ampi ed estesi aspetti tecnico-economici trattati all'interno dei documenti afferenti alla Sezione Generale del 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 analisi e comprensione della Project Review del Piano di Sviluppo Aeroportuale.

La citata Project Review costituisce la nuova formulazione tecnica delle previsioni progettuali e di investimento che ENAC prevede di attuare, nel medio-lungo periodo (orizzonte 2035, coerente con quello del Piano Nazionale degli Aeroporti in fase di aggiornamento), relativamente all'infrastruttura aeroportuale di Firenze, redatta dal Gestore aeroportuale di intesa con l'Ente regolatore in attuazione degli obblighi di miglioramento, ottimizzazione e sviluppo dell'aeroporto insiti nel contratto di concessione che lega lo stesso Gestore alle Istituzioni dello Stato (Ministero delle Infrastrutture e ENAC) per la gestione totale dell'infrastruttura aeroportuale (bene dello Stato). Ne consegue che l'insieme documentale di cui la presente relazione costituisce parte integrante deve essere visto e analizzato nella propria autonomia e indipendenza sostanziale, per quanto inevitabilmente consequenziale rispetto al precedente Masterplan 2014-2029 col quale risultano ancora sussistenti più elementi di dialogo che, tuttavia, ci si pone l'obiettivo di non assurgere

a valenza prodromica e a funzionalità necessaria per una completa illustrazione, definizione e comprensione del nuovo Piano di Sviluppo Aeroportuale 2035.

Si auspica, infine, di aver esaurientemente e correttamente tradotto e trasferito, all'interno della documentazione di cui al nuovo Masterplan 2035, quel prezioso bagaglio di esperienza e quell'insieme di utili risultanze derivanti dal dialogo costruttivo e dialettico che, nell'ultimo decennio, ha visto in più momenti la partecipazione di ENAC, del Gestore aeroportuale, degli Enti/Amministrazioni interessati, delle Istituzioni nazionali e regionali, dei vari stakeholders e della cittadinanza attiva intorno ai temi relativi al trasporto aereo, alla multimodalità della mobilità, al ruolo della rete aeroportuale territoriale toscana e al futuro dello scalo aeroportuale di Firenze, che ENAC vede sempre più strategico, integrato e funzionale alla rete nazionale ed europea dei trasporti.

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".

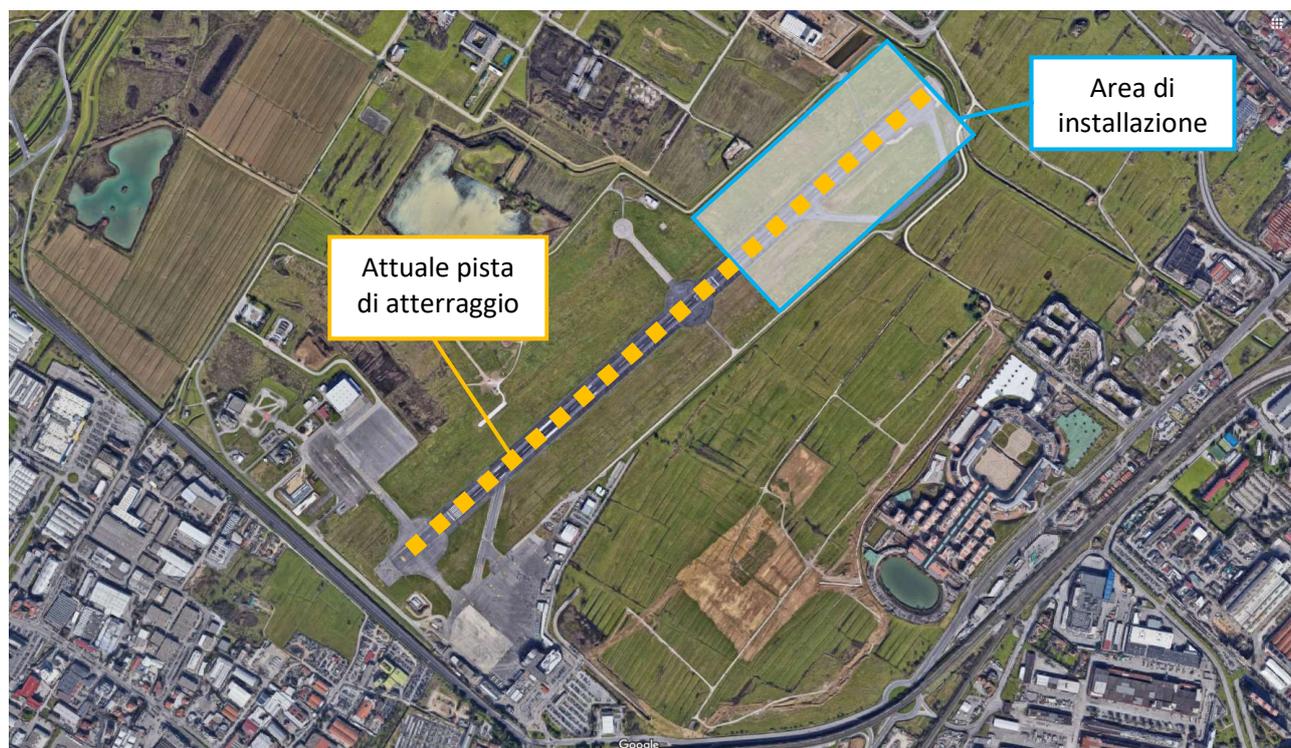
Il dimensionamento dell'impianto fotovoltaico è stato effettuato tenendo conto dei seguenti aspetti principali :

- 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.

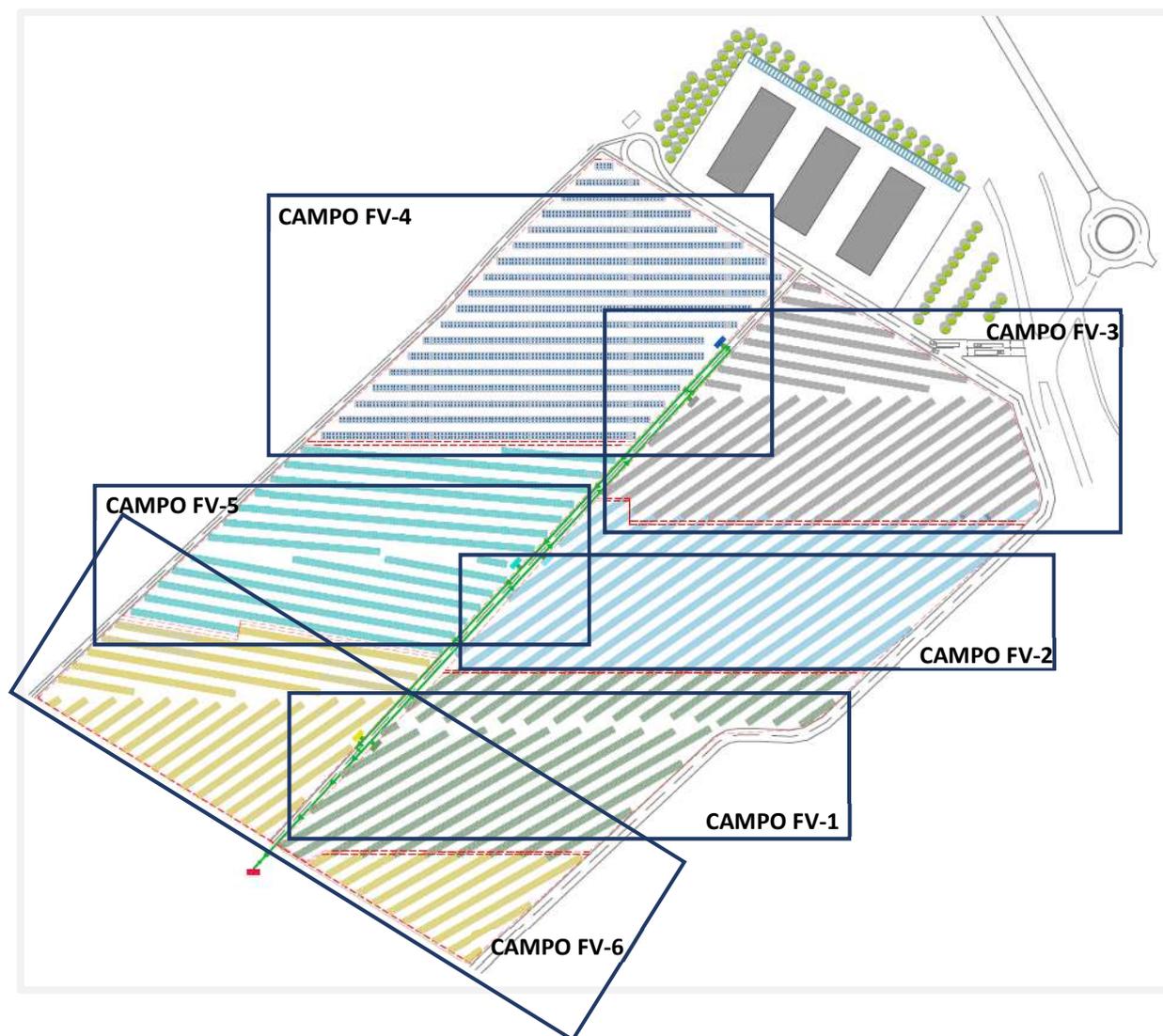


L'impianto sarà disposto a terra su una superficie complessiva di 16 ha di terreno. L'area di intervento è classificata come "Sottozona F3: Parcheggi, reti tecnologiche, cimiteri, aeroporto, recupero ambientale (esistenti)" ai sensi dello strumento urbanistico vigente del Comune di Firenze.

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.

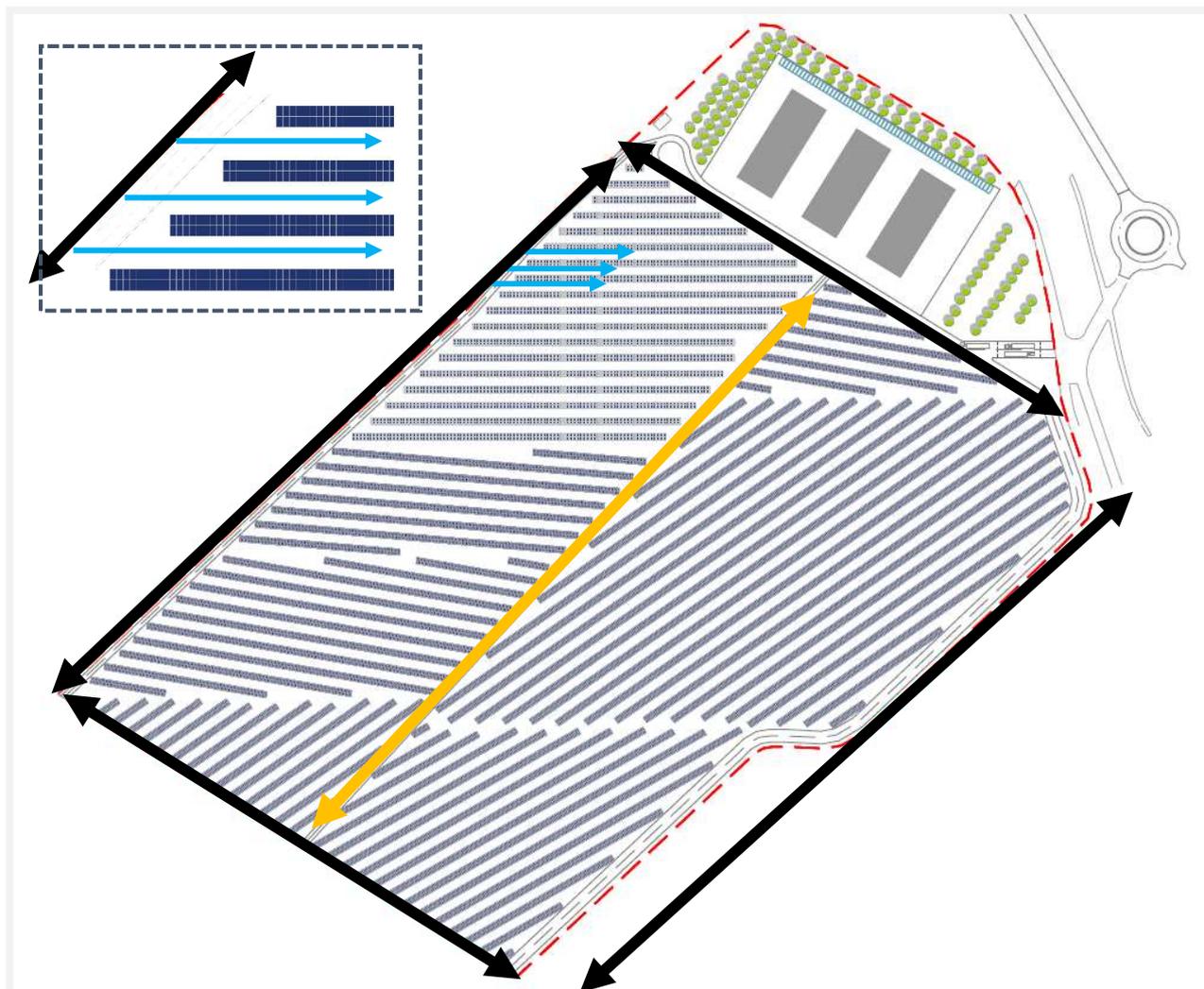


L'impianto avrà una potenza totale di 13.939,56 kW e saranno installati 25.814 moduli fotovoltaici. L'impianto si compone di n. 6 campi fotovoltaici, denominati da "Campo FV-1" a "Campo FV-6", dislocati all'interno dell'area pianeggiante precedentemente descritta.

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.

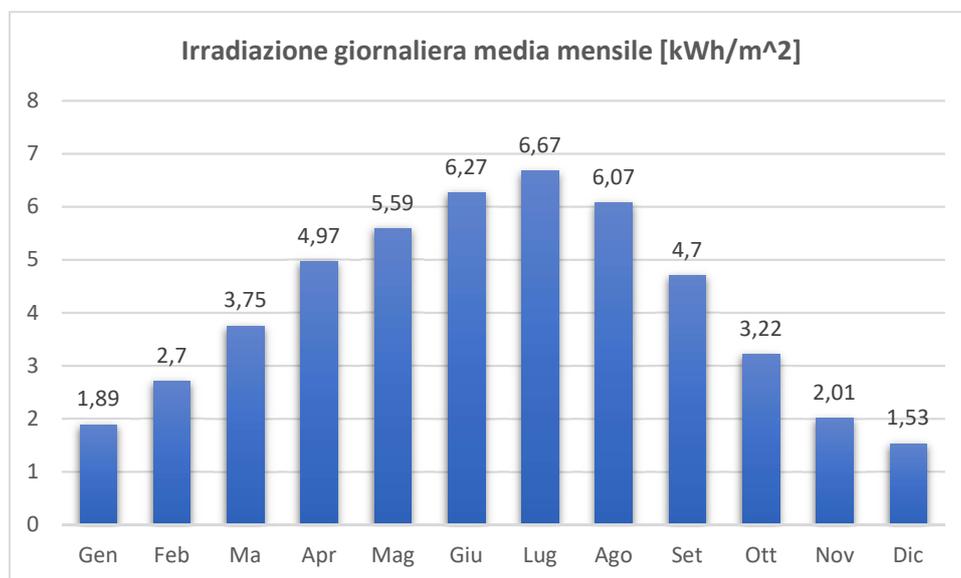
### 3. Disponibilità della fonte solare

#### 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/m<sup>2</sup>] - Fonte dati: UNI 10349:2016



Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [kWh/m<sup>2</sup>] - Fonte dati: UNI 10349:2016

Quindi, i valori della irradiazione solare annua sul piano orizzontale sono pari a 1505 kWh/m<sup>2</sup> (Fonte dati: UNI 10349:2016).

### 3.2 Fattori morfologici e ambientali

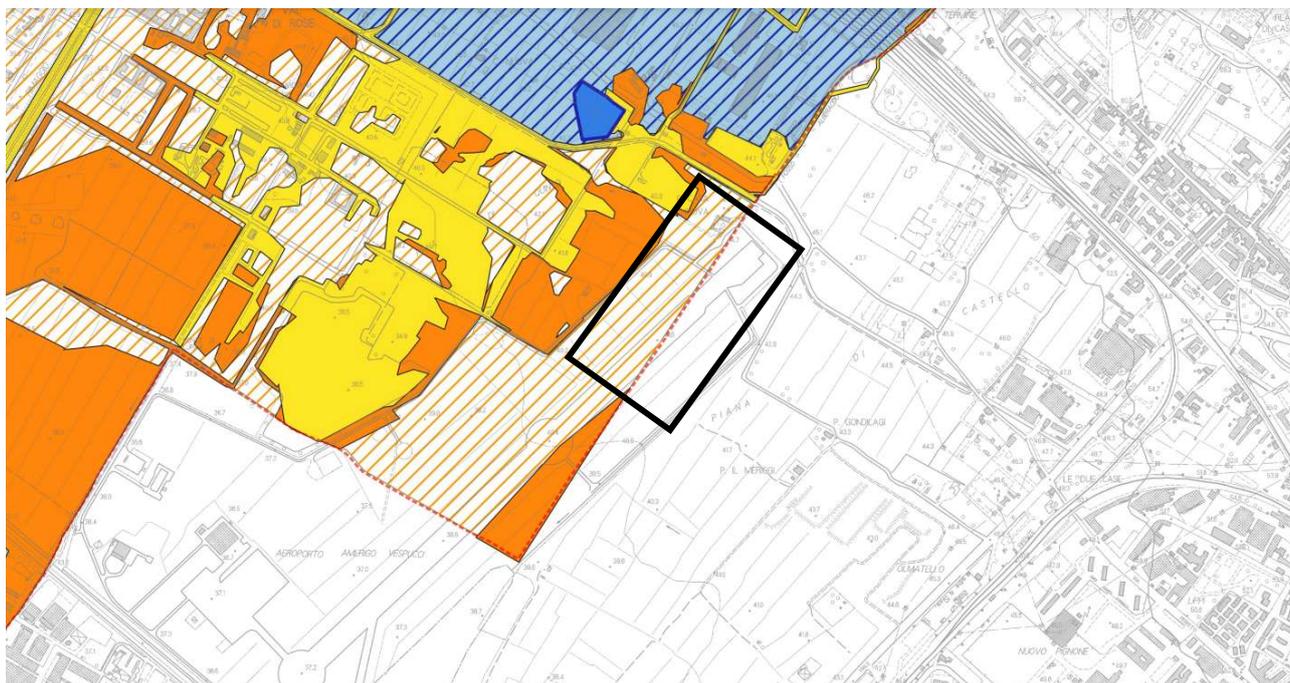
Non si evidenziano **fenomeni di schermatura** da parte di elementi naturali (rilievi, alberi) o artificiali (edifici), tali da determinare una riduzione degli apporti solari e del tempo di ritorno dell'investimento.

## 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.

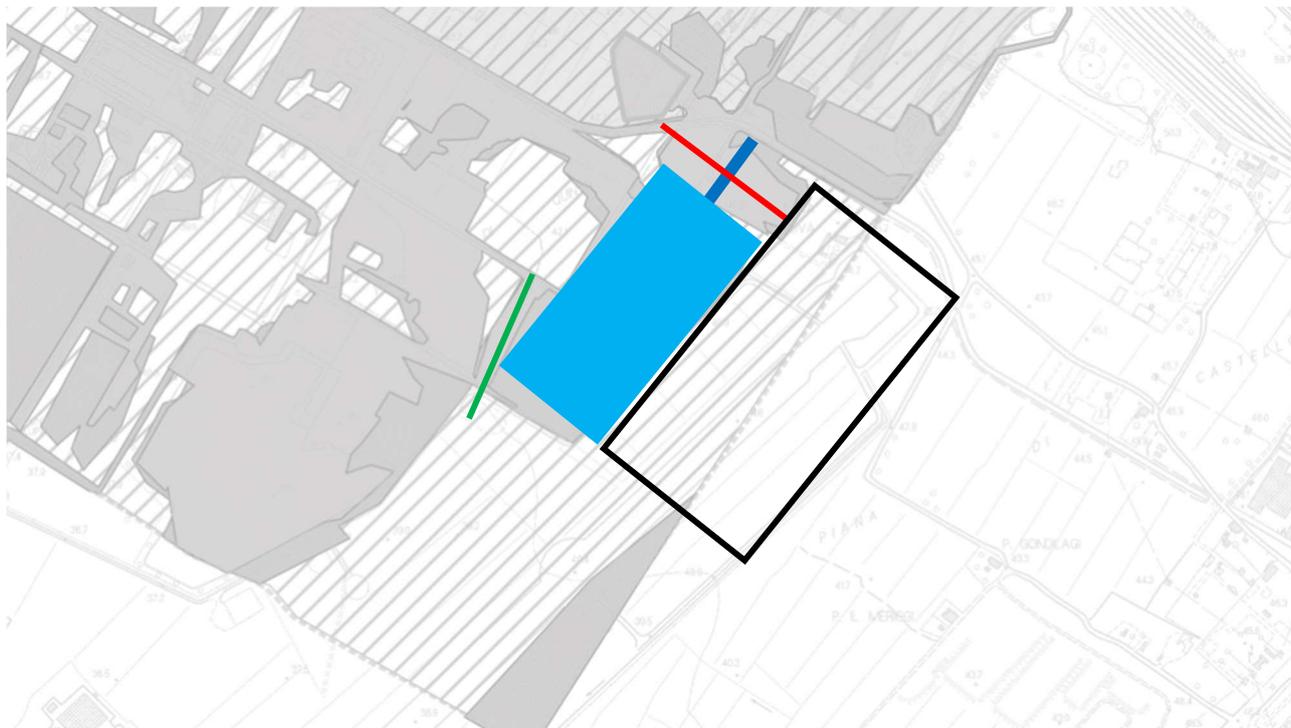
## 5. Pericolosità idraulica

La **mapa 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

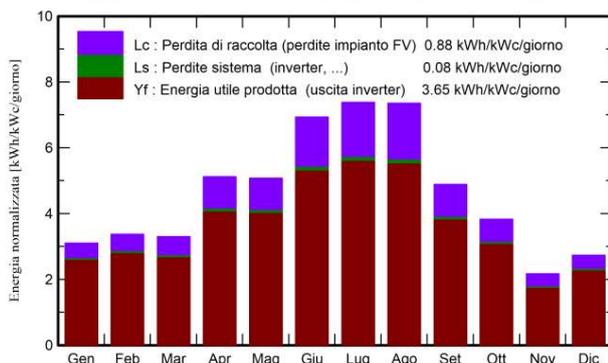
Per il progetto ed il sito in oggetto, sono stati utilizzati per l'elaborazione statistica della stima di radiazione solare, dati meteo del database PVGIS api TMY. Stabilita la disponibilità solare e le perdite dell'impianto, è possibile calcolare la producibilità di energia elettrica annua. Il calcolo 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.

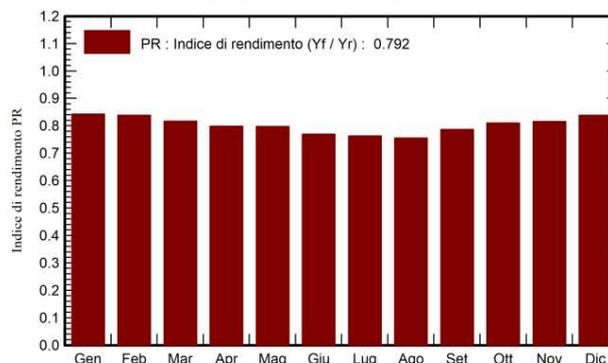
**CALCOLI DI PROGETTO**

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 <sup>2</sup>
Irraggiamento medio annuo sul piano dei moduli	1.682,9 kWh/m <sup>2</sup>
Producibilità annua	<b>18.583 MWh</b>
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 <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
<b>Gennaio</b>	54.8	20.44	2.53	96.2	92.0	1155	1129	0.843
<b>Febbraio</b>	66.8	30.64	1.65	94.2	90.1	1126	1100	0.838
<b>Marzo</b>	87.3	47.88	7.72	102.2	97.7	1190	1164	0.816
<b>Aprile</b>	142.3	59.94	11.17	153.5	146.5	1746	1709	0.799
<b>Maggio</b>	156.7	79.53	14.23	157.3	150.1	1786	1748	0.797
<b>Giugno</b>	212.5	73.85	21.22	208.0	198.7	2278	2230	0.769
<b>Luglio</b>	227.2	68.64	23.65	228.7	218.5	2483	2432	0.763
<b>Agosto</b>	208.4	56.56	25.61	227.9	218.0	2449	2399	0.755
<b>Settembre</b>	124.4	55.97	19.06	146.7	140.4	1642	1607	0.786
<b>Ottobre</b>	88.0	40.33	12.29	118.6	113.3	1367	1338	0.810
<b>Novembre</b>	45.5	27.10	11.91	64.9	62.0	757	738	0.815
<b>Dicembre</b>	49.1	23.64	5.14	84.7	81.0	1012	990	0.838
<b>Anno</b>	1463.1	584.51	13.08	1682.9	1608.4	18990	18583	0.792

**Legenda**

GlobHor	Irraggiamento orizzontale globale	EArray	Energia effettiva in uscita campo
DiffHor	Irraggiamento diffuso orizz.	E_Grid	Energia immessa in rete
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Indice di rendimento
GlobInc	Globale incidente piano coll.		
GlobEff	Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre		

## 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)**

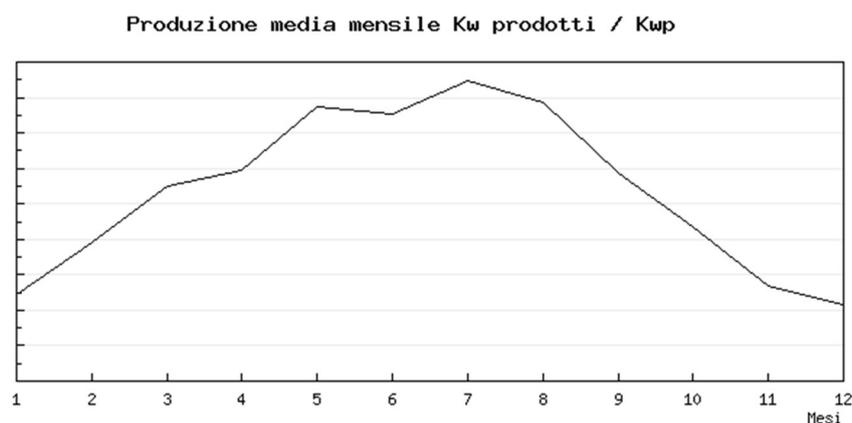
Per l'impianto in esame ci saranno sei dispositivi di generatore, e corrisponderanno agli interruttori generali dei quadri BT previsti all'interno di tutte e sei le cabine di campo (FV-1, FV-2, FV-3, FV-4, FV-5, FV-6).

## CONTROLLORE 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 che il progetto del parco fotovoltaico si propone di raggiungere sarà la fornitura dell'energia prodotta dall'impianto per i consumi elettrici interni al sedime aeroportuale (autoconsumo).

A questo scopo è stato previsto un sistema di accumulo con batterie elettrochimiche con funzione di "polmone" rispetto alla produzione fisiologicamente irregolare del fotovoltaico.

Sarà inoltre costituita 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 (B.E.S.S.)

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.

Tali sistemi vengono generalmente denominati con l'acronimo B.E.S.S. (*Battery Energy Storage System*).

### 8.1.1 Dimensionamento B.E.S.S.

La scelta della taglia ottimale dell'accumulo BESS scaturisce ovviamente da un bilanciamento tra l'obiettivo di massimizzare l'autoconsumo in rapporto ai costi di investimento e di manutenzione del sistema.

Attraverso una analisi previsionale dei consumi energetici all'interno del sedime aeroportuale è stato possibile costruire un profilo di assorbimento elettrico nello scenario di Masterplan 2035 tenendo conto di tutte le varie utenze, sostanzialmente riconducibili alle seguenti voci :

- 1) Edifici (nuovo Terminal, edifici minori, etc.);
- 2) Mezzi di rampa (*Ground Support Equipment*);
- 3) Aiuti visivi-luminosi (AVL);
- 4) Colonnine di ricarica delle auto elettriche presso i parcheggi pubblici.

UTENZA	CONSUMO ANNUO [kWh]
Edifici (nuovo Terminal, edifici minori, etc.)	28.844.776
Mezzi di rampa ( <i>Ground Support Equipment</i> )	1.241.715
Aiuti visivi-luminosi (AVL)	447.442
Colonnine di ricarica	1.241.715

Dunque a fronte di una producibilità annua di 18.583 MWh dell'impianto fotovoltaico possiamo stimare un fabbisogno complessivo pari a 31.775 MWh.

Lo sfasamento tra produzione fotovoltaica e fabbisogni di energia elettrica determina che in assenza di qualunque sistema di accumulo soltanto il 36% dei consumi potrebbe essere soddisfatto dalla fonte fotovoltaica.

**Indicatore**

- A** Percentuale energia autoconsumata
- B** Percentuale energia ceduta in rete
- C** Copertura fabbisogno energetica da FV
- D** Copertura fabbisogno energetico da rete

% taglia impianto FV	kWh	A	B	C	D
350%	48.788	96%	0%	55%	45%
325%	45.304	96%	0%	55%	45%
300%	41.819	95%	1%	55%	45%
275%	38.334	95%	1%	55%	45%
250%	34.849	95%	1%	55%	45%
225%	31.364	94%	2%	54%	46%
200%	27.879	93%	4%	53%	47%
175%	24.394	91%	6%	52%	48%
150%	20.909	88%	8%	51%	49%
125%	17.424	85%	12%	49%	51%
100%	13.940	82%	15%	47%	53%
75%	10.455	78%	20%	45%	55%
50%	6.970	74%	25%	42%	58%
25%	3.485	68%	31%	39%	61%
0%	0	63%	37%	36%	64%

La tabella mostra come al crescere della capacità di stoccaggio del sistema BESS (espressa come % della taglia dell'impianto FV) aumenta la percentuale di energia autoconsumata e la quota di copertura dei consumi da fotovoltaico.

È da notare che la percentuale di energia autoconsumata non raggiunge mai il 100% a causa dell'efficienza di carica e scarica della batteria, fissata al 90%.

L'andamento della copertura del fabbisogno energetico da FV mostra inizialmente una rapida crescita con l'incremento della capacità di accumulo per poi diventare asintotico.

Queste considerazioni, unite anche ad aspetti di carattere economico e di occupazione spaziale, hanno portato alla individuazione della soluzione 100% di accumulo come soluzione ottimale.

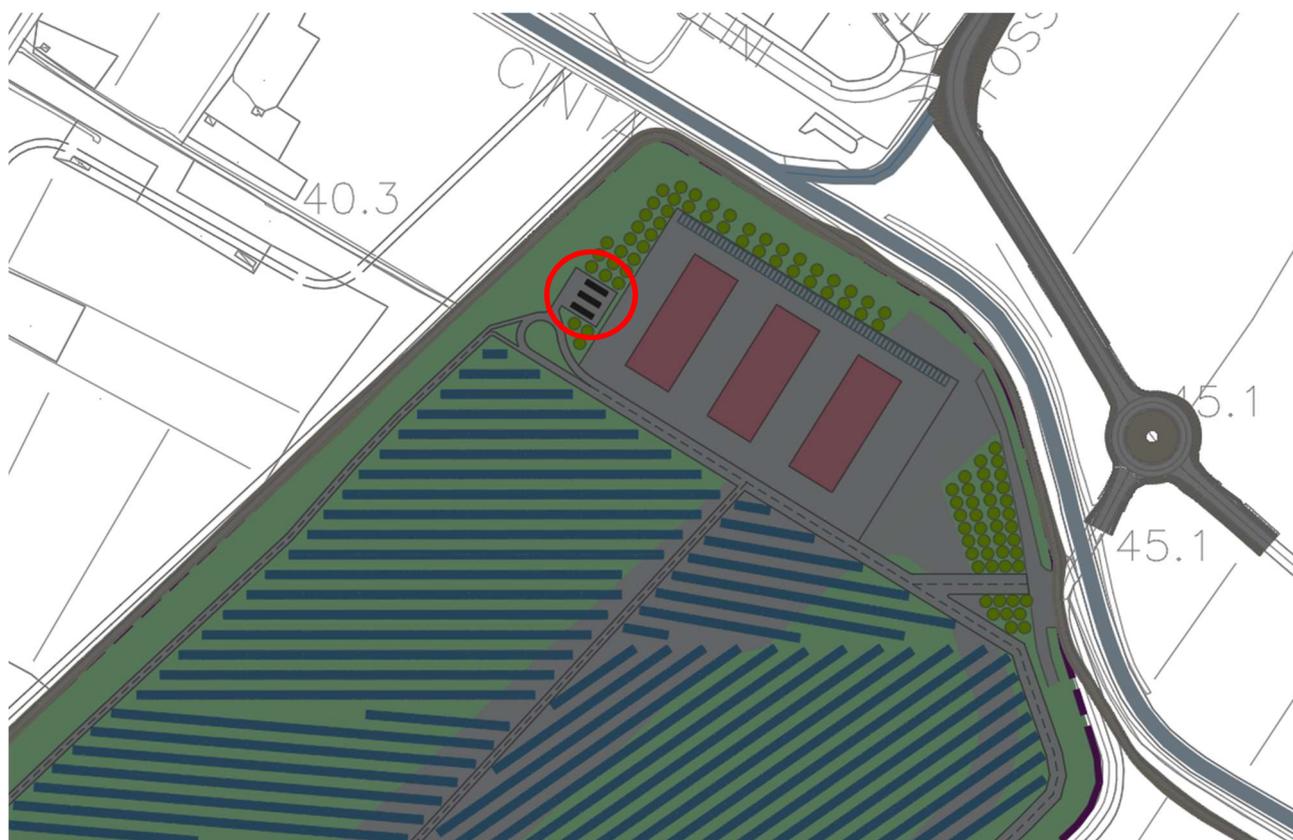
### 8.1.2 Caratteristiche tecniche B.E.S.S.

Per l'accumulo di 13.940 kWh corrispondenti al 100% dell'energia oraria di picco prodotta dall'impianto fotovoltaico si è scelto di adottare una soluzione che prevede l'utilizzo di n.6 container ciascuno costituito da un rack di 16 batterie al litio ferrofosfato (LiFePO<sub>4</sub>) da 150kWh cadauna ed un inverter delle seguenti caratteristiche tecniche:

Capacità accumulo :	2.400 kWh
Efficienza :	> 88%
Prestazioni :	6.000 cicli 90% DoD (0.5C) – 4.000 cicli 90% DoD (1C)
Dimensioni :	12.200 x 2.500 x 2.900 mm (L x P x H)



La posizione del BESS è stata individuata in un'area prossima al parco fotovoltaico ed all'area logistica dove saranno collocati in n.6 container disposti su tre file a due a due sovrapposti.



## 8.2 Comunità Energetiche Rinnovabili (CER)

Un'altra opportunità per massimizzare lo sfruttamento dell'energia rinnovabile prodotta sarà la condivisione all'interno di una Comunità di Energia Rinnovabile (CER).

Sebbene non siano ancora stati individuati i *Consumer* (consumatori) coi quali costituire la CER, il tessuto urbano nei dintorni dell'aeroporto offre indiscutibili potenzialità per la presenza di insediamenti industriali ed enti pubblici ad alto potenziale energivoro.

### 8.2.1 Inquadramento normativo



I consumatori di energia elettrica possono 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 n.

414 del 7 dicembre 2023 (G.U. n.31 del 7 febbraio 2024) del Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica (cosidetto Decreto CER).

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.*

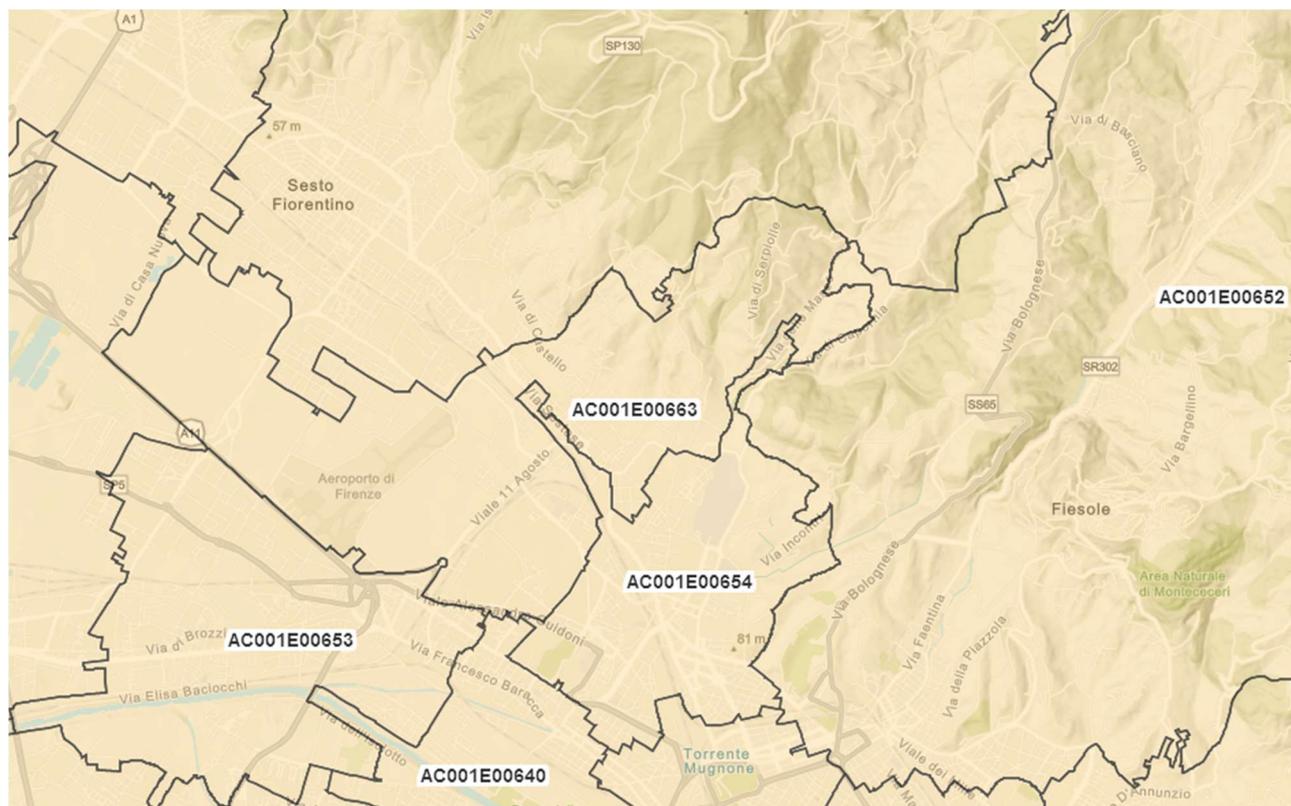
Il recente decreto MASE (art.3) ha specificato inoltre i requisiti che devono rispettare le CER ai fini dell’accesso alle tariffe incentivanti:

- a) la potenza nominale massima del singolo impianto, o dell’intervento di potenziamento, non deve essere superiore a 1 MW;
- b) gli impianti di produzione e i punti di prelievo facenti parte delle CACER (Configurazioni di Autoconsumo per la Condivisione di Energia Rinnovabile) sono connessi alla rete di distribuzione tramite punti di connessione facenti parte dell'area sottesa alla medesima cabina primaria;
- c) gli impianti devono possedere determinati requisiti prestazionali e di tutela ambientale ed i requisiti costruttivi declinati in specifiche regole operative;

- d) le CACER devono assicurare, mediante esplicita previsione statutaria, pattuizione privatistica, o, nel caso di autoconsumo individuale, dichiarazione sostitutiva di atto notorio, che l'eventuale importo della tariffa premio eccedentario, rispetto a quello determinato in applicazione del valore soglia di quota energia condivisa, sia destinato ai soli consumatori diversi dalle imprese e\o utilizzato per finalità sociali aventi ricadute sui territori ove sono ubicati gli impianti per la condivisione; le CACER assicurano altresì, completa, adeguata e preventiva informativa a tutti i consumatori finali, che siano soci o membri o autoconsumatori che agiscono collettivamente facenti parte delle medesime configurazioni, sui benefici loro derivanti dall'accesso alla tariffa incentivante;
- e) le CACER assicurano altresì, completa, adeguata e preventiva informativa a tutti i consumatori finali, che siano soci o membri o autoconsumatori che agiscono collettivamente facenti parte delle medesime configurazioni, sui benefici loro derivanti dall'accesso alla tariffa incentivante.

Le aree sottese alle varie cabine primarie sono pubblicate sul sito del GSE (<https://www.gse.it/servizi-per-te/autoconsumo/mappa-interattiva-delle-cabine-primarie>).

Nella figura seguente è riportata l'area di competenza afferente alla Cabina Primaria a servizio dell'aeroporto di Firenze (AC001E00663).



## 8.2.2 Incentivo economico

L' art. 4 del decreto MASE stabilisce le modalità di calcolo delle tariffe incentivanti ed il relativo periodo di diritto.

La tariffa incentivante è composta da una parte fissa più una parte variabile. La parte fissa è individuata in funzione della potenza dell'impianto (60€ per impianti di potenza superiori a 600 kW; 70€ per impianti di potenza compresa tra 200 kW e 600 kW; 80€ per impianti di potenza inferiore a 200 kW). A tale importo si aggiunge un'eventuale maggiorazione fissa fino a 10€/MWh in base alla localizzazione geografica per tenere conto dei diversi livelli di insolazione.

La parte variabile varia, appunto, in funzione del prezzo di mercato dell'energia.

In particolare, l'incentivo è indirettamente proporzionale al prezzo dell'energia: all'aumentare del prezzo dell'energia diminuirà l'incentivo e, per contro, diminuendo il prezzo dell'energia aumenterà l'incentivo.

Il periodo di diritto alla tariffa incentivante decorre dalla data di entrata in esercizio commerciale dell'impianto ed è pari a 20 anni, considerato al netto di eventuali fermate derivanti da cause di forza maggiore ovvero di fermate effettuate per la realizzazione di interventi di ammodernamento e potenziamento non incentivati. La tariffa spettante resta ferma per l'intero periodo di diritto agli incentivi.

## 9. Emissioni evitate

La produzione energetica da fonte rinnovabile del parco fotovoltaico consente di stimare le emissioni evitate di inquinanti serra (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O) ed atmosferici (NO<sub>x</sub>, CO, COVNM), materiale particolato (PM<sub>10</sub>) calcolata attraverso i criteri ed i fattori di emissione previsti dal Rapporto ISPRA n. 386/2023 (riferimento dati anno 2021).

### STIMA ANNUA DELLE EMISSIONE EVITATE

INQUINANTI	VALORE	UNITA' DI MISURA	EMISSIONI EVITATE	UNITA' DI MISURA
CO <sub>2</sub>	267,9	g CO <sub>2</sub> /kWh	4.978.654	Kg CO <sub>2</sub> /anno
CH <sub>4</sub>	0,69	g CO <sub>2</sub> eq/kWh	12.823	Kg CO <sub>2</sub> eq/anno
N <sub>2</sub> O	1,1	g CO <sub>2</sub> eq/kWh	20.442	Kg CO <sub>2</sub> eq/anno
CO	92,93	mg/kWh	1.727.011	g /anno
COVNM	85,67	mg/kWh	1.592.091	g /anno
NO <sub>x</sub>	199,11	mg/kWh	3.700.260	g /anno
PM <sub>10</sub>	2,42	mg/kWh	44.973	g /anno

Per quanto attiene il fattore di emissione per la CO<sub>2</sub> si è impiegato il valore relativo all'anno 2021 presente nella tabella 1.13 "Emissions factors in the power sector (g CO<sub>2</sub>/kWh)" riferito alla colonna "Gross electricity production", dal momento che l'impianto oggetto dello studio è riconducibile alla sola produzione di energia elettrica.

Con riferimento ai fattori di emissione CH<sub>4</sub> e N<sub>2</sub>O i fattori di emissione sono stati impiegati i fattori indicati nella tabella 1.15, mentre per gli inquinanti atmosferici CO, COVNM, NO<sub>x</sub>, e PM<sub>10</sub> si suggerisce di utilizzare i fattori di emissione previsti dalla tabella 1.17.

Il calcolo delle emissioni evitate si è ottenuto moltiplicando la producibilità annua dell'impianto fotovoltaico, pari a 18.584.000 kWh, per il fattore di riferimento contenuto nelle tabelle sopra indicate e riportate a seguire.

Le emissioni di CO<sub>2</sub> evitate dall'impianto fotovoltaico equivalgono alla quantità di anidride carbonica catturata in un anno da 35.000 alberi. Possiamo stimare che da un punto di vista della riduzione di CO<sub>2</sub> il parco fotovoltaico equivalga ad un bosco di circa 35 ettari, ovvero una superficie corrispondente ad oltre il doppio di quella occupata dal parco fotovoltaico.

**Table 1.13 – Emissions factors in the power sector (g CO<sub>2</sub>/kWh).**

Year	Gross thermo-electricity production (only fossils)	Gross thermo-electricity production <sup>1</sup>	Gross electricity production <sup>2</sup>	Electricity consumption	Gross thermo-electricity and heat production <sup>1,3</sup>	Gross electricity and heat production <sup>2,3</sup>	Heat production <sup>3</sup>
1990	709.3	709.1	593.1	577.9	709.1	593.1	
1995	682.9	681.8	562.3	548.2	681.8	562.3	
2000	640.6	636.2	517.7	500.4	636.2	517.7	
2005	585.2	574.0	487.2	466.7	516.5	450.4	246.7
2006	575.8	564.1	478.8	463.9	508.2	443.5	256.7
2007	560.1	548.6	471.2	455.3	497.0	437.8	256.3
2008	556.5	543.7	451.6	443.8	492.8	421.8	252.0
2009	548.2	529.9	415.4	399.3	480.9	392.4	260.5
2010	546.8	524.4	404.5	390.0	470.0	379.6	247.3
2011	548.5	522.4	395.6	379.1	461.0	367.7	227.8
2012	562.8	530.4	386.8	374.3	467.8	361.3	227.1
2013	555.9	506.5	338.2	327.5	438.7	317.8	218.2
2014	575.4	514.0	324.4	309.9	439.5	304.6	206.9
2015	544.3	489.2	332.6	315.2	425.3	312.9	218.9
2016	518.2	467.3	322.5	314.2	409.3	304.6	220.2
2017	492.6	446.9	317.4	309.1	394.4	299.8	215.2
2018	495.0	445.5	297.2	282.1	389.6	282.1	209.5
2019	462.7	416.3	278.1	269.1	368.1	266.8	212.2
2020	449.1	400.3	259.8	255.0	353.6	251.2	211.1
2021	452.1	406.6	267.9	255.6	360.5	258.2	209.5
2022*	482.2	437.3	308.9	293.3	404.3	303.0	268.8

<sup>1</sup> Included electricity by bioenergy.

<sup>2</sup> Included renewable electricity, without production from pumped storage units.

<sup>3</sup> Included CO<sub>2</sub> emissions for heat production.

\* Preliminary estimate.

Tabella 1.13 estratta dal Rapporto ISPRA n. 386/2023 a pagina nr. 87

**Table 1.15 – Emission factors of GHG in the power sector for electricity and heat production (g CO<sub>2</sub>eq/kWh). \* Preliminary estimate**

Gas	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2019	2021	2022*
CO <sub>2</sub>	450.39	379.61	312.86	304.59	299.82	282.15	266.81	251.24	258.16	302.99
CH <sub>4</sub>	0.51	0.54	0.74	0.74	0.73	0.72	0.72	0.72	0.69	0.83
N <sub>2</sub> O	1.24	1.29	1.47	1.42	1.32	1.29	1.18	1.16	1.10	1.34
GHG	452.14	381.45	315.07	306.76	301.87	284.16	268.71	253.12	259.95	305.17

TABELLA 1.15 estratta dal Rapporto ISPRA n. 386/2023 a pagina nr. 88

**Table 1.17 – Emission factors of atmospheric pollutants in the power sector for electricity and heat production (mg/kWh).**

Pollutant	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2019	2021
NO <sub>x</sub>	368.44	288.07	253.12	237.66	226.91	218.32	210.27	200.97	199.11
SO <sub>x</sub>	524.75	222.46	95.41	71.72	63.31	58.41	47.86	42.73	38.82
COVNM	52.97	73.26	81.69	86.78	85.62	86.54	88.69	90.90	85.67
CO	105.49	101.11	94.31	96.29	97.60	93.37	94.63	92.49	92.93
NH <sub>3</sub>	0.66	0.65	0.71	0.60	0.54	0.50	0.37	0.32	0.31
PM <sub>10</sub>	16.91	8.03	4.12	3.54	3.31	2.91	2.66	2.37	2.42

TABELLA 1.17 estratta dal Rapporto ISPRA n. 386/2023 a pagina nr. 88