

SINTESI NON TECNICA DI AIA



PROGETTO DEFINITIVO

REALIZZAZIONE DI UN HUB DI RICERCA, SVILUPPO, PRODUZIONE, STOCCAGGIO, RICONVERSIONE E DISTRIBUZIONE DELL'IDROGENO, ALIMENTATO DA UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO DA 8,982 MWp E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE DI E-DISTRIBUZIONE SITO NEL COMUNE DI SAN GIOVANNI IN PERSICETO (BO), LOCALITÀ SAN MATTEO DELLA DECIMA.

Committente:

TOZZIgreen

Tozzi Green S.p.A.

Via Brigata Ebraica, 50
48123 Mezzano (RA)

P.IVA 02132890399
R.E.A. n. RA-174504
Tel. (+39) 0544 525311
pec: tozzi.re@legalmail.it
mail: info@tozzigreen.com
web: www.tozzigreen.com

Progettista:

ambiente s.p.a.
consulenza & ingegneria
esperienza per l'ambiente

ambiente s.p.a.
Via Frassina, 21, 54033
Carrara (MS)

Coordinamento di progetto:

ambiente s.p.a.
consulenza & ingegneria
esperienza per l'ambiente

ambiente s.p.a.
Via Frassina, 21, 54033
Carrara (MS)

1	19/04/2022	Ing. C. Argenti	Ing. F. Seni	Ing. M. Altemura	Prima emissione
REV.	DATA	REDATTO	CONTROLLATO	APPROVATO	DESCRIZIONE
Codice elaborato: Allegato 9		Titolo elaborato: Sintesi non tecnica di AIA			

INDICE

1. PREMESSA.....	5
2. IDENTIFICAZIONE DELLA SOCIETÀ.....	7
3. INQUADRAMENTO PROGRAMMATICO.....	11
3.1. Inquadramento territoriale e conformità con gli strumenti urbanistici, piani e programmi 12	
3.1.1. Inquadramento generale del sito.....	12
3.1.2. Delibera dell'Assemblea regionale del 6 dicembre 2010 n.28	15
3.1.3. Rete Ecologica Regionale (RER)	18
3.1.4. Programma di sviluppo rurale	18
3.1.5. Piano Territoriale Metropolitano (PTM) della Città di Bologna	18
3.1.6. Piano Strutturale del Comune di San Giovanni in Persiceto	20
3.1.1. Regolamento Urbanistico Edilizio del Comune di San Giovanni in Persiceto	23
3.1.2. Piano Comunale di Classificazione Acustica di San Giovanni in Persiceto	28
3.1.3. Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri OPCM n. 3274/2003	28
3.1.4. Siti Rete Natura 2000	28
3.2. Pianificazione e Programmazione settoriale	29
3.2.1. Piano Energetico Regionale (PER 2030).....	29
3.2.2. Programmazione Europea Clean Energy Package	31
3.2.3. Strategia energetica nazionale (SEN).....	32
3.2.4. Piano Nazionale Integrato per l'Energia e per il Clima (PNIEC)	36
3.2.5. Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza	38
3.2.6. Decreto Legislativo RED II.....	39
4. INQUADRAMENTO AMBIENTALE.....	41
4.1. Analisi della qualità ambientale attuale	41
4.1.1. Aria	41
4.1.2. Acqua	42
4.1.3. Contesto socioeconomico	45
5. DESCRIZIONE DELLE ATTIVITA'	46

5.1.	Motivazioni della scelta tipologica dell'intervento	46
5.2.	Componenti del progetto	47
5.3.	HUB di ricerca	48
5.3.1.	Progetto della struttura in elevazione.....	51
5.4.	Impianto fotovoltaico	52
5.4.1.	Descrizione dell'area	52
5.4.2.	Descrizione dell'impianto fotovoltaico	52
5.4.3.	Moduli e strutture di sostegno	54
5.4.4.	Opere di connessione alla rete elettrica esterna	56
5.4.5.	Opere di utenza e di connessione alla rete ente distributore	61
5.4.6.	Manufatti per opere di rete per la connessione	63
5.5.	Ciclo produttivo impianto idrogeno	64
5.5.1.	Principio di funzionamento del processo	64
5.5.2.	Impianto di produzione	65
5.5.3.	Elettrolizzatore	67
5.5.4.	Compressione	75
5.5.5.	Stoccaggio idrogeno.....	78
5.5.6.	Impianto distribuzione.....	79
5.5.7.	Funzionamento impianto produzione	80
6.	RISORSE IDRICHE ED ENERGETICHE	81
6.1.	Materie prime	81
6.2.	Bilancio energetico	81
6.3.	Bilancio idrico	82
7.	EMISSIONI.....	82
7.1.	Emissioni in atmosfera.....	82
7.2.	Emissioni in acqua	83
7.3.	Emissioni sonore.....	83
7.4.	Rifiuti	84
8.	SISTEMI DI CONTENIMENTO/ABBATTIMENTO	84

8.1.	Emissioni in atmosfera ed in acqua	84
8.2.	Emissioni al suolo	84
8.3.	Bonifiche	85
8.4.	Impianti a rischio di incidente rilevante.....	85
9.	VALUTAZIONE INTEGRATA DELL'INQUINAMENTO, DEI CONSUMI ENERGETICI ED INTERVENTI DI RIDUZIONE INTEGRATA	86
9.1.	Impatto sulla componente atmosfera	86
9.2.	Impatto sulla componente ambiente idrico, suolo e sottosuolo.....	87
9.3.	Impatto sulla componente rumore e vibrazioni	88
9.4.	Impatto sulla componente rifiuti	89
9.5.	Impatto su flora, fauna ed ecosistema	89
9.6.	Impatto sul paesaggio e patrimonio storico culturale	90
9.7.	Posizionamento dell'impianto rispetto all'applicazione delle Migliori Tecniche disponibili (BAT).	91
10.	PIANO DI CONTROLLO DELL'IMPIANTO	92
10.1.	Sistema di monitoraggio delle emissioni.....	92
10.2.	Piano di dismissione e ripristino	92
	INDICE DELLE FIGURE	94
	INDICE DELLE TABELLE.....	95

1. PREMESSA

La società Tozzi Green S.p.A., con sede nel comune di Ravenna, località Mezzano, in Via Brigata Ebraica n.50 specializzata in soluzioni, servizi e progetti per lo sviluppo d'impianti e per la generazione di energia da fonti rinnovabili, è tra gli attori protagonisti del mercato della produzione di energia, con la sua storia scritta da tre generazioni della famiglia Tozzi, costruita su concretezza, precisione e serietà.

L'azienda ha in progetto di sviluppare un HUB che sia insieme punto di sviluppo, ottimizzazione e scale-up per Società che producono elettrolizzatori, celle a combustibile, impianti di stoccaggio e distribuzione di idrogeno. L'HUB, che dovrà funzionare in una modalità mista tra incubatore, fornitore di servizi e coworking, potrà essere punto di scambio e testing per idee nuove di start up ed università. Porterà aziende mature già affermate nel mercato a contatto con aziende che faranno il salto nell'arco di poco tempo, con start up, ricercatori e gruppi di interesse.

Il progetto prevede pertanto la costruzione di un'area dotata sia delle caratteristiche di alimentazione green, che saranno garantite dal limitrofo impianto fotovoltaico della potenza di 8,982 MWp, sia delle caratteristiche necessarie per il testing e lo scale-up di tutte le tecnologie di produzione, stoccaggio, distribuzione e ri-trasformazione di idrogeno attualmente emergenti.

Stante la presenza dell'impianto fotovoltaico che permetterà la produzione dell'energia elettrica rinnovabile necessaria alla produzione di idrogeno green, il progetto è annoverabile tra i Progetti di cui al punto 2, lettera b) "Impianti industriali non termici per la produzione di energia, vapore ed acqua calda con potenza complessiva superiore a 1MW" dell'Allegato IV alla parte II del D.lgs. n. 152/2006 e ss.mm.ii., e nell'elenco dei Progetti di cui all'Allegato B, punto B.2.8 (Industria energetica), "Impianti industriali non termici per la produzione di energia, vapore ed acqua calda con potenza complessiva superiore a 1 megawatt" della LR 20 aprile 2018, n.4.

Seppur assoggettato al procedimento di Verifica di Assoggettabilità alle procedure di VIA, il Proponente ha presentato, su base volontaria, istanza di PAUR comprensivo di Valutazione di Impatto ambientale che è stata acquisita agli atti dalla Regione Emilia-Romagna con PG/2021/965238 del 18/10/2020 e da ARPAE con PG/2021/158385 del 13/10/2021.

Nella fase di verifica di completezza dell'istanza attivata da ARPAE AAC Metropolitana -Unità valutazioni Ambientali con lettera di richiesta agli Enti (PG/2021/164862 del 26/10/2021) è stato richiesto di presentare l'istanza di AIA e tutta la documentazione annessa come integrazione, in quanto, a parere dell'Ente, il progetto rientra nell'ambito della disciplina IPPC-AIA per l'esercizio delle attività della categoria 4 "Industria Chimica" dell'Allegato VIII, Parte Seconda del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii., in particolare, al punto 4.2.a "Fabbricazione di prodotti chimici inorganici (idrogeno)".

Il presente documento è stato redatto quindi su richiesta di integrazione da parte di ARPAE e costituisce la Sintesi Non Tecnica della Relazione Tecnica a supporto dell'istanza di Provvedimento

Autorizzatorio Unico Regionale (art. 27-bis del D.Lgs. 152/2006) per l'istanza di Autorizzazione Integrata Ambientale, redatto ai sensi del Titolo III-bis della Parte II del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. e della DGR 1660/2013.

In seguito alla richiesta di integrazioni pervenute alla Società proponente, a seguito della Conferenza dei Servizi Istruttoria, con nota prot. n. 46335/2022 del 21/03/2022 della Spettabile ARPAE- Agenzia Prevenzione Ambiente Energia Emilia-Romagna, Area Autorizzazioni e Concessioni Metropolitana, Unità Valutazioni Ambientali (di seguito "ARPAE - Unità Valutazioni Ambientali"), il presente documento è stato opportunamente aggiornato.

2. IDENTIFICAZIONE DELLA SOCIETÀ

Ragione sociale	Tozzi Green S.p.A.
Indirizzo Sede Legale	Via Brigata Ebraica, 50 48123 Mezzano (RA)
Indirizzo Unità Produttiva	San Matteo della Decima, Comune di San Giovanni in Persiceto (BO)
Tipo di attività svolta e/o produzione principale	HUB di ricerca, Produzione di energia da fonti rinnovabili (fotovoltaico) e Produzione di idrogeno green
Rappresentante Legale	Andrea Tozzi

Tabella 1. Identificazione della società

La società proponente è TOZZI GREEN S.p.A., con sede in Mezzano (Ravenna), specializzata in soluzioni, servizi e progetti per lo sviluppo d'impianti e per la generazione di energia da fonti rinnovabili, che si pone tra gli attori protagonisti del mercato della produzione di energia, con la sua storia scritta da tre generazioni della famiglia Tozzi, costruita su concretezza, precisione e serietà.

Azienda pioniera nella produzione di energia rinnovabile, Tozzi Green affonda le sue radici nei primi anni del 900 in Romagna a Casola Valsenio dove la famiglia Tozzi, in qualità di gestore di una piccola centrale idroelettrica che alimentava il fabbisogno energetico dell'intero paese, poteva dirsi vera antesignana e precorritrice della green economy. Un'azienda stabile e sana, con un modello di business efficace e consolidato. Elemento distintivo del Gruppo è la capacità di gestire in maniera completa e trasversale, attraverso le società che ne fanno parte, l'intera filiera delle rinnovabili offrendo ai suoi clienti la possibilità di interfacciarsi con un interlocutore unico, completo e credibile per tutte le tipologie di impianti da fonti energetiche rinnovabili (FER): idroelettrici, maxi-eolici, fotovoltaici, a biomassa e a biogas.

Tra i più importanti player al mondo nell'elettrificazione rurale e nello sviluppo rurale sostenibile, Tozzi Green risponde anche al bisogno di fornitura di energia elettrica dei Paesi in via di Sviluppo.

Il Gruppo rappresenta una realtà solida e internazionale con un cuore pulsante tutto italiano, che si distingue per innovazione, organizzazione, efficienza e certezza dei risultati.

In linea con le radici familiari del Gruppo, legata anche alla cultura contadina, l'identità imprenditoriale di Tozzi Green, tramandata di generazione in generazione, volta ad una crescita integrata e sostenibile del territorio, trova il suo completamento nella pratica agricola e si esprime per mezzo delle società partecipate Solar Farm s.r.l., Terra dei Gessi s.r.l., Cantina I Turrizzi s.r.l.

Dal connubio tra innovazione tecnologica e valorizzazione delle peculiarità del territorio e delle antiche tradizioni locali nasce nel 2010 a Sant'Alberto di Ravenna, su un'estensione di circa 70 ettari, il Pratopascolo di proprietà Solar Farm, primo ed unico esempio italiano di fotovoltaico concepito in maniera perfettamente integrata ad un allevamento estensivo di ovini e all'annesso caseificio,

consentendo lo sviluppo dell'intera filiera produttiva lattiero casearia e una produzione a km inferiore allo zero.



Figura 1. Pratopasacolo Sant'Alberto

L'impianto della potenza di 34,6 MWp soddisfa il fabbisogno energetico di diecimila famiglie.

Le strutture dei pannelli fotovoltaici del campo sono state progettate e installate in maniera tale da non ostacolare il passaggio degli ovini che, pascolando, contribuiscono al mantenimento delle aree agricole e del manto erboso.

Dal punto di vista prettamente agronomico la scelta del prato pascolo, oltre a consentire una completa bonifica del terreno da pesticidi e fitofarmaci, svolge un'importante funzione fertilizzante del suolo attraverso un'accurata selezione delle sementi. I moduli fotovoltaici impiegati sono totalmente riciclabili, le strutture di supporto degli stessi sono realizzate in totale assenza di fondazioni in cemento armato, così da permettere una completa reversibilità del sito al termine del ciclo di vita dell'impianto (stimato intorno ai 30 anni).

L'opera ha generato e continua a produrre lavoro per le attività legate alla gestione del caseificio e alla produzione e commercializzazione dei prodotti lattiero caseari. Il caseificio Buon Pastore rappresenta una modernissima realtà in aperta campagna, che gestisce tutta la filiera produttiva nel rispetto del bestiame, dell'ambiente e del consumatore.

Il Pratopascolo ha, inoltre, una valenza sociale, didattica, divulgativa. Attraverso l'iniziativa "La Fattoria Didattica", infatti, l'impianto di Sant'Alberto di Ravenna e l'annesso caseificio sono resi accessibili a tecnici, ricercatori e scolaresche con il chiaro obiettivo di sensibilizzazione dell'opinione pubblica sui temi energetici e di riqualificazione del territorio.

Nel contesto delle attività di ricerca e sviluppo portato avanti dall'azienda, segnaliamo il progetto i-NEXT proposto nel 2012 relativamente al PON R&C 2007-2013 emanato dal Ministero dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca. Il progetto, nell'ambito del bando "Smart Cities and Communities and Social innovation" inerente i settori "Renewable Energy and smart grid" e "Smart mobility and last mile logistic", sostiene l'innovazione nel settore dei trasporti e nel settore della domanda e della produzione dell'energia elettrica. All'interno del progetto, Tozzi Green, insieme ai partner, ha sviluppato mezzi di trasporto ecologici (elettrici e a celle a combustibile) ed infrastrutture orientate all'ottimizzazione tra la domanda dell'energia, la produzione non programmabile da fonti energetiche rinnovabili (FER) e l'accumulo energetico. La sperimentazione ha toccato due siti. Nel sito di Palermo la ricerca si è focalizzata sulla realizzazione di sistemi di produzione e gestione dell'energia elettrica da FER integrati secondo una logica di smart con impianti innovativi e con la rete elettrica. Nel sito di Capo D'Orlando, a Messina, è stata realizzata una piattaforma tecnologica multi-purpose in grado di operare in maniera autonoma da un punto di vista energetico. L'impianto di Messina, nella sua complessità, riceve come input energia solare e restituisce come output idrogeno ed energia elettrica per il rifornimento di un veicolo elettrico ed un veicolo ibrido a idrogeno per il trasporto delle persone. Grazie all'impiego di due sistemi di storage energetico a batterie e a idrogeno il sistema è in grado di modulare i flussi energetici con la finalità di alimentare un'isola energetica autonoma ed ecologica. L'impianto, tra l'altro, è dotato anche di una pompa di rifornimento alimentata ad idrogeno che è stata una delle prime pompe installate in Italia.



Figura 2. Distributore Idrogeno – Capo d'Orlando (ME)

In linea con le passate esperienze del gruppo, con le attuali strategie di sviluppo aziendale, con i chiari indirizzi della Comunità Europea e dello Stato italiano, nasce il progetto per la realizzazione di un HUB di ricerca, sviluppo, produzione, stoccaggio, riconversione e distribuzione dell'idrogeno, alimentato da un impianto fotovoltaico da 8,982MWp e relative opere di connessione alla rete di distribuzione di e-distribuzione di San Giovanni in Persiceto.

3. INQUADRAMENTO PROGRAMMATICO

Nella Relazione tecnica sono stati analizzati le relazioni tra gli interventi in progetto e gli atti di pianificazione e programmazione territoriale, ambientale e settoriale.

Tali elementi costituiscono il parametro di riferimento per esprimere un giudizio di coerenza con gli strumenti pianificatori e normativi vigenti.

Nel caso specifico sono stati approfonditi i seguenti atti:

- Piano Territoriale Regionale (PTR) dell'Emilia-Romagna;
- Piano Territoriale Paesistico Regionale (PTPR) dell'Emilia-Romagna;
- Rete Ecologica Regionale (RER).
- I criteri localizzativi regionali per gli impianti energetici alimentati da fonti rinnovabili. (Delibera dell'Assemblea regionale del 6 dicembre 2010 n.28).
- Piano Faunistico Venatorio Regionale.
- Programma di Sviluppo Rurale
- Piano Territoriale Metropolitano (PTM) di Bologna;
- Rete Ecologica Provinciale (REP)
- Piano Strutturale Comunale (PSC) di San Giovanni in Persiceto;
- Regolamento Urbanistico Edilizio (RUE) del Comune di San Giovanni in Persiceto;
- Piano Comunale di Classificazione Acustica (PCCA) del Comune di San Giovanni in Persiceto;
- Piano Urbanistico Generale (PUG) del Comune di San Giovanni in Persiceto;
- Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri OPCM n. 3274/2003;
- Piano di Gestione del Rischio Alluvioni (PGRA);
- Piano Energetico Regionale (PER2020) dell'Emilia-Romagna;
- Piano di Tutela delle Acque (PTA) dell'Emilia-Romagna;
- Piano Aria Integrato Regionale (PAIR) dell'Emilia-Romagna;
- Programmazione Europea Clean Energy Package.
- Programmazione Nazionale: Strategia Energetica Nazionale
- Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)
- Piano Nazionale integrato per l'Energia e il Clima 2030 (PNIEC)
- Decreto Legislativo RED II - Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018

Si precisa che il Comune di San Giovanni in Persiceto attualmente si trova in un regime transitorio, durante il quale restano vigenti gli strumenti urbanistici comunali sopra elencati. Tale transizione, a seguito dell'approvazione del Piano Territoriale Metropolitano della città di Bologna avvenuta nel Maggio 2021, porterà a dotare l'amministrazione di un Piano Urbanistico Generale (PUG) ai sensi dell'art. 31 della L.R. 24/2017. Questo strumento urbanistico, più snello ma nel contempo più efficace per stimolare e governare le trasformazioni, comporterà la scomparsa di Quadro Conoscitivo (QC), Piano Strutturale Comunale (PSC), Regolamento Urbanistico Edilizio (RUE), Piano Operativo

Comunale (POC), Piani Urbanistici Attuativi (PUA). Il Comune tornerà pertanto ad essere dotato di un unico piano, il quale sarà attuato mediante Accordi Operativi o Piani attuativi di iniziativa pubblica ai sensi dell'art. 38 della L.R. 24/2017.

3.1. Inquadramento territoriale e conformità con gli strumenti urbanistici, piani e programmi

3.1.1. Inquadramento generale del sito

Il sito oggetto del progetto è posto nella frazione di San Matteo della Decima del Comune di S. Giovanni in Persiceto ed ha la peculiarità, dal punto di vista geografico, di essere equidistante dalle Città di Bologna e Modena.

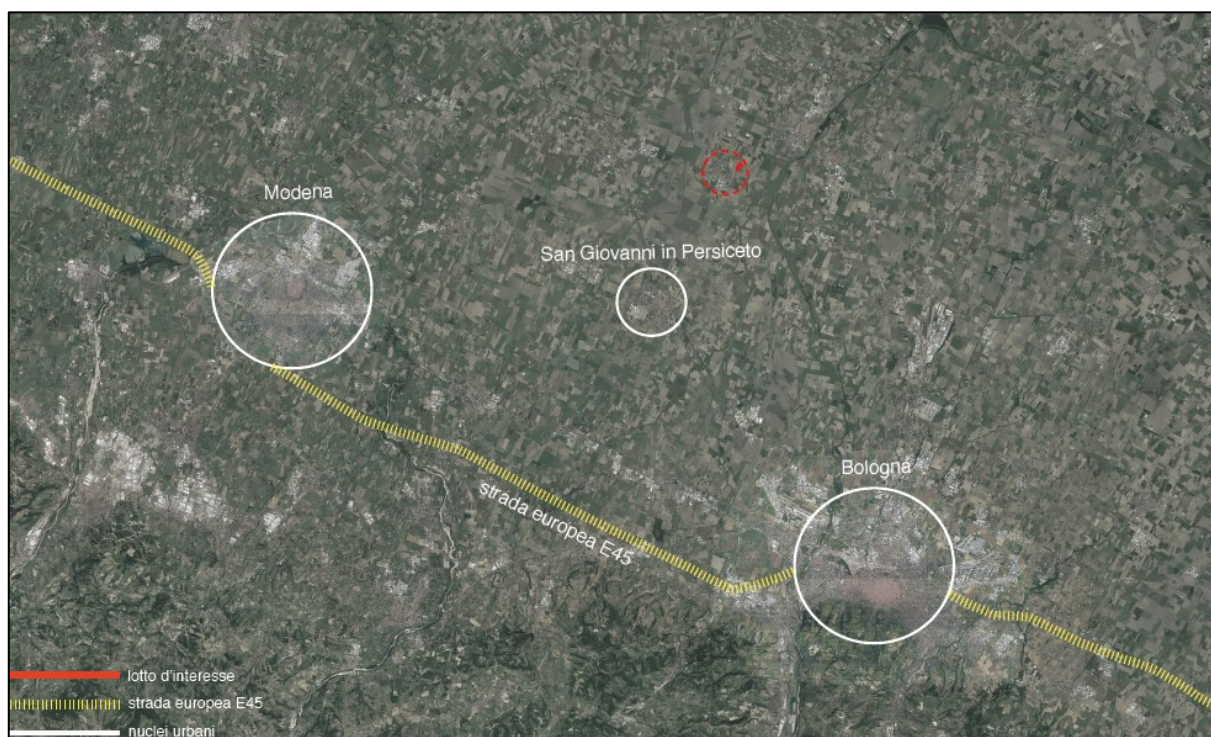


Figura 3. Localizzazione area impianto (fonte: Google Earth)

Nella seguente figura è possibile vedere la disposizione dell'area di interesse compreso anche il percorso del cavidotto necessario alla connessione elettrica dell'impianto alla CP di San Giovanni in Persiceto distante circa 9 km unitamente a quello di circa 850 metri che si collega alla cabina di San Matteo della Decima

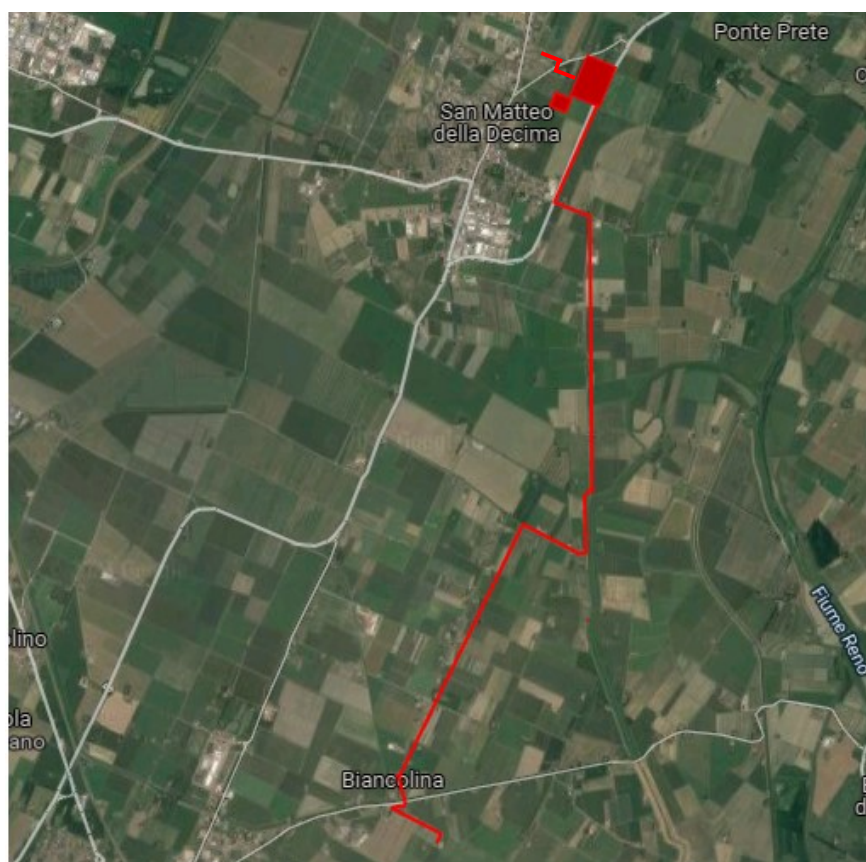


Figura 4. Ubicazione dell'area di impianto e delle opere di connessione



Figura 5. Ubicazione del sito produttivo (fonte: Google Earth)

L'area interessata dal progetto è costituita da due lotti di terreno di circa 12.72.14 ha compresi nei fogli di mappa nn. 21 e 22 del Comune di San Giovanni in Persiceto.

Foglio di mappa (n.)	Particelle (n.)
21	1, 19, 20, 253, 411, 414
22	1, 5, 11, 14, 15, 143, 147, 150, 152

Tabella 2. Visure catastali appezzamento

La disponibilità del terreno sul quale sorgerà l'impianto è stata concessa per mezzo di un contratto preliminare di compravendita registrato all'Agenzia delle Entrate di Ravenna il 27/04/2021 al num.4400 mod.IT e trascritto presso l'Agenzia del Territorio Servizio di Pubblicità Immobiliare di Bologna il 27/04/2021.

Nella figura seguente si riporta un estratto della tavola di inquadramento catastale in cui si evidenzia l'area di intervento e relative opere di connessione.

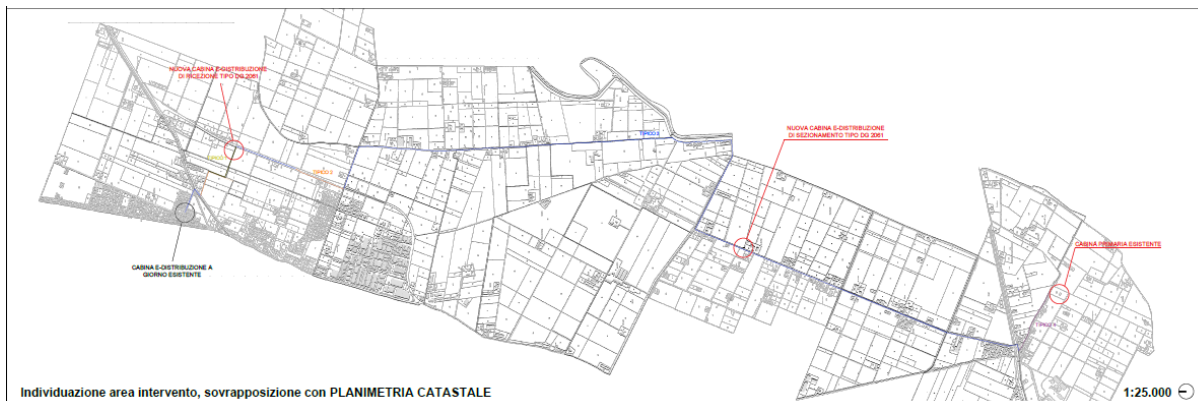


Figura 6. Opere di connessione su planimetria catastale

3.1.2. **Delibera dell'Assemblea regionale del 6 dicembre 2010 n.28**

La delibera dell'assemblea regionale n. 28 del 2010 stabilisce i criteri per la localizzazione degli impianti di produzione di energia elettrica mediante l'utilizzo della fonte energetica rinnovabile solare fotovoltaica. Sono considerate non idonee all'installazione di impianti fotovoltaici con moduli ubicati al suolo le seguenti aree:

1) le zone di particolare tutela paesaggistica di seguito elencate, come perimetrare nel piano territoriale paesistico regionale (PTPR) ovvero nei piani provinciali e comunali che abbiano provveduto a darne attuazione:

- zone di tutela naturalistica (art. 25 del PTPR);
- sistema forestale e boschivo (art. 10 del PTPR);
- zona di tutela della costa e dell'arenile (art. 15 del PTPR);
- invasi ed alvei di laghi, bacini e corsi d'acqua (art. 18 del PTPR)
- crinali, individuati dai PTCP come oggetto di particolare tutela, ai sensi dell'art. 20, commi 1, lettera a, del PTPR;
- calanchi (art. 20, comma 3 del PTPR);
- complessi archeologici ed aree di accertata e rilevante consistenza archeologica (art. 21, comma 2, lettere a. e b.1. del PTPR);
- gli immobili e le aree di notevole interesse pubblico di cui all'art. 136 del D.lgs. 22 gennaio 2004, n. 42, fino alla determinazione delle specifiche prescrizioni d'uso degli stessi, ai sensi dell'art. 141-bis del medesimo decreto legislativo;
- le aree percorse dal fuoco o che lo siano state negli ultimi 10 anni individuate ai sensi della Legge 21 novembre 2000, n. 353 "Legge-quadro in materia di incendi boschivi".

2) le zone A e B dei Parchi nazionali, interregionali e regionali istituiti ai sensi della L. 394/91 nonché della L.R. n. 6/2005;

3) le aree incluse nelle Riserve Naturali istituite ai sensi della L. 394/91 nonché della L.R. n.6/2005;

4) le aree forestali, così come definite dall'art. 63 della L.R. n. 6/2009, incluse nella Rete Natura 2000 designata in base alla Direttiva 92/43/CEE (Siti di Importanza Comunitaria) e alla Direttiva 79/409/CEE (Zone di Protezione Speciale) nonché nelle zone C, D e nelle aree contigue dei Parchi nazionali, interregionali e regionali istituiti ai sensi della L. 394/91 nonché della L.R. n. 6/2005;

5) le aree umide incluse nella Rete Natura 2000 designate in base alla Direttiva 79/409/CE (Zone di Protezione Speciale) in cui sono presenti acque lentiche e zone costiere così come individuate con le deliberazioni di Giunta regionale n. 1224/08;

Sono invece considerate idonee all'installazione di impianti fotovoltaici con moduli ubicati al suolo:

- 1) le zone di tutela dei caratteri ambientali di laghi, bacini e corsi d'acqua (art. 17 del PTPR), qualora l'impianto fotovoltaico sia realizzato da un'impresa agricola e comunque fino ad una potenza nominale complessiva non superiore a 200 kW;
- 2) le zone sotto elencate, qualora l'impianto fotovoltaico sia realizzato da un'impresa agricola, la superficie occupata dall'impianto fotovoltaico non sia superiore al 10% della superficie agricola disponibile, la potenza nominale complessiva dell'impianto sia pari a 200 Kw più 10 Kw di potenza installata eccedente il limite dei 200 Kw per ogni ettaro di terreno posseduto, con un massimo di 1 Mw per impresa e l'impianto risulti coerente con le caratteristiche essenziali e gli elementi di interesse paesaggistico ambientale, storico testimoniale e archeologico che caratterizzano le medesime zone, alla luce delle possibili alternative localizzative nell'ambito delle aree nella disponibilità del richiedente:
 - le zone di particolare interesse paesaggistico-ambientale, (art. 19 del PTPR),
 - le aree di concentrazione di materiali archeologici o di segnalazione di rinvenimenti, le zone di tutela della struttura centuriata, le zone di tutela di elementi della centuriazione (art. 21, comma 2, lettere b.2., c. e d., del PTPR);
 - le partecipanze, le bonifiche storiche di pianura e aree assegnate alle Università agrarie, comunali, comunelli e simili e le zone gravate da usi civici (art.23, comma 1, lettere a. b. c. e d., del PTPR);
 - elementi di interesse storico testimoniale (art. 24 del PTPR);
 - i dossi di pianura (art. 20, comma 2, del PTPR) e i crinali non individuati dai PTCP come oggetto di particolare tutela (art. 20, comma 1, lett. a), del PTPR);
- 3) le aree del sistema dei crinali e del sistema collinare ad altezze superiori ai 1200 metri (art. 9, comma 5, del PTPR), qualora l'impianto fotovoltaico sia destinato all'autoconsumo;
- 4) le aree agricole, non rientranti nella lettera A, nelle quali sono in essere coltivazioni certificate come agricole biologiche, a denominazione di origine controllata (DOC), a denominazione di origine controllata e garantita (DOCG), a denominazione di origine protetta (DOP), a indicazione geografica protetta (IGP) e a indicazione geografica tipica (IGT) qualora la superficie occupata dall'impianto fotovoltaico non sia superiore al 10% della superficie agricola

in disponibilità dell'azienda agricola e la potenza nominale complessiva dell'impianto sia pari a 200 kW più 10 kW di potenza installata eccedente il limite dei 200 kW per ogni ettaro di terreno nella disponibilità, con un massimo di 1 MW per azienda;

- 5) le zone C dei Parchi nazionali, interregionali e regionali, istituiti ai sensi della L. n. 394/91 nonché della L.R. n. 6 del 2005, e le aree incluse nella Rete Natura 2000 designate in base alla Direttiva 92/43/ CE (Siti di Importanza Comunitaria) ed alla Direttiva 79/409/CE (Zone di Protezione Speciale) non rientranti nella lettera A punti 4 e 5 qualora la superficie occupata dall'impianto fotovoltaico non sia superiore al 10% della superficie in disponibilità del richiedente e la potenza nominale complessiva dell'impianto non sia superiore a 200 kW;
- 6) le aree agricole incluse nelle zone D e nelle aree contigue dei Parchi nazionali, interregionali e regionali istituite ai sensi della L. 394/91 nonché della L.R. n. 6/2005 qualora la superficie occupata dall'impianto fotovoltaico non sia superiore al 10% della superficie agricola in disponibilità del richiedente e la potenza nominale complessiva dell'impianto sia pari a 200 Kw più 10 Kw di potenza installata eccedente il limite dei 200 Kw per ogni ettaro di terreno nella disponibilità, con un massimo di 1 MW per richiedente;
- 7) le aree in zona agricola non rientranti nella lettera A) e nei punti precedenti della presente lettera B), qualora l'impianto occupi una superficie non superiore al 10% delle particelle catastali contigue nella disponibilità del richiedente. Non costituiscono fattori di discontinuità i corsi d'acqua, le strade e le altre infrastrutture lineari. Per i Comuni montani, l'impianto non può superare la quota del 10% delle particelle catastali anche non contigue nella disponibilità del richiedente;

Sono considerate inoltre idonee all'installazione di impianti fotovoltaici, senza i limiti di cui alla lettera B:

1. le seguenti aree in zona agricola:

- a. le fasce di ambientazione e le aree di pertinenza delle opere pubbliche lineari;
- b. le fasce di rispetto stradale e autostradale, così come dimensionate dal Codice della strada e dal suo Regolamento, nonché le aree intercluse al servizio delle infrastrutture viarie, previo assenso del gestore delle medesime e nel rispetto degli eventuali vincoli;
- c. le fasce di rispetto delle linee ferroviarie, previo assenso del gestore delle medesime e nel rispetto degli eventuali vincoli;
- d. le fasce di rispetto degli elettrodotti;
- e. le aree a servizio di discariche di rifiuti già esistenti, regolarmente autorizzate, anche se non più in esercizi o. L'impianto fotovoltaico, in tal caso, non costituisce attività di esercizio della discarica;
- f. le aree a servizio di depuratori;
- g. le aree a servizio degli impianti di sollevamento delle acque;
- h. le aree di cava dismesse, qual ora la realizzazione dell'impianto fotovoltaico risulti compatibile con la destinazione finale della medesima cava;

2. le parti del territorio urbanizzato destinate ad ambiti specializzati per attività produttive, le aree ecologicamente attrezzate e i poli funzionali;
3. le aree dedicate alle infrastrutture per l'urbanizzazione degli insediamenti ai sensi dell'art. A-23 dell'Allegato alla LR 20/2000 e s.m e i., mediante l'utilizzo di arredi e attrezzature urbane di nuova concezione;
4. le colonie marine (art. 16 del PTPR) e gli insediamenti urbani storici e le strutture insediative storiche non urbane (art. 22 del PTPR), qualora l'impianto fotovoltaico sia collocato esclusivamente sugli edifici esistenti nell'osservanza della normativa di tutela degli stessi;
5. le aree a servizio di impianti di risalita e le altre aree ad esse funzionali, purché al di fuori delle aree di cui alla lettera A), qualora l'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico sia utilizzata per garantire il fabbisogno dell'impianto a servizio del quale è stato installato.

Per quanto sopra esposto si evidenzia che l'area in oggetto rientra nell'elenco delle zone idonee all'installazione di impianti fotovoltaici senza limitazioni di potenza.

3.1.3. Rete Ecologica Regionale (RER)

La Regione tutela la biodiversità attraverso il sistema regionale delle Aree protette e dei siti Rete Natura 2000, collegati tra loro da Aree di collegamento ecologico. Si tratta di zone importanti dal punto di vista geografico e naturalistico che è opportuno proteggere perché favoriscono la conservazione e lo scambio di specie animali e vegetali (per esempio fiumi, colline e montagne).

Dall'analisi effettuata si riscontra che l'area in oggetto non rientra in quelle di collegamento ecologico regionale; pertanto, non si ravvedono elementi ostativi alla realizzazione del progetto.

3.1.4. Programma di sviluppo rurale

Come riportato nel programma di sviluppo rurale dell'Emilia-Romagna la strategia regionale per la promozione della sostenibilità e del contrasto ai cambiamenti climatici assume le priorità dello sviluppo rurale P4 e P5 quali obiettivi generali e le relative focus-area quali obiettivi specifici del PSR per dare risposta ai fabbisogni d'intervento messi in evidenza dalla SWOT.

Dall'analisi del programma riportato all'interno della relazione tecnica si ritiene che il progetto sia in linea con gli obiettivi del programma di sviluppo rurale in quanto mira a promuovere lo sviluppo di tecnologie sostenibili sfruttando l'utilizzo di fonti rinnovabili e la produzione di carburanti alternativi come l'idrogeno.

3.1.5. Piano Territoriale Metropolitano (PTM) della Città di Bologna

Nell'esercizio del proprio ruolo istituzionale così come assegnato dalla legge n. 56/2014 e dalla legge regionale n. 13/2015, ai sensi dell'art. 13 dello Statuto, la Città metropolitana esercita funzioni di pianificazione territoriale, primariamente approvando il Piano territoriale metropolitano, in coerenza con gli indirizzi del Piano strategico metropolitano. Il Piano Territoriale Metropolitano è uno strumento che raccoglie l'eredità del PTCP e disegna gli scenari di sviluppo della Città Metropolitana di Bologna. In particolare, il PTM di Bologna rappresenta il primo Piano Metropolitano approvato in Italia.

L'area in esame si trova nella parte Nord del Comune di San Giovanni in Persiceto, in prossimità del confine amministrativo con l'adiacente provincia di Modena, circa 1,5 km a Nord dello stesso centro abitato, in un contesto prevalentemente agricolo, scarsamente antropizzato e popolato.

Dall'analisi della Tavola 1 "Carta della Struttura" del PTM di Bologna si evince come l'area oggetto di intervento risulti essere localizzata all'interno di quello che viene definito "ecosistema agricolo" per quanto riguarda l'area di impianto. Le opere di connessione invece per un breve tratto attraversano l'ecosistema delle acque ferme e correnti.

Dall'analisi della Tavola 2 "Carta degli Ecosistemi" del PTM si evince come l'area, individuata all'interno dell'ecosistema agricolo, faccia parte delle Aree agricole della pianura alluvionale, normate dagli Art. 16 e 18 delle Norme di PTM.

La lettura della Tavola 3 "Carta di area vasta del rischio idraulico, rischio da frana, e dell'assetto dei versanti" del PTM permette l'individuazione dell'area interessata dal progetto all'interno dello scenario P3 di pericolosità idraulica PGRA, normato dall'Art. 30 delle Norme di Piano.

Dall'analisi della Tavola 4 "Carta di area vasta delle aree suscettibili di effetti locali" del PTM si evince che, in merito alla riduzione del rischio sismico normata dall'Art. 28, l'area cade in classe L "Zona di attenzione per instabilità da liquefazione/densificazione", la quale comprende successioni di pianura con intervalli granulari (limi sabbiosi, sabbie, sabbie ghiaiose), almeno metrici, nei primi 20 m da p.c.

Nella successiva Tavola 5 - "Carta delle reti ecologiche, della fruizione e del turismo" del PTM si può notare come l'area di interesse sia parzialmente vicina ad un percorso individuato come "principali canali storici", trattato dall'Art. 47 delle Norme relativo all'orditura storica. I due lotti interessati dal progetto sono inoltre vicini ad un'area facente parte dell'ecosistema urbano.

Dall'analisi del piano non si evincono elementi ostativi alla realizzazione del progetto.

3.1.6. Piano Strutturale del Comune di San Giovanni in Persiceto

Il Piano Strutturale Comunale è lo strumento di pianificazione urbanistica generale, con riguardo a tutto il territorio comunale, per il quale delinea le scelte strategiche di assetto e sviluppo e ne tutela l'integrità fisica ed ambientale, oltre che l'identità culturale.

Si divide sostanzialmente in due parti: la classificazione del territorio, che individua le aree omogenee facenti riferimento alle relative indicazioni urbanistiche di mantenimento o sviluppo, e i vincoli paesaggistici, che segnalano i caratteri insediativi storici, di interesse naturale, ambientale e paesaggistico, infrastrutturale, oltre che di rischio sismico e idrografico.

Il Piano Strutturale Comunale (PSC) del Comune di San Giovanni in Persiceto è stato approvato con deliberazione del Consiglio Comunale n. 38 del 07/04/2011 ed è entrato in vigore l'11/05/2011, data di pubblicazione del relativo avviso di approvazione sul Bollettino Ufficiale della Regione Emilia-Romagna.

L'Amministrazione Comunale ha inteso promuovere nel 2017, ai sensi dell'art. 32bis della L.R. 20/00, una variante specifica al PSC al fine aggiornare i documenti di piano alle norme e ai provvedimenti tecnico-amministrativi sopravvenuti ed emanati negli anni successivi alla prima approvazione, cogliendo quindi l'occasione per proporre quegli adeguamenti e correttivi emersi negli anni di applicazione.

Il Comune ha approvato la Variante Specifica al vigente Piano Strutturale Comunale (PSC) con deliberazione del Consiglio Comunale n. 16 del 26.04.2018 entrata in vigore in data 16/05/2018 a seguito della pubblicazione dell'avviso di approvazione sul BURERT n. 130 del 16/05/2018 (parte seconda).

Dall'analisi della tav.1 - Classificazione del territorio ed assetto delle infrastrutture - si evince come l'area in esame risulti essere localizzata parte in un ambito di possibile trasformazione urbana per usi produttivi (APR) così come definito all'art. 34 delle NTA del PSC e parte in un ambito di possibile trasformazione urbana per usi residenziali e/o di servizio (ARS) come definito all'art. 32 delle NTA del PSC. Entrambi i lotti, come riportato all'art. 15 del PSC, fanno parte del *macro-ambito* denominato "Territorio urbanizzabile" e la loro regolamentazione è descritta nel dettaglio al CAPO III dello stesso PSC.

Come riportato al punto 7 dell'art. 32 delle NTA, nelle aree di possibile trasformazione urbana per usi residenziali e/o di servizi (ARS) sono da preferire le seguenti destinazioni d'uso: *usi principali (non inferiori al 70% della SU), usi secondari (non superiori al 30% della SU)*.

Negli ambiti ARS non è ammessa la realizzazione di impianti per la produzione di energia elettrica attraverso la costruzione di parchi fotovoltaici e impianti di produzione energetica da biomassa agricola. La parte di progetto da realizzare nell'area minore risulta quindi incoerente con i regolamenti vigenti. Per questo si prospetta, al fine della realizzazione dell'intero complesso di opere predisposto finora, una revisione parziale degli strumenti da concordare con il Comune, sempre nel rispetto delle normative regionali e provinciali. Le alternative possibili sono due: l'espansione dell'APR.SG_1 con un'appendice che incorpori l'area interessata, visto anche che quest'ultima si trova proprio a ridosso

dell'APR dell'area maggiore; in alternativa, la creazione di un nuovo ambito per usi produttivi (APR.SG_V) che perimetri puntualmente l'area minore.

Per quanto riguarda gli ambiti di possibile trasformazione urbana per usi produttivi (APR), l'art. 34 delle NTA del PSC individua le destinazioni d'uso principali. Negli ambiti APR, in attesa della formazione del POC per l'attuazione degli interventi di espansione del tessuto urbano per attività produttive, è ammessa la realizzazione di impianti a fonti rinnovabili per la produzione di energia termica ed elettrica. La realizzazione di impianti fotovoltaici che utilizzino una ST superiore a 2.000 m² (parchi fotovoltaici) è subordinata alla predisposizione di uno studio che valuti anche gli specifici aspetti di impatto ambientale e di inserimento paesaggistico, approfondimento effettuato nell'ambito del progetto in questione.

Di seguito si riportano le prescrizioni dell'ambito APR.SG_I in cui si prevede di localizzare l'impianto in progetto.

Prescrizioni particolari con riferimento agli aspetti geologici ed idraulici:

Nella porzione d'ambito che insiste in area di dosso fluviale, non potranno esservi insediati centri di pericolo e non potrà essere consentito lo svolgimento di attività a rischio di cui all'art. 45 comma 2, lettera A2 delle NTA del PTA della RER, in quanto suscettibili di pregiudicare la qualità e la protezione della risorsa idrica; non potrà inoltre essere prevista la localizzazione di impianti di smaltimento o di stoccaggio dei rifiuti solidi urbani, speciali ed assimilati. Nella realizzazione di fabbricati ed infrastrutture, gli interventi consentiti dovranno tendere a salvaguardare le caratteristiche morfostrutturali e le funzioni idrauliche del dosso, evitando rilevanti modificazioni morfologiche della struttura stessa. Nella porzione d'ambito compresa entro una distanza di 20 m dal tracciato del Canale di Cento, non potranno essere previsti nuovi insediamenti; in tale porzione d'ambito dovrà essere prevista una destinazione a verde e comunque dovranno essere rispettate le disposizioni di cui agli art. 49 e 50 delle presenti NTA.

Al fine di ridurre il rischio connesso col potenziale allagamento gli interventi di nuova costruzione, che saranno realizzati nella porzione d'ambito ricadente entro il perimetro delle aree potenzialmente inondabili, non potranno prevedere locali interrati o seminterrati, non potranno svilupparsi al solo piano terra e tra il piano terra e quello superiore dovranno prevedere una scala interna di collegamento; il piano di calpestio del piano terreno dovrà inoltre essere impostato ad una quota di almeno 50 cm rispetto alla quota media del piano campagna circostante.

Dall'analisi della tav.2 - Tavola dei vincoli - si evince come l'area in esame risulti essere localizzata nelle vicinanze di "dossi e paleodossi" (art. 58 delle NTA del PSC), a ridosso di zone di particolare interesse paesaggistico-ambientale (art. 43 delle NTA del PSC) e all'interno della fascia di tutela delle acque pubbliche ai sensi del D.Lgs. 42/2004 normate dall'art. 54 delle NTA del PSC.

Le fasce di tutela delle acque pubbliche sono principalmente rivolte a mantenere, recuperare e valorizzare le funzioni paesaggistiche degli ambienti fluviali, nonché a valorizzare/potenziare la fruizione dell'ambiente fluviale e periferiale per attività ricreative e del tempo libero e la coltivazione

agricola del suolo. Laddove lo spazio di *protezione* del corso d'acqua venga occupato da strutture produttive, si dovrà riserbare attenzione all'interfaccia diretta con il fiume, per garantire una fruizione dei suoi argini concorde con quanto richiesto dal regolamento.

In tali aree gli interventi sono assoggettati al rilascio delle autorizzazioni paesaggistiche di cui all'art 146 del D.Lgs. 42/2004, come modificato dall'art. 2 comma s) del D.Lgs. 63/2008, secondo quanto disposto dall'art. 94 della LR n. 3 del 1999. 4.

Per quanto sopra, è stata predisposta idonea Relazione paesaggistica alla quale si rimanda per un'analisi più completa.

Come definito all'art. 58 delle NTA nelle aree interessate da dossi/paleodossi non sono ammessi:

- le nuove discariche per lo smaltimento dei rifiuti solidi urbani, speciali ed assimilati;
- gli impianti di smaltimento o di stoccaggio dei rifiuti solidi urbani, speciali ed assimilati, salvo che detti impianti ricadano all'interno di aree produttive esistenti e che risultino idoneamente attrezzate;
- l'insediamento di centri di pericolo e lo svolgimento di attività a rischio di cui all'art. 45 comma 2, lettera A2 delle NTA del PTA della RER; la previsione di nuove attività di questo tipo, qualora tale esigenza non risulti altrimenti soddisfacibile tramite localizzazioni alternative, dovrà essere corredata da un'apposita indagine idrogeologica che accerti le condizioni di protezione della risorsa idrica sotterranea e definisca, in caso di necessità, eventuali prescrizioni attuative che garantiscano tale protezione.

Il progetto in esame non rientra tra gli interventi sopra citati pertanto non si evidenziano elementi ostativi alla sua realizzazione.

Inoltre, sempre l'art. 58 riporta che in presenza di "dossi e paleodossi", "nella realizzazione di fabbricati e infrastrutture andranno salvaguardate le caratteristiche altimetriche della morfostruttura su cui si interviene; non potranno pertanto essere previsti [...] rilevanti modificazioni morfologiche, in termini di sbancamenti e/o riporti".

Dall'analisi della tavola 3 - Reti ecologiche - si evince come parte dell'area in esame risulti essere localizzata nell'Unità di paesaggio 4 "Dossi del Samoggia" e all'interno di una zona di rispetto dei nodi ecologici semplici.

Come definito all'art. 41 delle NTA del PSC i Nodi ecologici semplici della rete ecologica locale, con le eventuali Zone di rispetto, corrispondono a porzioni di territorio caratterizzate da habitat e/o specie animali e vegetali rare o, comunque, di interesse conservazionistico e paesaggistico a scala locale, a causa della dimensione ed articolazione, di norma, più contenuta rispetto ai Nodi ecologici complessi.

In tali zone valgono le prescrizioni riportate nel PTCP. Le indicazioni convergono tutte verso la conservazione, il completamento e il miglioramento, rimanendo in accordo con quanto visto nelle precedenti tavole del PSC.

3.1.1. Regolamento Urbanistico Edilizio del Comune di San Giovanni in Persiceto

Il Regolamento Urbanistico Edilizio (RUE) adottato dal Comune di San Giovanni in Persiceto disciplina l'attività urbanistica ed edilizia nel territorio comunale, nell'osservanza della legislazione nazionale e regionale in materia di governo del territorio ed in coerenza con le previsioni del PSC e della pianificazione sovraordinata. Nel seguito verranno analizzate tutte le prescrizioni normative, ricavate dalle norme di attuazione del RUE, associate alle aree e ai perimetri all'interno dei quali ricadono i lotti interessati dal progetto.

Come riportato al precedente paragrafo, le aree interessate dal progetto ricadono all'interno del territorio urbanizzabile, in particolare il lotto minore in area ARS "Ambiti di possibile trasformazione urbana per usi residenziali e/o di servizi" e il lotto maggiore in area APR "Ambiti di possibile trasformazione urbana per usi produttivi".

Secondo quanto riportato all'Art. 9 del RUE, gli interventi volti a dare attuazione, in tutto o in parte, alle previsioni del PSC per gli ambiti ARS e APR sono soggetti a Piano Operativo Comunale (POC). Il POC prevede che siano disposti i Piani Urbanistici Attuativi (PUA), strumenti urbanistici di dettaglio finalizzati a dare attuazione agli interventi di nuova urbanizzazione e di riqualificazione, qualora i contenuti degli stessi non siano stati assunti dal POC stesso. A tal proposito, l'Art. 10 comma 2 del RUE riporta quanto segue:

2. *I Piani Urbanistici Attuativi (PUA), con esclusione dei Piani di Recupero relativi alle richieste di insediamento di usi diversi da quelli ammessi dalle NTA del PSC o dal RUE per gli edifici classificati come "edifici di interesse storico-architettonico" dallo stesso PSC, dovranno contenere, oltre al titolo in base al quale si richiede di effettuare gli interventi, i seguenti elementi:*

a) schema di convenzione;

b) estratto catastale con indicazione dei limiti di proprietà e relative superfici, di norma in scala 1:1.000 o 1:2.000, nonché elenco catastale delle proprietà e documentazione comprovante la proprietà; nel caso dei PUA pubblici, elenco catastale delle proprietà da espropriare o da vincolare;

c) stato di fatto planimetrico e altimetrico della zona, con la individuazione di un caposaldo fisso permanente da riferire alle curve di livello, nonché, nei casi particolarmente significativi, sezioni e profili dell'area d'intervento;

d) stato di fatto contenente, fra l'altro:

- rilievo del verde esistente con la indicazione delle essenze arboree ed arbustive esistenti;*
- costruzioni e manufatti di qualunque genere esistenti, compreso il rilievo degli eventuali edifici esistenti;*
- elettrodotti, metanodotti, fognature e impianti di depurazione, acquedotti e relative servitù e ogni altra infrastruttura esistente, corredata dei relativi vincoli;*
- viabilità e toponomastica;*
- ogni vincolo gravante sull'area;*

e) documentazione fotografica dell'area di intervento, con indicazione dei relativi punti di vista;

f) planimetria di progetto inserita in un opportuno e idoneo intorno, di norma in scala 1:500 oppure 1:1000, indicante tra l'altro:

- quote planimetriche e altimetriche di progetto,
- numerazione dei lotti e relative tipologie edilizie e destinazioni d'uso,
- aree di cessione e relative destinazioni funzionali,
- strade e percorsi pedonali e ciclabili, corredate delle relative sezioni in scala adeguata, atte a evidenziare gli interventi di mitigazione finalizzati all'eliminazione delle barriere architettoniche,
- piazze e spazi di verde attrezzato (pubblico, condominiale, privato),
- eventuali utilizzazioni in sotterraneo e servizi centralizzati,
- spazi per servizi,
- progetto di massima degli spazi di parcheggio pubblici,
- spazi di parcheggio privati;
- progetto di massima della segnaletica orizzontale e verticale;

g) sezioni e profili in scala 1:500 oppure 1:1000 con indicazione delle altezze massime degli edifici;

h) schema delle reti infrastrutturali e dei relativi allacciamenti e relativa previsione di spesa;

i) norme urbanistiche ed edilizie per la buona esecuzione del piano che dovranno comprendere:

- tabella con l'indicazione, per ciascun lotto, della SU edificabile, dell'altezza massima e degli usi ammessi;
- eventuali indicazioni sulle tipologie, materiali, finiture e colori da rispettare nel PUA e le relative modalità applicative;
- eventuali indicazioni su obiettivi di qualità da raggiungere in materia ambientale, bioedilizia o di risparmio energetico;

l) relazione illustrativa e relazione sulla previsione della spesa occorrente per le sistemazioni generali necessarie per l'attuazione del piano;

m) relazione geologica, geotecnica e sismica secondo quanto previsto dalle normative e direttive vigenti in materia;

n) per i comparti ARS, ARR, APR, ARC:

- progetto di sistemazione paesaggistica e vegetazionale delle aree destinate a verde pubblico e delle aree di arredo verde di strade e parcheggi, redatto da un tecnico abilitato, oltre alla definizione di indirizzi per la sistemazione a verde delle aree di pertinenza degli edifici;
- relazione archeologica, redatta a cura di un archeologo (laureato in discipline di ambito archeologico e con adeguato curriculum in materia), finalizzata a dare indicazioni certe ed affidabili su stratigrafia, cronologia e presenza o meno di evidenze archeologiche ed elaborata sulla base delle seguenti indagini preliminari:
 - consultazione dei materiali bibliografici ed archivistici
 - interpretazione archeologica delle fotografie aeree,

- *ricognizione sul terreno con riconoscimento delle caratteristiche di antropizzazione individuabili sulla superficie e primo esame dei materiali archeologici eventualmente rinvenuti;*

- *realizzazione di trincee esplorative, aperte con mezzo meccanico a benna liscia, la cui ubicazione e profondità saranno definite dall'archeologo, in base ad un progetto di massima dell'intervento edilizio che definisca, con buona approssimazione, l'area da edificare e le quote massime di profondità degli interventi edilizi.*

Qualora risultino evidenti tracce archeologiche si darà comunicazione alla Soprintendenza per i Beni Archeologici, in quanto rinvenimento di natura archeologica soggetto ai dispositivi di tutela di cui al D.Lgs. 42/2004.

- *documentazione inerente lo studio previsionale di impatto di clima acustico, ai sensi dell'art. 8 della L. 447/95 e dell'art. 10 della LR 15/2001, secondo quanto previsto all'art. 59 del presente RUE, redatta a cura di un tecnico abilitato ed elaborata facendo riferimento a quanto previsto dalla DGR 673/2004;*

- *relazione idraulica riportante le seguenti informazioni:*

- *-superficie totale dell'intervento,*
- *-n. abitanti previsti (per gli insediamenti residenziali) o n. addetti (per gli insediamenti produttivi),*
- *-portata di calcolo,*
- *-descrizione rete fognaria,*
- *-quota di allacciamento,*
- *-tipo di materiale impiegato,*
- *-specificazione manufatti particolari.*

Lo schema di convenzione di cui al precedente punto a) dovrà prevedere che la titolarità dello scarico in fognatura del comparto resta in carico al concessionario fino al collaudo di tutte le opere di urbanizzazione previste nel comparto stesso.

- *relazione di valutazione energie=co-ambientale, contenente:*

- *il bilancio energetico-ambientale dell'ambito di intervento per vettori energetici e per settori di consumo. Il bilancio energetico sarà effettuato sulla base delle soluzioni progettuali proposte e delle possibili mitigazioni finalizzate oltre che alla riduzione dei consumi energetici anche alla riduzione delle emissioni di gas serra. Il bilancio energetico dovrà essere redatto in modo da verificare la possibilità tecnica ed economica che il fabbisogno energetico complessivo dell'ambito di intervento risulti ridotto rispetto a quello risultante da una mera applicazione dei dispositivi di legge richiamati dal presente RUE e che tale fabbisogno risulti, per quanto possibile assicurato mediante il ricorso a fonti energetiche rinnovabili o ad esse assimilabili;*
- *una analisi del sito in relazione a: caratteristiche del terreno, vincoli presenti sul territorio, caratteristiche climatiche, venti, precipitazioni ed umidità, emissioni elettromagnetiche, contesto antropico del sito, viabilità, aspetto storico-tipologici;*

- *specifiche indicazioni (da riportare nelle Norme di Attuazione del PUA) volte a garantire una adeguata progettazione bioclimatica dell'ambito di intervento, con particolare riguardo al fatto che il lay-out delle strade e degli spazi esterni, dei lotti e dei singoli edifici siano tali da assicurare un adeguato accesso alla radiazione solare durante la stagione invernale e per contro una riduzione della radiazione termica durante la stagione estiva, mediante strategie di controllo dell'irraggiamento solare diretto ed indiretto oltre che a garantire la massima efficienza dei dispositivi che utilizzano l'energia solare (assenza di ombreggiamento su pannelli solari termici e fotovoltaici);*

- *uno studio in cui sia valutata la fattibilità tecnico-economica dell'applicazione di impianti di produzione di energia basati sulla valorizzazione delle fonti rinnovabili in misura superiore a quanto previsto dall'applicazione delle normative vigenti richiamate dal presente RUE, impianti di cogenerazione ad alto rendimento, pompe di calore, sistemi centralizzati di riscaldamento e raffrescamento o altre tecnologie, in modo da soddisfare, nella massima misura possibile, il fabbisogno energetico del comparto e da ridurre l'emissione di gas serra.*

L'Art. 47 bis **"Aree edificate in ambiti di possibile trasformazione urbana per usi residenziali e/o di servizio (ARS) e in ambiti di possibile trasformazione urbana per usi produttivi (APR)"** al comma 2 stabilisce i seguenti usi ammessi:

- *U.1 Residenza (solo per le aree residue da ambiti ARS)*
- *U.2 Attività ricettive (solo per le aree residue da ambiti ARS)*
- *U.3 Residenza collettiva (solo per le aree residue da ambiti ARS)*
- *U.4a Esercizi commerciali di vicinato alimentari (solo per le aree residue da ambiti ARS)*
- *U.4b Esercizi commerciali di vicinato non alimentari*
- *U.7 Pubblici esercizi*
- *U.10 Locali per lo spettacolo (solo per le aree residue da ambiti APR)*
- *U.11 Piccoli uffici e studi professionali*
- *U.12 Attività terziarie e direzionali*
- *U.13a Artigianato di servizio ai beni e alle persone*
- *U.13b Piccole officine e laboratori artigianali (solo per le aree residue da ambiti APR)*
- *U.14 Artigianato di servizio agli automezzi (solo per le aree residue da ambiti APR)*

L'Art. 58 del RUE **"Prescrizioni di carattere idraulico"** ai commi 3 e 4 riporta quanto segue:

3. Negli "ambiti di possibile trasformazione urbana per usi residenziali e/o di servizio (ARS)", negli "ambiti di possibile trasformazione urbana per usi produttivi (APR)" e negli "ambiti di possibile trasformazione urbana per usi terziario-commerciali (APC)", le acque meteoriche dovranno essere separate a monte delle reti fognarie urbane e riutilizzate per usi compatibili e/o debitamente smaltite,

prediligendo, ove possibile, il recapito in corpi recettori superficiali, fermo restando l'applicazione del principio dell'invarianza idraulica;

4. Negli ambiti ARS, APR e APC, sono preferibili coperture di tipo piano, finalizzate a realizzare un temporaneo invaso d'acqua, ovvero una laminazione delle acque meteoriche, rallentandone l'arrivo alle canalizzazioni e consentendo una riduzione dei picchi di piena.

Infine, con riferimento alle fonti di energia rinnovabili, l'Art. 60 "**Prescrizioni relative all'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili** e al risparmio energetico" stabilisce quanto segue:

3. La realizzazione e l'inserimento di impianti con utilizzo di fonti energetiche rinnovabili sono assoggettati all'ottenimento del titolo abilitativo ed alle procedure amministrative previste dalla normativa di settore vigente.

5. Il RUE stabilisce, inoltre, le seguenti prescrizioni particolari relative all'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili e al risparmio energetico:

*- Con riferimento al **territorio urbanizzato** e agli **ambiti APR e APC del PSC***

Nel territorio urbanizzato e negli ambiti APR e APC del PSC devono essere privilegiate, per la realizzazione degli impianti fotovoltaici, le coperture degli edifici e i parcheggi coperti (impianti integrati). Gli impianti superiori ad 1 MWp sono autorizzabili se previsti nel Piano Energetico Comunale che ha il compito di definire, sulla base del fabbisogno energetico, la pianificazione degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili realizzabili sul territorio comunale. Fino alla approvazione del Piano Energetico Comunale il riferimento è la normativa di settore vigente. A garanzia degli obblighi di demolizione e bonifica del terreno al momento della dismissione dell'impianto, con conseguente ripristino dello stato dei luoghi ante operam, dovrà essere fornita apposita garanzia fideiussoria. L'impossibilità di soddisfare le singole disposizioni relative alla produzione di energia da fonti rinnovabili previste dalla normativa vigente può essere sopperita con:

- acquisizione di quote equivalenti in potenza di impianti a fonti rinnovabili siti sul territorio comunale (condomini fotovoltaici),*
- realizzazione di impianti di cogenerazione ad alto rendimento*
- collegamento a reti di teleriscaldamento comunali, ove presenti.*

*- Con riferimento al **territorio rurale***

Gli impianti fotovoltaici ubicati al suolo sono soggetti al titolo abilitativo previsto dalle normative vigenti e sono ammessi fino a 20 kWp in tutti gli ambiti del territorio agricolo (AVA, ARP, AAP e AVN). Gli impianti superiori a 20 kWp sono ammessi nelle aree AVA, ARP e AAP, salvo diverse indicazioni dettate dalle normative vigenti.

Gli impianti superiori ad 1 MWp sono autorizzabili, se previsti nel Piano Energetico Comunale che ha il compito di definire, sulla base del fabbisogno energetico, la pianificazione degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili realizzabili sul territorio comunale. Qualora il Comune non sia dotato di uno strumento di pianificazione

sul tema energetico e comunque fino alla approvazione dello stesso sono autorizzabili secondo le modalità e procedure previste dalla normativa di settore vigente. La realizzazione di impianti fotovoltaici integrati è ammessa su tutto il territorio rurale con le modalità previste dalle normative vigenti.

3.1.2. Piano Comunale di Classificazione Acustica di San Giovanni in Persiceto

Il PCCA del Comune di San Giovanni in Persiceto è stato elaborato ai sensi della L.R. 9 maggio 2001 n. 15, della Delibera di Giunta Regionale 9 ottobre 2001 n. 2053 e nel rispetto delle vigenti disposizioni legislative statali e regionali in materia di acustica. La Classificazione Acustica è basata sulla caratterizzazione del territorio dal punto di vista degli usi, delle caratteristiche fisiografiche, della densità della popolazione insediata, delle attività presenti e delle previsioni urbanistiche nonché sui corrispondenti limiti massimi dei livelli sonori indicati dal DPCM del 1° Marzo 1991, integrati con quelli definiti dal Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 14.11.97, dalle fasce di pertinenza della ferrovia fissate dal DPR 18.11.98 n. 459 e dalle fasce di pertinenza acustica e relativi limiti di cui al DPR 30 marzo 2004, n.142.

Dalla lettura degli elaborati cartografici del PCCA si rileva che l'area occupata dai terreni interessati dal progetto è posta parte in Classe III – Aree di tipo misto e parte in Classe IV - Aree di intensa attività umana.

3.1.3. Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri OPCM n. 3274/2003

La classificazione sismica di un territorio consiste nella sua suddivisione sulla base degli effetti osservati e attesi in caso di terremoto. Con OPCM 3274/2003 tutto il territorio nazionale è classificato sismico e suddiviso in 4 zone a pericolosità sismica decrescente: la classe 1 è quella a maggiore pericolosità, la classe 4 è quella a minore pericolosità.

La Regione Emilia-Romagna ha recepito tale classificazione con DGR 1435/2003.

Il Comune di San Giovanni in Persiceto e, quindi, le aree interessate dal progetto ricadono in **zona 3**.

3.1.4. Siti Rete Natura 2000

L'area di interesse non ricade all'interno di nessun sito SIC o ZPS della Rete Natura 2000 presenti all'interno della provincia di Bologna. Le aree di pregio più vicine all'area sono:

- in direzione Nord-Est, nel raggio di 3-4 km circa dal sito interessato dal progetto, la ZPS IT4050025 "Biotopi e Ripristini ambientali di Crevalcore";
- in direzione Sud-Ovest la ZPS IT4050030 "Cassa di espansione Dosolo" e la ZPS IT4050026 "Bacini ex-zuccherificio di Argelato e Golena del Fiume Reno".

Dalle considerazioni emerse si ritiene non necessaria la valutazione di incidenza prevista ai sensi della direttiva 92/43/CEE "Habitat" Articolo 6 paragrafi 3 e 4. Per quanto riguarda la fase preliminare di Screening si rimanda all'Allegato di riferimento "Relazione Botanico-Vegetazionale" redatta a supporto della Valutazione di impatto ambientale.

3.2. Pianificazione e Programmazione settoriale

3.2.1. Piano Energetico Regionale (PER 2030)

Il Piano Energetico Regionale -approvato con Delibera dell'Assemblea legislativa n. 111 del 1 marzo 2017 – fissa la strategia e gli obiettivi della Regione Emilia-Romagna per clima e energia fino al 2030 in materia di rafforzamento dell'economia verde, di risparmio ed efficienza energetica, di sviluppo di energie rinnovabili, di interventi su trasporti, ricerca, innovazione e formazione.

In particolare, il Piano fa propri gli obiettivi europei al 2020, 2030 e 2050 in materia di clima ed energia come driver di sviluppo dell'economia regionale. Diventano pertanto strategici per la Regione:

- la riduzione delle emissioni climalteranti del 20% al 2020 e del 40% al 2030 rispetto ai livelli del 1990;
- l'incremento al 20% al 2020 e al 27% al 2030 della quota di copertura dei consumi attraverso l'impiego di fonti rinnovabili;
- l'incremento dell'efficienza energetica al 20% al 2020 e al 27% al 2030.

La Regione Emilia-Romagna si impegna nei confronti di una decarbonizzazione dell'economia tale da raggiungere, entro il 2050, una riduzione delle emissioni serra almeno dell'80% rispetto ai livelli del 1990.

Tale obiettivo dovrà essere raggiunto, in via prioritaria, attraverso una decarbonizzazione totale della generazione elettrica, un progressivo abbandono dei combustibili fossili in tutti i settori, in primo luogo nei trasporti e negli usi per riscaldamento e raffrescamento, e uno sviluppo delle migliori pratiche agricole, agronomiche e zootecniche anche al fine di accrescere la capacità di sequestro del carbonio di suoli e foreste.

A tal fine, La Regione:

- sostiene la realizzazione di impianti a fonti rinnovabili per la produzione elettrica, in particolare in regime di autoproduzione o in assetto cogenerativo e comunque nel rispetto delle misure di salvaguardia ambientale;
- sostiene, in coerenza con le linee strategiche in materia di promozione di ricerca e innovazione, lo sviluppo delle tecnologie innovative alimentate da fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica (ad esempio, tecnologie a idrogeno, celle a combustibile, ecc.);

- definisce i criteri localizzativi degli impianti a fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica, con particolare attenzione a disposizioni che favoriscano il regime dell'autoproduzione e lo sviluppo di impianti di piccola taglia.
- l'incremento dell'efficienza energetica al 20% al 2020 e al 27% al 2030.

La L.R. 26/2004 stabilisce che il PER abbia di norma durata decennale, ma al fine di avere un orizzonte comune con l'UE e rendere coerenti e confrontabili gli scenari e gli obiettivi regionali con quelli europei, il PER assume il 2030 quale anno di riferimento.

La priorità d'intervento della Regione Emilia-Romagna è dedicata alle misure di decarbonizzazione dove l'intervento regionale può essere maggiormente efficace, quindi in particolare nei settori non ETS (Emission Trading System): mobilità, industria diffusa (pmi), residenziale, terziario e agricoltura. In particolare, i principali ambiti di intervento saranno i seguenti:

- Risparmio energetico ed uso efficiente dell'energia nei diversi settori;
- Produzione di energia elettrica e termica da fonti rinnovabili;
- Razionalizzazione energetica nel settore dei trasporti;
- Aspetti trasversali.

Il PER, nel delineare la strategia regionale, individua due scenari energetici: uno scenario "tendenziale" ed uno scenario "obiettivo". Lo scenario energetico tendenziale tiene conto delle politiche europee, nazionali e regionali adottate fino a questo momento, dei risultati raggiunti dalle misure realizzate e dalle tendenze tecnologiche e di mercato considerate consolidate. Si tratta dunque di una prospettiva dove non si tiene conto di nuovi interventi ad alcun livello di governance. Lo scenario obiettivo punta invece a traguardare gli obiettivi UE clima-energia del 2030, compreso quello relativo alla riduzione delle emissioni serra, che costituisce l'obiettivo più sfidante tra quelli proposti dall'UE. Questo scenario è supportato dall'introduzione di buone pratiche settoriali nazionali ed europee ritenute praticabili anche in Emilia-Romagna, e rappresenta, alle condizioni attuali, un limite sfidante ma non impossibile da raggiungere.

La Regione Emilia-Romagna è impegnata a raggiungere gli obiettivi indicati nello scenario obiettivo coordinando le proprie politiche e tutti gli strumenti normativi e programmatori a questo fine; qualora, in sede di monitoraggio periodico, si rilevassero scostamenti dalle traiettorie delineate, si prevede di intervenire con una correzione degli strumenti a disposizione.

Il principale obiettivo del PER, in linea con la politica europea e nazionale di promozione dell'efficienza energetica, è la riduzione dei consumi energetici e il miglioramento delle prestazioni energetiche nei diversi settori. L'incremento dell'efficienza energetica rappresenta dal punto di vista tecnico, economico e sociale lo strumento più efficace per assicurare la disponibilità di energia a costi ridotti e favorire la riduzione delle emissioni di gas serra.

Il secondo obiettivo generale del PER riguarda la produzione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili quale chiave per la transizione energetica verso un'economia a basse emissioni di carbonio. Nel settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, la Regione può contribuire a raggiungere l'obiettivo di sviluppo di tali fonti attraverso una serie di misure per sostenere la realizzazione di impianti a fonti rinnovabili per la produzione elettrica, in particolare in

regime di autoproduzione o in assetto cogenerativo e comunque nel rispetto delle misure di salvaguardia ambientale, sostenere - in coerenza con le linee strategiche in materia di promozione di ricerca e innovazione - lo sviluppo delle tecnologie innovative alimentate da fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica, aggiornare la regolamentazione per la localizzazione degli impianti a fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica e favorire il superamento dei conflitti ambientali che si creano a livello locale in corrispondenza di impianti di produzione da fonti rinnovabili, in particolare per gli impianti alimentati da bioenergie.

Il Piano Energetico Regionale si realizza attraverso Piani triennali di attuazione Pta. Concluso il Pta 2017-2019, si è avviato il percorso partecipato verso il Piano triennale di attuazione 2022-2024.

Il Piano triennale di attuazione 2017-2019 è stato finanziato con risorse pari a 248,7 milioni di euro complessivi: 104,4 milioni di euro dal Programma operativo del Fondo europeo di sviluppo regionale 2014-2020, 27,4 milioni di euro dal Programma di sviluppo rurale 2014-2020 e 116,9 milioni di euro da ulteriori risorse della Regione.

Nel Dicembre 2020 è stato firmato il "Patto per il lavoro e per il clima" insieme a enti locali, sindacati, imprese, scuola, atenei, associazioni ambientaliste, Terzo settore e volontariato, professioni, Camere di commercio e banche; tale documento si pone obiettivi sfidanti sulla sostenibilità ambientale economica e sociale, quali la transizione verso la completa decarbonizzazione al 2050 e verso un pieno utilizzo delle energie rinnovabili al 2035. Le nuove sfide poste dal Patto per il lavoro e il clima rappresentano proprio il punto di partenza per il nuovo Pta 2022-2024, che definirà per il triennio:

- obiettivi da raggiungere
- misure attraverso le quali raggiungerle;
- risorse a disposizione per la sua realizzazione.

Le nuove strategie energetiche dell'Emilia-Romagna si concretizzeranno già a partire dai prossimi mesi con la definizione degli investimenti puntuali e delle risorse europee, regionali e nazionali per realizzarli. Sul nuovo Piano attuativo poggerà inoltre concretamente la transizione ecologica dell'Emilia-Romagna, che avrà come obiettivo uno sviluppo futuro sostenibile per il territorio, utilizzando in modo integrato e strategico le risorse che arriveranno dalla nuova programmazione europea 2021-2027 e dal recovery fund.

3.2.2. Programmazione Europea Clean Energy Package

Il Regolamento (UE) 2018/1999 del parlamento europeo e del consiglio dell'11 dicembre 2018 regola e istituisce un meccanismo di governance per:

- attuare strategie e misure volte a conseguire gli obiettivi e traguardi dell'Unione dell'energia e gli obiettivi a lungo termine dell'Unione relativi alle emissioni dei gas a effetto serra conformemente all'accordo di Parigi, e in particolare, per il primo decennio compreso tra il 2021 e il 2030, i traguardi dell'Unione per il 2030 in materia di energia e di clima;

- incoraggiare la cooperazione tra gli Stati membri, anche, se del caso, a livello regionale, al fine di conseguire gli obiettivi e i traguardi dell'Unione dell'energia;
- assicurare la tempestività, la trasparenza, l'accuratezza, la coerenza, la comparabilità e la completezza delle informazioni comunicate dall'Unione e dagli Stati membri al segretariato della convenzione UNFCCC e dell'accordo di Parigi;
- contribuire a garantire una maggiore certezza normativa nonché una maggiore certezza per gli investitori e a sfruttare appieno le opportunità per lo sviluppo economico, la promozione degli investimenti, la creazione di posti di lavoro e la coesione sociale.

Il meccanismo di governance è basato sulle strategie a lungo termine, sui piani nazionali integrati per l'energia e il clima che coprono periodi di dieci anni a partire dal decennio 2021-2030, sulle corrispondenti relazioni intermedie nazionali integrate sull'energia e il clima trasmesse dagli Stati membri e sulle modalità integrate di monitoraggio della Commissione. Il meccanismo di governance garantisce al pubblico effettive opportunità di partecipare alla preparazione di tali piani nazionali e di tali strategie a lungo termine. Esso comprende un processo strutturato, trasparente e iterativo tra la Commissione e gli Stati membri volto alla messa a punto e alla successiva attuazione dei piani nazionali integrati per l'energia e il clima, anche per quanto riguarda la cooperazione regionale, e la corrispondente azione della Commissione.

Il regolamento si applica alle cinque dimensioni dell'Unione dell'energia, che sono strettamente correlate e si rafforzano reciprocamente:

- a) sicurezza energetica;
- b) mercato interno dell'energia;
- c) efficienza energetica;
- d) decarbonizzazione;
- e) ricerca, innovazione e competitività.

Il presente progetto si allinea perfettamente con le indicazioni di tale programma che è stato recepito a livello nazionale con il Piano nazionale integrato per l'energia e il clima.

3.2.3. Strategia energetica nazionale (SEN)

Lo scenario di policy nazionale denominato scenario SEN, è stato disegnato per raggiungere gli obiettivi della SEN post-consultazione e delineare gli interventi e gli effetti. I principali obiettivi stabiliti sono:

- riduzione dei consumi finali di energia nel periodo 2021-30 pari all'1,5% annuo dell'energia media consumata nel triennio 2016-2018 (escludendo il settore trasporti), in accordo alla proposta di nuova direttiva sull'efficienza energetica (COM(2016)761 final)¹⁷, tenendo conto dei criteri di flessibilità indicati nella stessa proposta: si tratta di un obiettivo condiviso, e comunque necessario per il raggiungimento dell'obiettivo di riduzione delle emissioni nei settori ESD;

- fonti energetiche rinnovabili, pari al 28% dei consumi finali lordi al 2030 (FER elettriche pari al 55% del consumo interno lordo di elettricità);
- phase-out del carbone nella generazione elettrica al 2025.

La tabella a seguire riporta i principali indicatori di sintesi che emergono dallo scenario SEN, raffrontati con quelli dello scenario BASE

	Unità di misura	Dati storici			Scen. BASE 2030	Scen. SEN 2030
		2005	2010	2015		
Energia Primaria	Mtep	190	177.9	156.2	151.2	135.9
Intensità energetica (En Pr/PIL)	tep/M€ ₁₃	116	110	99	81	72.1
Riduzione energia primaria vs primes 2007	%	1%	-11%	-26%	-35%	-42%
Dipendenza energetica	%	83%	83%	76%	72%	64%
Consumi finali¹⁹	Mtep	137,2	128,5	116,4	118	108
Elettrificazione usi finali	%	18.9%	20.0%	21.2%	22.5%	24%
Consumi specifici pro capite (Consumi Residenziale/Pop)	tep/ab	0.58	0.60	0.53	0.50	0.44
Intensità energetica industria (Consumi/VA)	tep/M€ ₁₃	156.0	129.4	118.3	106.3	100.3
Intensità energetica Terziario (consumi/VA)	tep/M€ ₁₃	17.0	18.3	16.5	14.4	12.7
Consumi specifici trasporto passeggeri	tep/Mtkm	33.0	33.0	31.6	27.2	25.9
Consumi specifici trasporto merci	tep/Mtkm	38.0	36.7	36.2	32.3	31.8
%FER ²⁰	%	7,5%	13.0%	17.5%	21.6%	28%
FER_H&C	%	8,2%	15.6%	19.2%	23.9%	30%
FER_E	%	16.3%	20.1%	33.5%	37.7%	55%
FER_T	%	1,0%	4,8%	6.4%	12.2%	20.6%
Emissioni di gas a effetto serra²¹	MtCO₂ eq	579	505	433	392	332
Riduzione emissioni Non-ETS vs 2005	%	0%	-8%	-16%	-24%	-33%
Riduzione emissioni ETS vs 2005	%	0%	-19%	-37%	-44%	-57%

Fonte: RSE, ISPRA, ENEA, GSE, Eurostat

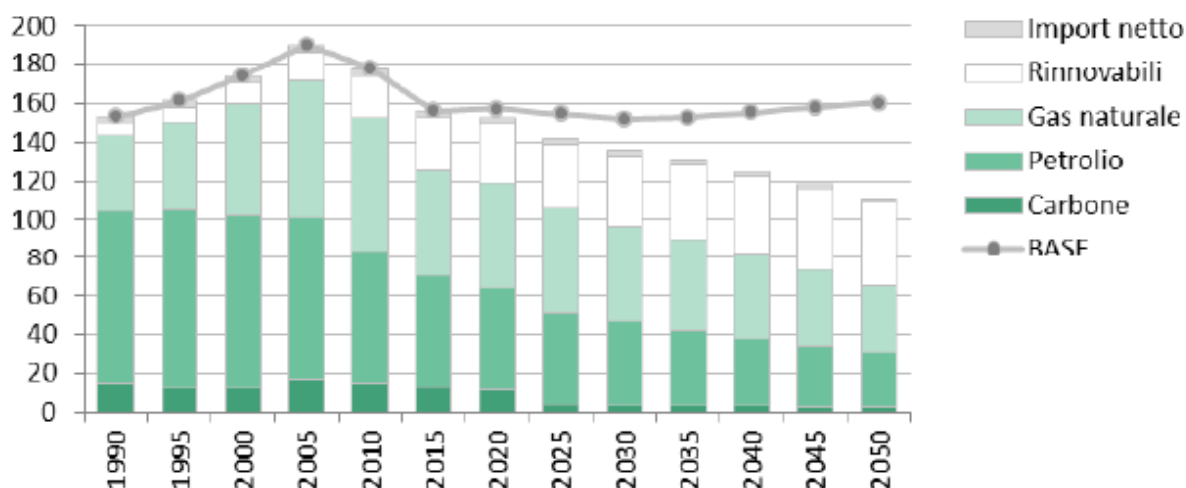
Tabella 3. Principali risultati dello scenario SEN

Nella proiezione dello scenario SEN emerge una significativa riduzione dei consumi primari rispetto allo scenario BASE al 2030, circa 15 Mtep, e ancor di più rispetto al dato registrato nel 2015, 20 Mtep. La riduzione dei consumi primari è guidata dalla contrazione dei consumi di carbone e prodotti petroliferi; anche il gas naturale contribuisce alla riduzione dei consumi totali, ma acquista maggiore rilevanza nel settore trasporto merci (Figura 7). Dei 50 Mtep, che si prevede siano forniti dal gas, corrispondenti a circa 60 miliardi di Sm³, infatti oltre l'8% è attribuito al settore trasporti, la stessa percentuale al terziario (commercio e agricoltura), circa il 38% al settore termoelettrico, il 27% al residenziale e il 15% ai consumi industriali.

In aggiunta allo scenario 2030, viene qui di seguito presentata una proiezione al 2050 dello scenario SEN. L'esigenza emersa durante la consultazione, relativa alla definizione di un orizzonte completo delle politiche energetiche ed ambientali, è condivisibile; pertanto, lo scopo di questo scenario è di valutare gli effetti della SEN nell'orizzonte temporale della roadmap europea 2050. L'obiettivo della politica è quindi di accogliere pienamente l'obiettivo di decarbonizzazione al 2050.

Considerato il lungo termine dello scenario, si tratta di un esercizio da utilizzare con prudenza e flessibilità e monitorare in modo attivo; tutte le cautele già espresse per gli scenari in generale sono da ritenersi, in questo caso, ancor più enfatizzate, a causa degli ovviamente maggiori margini di incertezza, legati alle dinamiche di sviluppo tecnologico, a prezzi e disponibilità delle materie prime, assetti geopolitici, etc. D'altra parte, anche l'Europa ha delineato solo una roadmap per il 2050, mentre gli obiettivi sono sempre stati e continueranno a essere definiti a cadenze decennali.

La SEN si dimostra in grado di traghettare il processo di efficientamento del sistema energetico nazionale e la graduale sostituzione delle fonti fossili con fonti rinnovabili come mostrato in figura.



Fonte: RSE

Figura 7. Proiezione dello scenario SEN al 2050

Nel 2050 le FER coprirebbero quasi la metà dei consumi finali lordi. Nel settore elettrico, le rinnovabili diventerebbero di gran lunga prevalenti, con una copertura dei consumi finali lordi di oltre l'85%. Assai rilevante sarebbe anche la penetrazione delle rinnovabili nei settori termico e trasporti (intorno al 50%).

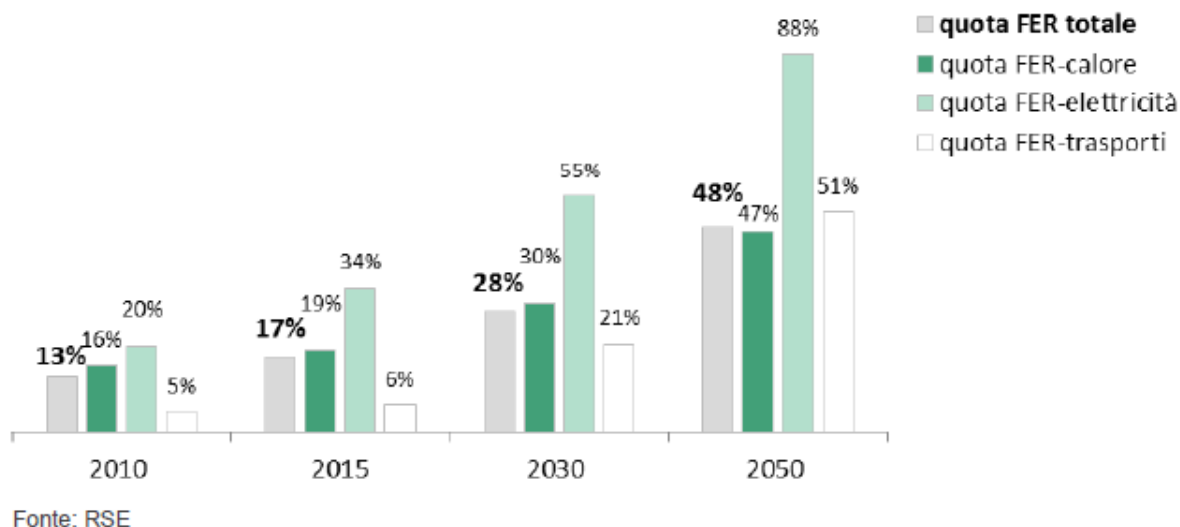


Figura 8. Quota FER – proiezione scenario SEN al 2050

Come detto sopra, si registra un ulteriore, forte sviluppo della produzione elettrica da FER (370 TWh), principalmente FER intermittenti, come eolico e fotovoltaico, che raggiunge una quota del 93% sulla produzione elettrica nazionale (Figura 14). La restante quota della produzione nazionale è coperta invece dal gas naturale.

Questo processo sostiene anche l'elettificazione dei settori di uso finale (24% nel 2030 e 34% nel 2050). Il largo sviluppo del fotovoltaico è agevolato dalla prevista riduzione del costo dei sistemi di accumulo al 2050.

La SEN si dimostra in grado di ridurre in modo drastico le emissioni di CO₂ del settore energetico rispetto ad un'evoluzione di riferimento (scenario BASE) al 2050, in coerenza con gli obiettivi di decarbonizzazione profonda della Roadmap EU 2050.

Il percorso descritto di progressiva transizione verso modelli energetici a ridotte emissioni richiede un impegno importante a sostegno dell'evoluzione tecnologica e per la ricerca e sviluppo di nuove tecnologie; tale impegno deve essere pervasivo in tutti i settori, dalle rinnovabili alle tecnologie per la decarbonizzazione dei combustibili tradizionali, dall'efficienza energetica ai trasporti.

Le principali risultanze emerse in termini programmatici hanno evidenziato la necessità di investire nei seguenti settori prioritari:

- sviluppo di processi produttivi simbiotici che incrementino l'efficienza energetica nell'industria, con riduzione significativa di materie prime, scorie ed emissioni di CO₂;
- sviluppo di dispositivi e materiali ad alta efficienza energetica nell'industria, che consentano anche il recupero e la valorizzazione dei cascami termici industriali;

- sviluppo di pompe di calore e accumuli termici innovativi, destinati all'integrazione negli edifici per l'aumento dell'efficienza energetica e la riduzione dei consumi di climatizzazione;
- sviluppo di processi e materiali innovativi per la produzione e la conversione energetica di biomasse e biocombustibili;
- realizzazione di un parco tecnologico dotato di impianti dimostrativi innovativi per la produzione di energia termica ed elettrica da fonte solare;
- sviluppo e dimostrazione di reti intelligenti e di sistemi di accumulo distribuiti destinati all'impiego di reti AT/MT/BT con forte presenza di fonti rinnovabili distribuite, in grado di consolidare la leadership industriale di settore, offrendo agli utilizzatori finali soluzioni smart, efficienti, flessibili e riproducibili in altri contesti di mercato e reti.

Completa il quadro una serie di tecnologie trasversali e di attività di ricerca di base, finalizzate allo sviluppo di materiali innovativi e critici in applicazioni chiave per il settore energetico (stoccaggio e produzione di energia) e alla produzione fotochimica di fuels e chemicals.

In tale contesto è possibile immaginare anche un ruolo per l'idrogeno, caratterizzato da investimenti pubblici e privati calanti e il sopravvento tecnologico di RES e accumuli elettrochimici nella mobilità elettrica; lo sbocco nel power-to-gas appare quello più promettente ma saranno ancora necessari notevoli investimenti in R&S.

La SEN ha costituito la base programmatica e politica per la successiva adozione del Piano Nazionale integrato per l'energia e il clima.

3.2.4. Piano Nazionale Integrato per l'Energia e per il Clima (PNIEC)

L'Italia, condivide l'approccio olistico proposto dal Regolamento Governance, che mira a una strategia organica e sinergica sulle cinque dimensioni dell'energia sopra esposte.

Gli obiettivi generali perseguiti dall'Italia sono:

- a) accelerare il percorso di decarbonizzazione, considerando il 2030 come una tappa intermedia verso una decarbonizzazione profonda del settore energetico entro il 2050 e integrando la variabile ambiente nelle altre politiche pubbliche;
- b) mettere il cittadino e le imprese (in particolare piccole e medie) al centro, in modo che siano protagonisti e beneficiari della trasformazione energetica e non solo soggetti finanziatori delle politiche attive; ciò significa promozione dell'autoconsumo e delle comunità dell'energia rinnovabile, ma anche massima regolazione e massima trasparenza del segmento della vendita, in modo che il consumatore possa trarre benefici da un mercato concorrenziale;
- c) favorire l'evoluzione del sistema energetico, in particolare nel settore elettrico, da un assetto centralizzato a uno distribuito basato prevalentemente sulle fonti rinnovabili;

- d) adottare misure che migliorino la capacità delle stesse rinnovabili di contribuire alla sicurezza e, nel contempo, favorire assetti, infrastrutture e regole di mercato che, a loro volta contribuiscano all'integrazione delle rinnovabili;
- e) continuare a garantire adeguati approvvigionamenti delle fonti convenzionali, perseguendo la sicurezza e la continuità della fornitura, con la consapevolezza del progressivo calo di fabbisogno di tali fonti convenzionali, sia per la crescita delle rinnovabili che per l'efficienza energetica;
- f) promuovere l'efficienza energetica in tutti i settori, come strumento per la tutela dell'ambiente, il miglioramento della sicurezza energetica e la riduzione della spesa energetica per famiglie e imprese;
- g) promuovere l'elettrificazione dei consumi, in particolare nel settore civile e nei trasporti, come strumento per migliorare anche la qualità dell'aria e dell'ambiente;
- h) accompagnare l'evoluzione del sistema energetico con attività di ricerca e innovazione che, in coerenza con gli orientamenti europei e con le necessità della decarbonizzazione profonda, sviluppino soluzioni idonee a promuovere la sostenibilità, la sicurezza, la continuità e l'economicità di forniture basate in modo crescente su energia rinnovabile in tutti i settori d'uso e favoriscano il riorientamento del sistema produttivo verso processi e prodotti a basso impatto di emissioni di carbonio che trovino opportunità anche nella domanda indotta da altre misure di sostegno;
- i) adottare, anche tenendo conto delle conclusioni del processo di Valutazione Ambientale Strategica e del connesso monitoraggio ambientale, misure e accorgimenti che riducano i potenziali impatti negativi della trasformazione energetica su altri obiettivi parimenti rilevanti, quali la qualità dell'aria e dei corpi idrici, il contenimento del consumo di suolo e la tutela del paesaggio;
- j) continuare il processo di integrazione del sistema energetico nazionale in quello dell'Unione.

L'Italia ha programmato la graduale cessazione della produzione elettrica con carbone entro il 2025, con un primo significativo step al 2023, compensata, oltre che dalla forte crescita dell'energia rinnovabile, da un piano di interventi infrastrutturali (in generazione flessibile, reti e sistemi di accumulo) da effettuare nei prossimi anni. La realizzazione in parallelo dei due processi è indispensabile per far sì che si arrivi al risultato in condizioni di sicurezza del sistema energetico. Nonostante l'apporto limitato della generazione termoelettrica da carbone in Italia in termini comparati con altri Paesi europei (apporto che rimane comunque superiore ai 30 TWh/anno e superiore ai livelli dei primi anni 2000), si ritiene evidente che la dimensione della decarbonizzazione possa e debba andare di pari passo con la dimensione della sicurezza e dell'economicità delle forniture, così come è nello spirito del Piano integrato.

Dagli scenari considerati è previsto un fabbisogno di 49 Mtep di gas naturale (circa 60 GSm³) al 2030 con un picco di consumi intorno al 2025 dovuto alla fuoriuscita del carbone dal mix di generazione elettrica. A questo va aggiunto il biometano, al momento quantificato in circa 1 GSm³ dedicato al trasporto come da sistema di obblighi di biocarburanti vigente, ma che in prospettiva potrebbe contribuire ulteriormente come fonte di gas rinnovabile in tutti gli usi finali compresa la generazione elettrica. Il sistema gas giocherà quindi un ruolo indispensabile per il sistema energetico nazionale e potrà divenire il perno del sistema energetico "ibrido" elettrico-gas, anche alla luce dello sviluppo dei gas rinnovabili (biometano, idrogeno e metano sintetico) e della spinta per la diffusione di carburanti alternativi nei trasporti.

Di particolare interesse potrebbe essere la sintesi di idrogeno a partire da elettricità rinnovabile in eccesso, da impiegarsi a fini di accumulo o immissione nelle reti gas, anche previa metanazione.

Da quanto sopra esposto si evince quanto la realizzazione dell'HUB di ricerca sia perfettamente in linea con gli obiettivi del piano al fine di sperimentare la funzionalità, convenienza e replicabilità di diverse soluzioni tecnologiche riguardanti l'uso dell'idrogeno.

3.2.5. Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza

La transizione ecologica, come indicato dall'Agenda 2030 dell'ONU e dai nuovi obiettivi europei per il 2030, è alla base del nuovo modello di sviluppo italiano ed europeo. Intervenire per ridurre le emissioni inquinanti, prevenire e contrastare il dissesto del territorio, minimizzare l'impatto delle attività produttive sull'ambiente è necessario per migliorare la qualità della vita e la sicurezza ambientale, oltre che per lasciare un Paese più verde e una economia più sostenibile alle generazioni future. Anche la transizione ecologica può costituire un importante fattore per accrescere la competitività del nostro sistema produttivo, incentivare l'avvio di attività imprenditoriali nuove e ad alto valore aggiunto e favorire la creazione di occupazione stabile.

Le Linee guida elaborate dalla Commissione Europea per l'elaborazione dei PNRR identificano le Componenti come gli ambiti in cui aggregare progetti di investimento e riforma dei Piani stessi.

Ciascuna componente riflette riforme e priorità di investimento in un determinato settore o area di intervento, ovvero attività e temi correlati, finalizzati ad affrontare sfide specifiche e che formano un pacchetto coerente di misure complementari.

Per abilitare e accogliere l'aumento di produzione da fonti rinnovabili, ma anche per aumentarne la resilienza a fenomeni climatici estremi sempre più frequenti, la seconda linea di intervento ha l'obiettivo di potenziare (aumento della capacità per 6GW, miglioramento della resilienza di 4.000 km della rete elettrica) e digitalizzare le infrastrutture di rete.

Un ruolo rilevante all'interno della terza linea progettuale è riservato all'idrogeno. Nel luglio 2020 la Strategia europea sull'idrogeno ha previsto una forte crescita dell'idrogeno verde nel mix energetico, per far fronte alle esigenze di progressiva decarbonizzazione di settori con assenza di

soluzioni alternative (o con soluzioni meno competitive). La strategia europea prevede un incremento nel mix energetico fino al 13-14 per cento entro il 2050, con un obiettivo di nuova capacità installata di elettrolizzatori per idrogeno verde pari a circa 40 GW a livello europeo. L'Italia, in linea con la strategia europea, intende perseguire questa opportunità e promuovere la produzione e l'utilizzo di idrogeno, in particolare in questa Componente: i) sviluppando progetti flagship per l'utilizzo di idrogeno nei settori industriali hard-to-abate, a partire dalla siderurgia; ii) favorendo la creazione di "hydrogen valleys", facendo leva in particolare su aree con siti industriali dismessi; iii) abilitando – tramite stazioni di ricarica – l'utilizzo dell'idrogeno nel trasporto pesante e in selezionate tratte ferroviarie non elettrificabili; iv) supportando la ricerca e sviluppo e completando tutte le riforme e regolamenti necessari a consentire l'utilizzo, il trasporto e la distribuzione di idrogeno.

Il progetto in oggetto risulta in conclusione essere coerente e in linea con piani e programmi analizzati.

3.2.6. Decreto Legislativo RED II.

Il 15 Dicembre 2021 è entrato in vigore il Decreto legislativo RED II come attuazione della Direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo e del consiglio sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.

La norma, dunque, ha come finalità quella di prevedere delle misure che vadano a accelerare quanto stabilito all'interno del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) in materia di energia da fonti rinnovabili, conformemente al Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC). Nello specifico l'Art. 38 riporta quanto segue:

"La realizzazione di elettrolizzatori per la produzione di idrogeno è autorizzata secondo le procedure seguenti:

- a) la realizzazione di elettrolizzatori con potenza inferiore o uguale alla soglia di 10 MW, ovunque ubicati anche qualora connessi a impianti alimentati da fonti rinnovabili esistenti, autorizzati o in corso di autorizzazione, costituisce attività in edilizia libera e non richiede il rilascio di uno specifico titolo abilitativo, fatta salva l'acquisizione degli atti di assenso, dei pareri, delle autorizzazioni o nulla osta da parte degli enti territorialmente competenti in materia paesaggistica, ambientale, di sicurezza e di prevenzione degli incendi e del nulla osta alla connessione da parte del gestore della rete elettrica ovvero del gestore della rete del gas naturale;*
- b) gli elettrolizzatori e le infrastrutture connesse ubicati all'interno di aree industriali ovvero di aree ove sono situati impianti industriali anche per la produzione di energia da fonti rinnovabili, ancorché non più operativi o in corso di dismissione, la cui realizzazione non comporti occupazione in estensione delle aree stesse, né aumento degli ingombri in altezza rispetto alla situazione esistente e che non richiedano una variante agli strumenti*

urbanistici adottati, sono autorizzati mediante la procedura abilitativa semplificata di cui all'articolo 6 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28;

c) gli elettrolizzatori stand-alone e le infrastrutture connesse non ricadenti nelle tipologie di cui alle lettere a) e b) sono autorizzati tramite un'autorizzazione unica rilasciata:

1) dal Ministero della transizione ecologica tramite il procedimento unico ambientale di cui all'articolo 27 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n.152, qualora tali progetti siano sottoposti a valutazione di impatto ambientale di competenza statale sulla base delle soglie individuate dall'Allegato II alla parte seconda del medesimo decreto legislativo;

2) dalla Regione o Provincia Autonoma territorialmente competente nei casi diversi da quelli di cui al numero 1);

d) gli elettrolizzatori e le infrastrutture connesse da realizzare in connessione a impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili sono autorizzati nell'ambito dell'autorizzazione unica di cui all'articolo 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, rilasciata:

1) dal Ministero della transizione ecologica qualora funzionali a impianti di potenza superiore ai 300 MW termici o ad impianti di produzione di energia elettrica off-shore;

2) dalla Regione o Provincia Autonoma territorialmente competente nei casi diversi da quelli di cui al punto 1).

Per quanto sopra riportato, si evince come l'impianto in progetto ricada nell'elenco di cui al punto d ovvero come impianto di elettrolisi alimentato da fonte di energia rinnovabile. Per tali impianti, aventi potenza inferiore ai 300 MW, **è prevista quindi l'autorizzazione unica** rilasciata dalla Regione territorialmente competente.

Il progetto in oggetto risulta in conclusione essere coerente e in linea con piani e programmi analizzati nei paragrafi precedenti.

4. INQUADRAMENTO AMBIENTALE

4.1. Analisi della qualità ambientale attuale

Nella Relazione tecnica è riportato il quadro sullo stato dell'ambiente in cui è inserito lo stabilimento di Tozzi green, onde evidenziarne le possibili criticità. In particolare, è stato effettuato un focus sulla qualità delle 3 matrici aria, acqua e suolo attingendo dai dati forniti dagli annuari ARPAE, limitatamente alle sostanze considerate significative.

I dati riportati nel presente lavoro sono stati estrapolati dalle banche dati dell'ARPA Emilia-Romagna, disponibili online sul portale della regione.

4.1.1. Aria

A norma del D.Lgs. 155/2010 la Regione Emilia Romagna ha effettuato la zonizzazione del proprio territorio in aree omogenee ai fini della valutazione della qualità dell'aria (Delibera della Giunta regionale del 27/12/2011, n. 2001), prevedendo la suddivisione del territorio in un agglomerato comprendente Bologna e comuni limitrofi, ed in tre zone omogenee: la zona "Appennino", la zona "Pianura Ovest" e la zona "Pianura Est".

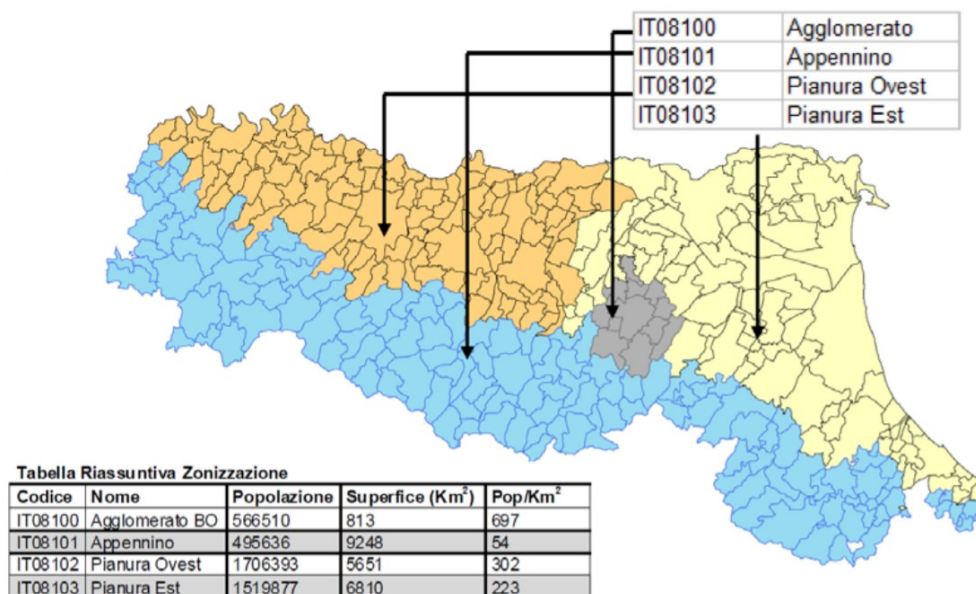


Figura 9. Zonizzazione regionale (DLgs 155/2010 e DGR 2001/2011)

Il territorio della Città Metropolitana di Bologna comprende interamente l'Agglomerato, parte della zona "Appennino" e parte della zona "Pianura Est". Nella tabella seguente sono indicati i comuni che ricadono nelle zone individuate.

Agglomerato	Argelato, Calderara di Reno, Castel Maggiore, Granarolo dell'Emilia, Bologna, Castenaso, Zola Predosa, Ozzano dell'Emilia, San Lazzaro di Savena, Casalecchio di Reno, Sasso Marconi, Pianoro
Pianura Est	Crevalcore, Pieve di Cento, Galliera, San Giovanni in Persiceto , San Pietro in Casale, Malalbergo, Baricella, Castello d'Argile, San Giorgio di Piano, Sant'Agata Bolognese, Bentivoglio, Sala Bolognese, Molinella, Minerbio, Budrio, Anzola dell'Emilia, Medicina, Imola, Crespellano, Bazzano, Monteveglio, Castel Guelfo di Bologna, Castel San Pietro Terme, Mordano, Dozza
Appennino	Monte San Pietro, Castello di Serravalle, Savigno, Marzabotto, Monterezenzo, Casalfiumanese, Monzuno, Vergato, Loiano, Castel d'Aiano, Grizzana Morandi, Borgo Tossignano, Fontanelice, Gaggio Montano, Monghidoro, Castel del Rio, San Benedetto Val di Sambro, Castiglione dei Pepoli, Lizzano in Belvedere, Camugnano, Castel di Casio, Porretta Terme, Granaglione

Tabella 4. Zonizzazione per la Città Metropolitana di Bologna DGR 27/12/2011

L'area in cui è situato lo stabilimento Tozzi green ricade nella zona "Pianura Est".

Dall'analisi della rete di monitoraggio si può evidenziare come non siano presenti centraline QA nelle vicinanze dell'area di progetto. Stante l'assenza di emissioni in atmosfera associate al progetto si ritiene non necessario riportare la descrizione dello stato ambientale analizzato nella relazione tecnica nella presente Sintesi Non Tecnica.

4.1.2. Acqua

Il territorio della provincia di Bologna presenta un complesso intreccio di corpi idrici, superficiali e sotterranei, dolci e salmastri, naturali ed artificiali, che ne modellano e caratterizzano la morfologia ed il paesaggio.

La rete regionale della qualità delle acque superficiali è stata istituita dalla Legge Regionale 9/83 ed è stata ripetutamente aggiornata nel corso degli anni per rispondere all'evoluzione del quadro normativo di settore.

Lo «Stato Ecologico» dei corsi d'acqua è espresso da cinque classi di qualità (elevato, buono, sufficiente, scarso, cattivo), che rappresentano un progressivo allontanamento dalle condizioni di riferimento corrispondenti allo stato indisturbato.

Lo «Stato Chimico» viene definito sulla base della presenza di inquinanti specifici, ossia dei parametri chimici riportati nelle Tabelle 1A e 1B del DM 56/09 e DM 260/10: sostanze prioritarie (P), sostanze pericolose (PP) e altre sostanze (E).

Nell'Area Metropolitana di Bologna nel 2019 sono state monitorate 31 stazioni di prelievo, tutte ricadenti nel Bacino Reno. Bologna è la provincia dell'Emilia-Romagna che gestisce un bacino idrografico ampio costituito dall'asta principale Reno, con affluenti di primo, secondo e terzo ordine, che non confluisce in Po.

I livelli migliori 1 e 2 vengono attribuiti alle stazioni in zone montane e pedemontane e dell'imolese (64%). Mentre i più bassi dal 3 al 5 sono caratteristici dei Corpi Idrici di pianura con percentuali del 13, 13 e 10 % rispettivamente per i livelli 3, 4 e 5.

A corredo dei macrodescrittori che vengono utilizzati per il calcolo del LIMeco, è effettuato il monitoraggio di altri parametri che permettono di integrare le informazioni sul livello di inquinamento

antropico dei corpi idrici sottoposti a monitoraggio. I parametri che vengono monitorati sono: BOD5, COD ed Escherichia Coli.

La valutazione dello stato trofico dei corsi d'acqua dell'Area metropolitana è stata effettuata con le regole contenute nel Decreto Ministeriale 8 novembre 2010, n. 260.

Sulla base delle concentrazioni di Azoto Ammoniacale, Azoto Nitrico, Fosforo Totale e Ossigeno Disciolto (100 - % di saturazione O₂) viene derivato, dalla media tra i punteggi attribuiti ai singoli parametri secondo le soglie di concentrazione contenute nella Tab. 4.1.2/a del DM 260/10, un singolo descrittore che prende il nome di LIMeco (Livello di Inquinamento dai Macrodescrittori per lo Stato Ecologico). Il valore di LIMeco di un sito è dato dalla media dei singoli LIMeco dei vari campionamenti effettuati durante l'anno.

I valori di LIMeco si confermano in linea con il triennio precedente. Nelle zone montane e pedemontane i valori raggiungono la soglia dello stato Elevato, sia nella zona appenninica emiliana che nella zona dell'imolese. Gradualmente i valori si abbassano da buono a scarso a mano a mano che la collocazione dei corpi idrici è più vicina alle zone di pianura.

Per la definizione dello stato ecologico, oltre all'utilizzo dei valori di LIMeco ricavati dai macrodescrittori, vengono monitorati alcuni degli inquinanti specifici contenuti nella Tabella 1/B, che contiene le sostanze non appartenenti all'elenco delle priorità e per le quali per le acque superficiali interne sono definiti degli standard di qualità medi annui (SQA-MA).

Per l'attribuzione dello stato di qualità per gli inquinanti specifici bisogna far riferimento alla Tabella 4.5/A "Definizione dello Stato Elevato, Buono e Sufficiente per gli elementi chimici a sostegno dell'Allegato 1 del DM 260/2010".

In Emilia-Romagna attualmente i risultati del monitoraggio vengono confrontati con entrambi gli SQA, quelli elencati in tabella 1/B del DM 260/2010 e in tabella 1/B del D.Lgs. 172/2015.

Nella maggior parte dei corpi idrici monitorati, sia di montagna che di pianura, le sostanze elencate nella Tabella 1/B dei Decreti non hanno evidenziato nel corso del 2019 dati anomali. Per la maggior parte delle stazioni i valori si sono attestati al di sotto dei limiti di quantificazione (LOQ) del metodo di analisi, i casi di superamento del limite di quantificazione sono stati comunque riscontrati sempre nei corsi d'acqua di pianura e hanno riguardato i Fitofarmaci. Tutte le altre sostanze sono rimaste al di sotto degli LOQ e in 2 stazioni il parametro Arsenico ha superato di poco il LOQ.

Per la maggior parte ai corpi idrici monitorati per gli elementi chimici a sostegno sono stati attribuiti gli stati Elevato o Buono e in sei stazioni quello Sufficiente a causa del superamento dell'SQA-MA per AMPA e/o Glifosate e/o Prodotti fitosanitari totali e in un caso Azoxistrobin. Per tutti i singoli pesticidi (inclusi i metaboliti) non presenti nella tabella 1/B viene imposto un valore di SQA-MA di 0,1 µg/l. Oltre agli standard di qualità stabiliti per i singoli pesticidi è fissato come Pesticidi Totali anche lo standard di qualità della somma dei pesticidi rilevati, inclusi metaboliti e prodotti di degradazione. L'SQA-MA per i pesticidi totali è pari a 1 µg/l e si abbassa a 0.5 µg/l se la risorsa idrica è destinata ad uso potabile.

Codice	Asta	Toponimo	Programma	Profilo analitico	N camp 2019	STATO CHIMICO 2019	Parametri > SQA-MA	Parametri > SQA-CMA	Parametri Superamento Media Annuale-LOQ
06001200	F. RENO	Lama di Reno	Operativo	1+2	4	BUONO			
06002000	T. SETTA	Sasso Marconi - Ponte Giordani	Operativo	1+2	4	BUONO			
06002100	F. RENO	Casalecchio chiusura bacino montano	Operativo	1+2	8	BUONO			Nichel
06002150	F. RENO	Vicinanze Via Bagno 7 - Golea San Vitale	Operativo	1+2	7	BUONO			Nichel
06002430	T. LAVINO	Gorizia di Calderino	Operativo	1+2	8	BUONO			Nichel
06002460	T. LAVINO	Sacerno	Operativo	1+2	6	BUONO			Nichel
06002480	T. GHIRONDA	Ponte Via Alvisi a valle di Anzola	Operativo	1+2	8	BUONO			Nichel, Piombo, Terbutrina
06002500	T. SAMOGGIA	Ponte Loreto via Carline	Operativo	1+2	7	BUONO			Nichel
06002700	CAN. NAVILE	Malalbergo chiusura bacino	Operativo	1+2+3	8	NON BUONO	Nichel		Nichel, PFOS
06002800	CAN. SAVENA ABBANDONATO	Gandazzolo chiusura bacino	Operativo	1+2	8	BUONO			Diuron, Nichel
06002900	F. RENO	Ponte località Traghetto	Operativo	1+2+3	7	BUONO			4-Nonilfenolo, Nichel
06003000	SC. RIOLO - CAN. BOTTE	Chiavica Beccara Nuova	Operativo	1+2	8	BUONO			Nichel
06003100	CAN. LORGANA	Argenta centrale di Saiano	Operativo	1+2	8	BUONO			Nichel
06003200	T. IDICE	Mercatale	Operativo	1+2	8	BUONO			Nichel
06003250	T. ZENA	Farneto - Val di Zena	Operativo	1+2	8	BUONO			Nichel
06003450	T. SAVENA	Via Bosi - Torrente Savena	Operativo	1+2	8	BUONO			Nichel
06003530	T. IDICE	Fiesse - Castenaso	Operativo	1+2	8	BUONO			Nichel
06003560	T. QUADERNA	Ponte Via Stradelli Guelfi	Operativo	1+2	8	BUONO			Nichel
06003600	T. IDICE	Sant'Antonio chiusura bacino	Operativo	1+2	8	BUONO			Nichel
06003930	T. SILLARO	Castel San Pietro	Operativo	1+2	8	BUONO			Nichel
06004000	T. SILLARO	Porto Novo chiusura bacino	Operativo	1+2	8	BUONO			Nichel
06004450	F. SANTERNO	Parco lungo fiume Borgo Tossignano	Operativo	1+2	4	BUONO			Nichel
06004550	F. SANTERNO	Imola Autodromo	Operativo	1+2	8	BUONO			Nichel

Tabella 5. Estratto Stato chimico Anno 2019 e superamenti Standard di qualità Tab 1/A DM 260/10 e Tab 1/A D.LGS.172/2015

5.1.4.2 Acque sotterranee

Il monitoraggio delle acque sotterranee in Emilia-Romagna, avviato nel 1976 per la componente quantitativa e nel 1987 per quella qualitativa, è stato adeguato dal 2010 alle direttive europee 2000/60/CE e 2006/118/CE, che prevedono come obiettivo ambientale per i corpi idrici sotterranei il raggiungimento dello stato "buono", che si compone di uno stato quantitativo e di uno stato chimico. In Italia le direttive sono state recepite dal DLgs 30/2009, che ha contestualmente modificato il Testo Unico ambientale (DLgs 152/2006).

L'applicazione dei nuovi criteri normativi ha modificato il sistema di monitoraggio delle acque sotterranee dell'Emilia-Romagna adottato fino al 2009, ai sensi del DLgs 152/1999, portando a una nuova individuazione dei corpi idrici sotterranei e alla modifica dei criteri per la definizione dello stato chimico e dello stato quantitativo, riferiti a ciascun corpo idrico o raggruppamento degli stessi.

Nella provincia di Bologna sono presenti 133 stazioni di monitoraggio per il controllo quantitativo e chimico delle acque sotterranee. L'area di interesse rientra nella categoria dei corpi idrici freatici di pianura.

Dai dati ricavati dall'annuario non si evidenziano particolari criticità riguardo le acque sotterranee nell'area dello stabilimento.

4.1.3. *Contesto socioeconomico*

Il quadro della realtà sociale consente di presumere le esigenze di sviluppo del territorio ed indirizzarne le scelte di programma; in un'ottica di sostenibilità gli aspetti sociali acquistano la stessa importanza degli aspetti economici ed ambientali, la loro azione sinergica permette l'intreccio di tutti gli elementi utili a far emergere le criticità e/o le prospettive di miglioramento di quella stessa realtà.

SINTESI NON TECNICA DI AIA

5. DESCRIZIONE DELLE ATTIVITA'

In questo capitolo viene riportata la descrizione degli aspetti progettuali relativi alla realizzazione dell'HUB di ricerca, dell'impianto fotovoltaico e dell'impianto di produzione e distribuzione di idrogeno, oltre alle opere ad esse connesse.

L'area oggetto di intervento è ubicata nella pianura Padana in località San Matteo della Decima, nel comune di San Giovanni in Persiceto (BO). L'area è accessibile da una viabilità primaria (strada provinciale) e secondaria (strada vicinale) che ne consente l'accesso in diversi punti del perimetro.

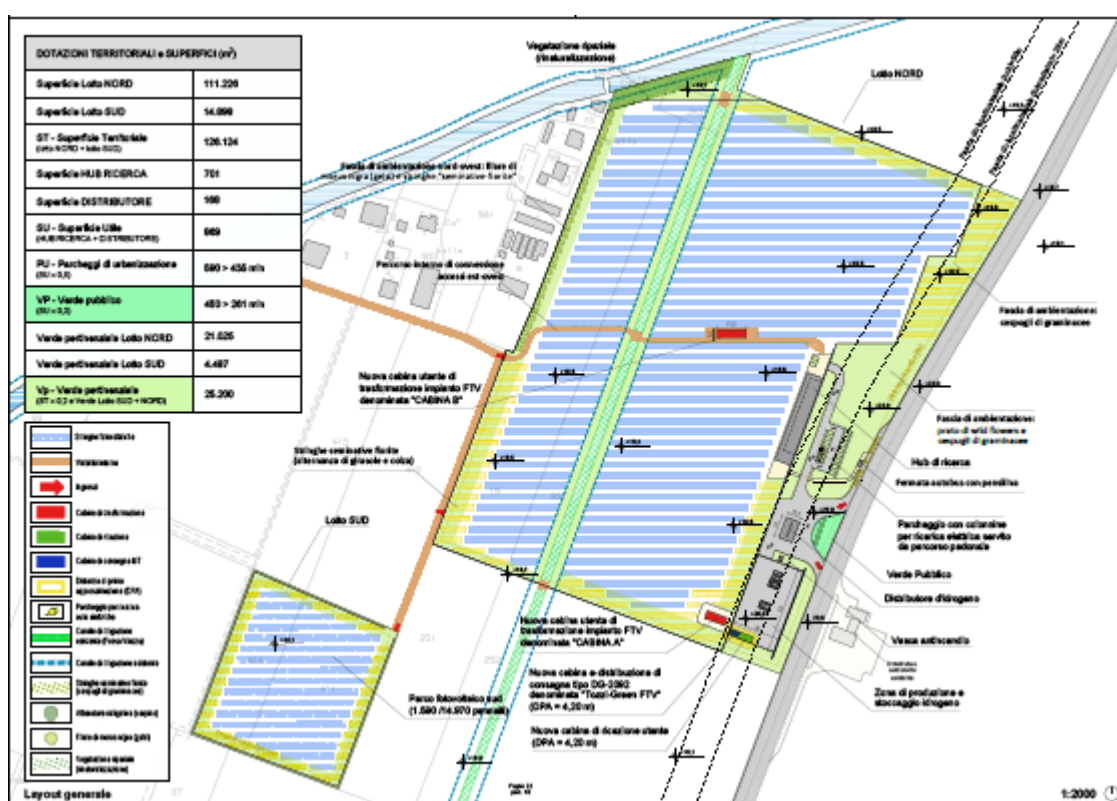


Figura 10. Lay out generale intervento

5.1. Motivazioni della scelta tipologica dell'intervento

Il progetto prevede lo sviluppo di un HUB di ricerca che sia insieme punto di sviluppo, ottimizzazione e scale-up per società che producono elettrolizzatori, celle a combustibile, impianti di stoccaggio e distribuzione di idrogeno al fine di raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione fissati dal Green Deal europeo per raggiungere la neutralità climatica in Europa entro il 2050.

L'HUB, che dovrà funzionare in una modalità mista tra incubatore, fornitore di servizi e coworking, potrà essere punto di scambio e testing per idee nuove di start up ed università. Porterà aziende mature già affermate nel mercato a contatto con aziende che faranno il salto nell'arco di poco tempo, con start up, ricercatori e gruppi di interesse.

Il progetto prevede pertanto la costruzione di un'area dotata sia delle caratteristiche di alimentazione green, che saranno garantite dal limitrofo impianto fotovoltaico, sia delle caratteristiche necessarie per il testing e lo scale-up di tutte le tecnologie di produzione, stoccaggio, distribuzione e ri-trasformazione di idrogeno attualmente emergenti.

Gli obiettivi globali ed europei al 2030 e 2050 (es. *Sustainable Development Goals*, obiettivi Accordo di Parigi, *European Green Deal*) sono molto ambiziosi. Puntano ad una progressiva e completa decarbonizzazione del sistema ('*Net-Zero*') e a rafforzare l'adozione di soluzioni di economia circolare, per proteggere la natura e le biodiversità e garantire un sistema alimentare equo, sano e rispettoso dell'ambiente. Secondo numerosi e recenti studi, l'idrogeno può diventare un elemento essenziale per accelerare la transizione energetica e generare importanti benefici socio-economici e ambientali. Ad esempio, nello scenario sviluppato da "*Hydrogen Roadmap Europe: Un percorso sostenibile per la transizione energetica europea*", l'idrogeno verde potrebbe coprire entro il 2050 fino al 24% della domanda finale di energia e creare 5,4 milioni di posti di lavoro, oltre a contribuire al totale riduzione di 560 milioni di tonnellate di CO₂.

L'unico idrogeno **sostenibile** al 100% e commercialmente praticabile è noto come "**idrogeno verde**", che si ottiene attraverso l'elettrolisi dell'acqua in speciali celle elettrochimiche alimentate da elettricità prodotta da **fonti rinnovabili**.

In linea con gli obiettivi europei di decarbonizzazione, il progetto proposto prevede la produzione di idrogeno verde mediante l'installazione di elettrolizzatori alimentati da energia rinnovabile.

Il progetto è in linea anche con la Missione 2 del PNRR, intitolata Rivoluzione Verde e Transizione ecologica, in particolare con la componente C2, "*Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile*", il cui obiettivo è quello di sviluppare una *leadership* internazionale industriale e di conoscenza nelle principali filiere della transizione, promuovendo lo sviluppo in Italia di *supply chain* competitive nei settori a maggior crescita, che consentano di ridurre la dipendenza da importazioni di tecnologie e rafforzando la ricerca e lo sviluppo nelle aree più innovative (fotovoltaico, idrolizzatori, batterie per il settore dei trasporti e per il settore elettrico, mezzi di trasporto).

5.2. Componenti del progetto

Il progetto nel suo complesso prevede quindi la realizzazione di 3 "elementi" principali:

1. L'HUB di ricerca
2. L'impianto di produzione e distribuzione Idrogeno
3. L'impianto fotovoltaico

I tre elementi risultano tecnicamente interconnessi come da schema esemplificativo riportato di seguito.

- Funzionamento durante le ore diurne



- Funzionamento durante le ore notturne



Figura 11. Schema funzionale dell'impianto

Nei paragrafi seguenti sono descritti ed analizzati i 3 elementi sopra individuati.

5.3. HUB di ricerca

Come anticipato, fulcro del progetto in esame è la realizzazione di un HUB di ricerca, un'area dotata sia delle caratteristiche di alimentazione green che dell'expertise necessaria per il testing e lo scale-up di tutte le tecnologie attualmente emergenti di produzione, stoccaggio, distribuzione e ri-trasformazione di idrogeno.

L'edificio che l'azienda intende costruire sarà la sede presso cui le diverse società che si insedieranno potranno collaborare, in una modalità mista tra incubatore, fornitore di servizi e coworking.

Il nuovo fabbricato costruito in provincia di Bologna, a San Matteo della Decima frazione di San Giovanni in Persiceto, si affaccerà sulla strada provinciale, circa al km 32. Catastalmente è individuato al foglio 22, mappale 15, 143 e 147. La costruzione sorgerà insieme ad un impianto fotovoltaico volto alla produzione di energia elettrica che sarà utilizzata per la produzione di idrogeno verde per elettrolisi. Frontalmente è già presente un altro distributore carburanti "tradizionale" anch'esso circondato da campi coltivabili.



Figura 12. Ortofoto: area dell'intero intervento

Il layout architettonico della struttura dell'HUB nasce dal concetto della separazione visiva e fisica tra la strada e l'area oggetto di intervento. Una linea retta definisce nettamente tale separazione che è declinata sia dal punto di vista naturalistico che dal punto di vista materico. Il segno è composto da un filare arboreo che si trasforma in un muro materico dietro il quale vengono addossati i servizi tecnici degli uffici dell'HUB e, nel secondo tratto intervallato da un altro filare di pioppi cipressini, viene schermata l'area a rischio dello stoccaggio dell'idrogeno.

Il muro avrà una consistenza e un colore che ben si legherà al contesto naturalistico in cui si inserisce l'intero complesso. In prossimità dell'area dedicata agli uffici il muro subisce uno "sfondamento" dettato da svasi di inclinazione e pendenza diversa che consegnerà una facciata vibrante grazie alle ombre portate che ne deriveranno. Sui grandi sguinci è previsto l'inserimento di una pelle metallica in lamiera stirata retroilluminata che darà un'ulteriore performance al prospetto e che restituirà, a livello visivo, la funzione estremamente tecnologica che si svolgerà all'interno dell'area.

Il muro sarà realizzato con profili metallici orditi secondo un telaio predefinito e sarà foderato da Aquapanel (o similare) proprio per avere la possibilità di intervenire sulla superficie con quell'intonachino che restituirà l'immagine GREEN ricercata in fase di concept.

L'HUB uffici è stato progettato con struttura metallica e con tamponamenti parzialmente a secco e sarà caratterizzato da un portico sui tre lati liberi che, oltre ad assolvere pienamente alla funzione di schermatura solare restituisce un luogo piacevole dove poter sostare e rilassarsi negli intervalli lavorativi.

La stratigrafia del muro perimetrale è la seguente: partendo dall'esterno avremo cm 12 di cappotto in eps, poroton da 25 e una controparete interna a doppia lastra di cartongesso che consentirà un facile passaggio di eventuali ripartizioni impiantistiche.

I serramenti, che rispondono a livello normativo per quanto riguarda trasmittanza e fattore solare, sono caratterizzati dal monoblocco tipo Hella al fine di garantire una facile e rapida installazione oltre a garantire il completo isolamento evitando ponti termici.

Le partizioni interne saranno in cartongesso (doppia lastra con idrolastra nei locali umidi) e pareti vetrate serigrafate per garantire la privacy negli uffici.



Figura 13. Individuazione della posizione della struttura

La costruzione ha una dimensione in pianta di circa 57 m per 12 m, si eleva di un solo piano fuori terra e si conclude con una copertura piana alla quota di circa 4 m. La tipologia strutturale è in acciaio rinforzata da controventi concentrici in entrambi le direzioni. I telai hanno un'altezza di 3.5 m e la lunghezza della campata maggiore è di 8 m. La fondazione è costituita da una platea di conglomerato cementizio armato, con una sezione di 40 cm.

Si riporta la pianta architettonica dell'edificio:

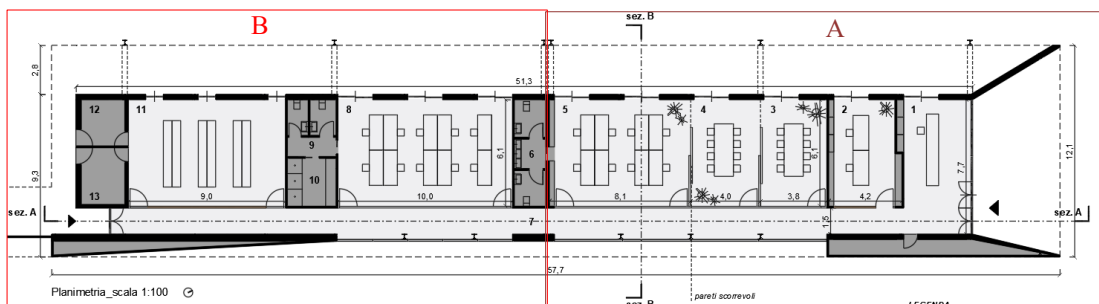


Figura 14. Pianta architettonica

Per rendere la pianta regolare è stato inserito un giunto sismico che separi i due blocchi costruttivi, le dimensioni sono di 29.3 m per il blocco A e di 28.4 m per il blocco B.

I materiali utilizzati per la relazione delle strutture portanti saranno acciaio e cls strutturale.

5.3.1. Progetto della struttura in elevazione

La struttura portante è realizzata in acciaio S275JR per entrambe i blocchi. Tale tipologia strutturale consente una maggior libertà progettuale in quanto la struttura non vincola la forma dell'edificio: è possibile creare grandi luci e limitare al minimo il numero dei pilastri senza porre quindi vincoli al concept architettonico. Inoltre, la struttura risulta più leggera snella rispetto ad una in c.c.a. consentendo di utilizzare fondazioni superficiali meno costose.

Lo schema statico alla base della concezione strutturale è quello del telaio costituito da una componente orizzontale che poggia su due piedritti. La connessione tra colonna e trave consente solo in alcuni casi la trasmissione di momenti flettenti, ovvero per i telai della direzione corta, dove la trave è continua, e si compone di uno sbalzo di circa 1 m, una campata di 8 m e uno sbalzo di altri 3 m, quest'ultimo in corrispondenza dei controventi diventa ha un punto di appoggio esterno. Nella direzione ortogonale vi sono altri telai con campata di 4 m con schema statico appoggio-appoggio.

Il solaio di copertura, accessibile solo per manutenzione, è realizzato con lamiera grecata e soletta collaborante armata, connessa alla trave principale da pioli di collegamento.

Gli elementi verticali sono vincolati al piede con degli incastrati.

5.4. Impianto fotovoltaico

A servizio dell'HUB di ricerca, il progetto prevede la costruzione di un impianto fotovoltaico in grado di produrre l'energia elettrica che può essere utilizzata (in via prioritaria ma non esclusiva) per la produzione di idrogeno.

L'impianto fotovoltaico in progetto presenta una potenza elettrica pari a 8,982 MWp, quale risultante dalla somma delle potenze elettriche di n. 2 sottocampi di potenza di 3,006 MWp e 5,976 MWp.

L'impianto fotovoltaico è costituito da n. 14.970 moduli monocristallini di potenza unitaria pari a 600 Wp. L'energia prodotta dell'impianto fotovoltaico in corrente continua verrà convogliata e trasformata tramite n.33 inverter di campo. Gli inverter verranno poi convogliati su n.2 cabine di trasformazione (sottocampi) per l'innalzamento della tensione da 800 V alla tensione di rete pari a 15 kV. La linea in MT in uscita dai trasformatori BT/MT di ciascuna cabina verrà, quindi, vettoriata verso la cabina generale di impianto (affiancata alla cabina di ricezione dell'ente distributore), dove avverranno le misure e la partenza verso il punto di consegna nella rete di distribuzione, presso la nuova cabina di ricezione.

L'impianto fotovoltaico rientra nelle opere tecnicamente connesse all'impianto di produzione idrogeno, in quanto sia l'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico sarà utilizzata anche nell'impianto di produzione idrogeno (e per la parte eccedente immessa in rete).

Per l'impianto fotovoltaico è stata richiesta Autorizzazione Unica Energetica nell'ambito del procedimento di PAUR.

5.4.1. Descrizione dell'area

L'impianto fotovoltaico verrà installato sui terreni nella disponibilità del Proponente. L'impianto si svilupperà su due lotti di terreno separati. Il lotto NORD è catastalmente individuato dalle particelle 1, 19, 20, 253 del Foglio 21 e dalle particelle 1, 5, 11, 14, 15, 143, 147, 150, 152 del Foglio 22 del Comune di San Giovanni in Persiceto (BO) mentre il lotto SUD è catastalmente individuato dalle particelle 411, 414 del Foglio 21 del Comune di San Giovanni in Persiceto (BO). Come si evince dalle tavole allegate 3.3 "layout generale" la cabina di ricezione dell'ente distributore (e-distribuzione) sarà costruita all'interno dei terreni di proprietà e si garantirà il libero accesso al distributore.

5.4.2. Descrizione dell'impianto fotovoltaico

L'impianto fotovoltaico oggetto del presente progetto è destinato a produrre energia elettrica; esso sarà collegato alla rete elettrica di distribuzione presso la CP di San Giovanni in Persiceto (BO). L'impianto in progetto produce energia elettrica in BT su più linee in uscita agli inverter di stringa, le

linee vengono convogliate verso appositi quadri nei locali di cabina, dove avverrà poi la trasformazione BT/MT.

La linea in MT in uscita dai trasformatori BT/MT di ciascuna cabina verrà, quindi, vettoriata verso la cabina generale di impianto (affiancata alla cabina di consegna dell'ente distributore), dove avverranno le misure e la partenza verso il punto di consegna nella rete di distribuzione, presso la nuova cabina di consegna.

L'impianto fotovoltaico in oggetto avrà una potenza nominale pari a 8,982 MWp, quale risultante dalla somma delle potenze elettriche di n.2 sottocampi di potenza pari a 3,006MWp e 5,976 MWp, pari al prodotto tra il numero totale dei moduli da utilizzare e la potenza nominale del singolo modulo: $14.970 \text{ moduli} \times 600 \text{ W/modulo} = 8,982 \text{ MWp}$.

I moduli fotovoltaici saranno installati su apposite strutture metalliche infisse nel terreno tramite la tecnica del battipalo. Tali strutture saranno collegate all'impianto generale di messa a terra dell'impianto.

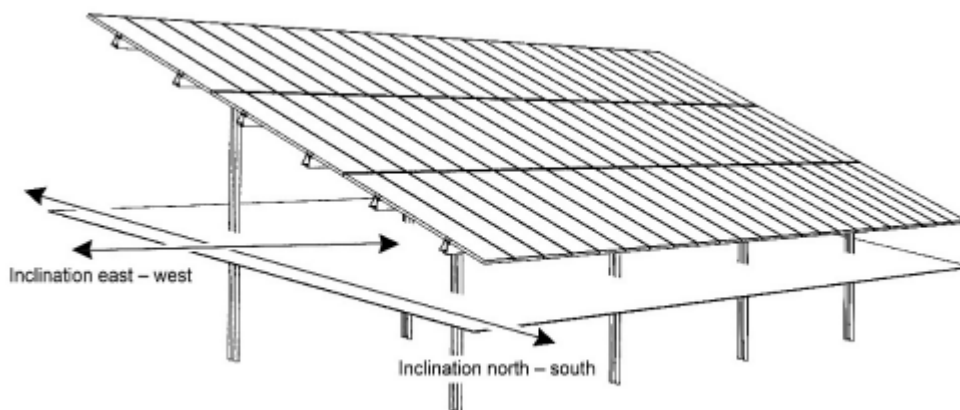


Figura 15. Esempio di pannello con struttura di sostegno di tipo fisso

L'impianto sarà costituito da n.499 stringhe ciascuna formata da n.30 pannelli collegati in serie.

Il sezionamento e la protezione delle stringhe saranno realizzati mediante quadri elettrici di campo opportunamente accessoriati.

Il gruppo di conversione da corrente continua a corrente alternata dell'energia elettrica prodotta sarà costituito complessivamente da n. 33 inverter di potenza massima pari a 250kVA. A ciascun inverter afferisce una quota-parte del generatore fotovoltaico (circa 15 stringhe).

Gli inverter sono raggruppati assieme tramite due cabine di trasformazione (cabina A e B) opportunamente dislocate all'interno dell'area di proprietà del committente. Ogni cabina ospiterà il quadro di Bassa Tensione di parallelo e misura dell'energia elettrica di ogni sottocampo, il trasformatore innalzatore 0,8/15kV, il quadro MT di distribuzione.

Le "cabine di trasformazione" saranno in muratura e dotate di adeguato impianto di terra. Le cabine sono dislocate all'interno del campo fotovoltaico in maniera da ottimizzare le perdite elettriche sui vari elementi costituenti l'impianto di generazione e trasformazione.

Sarà inoltre presente la cabina di ricezione utente affiancata alla cabina di consegna dell'ente di distribuzione, che conterrà un trasformatore con potenza nominale di 800 kVA.

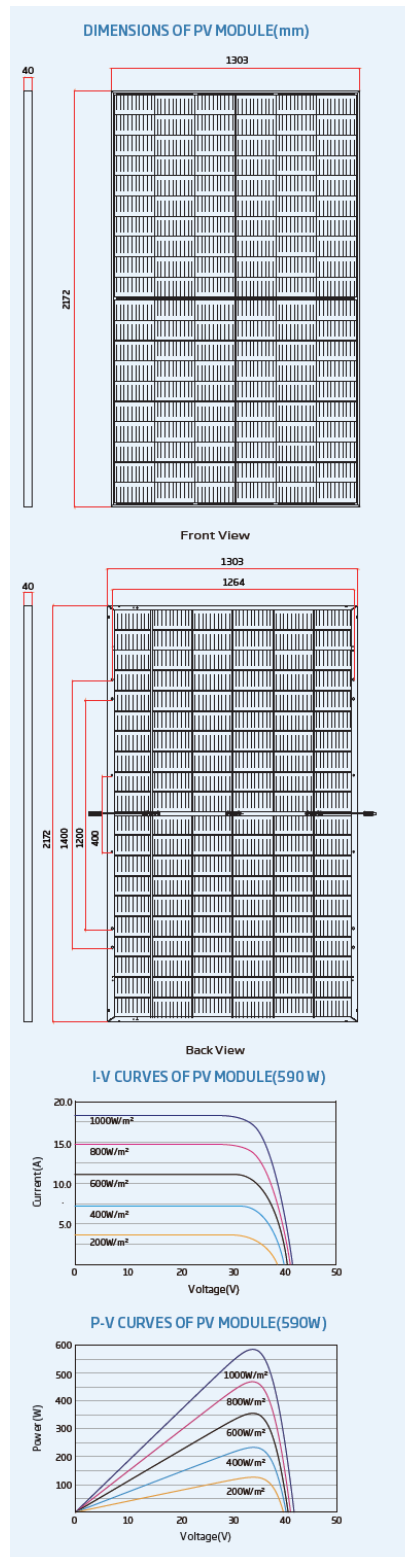
5.4.3. Moduli e strutture di sostegno

I moduli previsti dal presente progetto sono tutti della medesima tipologia e taglia. Si tratta dei moduli in silicio monocristallino la cui potenza di picco è pari a 600 Wp. Il numero di moduli che compongono una stringa è pari a 30, per cui la tensione della stringa risulta essere variabile dai 1329 V alla temperatura di 0°C fino ai 1141 V alla temperatura di 60°C (temperature limite di progetto).

Di seguito si riportano i principali dati tecnici estratti dai datasheet.

- La connessione fra i moduli avverrà con cavi (in classe di isolamento II) terminati all'interno delle cassette di terminazione dei moduli (grado di protezione IP55);
- I connettori dovranno essere realizzati con materiali resistenti a raggi UV ed in modo tale da garantire, come gli altri componenti dell'impianto, una vita utile di almeno 25 anni;
- I cavi di energia saranno dimensionati in maniera tale da contenere la caduta di tensione entro il valore massimo del 2% e le perdite di potenza entro il massimo dell'1%;
- La corrente massima (portata) ammissibile, per periodi prolungati, di qualsiasi conduttore sarà calcolata in modo tale che la massima temperatura di funzionamento non superi il valore appropriato, per ciascun tipo di isolante, indicato nella Tab. 52D della Norma CEI 64-8/5;
- La discesa dei cavi in percorsi interrati sarà protetta meccanicamente mediante installazione in tubi metallici o plastici con adeguata resistenza.

I cavi saranno interrati in tubi corrugati a doppia parete, interrotti da appositi pozzetti, allo scopo di consentire la sfilabilità dei cavi. Di seguito si riporta il data sheet dei moduli fotovoltaici.



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	580	585	590	595	600
Power Tolerance- P_{MAX} (W)	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	33.8	34.0	34.2	34.4	34.6
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	17.16	17.21	17.25	17.30	17.34
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	40.9	41.1	41.3	41.5	41.7
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	18.21	18.26	18.31	18.36	18.42
Module Efficiency η_m (%)	20.5	20.7	20.8	21.0	21.2

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.
*Measuring tolerance: $\pm 3\%$.

Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)

Total Equivalent power - P_{MAX} (Wp)	621	626	631	637	642
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	33.8	34.0	34.2	34.4	34.6
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	18.36	18.41	18.46	18.51	18.55
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	40.9	41.1	41.3	41.5	41.7
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	19.48	19.54	19.59	19.65	19.71
Irradiance ratio (rear/front)	10%				

Power Bifaciality: 70 \pm 5%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	439	443	447	451	454
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	31.5	31.7	31.9	32.0	32.2
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	13.93	13.97	14.01	14.06	14.10
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	38.5	38.7	38.9	39.1	39.3
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	14.68	14.72	14.76	14.80	14.84

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	120 cells
Module Dimensions	2172 \times 1303 \times 40 mm (85.51 \times 51.30 \times 1.57 inches)
Weight	35.3 kg (77.8 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	40mm(1.57 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Landscape: 2050/2050 mm(80.71/80.71 inches)
Connector	MC4 EVO2/ TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C ($\pm 2^\circ\text{C}$)
Temperature Coefficient of P_{MAX}	- 0.34%/°C
Temperature Coefficient of V_{OC}	- 0.25%/°C
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.04%/°C

(Do not connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection)

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
30 year Power Warranty
2% first year degradation
0.45% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Max Series Fuse Rating	35 A

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per 40' container: 448 pieces

Figura 16. Dati tecnici modulo fotovoltaico

I moduli previsti in progetto sono del tipo "monofacciali", con vetro da 2,0 mm.

Coerentemente con la definizione delle stringhe, le strutture di supporto sono state progettate in modo tale da garantire l'installazione dei moduli appartenenti ad una stringa tutti sulla stessa struttura, al fine di facilitare le operazioni di installazione e di manutenzione ordinaria. Per i dettagli della struttura di sostegno si rimanda al paragrafo relativo.

5.4.4. Opere di connessione alla rete elettrica esterna

Cabina di trasformazione

Gli inverter saranno installati in campo nelle vicinanze delle relative stringhe di pannelli. L'inverter ha la funzione di trasformare l'energia prodotta in corrente continua dai pannelli, in energia in corrente alternata.

L'energia prodotta dagli inverter in corrente alternata sarà "trasportata" tramite appositi cavi in cabina di trasformazione.

I cavi provenienti dagli inverter saranno collegati al quadro generale di bassa tensione di cabina.

Il quadro di bassa tensione a sua volta alimenta il trasformatore innalzatore che ha la funzione di adeguare la tensione al livello della rete di distribuzione in Media Tensione (15kV - MT).

Il trasformatore elevatore sarà a sua volta connesso ad un quadro di Media Tensione che svolge la funzione di protezione ed interfacciamento verso la cabina di consegna dell'ente distributore.

Le cabine saranno realizzate in muratura e saranno dotate di locali separati per le apparecchiature di Media Tensione, Bassa Tensione e Controllo.

Le cabine utente di trasformazione presenti in impianto saranno le seguenti:

- Cabina A
- Cabina B

All'interno della cabina A è presente 1 trasformatore da 100kVA 15/0,4kV per gli ausiliari di impianto ed un trasformatore da 3300kVA 15/0.8kV. Nella cabina B sono presenti 2 trasformatori 3300kVA 15/0.8kV

Sarà inoltre presente la cabina di ricezione utente affiancata alla cabina di consegna dell'ente di distribuzione, che conterrà un trasformatore con potenza nominale di 800 kVA.

Inverter

In progetto sono previsti n.33 inverter con potenza nominale di 250kVA/cad. Ciascun inverter è dotato di 12 MPPT per una ottimale conversione dell'energia elettrica. Di seguito si riportano i dati tecnici di tali inverter.

Input (DC)		
Max. PV input voltage		1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage		500 V / 500 V
Nominal PV input voltage		1160 V
MPP voltage range		500 V – 1500 V
MPP voltage range for nominal power		860 V – 1300 V
No. of independent MPP inputs		12
Max. number of input connector per MPPT		2
Max. PV input current		30 A * 12
Max. DC short-circuit current		50 A * 12
Output (AC)		
AC output power		250 kVA @ 30 °C / 225 kVA @ 40 °C / 200 kVA @ 50 °C
Max. AC output current		180.5 A
Nominal AC voltage		3 / PE, 800 V
AC voltage range		680 – 880V
Nominal grid frequency / Grid frequency range		50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD		< 3 % (at nominal power)
DC current injection		< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor		> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / connection phases		3 / 3
Efficiency		
Max. efficiency		99.0 %
European efficiency		98.8 %
Protection		
DC reverse connection protection		Yes
AC short circuit protection		Yes
Leakage current protection		Yes
Grid monitoring		Yes
Ground fault monitoring		Yes
DC switch		Yes
AC switch		No
PV String current monitoring		Yes
Q at night function		Yes
Anti-PID and PID recovery function		Yes
Overvoltage protection		DC Type II / AC Type II
General Data		
Dimensions (W*H*D)		1051 * 660 * 363 mm
Weight		99kg
Isolation method		Transformerless
Ingress protection rating		IP66
Night power consumption		< 2 W
Operating ambient temperature range		-30 to 60 °C
Allowable relative humidity range (non-condensing)		0 – 100 %
Cooling method		Smart forced air cooling
Max. operating altitude		5000 m (> 4000 m derating)
Display		LED, Bluetooth+App
Communication		RS485 / PLC
DC connection type		MC4-Evo2 (Max. 6 mm ² , optional 10mm ²)
AC connection type		OT/DT terminal (Max. 300 mm ²)
Compliance		IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013
Grid Support		Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control

Figura 17. Dati tecnici inverter

Quadro di parallelo BT

Presso ciascuna cabina di trasformazione sarà installato un quadro di parallelo in bassa tensione per protezione dell'interconnessione tra gli inverter e il trasformatore elevatore.

Il quadro consentirà il sezionamento delle singole sezioni di impianto afferenti al trasformatore e le necessarie protezioni delle linee elettriche.

Inoltre, sarà collegato a tale quadro il contatore M2 per la contabilizzazione dell'energia prodotta dal relativo sottocampo.

Trasformatore BT/MT

Nelle cabine di trasformazione saranno installati trasformatori BT/MT ad olio 0,8/15kV di potenza pari a 3300 kVA.

Tutti i trasformatori saranno del tipo ad olio, sigillati ermeticamente, installati su apposita vasca raccolta oli, idonei per l'installazione in interno ed esterno.

I trasformatori avranno una tensione di corto circuito (Vcc) tale da limitare la corrente di corto circuito sul lato BT e conseguentemente sul lato MT come richiesto dalla CEI0-16.

Sarà predisposto un sistema di inserzione temporizzata per i trasformatori in modo da evitare l'inserzione di tutti i trasformatori contemporaneamente e rispettare le prescrizioni della CEI0-16.

Quadri di Media Tensione

All'interno della cabina di ricezione utente sarà alloggiato il quadro principale di Media Tensione sul quale di troveranno i dispositivi DG (Dispositivo Generale) e DDI (Dispositivo DI Interfaccia) necessari, secondo CEI0-16, all'interfacciamento dell'impianto utente verso la rete del distributore. Oltre a tali apparecchiature sarà presente la protezione per il trasformatore di alimentazione del generatore di idrogeno, distributore di idrogeno e HUB di ricerca.

All'interno delle cabine di trasformazione del parco fotovoltaico verrà posizionato un quadro di media tensione, composto dai seguenti scomparti:

- n.1 unità di arrivo (sezionatore di linea e sez. di terra);
- n.1 unità di protezione trafo (sezionatore di linea, interruttore e sez. di terra);
- n.1 unità di partenza (sezionatore di linea, interruttore e sez. di terra)
- n.1 unità di protezione trasformatore ausiliario

L'unità di partenza e quella del trasformatore ausiliario non saranno presenti nella cabina B in quanto terminale.

Il quadro avrà tensione nominale di 24kV, corrente nominale di 630A e corrente di corto circuito di 20kA/1s.

Servizi ausiliari

La cabina di trasformazione sarà dotata anche di un sottoquadro per l'alimentazione dei servizi ausiliari di cabina quali: illuminazione, FM, condizionamento, etc.

Tale quadro sarà alimentato da un trasformatore BT/BT 0,8/0,4kV collegato al quadro di parallelo dell'inverter (cabina B) o da un trasformatore 15/0,4kV alimentato dalla rete MT (cabina A). Tale trasformatore sarà di tipo a secco e contenuto in apposito contenitore con grado di protezione minimo pari a IP21.

Verrà installato all'interno della cabina di trasformazione un UPS per l'alimentazione dei servizi ausiliari presenti. Il sistema UPS è dotato di DSP microprocessor control. Il sistema è costituito da un UPS base, al quale viene collegato una battery back di espansione, per garantire la necessaria copertura in termini di autonomia dei servizi ausiliari di base.

Presso ciascuna cabina di trasformazione verrà installata la componentistica elettronica necessaria a consentire il controllo delle apparecchiature principali, quali inverter, misuratori, sistemi di ventilazione, sensori ambientali, etc.

Cavi di potenza MT e BT

Il presente progetto prevede la realizzazione di una rete di cavidotti in MT per la connessione delle cabine di impianto a partire dal punto di consegna.

Analogamente, sarà realizzata una rete di cavidotti in BT per il collegamento degli inverter di campo alle cabine di trasformazione.

Tali cavidotti BT saranno posizionati prevalentemente lungo la viabilità interna al parco e lungo le file di stringhe di pannelli fotovoltaici in modo da collegare gli inverter posizionati in campo al relativo quadro generale di bassa tensione dall'interno delle cabine A e B.

Per la porzione di campo fotovoltaico separata da quella principale è previsto un cavidotto BT di collegamento in modo da trasportare l'energia prodotta alla relativa cabina di trasformazione.

Il progetto, inoltre, prevede differenti modalità di posa per i cavi (MT, BT, segnale), a seconda che si faccia riferimento alle aree interne all'impianto o piuttosto ai collegamenti esterni all'impianto. Tutti i cavi saranno idonei alle tipologie di posa e conformi alle normative vigenti, con particolare riferimento alle norme CEI e alla direttiva cavi CPR.

Per i cavidotti in BT e di segnale è prevista la posa entro tubi protettivi in PVC. La profondità di posa sarà pari a 0,8-1,0m e saranno presenti pozzetti rompitratta per permettere l'infilaggio e sfilaggio dei cavi.

Le modalità di esecuzione dei cavidotti saranno le seguenti:

- scavo a sezione obbligata;
- posa dei tubi in PVC;
- Posa dei pozzetti rompitratta;
- reinterro parziale con terreno di scavo;
- posa di nastro segnalatore del tracciato;
- reinterro con terreno di scavo;

Una volta terminate queste lavorazioni vengono posati i cavi BT e di segnale all'interno dei tubi in PVC.

In generale, per tutte le linee elettriche in MT interne al parco fotovoltaico si prevede la posa direttamente interrata dei cavi, senza ulteriori protezioni meccaniche, ad una profondità di 0,8-1,0 m dal piano di calpestio.

In caso di particolari attraversamenti o di risoluzione puntuale di interferenze, le modalità di posa saranno modificate in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 11-17 e dagli eventuali regolamenti vigenti relativi alle opere interferite, mantenendo comunque un grado di protezione delle linee non inferiore a quanto garantito dalle normali condizioni di posa.

La trincea all'interno della quale saranno collocati i cavi avrà profondità non inferiore a 1,20 m e larghezza indicativa di 0,50 m per una trincea e fino a 1,20 m per tre trincee.

Le modalità di esecuzione dei cavidotti saranno le seguenti:

- scavo a sezione obbligata;
- posa dei conduttori, fibre ottiche e corda di terra; particolare attenzione sarà fatta per l'interramento di quest'ultima che dovrà essere ricoperta da uno strato di terreno vegetale di spessore non inferiore a 20 cm;
- reinterro parziale con terreno di scavo;
- posa di nastro segnalatore del tracciato;
- reinterro con terreno di scavo;
- posa di eventuali cippi di segnalazione (dove richiesti).

I cavidotti MT interni al campo fotovoltaico saranno posati lungo la viabilità interna. Questi cavidotti andranno a connettere le seguenti cabine elettriche:

- Cabina B – Cabina A
- Cabina A – Cabina di ricezione utente
- Cabina di ricezione utente – Cabina di consegna di e-distribuzione

Il cavo utilizzato sarà di tipo ARE4H5ER o similare per posa direttamente interrata senza l'utilizzo di protezione meccanica aggiuntiva. La sezione di tali cavidotti sarà di conforme a quanto indicato sull'unifilare generale di impianto.

Sistema di terra

Il sistema di terra del parco fotovoltaico è costituito da una maglia di terra che si estende lungo tutta l'area dell'impianto fotovoltaico, consistente in un dispersore orizzontale in corda di rame di sezione pari a 50 mm². A tale maglia verranno collegate, in più punti, le strutture metalliche di sostegno dei moduli fotovoltaici nonché le altre masse presenti presso l'impianto.

Ad essa verranno collegati gli impianti di terra delle singole cabine di campo e delle cabine generali di impianto, consistenti in uno o più anelli concentrici intorno alle cabine, in corda di rame di sezione pari a 95 mm² e dispersori verticali a croce di lunghezza pari a 2,5 m posti ai vertici della maglia, collegati in più punti alle armature delle fondazioni delle cabine.

La maglia complessiva che si viene così a creare consente di ottenere un valore di resistenza di terra tale da garantire un sufficiente margine di sicurezza, adeguato alla normativa vigente. Particolare attenzione verrà prestata agli attraversamenti lungo il tracciato del cavidotto.

Per evitare, infatti, che in caso di guasto si possa verificare il trasferimento di potenziali dannosi agli elementi sensibili circostanti, quali altri sotto-servizi, acquedotti, tubazioni metalliche, ecc. ecc., verrà utilizzato in corrispondenza di tutti gli attraversamenti, da 5 m prima e fino a 5 m dopo il punto di interferenza, un cavo Giallo/Verde di diametro 95 mm² del tipo FG16(O)R, opportunamente giuntato al conduttore di rame nudo, tale da garantire una resistenza pari a quella della corda di rame nudo da 50 mm².

Sistema SCADA

Presso l'impianto fotovoltaico verrà realizzato un sistema di telecontrollo che consentirà la piena e completa gestione dell'impianto fotovoltaico in progetto.

Il sistema consentirà l'acquisizione di tutti i principali parametri elettrici provenienti dal campo, quali:

- tensioni e correnti di stringa;
- stato scaricatori/interruttori stringa;
- tensioni e correnti in ingresso/uscita agli inverter;
- tensioni e correnti in ingresso/uscita ai trasformatori BT/MT;
- stato interruttori quadri BT e quadri MT;
- principali grandezze elettriche (potenza attiva, reattiva, $\cos\phi$, etc.);
- principali grandezze fisiche (temperature di esercizio, etc.)

Cavi di controllo e TLC

Per le connessioni dei dispositivi di monitoraggio e di security verranno utilizzati prevalentemente tre tipologie di cavo:

- Cavi in rame multipolari twistati e non (cavi bus);
- Cavi Ethernet (min CAT6);
- Cavi in fibra ottica.

I primi due verranno utilizzati per consentire la comunicazione su brevi distanze data la loro versatilità, mentre la fibra verrà utilizzata per superare il limite fisico della distanza di trasmissione dei cavi in rame, quindi per comunicazione su grandi distanze e nel caso in cui sia necessaria una elevata banda passante come nel caso dell'invio di dati.

I cavi previsti sono rispondenti alla normativa CEI EN 60794-3 e saranno equipaggiati con fibre ottiche di tipo monomodale rispondenti alla normativa ITU3T G.652. I cavi previsti sono idonei per posa in esterno entro tubi, con guaina interna in polietilene del tipo a bassa densità e guaina esterna in polietilene ad alta densità, protezione antiroditore costituita da filati di vetro, impermeabili (water blocking), totalmente dielettrici.

I cavi sono dotati di guaina esterna del tipo LSZH termoplastica allo scopo di rispettare le norme specifiche che ne rendono possibile il loro utilizzo anche in ambienti interni. Ogni cavo sarà contraddistinto da una sigla di identificazione prevista dalle vigenti norme CEI.

5.4.5. Opere di utenza e di connessione alla rete ente distributore

A seguito di apposita richiesta di connessione, la TOZZI Green S.p.A. ha ottenuto da e-distribuzione S.p.A., e successivamente accettato la Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG). Tale soluzione prevede che l'impianto fotovoltaico sarà collegato alla cabina di consegna di e-distribuzione presente ai margini del campo fotovoltaico ed accessibile da strada pubblica.

Inoltre, dovrà essere posato un cavidotto MT dalla cabina di ricezione fino alla Cp di San Giovanni in Persiceto di proprietà di e-distribuzione ed un ulteriore cavidotto fino alla cabina MT esistente di

via delle Viole di San Matteo della Decima. Nel tratto di cavidotto fino alla CP di San Giovanni in Persiceto è prevista una cabina di sezionamento della linea MT.

Le opere di rete per la connessione consistono nei seguenti punti:

- Realizzazione stallo MT nei locali della CP "San Giovanni in Persiceto". Tale opera consiste nell'installazione di una nuova cella sul quadro MT esistente.
- Posa di un cavidotto MT dalla cabina di consegna fino alla CP di San Giovanni in Persiceto;
- Posa di un cavidotto dalla cabina di consegna fino alla cabina MT esistente di via delle Viole di San Matteo della Decima;
- Realizzazione di una cabina di sezionamento nel tratto di cavidotto dalla cabina di consegna fino alla CP di San Giovanni in Persiceto;
- Realizzazione della cabina di consegna.

Il cavo MT sarà di tipo elicordato con elica visibile in alluminio ed avrà sezione pari a 240mmq. Tale cavo sarà posato secondo indicazioni di e-distribuzione all'interno di tubazione in PVC.

Per il dettaglio del percorso e i tipici di posa del cavidotto fare riferimento ai relativi elaborati grafici.

Elettrodotto in cavo MT interrato

L'impianto di produzione sarà collegato alla nuova cabina di consegna di e-distribuzione da realizzare presso l'impianto stesso. Tale cabina è poi collegata alla rete di distribuzione (cabina esistente di via delle Viole) ed alla CP di San Giovanni in Persiceto.

Per realizzare tali collegamenti sarà necessario posare un nuovo cavidotto in Media Tensione.

I cavi utilizzati per la realizzazione del cavidotto saranno rispondenti alle prescrizioni di e-distribuzione ed in particolare saranno di tipo elicordato con elica visibile.

Il cavidotto interrato in MT a 15 kV avrà una lunghezza pari a circa 9000 metri (collegamento principale alla CP di San Giovanni in Persiceto) e 850m (collegamento alla cabina esistente di via delle Viole). Il cavidotto, a livello costruttivo, presenta diverse configurazioni a seconda delle caratteristiche del suolo che viene attraversato o delle interferenze fisiche che si incontrano. Per questo motivo, in base alla presenza di una strada o di un terreno agricolo variano le stratigrafie in sezione. I dettagli dei tipici utilizzati sono riportati negli elaborati tecnici di progetto.

Il progetto dell'elettrodotto è stato elaborato:

- considerando la planimetria del percorso fornita dall'ente distributore;
- considerando le indicazioni dell'ente distributore per le dimensioni del cavidotto.

Il cavidotto sarà posato lungo il percorso indicato da e-distribuzione nella relativa specifica tecnica ricevuta da Tozzi Green.

La soluzione tecnica di e-distributore prevede una cabina di consegna presso l'impianto fotovoltaico (vicinanze di San Matteo della Decima) che risulterà essere il punto di connessione dell'impianto utente (HUB di ricerca ed impianto fotovoltaico). Da qui partirà un cavidotto MT che percorrerà la strada SP255 per poi spostarsi su via Samoggia Vecchia, transitare lungo via Levratica e via Tassinara ove sarà presente una cabina di sezionamento. Dalla cabina di sezionamento il

cavidotto continuerà fino all'incrocio tra via Biancolina per proseguire lungo via Puglia ed infine collegarsi alla CP esistente di San Giovanni in Persiceto.

È previsto anche un secondo collegamento via cavo alla cabina MT di via delle Viole di San Matteo della Decima passando attraverso la viabilità interna del parco fotovoltaico, via Cento e via delle Viole.

Lungo il percorso del cavidotto si incontrano interferenze naturali e antropiche di estensione ridotta, superabili, nel caso delle intersezioni, grazie ad interventi "puntuali" con l'adozione di trivellazioni orizzontali controllate (TOC).

Nel caso di parallelismi, pur non essendoci un'effettiva sovrapposizione, viene tenuta sotto controllo la sezione trasversale, per avere cognizione della distanza tra le due linee.

Tutti gli attraversamenti di canali esistenti vengono effettuati tramite trivellazione orizzontale controllata (TOC) nelle modalità mostrate negli appositi elaborati denominati "Interferenze tra cavidotto e canali Consorzio di Bonifica Pianura di Ferrara" e "Individuazione rete SNAM e sezione di attraversamento".

5.4.6. *Manufatti per opere di rete per la connessione*

Come menzionato in precedenza, le opere di connessione includono anche la realizzazione di due nuove cabine di e-distribuzione. Tali cabine sono:

- Cabina di sezionamento;
- Cabina di consegna.

La cabina di sezionamento sarà posizionata lungo il percorso del cavidotto principale che connette la CP di San Giovanni in Persiceto alla cabina di consegna. La cabina è posizionata in maniera da suddividere il cavidotto in parti uguali e rispettando i vincoli presenti nell'area di installazione. Tale cabina è posizionata nella particella 13 del Foglio 47 Comune di San Giovanni in Persiceto.

La cabina di consegna è posizionata ai bordi dell'appezzamento di terreno utilizzato per l'impianto fotovoltaico, in particolare 15 particella Foglio 22.

Queste cabine saranno realizzate secondo gli standard di e-distribuzione ed in particolare saranno utilizzate le seguenti tipologie:

- DG-2061 per la cabina di sezionamento – dimensioni indicative 5,7mx2,5mx2,5m (LxPxH)
- DG-2092 per la cabina di consegna – dimensioni indicative 6,7mx2,5mx2,5m (LxPxH)

Le cabine saranno preferibilmente di tipo prefabbricato complete di vasca cavi e le relative predisposizioni per l'ingresso cavi da esterno.

All'interno di tali cabine saranno presenti le apparecchiature necessarie per la trasformazione e la distribuzione dell'energia in Media Tensione. In particolare, saranno presenti le seguenti apparecchiature:

- Quadro di media tensione (cabina di consegna e sezionamento);
- Apparecchiature di misura energia elettrica (cabina di consegna);
- Trasformatore MT/BT di distribuzione (Cabina di consegna e sezionamento – da 630 kVA).

5.5. Ciclo produttivo impianto idrogeno

Le nuove tecnologie seguono le varie esigenze del mondo produttivo, oggi in continuo cambiamento. L'idrogeno è una fonte a emissioni zero di carburante per treni, autobus, camion, automobili, carrelli elevatori e navi. È anche usato come gas di alimentazione per industrie come l'acciaio e la raffinazione. Inoltre, è una fonte di calore ed energia per gli edifici e un buffer ideale per immagazzinare l'energia generata da fonti rinnovabili.

Le applicazioni di elettrolizzatori possono essere diversificate in base ai sistemi ad essi integrati, tra cui l'immissione di idrogeno nella rete del gas naturale oppure, come in questo caso, l'utilizzo di idrogeno verde prodotto attraverso l'energia derivante da fonti rinnovabili come carburante alternativo.

Nel presente progetto si prevede quindi la realizzazione di un impianto di produzione idrogeno per elettrolisi ed una stazione di rifornimento idrogeno con una capacità tale da poter alimentare circa 4-5 autobus ad uso urbano e/o extra-urbano al giorno. Per questa tipologia di mezzi la pressione di alimentazione del carburante deve avvenire oltre i 350 bar (per le autovetture invece la pressione di alimentazione deve essere di circa 700 bar).

Da dati di letteratura si registra che gli autobus ad idrogeno attualmente in circolazione sono in grado di stoccare circa 37,5 kg di idrogeno, con cui sono in grado di raggiungere un'autonomia di circa 300 km.

Il progetto prevede la realizzazione di una sola colonna di rifornimento destinata agli autobus di trasporto urbano, con la possibilità eventuale in un futuro prossimo di aggiungerne una adiacente per il rifornimento di auto private.

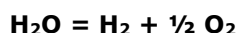
La produzione di idrogeno prevista dall'impianto di elettrolisi in progetto è di circa 80-85 Nm³/h.

5.5.1. Principio di funzionamento del processo

L'elettrolisi è un'opzione promettente per la produzione di idrogeno da risorse rinnovabili. Nella cella elettrolitica l'elettrodo collegato al polo negativo del generatore viene denominato catodo mentre l'elettrodo collegato al polo positivo viene denominato anodo.

Quando i due elettrodi, collegati ai poli del generatore, sono immersi nella soluzione, in questa si verifica una doppia migrazione degli ioni presenti nell'elettrolita: gli ioni positivi, i cationi, vengono attratti dall'elettrodo negativo ovvero dal catodo dove acquistano elettroni riducendosi mentre gli ioni negativi, gli anioni, vengono attratti dal polo positivo, l'anodo dove cedono elettroni ossidandosi.

L'elettrolisi dell'acqua è in grado di produrre idrogeno e ossigeno secondo la seguente reazione:



Per eseguire l'elettrolisi dell'acqua pura si deve tenere conto che essa è un cattivo conduttore e ciò rende impossibile qualunque processo elettrolitico. Per aumentare la conducibilità dell'acqua si deve aggiungere un opportuno elettrolita in grado di dissociarsi in ioni. Tra differenti tipi di elettroliti, quelli alcalini funzionano mediante il trasporto di ioni idrossidi attraverso l'elettrolita dal catodo

all'anodo, con l'idrogeno che viene generato sul lato del catodo. Nella figura seguente si riporta uno schema esemplificativo del funzionamento di una cella elettrolitica.

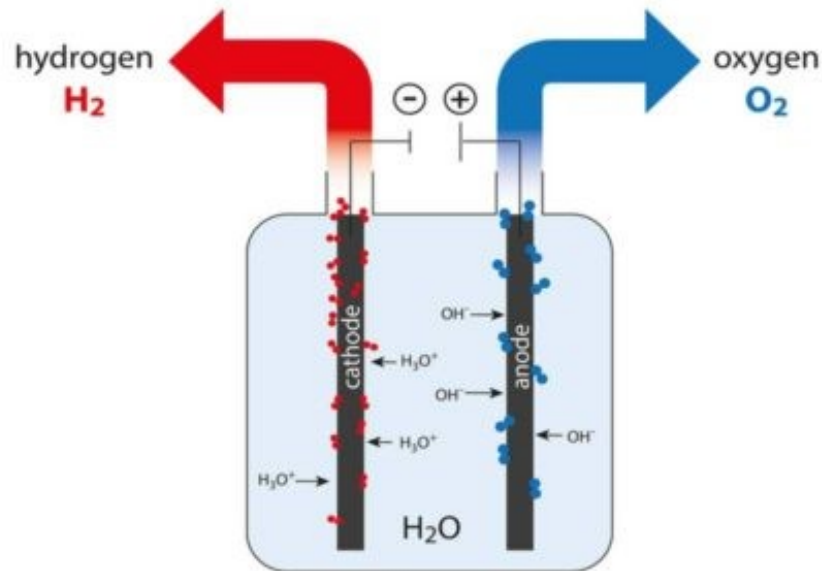


Figura 18. Schema di una cella elettrolitica

5.5.2. Impianto di produzione

L'impianto di produzione idrogeno sorgerà nell'angolo sud del lotto 1. Sarà realizzato su area di circa 2200 mq, completamente impermeabilizzata. L'area ospitante l'impianto sarà completamente recintata per prevenire l'accesso ai non autorizzati.

All'interno dell'area saranno presenti le cabine elettriche e-distribuzione cui avranno libero accesso, oltre agli addetti dell'impianto, solamente i tecnici ENEL.

SINTESI NON TECNICA DI AIA

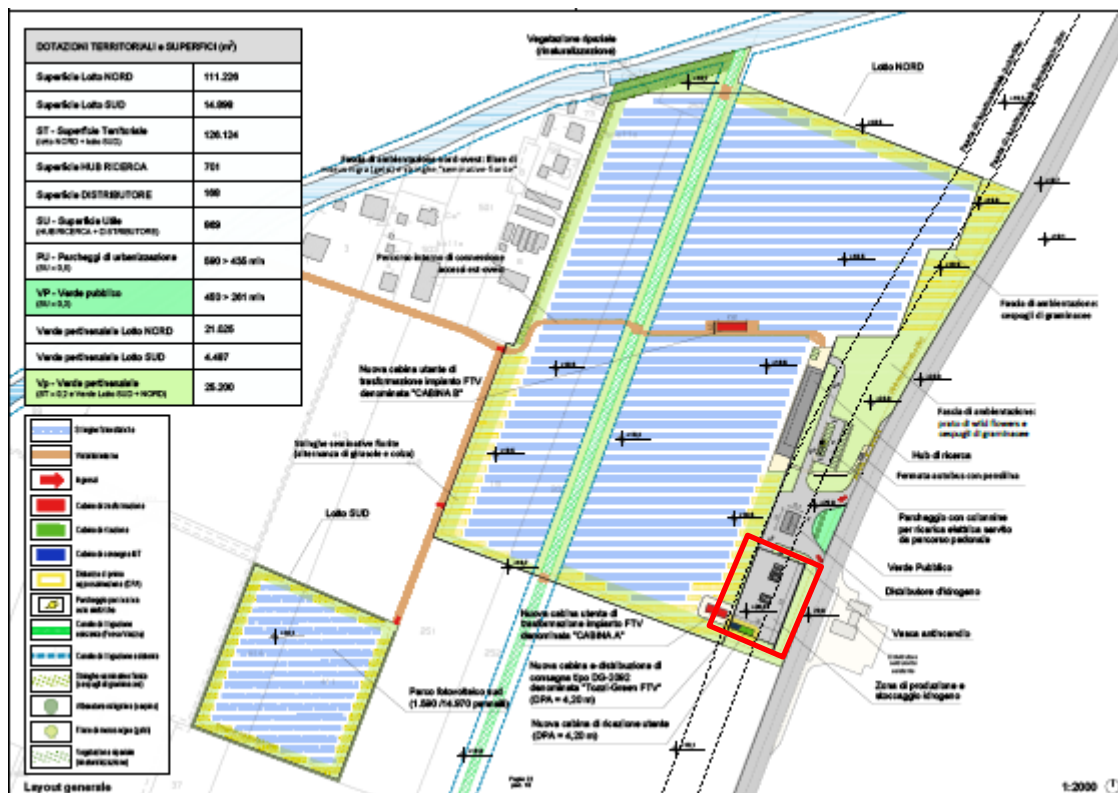


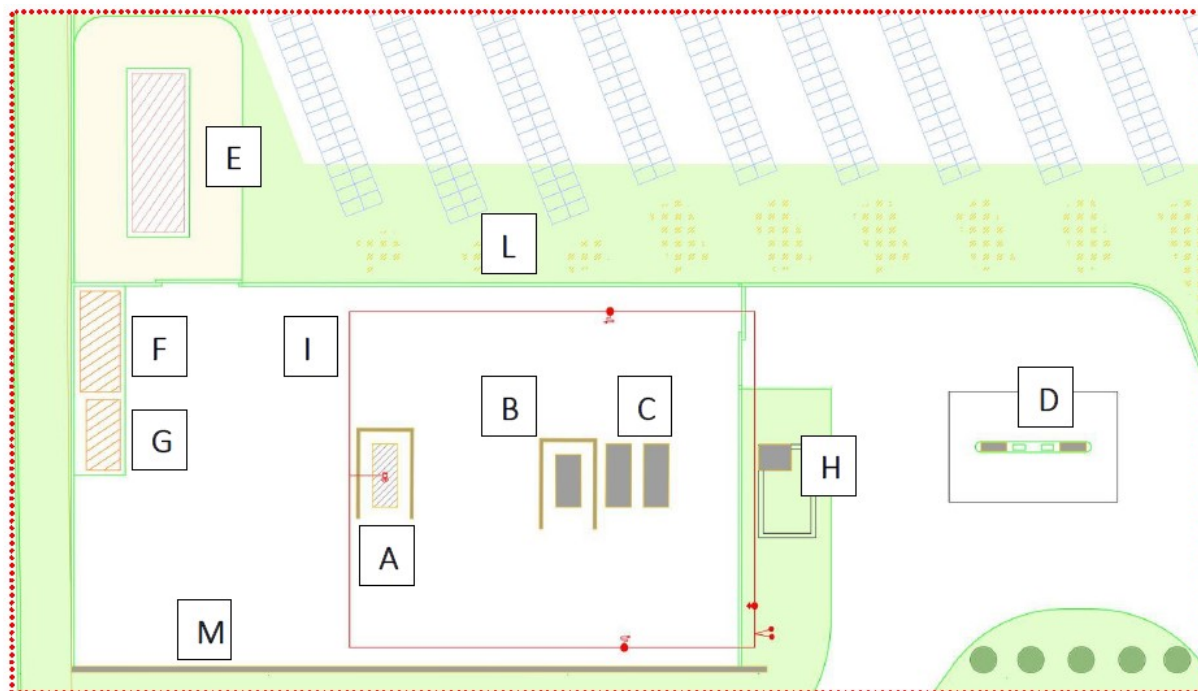
Figura 19. Ortofoto: ubicazione impianto produzione idrogeno (rettangolo rosso)

L'impianto nel suo complesso comprenderà le seguenti unità:

- Elettrolizzatore e sistema di purificazione dell'idrogeno;
- Sistema di controllo della temperatura (cooling unit esterna);
- Controllore di tipo PLC;
- Sistema di Purificazione dell'acqua (osmosi inversa);
- Impianto produzione azoto (utilizzato essenzialmente per operazioni di spiazzamento linee).

Il tutto sarà installato in 2 container da 20' cad. adiacenti in grado di ospitare tutto l'impianto di produzione (elettrolisi e purificazione idrogeno), relativa unità di potenza e gli ausiliari di processo (controllore PLC, impianto osmosi inversa e impianto produzione azoto), fatta eccezione per la cooling unit che sarà installata esternamente al container.

Di seguito si riporta un lay out della zona di produzione, rimandando allo specifico elaborato grafico per i dettagli.



Legenda

A	Unità di stoccaggio
B	Compressore
C	Unità di produzione
D	Unità di erogazione
E	Cabina e-distribuzione
F	Cabina e-distribuzione
G	Cabina di alimentazione
H	Locale antincendio e riserva idrica interrata
I	Rete idranti
L	Recinzione area elementi pericolosi
M	Muro in c.a.

Di seguito si riporta una descrizione dei singoli componenti dell'impianto di produzione.

5.5.3. Elettrolizzatore

L'elettrolizzatore costituirà il cuore dell'impianto, con la funzione di produrre idrogeno verde per elettrolisi appunto. L'energia elettrica utilizzata per il processo di elettrolisi sarà fornita infatti dall'adiacente impianto fotovoltaico, con cui l'impianto di produzione idrogeno è da considerarsi tecnicamente connesso.

L'elettrolizzatore sarà fornito con integrazione di sistemi di gestione dell'energia, adatto a trattare l'energia derivata dal campo fotovoltaico.

Il sistema è progettato per massimizzare l'automaticità delle operazioni e con una logica "failsafe", basandosi su due unità principali: quella di processo e l'unità di potenza. L'unità di processo contiene tutte le apparecchiature, le tubazioni, connessioni e la strumentazione necessarie per eseguire il

processo di elettrolisi. Il sistema di monitoraggio e controllo, basato su un controllore logico programmabile (PLC), è integrato con l'unità di potenza.

L'idrogeno e l'ossigeno sono prodotti all'interno della cella elettrolitica e sono mantenuti separati, in modo assolutamente sicuro, da speciali membrane impermeabili ai gas. I due gas sono convogliati attraverso due diversi condotti, rispettivamente l'idrogeno ai separatori di condensa dall'acqua dove è deumidificati e raffreddato, e successivamente al sistema di compressione pronto per essere utilizzato, l'ossigeno convogliato all'esterno in atmosfera (a perdere).

Di seguito vengono descritti i diversi componenti che costituiscono il sistema.

Celle elettrolitiche

Le celle costituiscono il cuore del processo. Tale sistema è composto da celle elettrolitiche bipolari poste in serie operanti sotto pressione. L'idrogeno e l'ossigeno sono prodotti nelle celle dall'azione di una corrente continua (DC), che scinde l'acqua secondo la seguente reazione di idrolisi sopra riportata.

L'elettrolita alcalino utilizzato nelle celle è una soluzione di idrossido di sodio, contenuta direttamente all'interno delle celle. L'elettrolizzatore in esame contiene complessivamente circa 400 litri di soluzione elettrolitica. Tale soluzione permette la migliore dissociazione dell'acqua negli ioni H^+ e OH^- , non è soggetta a reintegri/sostituzioni, non è quindi prevista la presenza di uno stoccaggio ulteriore di elettrolita (al di là di quello contenuto nelle celle) né una sua manipolazione.

In base al rapporto stechiometrico dei prodotti si evince che il volume di idrogeno generato sarà il doppio di quello dell'ossigeno.

La scissione dell'acqua richiede un consumo elettrico teorico di circa $3,55 \text{ kWh/Nm}^3$ di idrogeno, che è fornito dal flusso di corrente continua, con un consumo reale effettivo di circa $4,8 \text{ kWh}$ per ogni Nm^3/h prodotto.

L'idrogeno e l'ossigeno generati fluiscono nei serbatoi separatori assieme all'acqua, nei quali la fase gassosa si separa dalla fase liquida, che viene così reintegrata nel sistema costituendo un circuito chiuso.

I due gas vengono poi filtrati passando attraverso filtri separatori per la rimozione dell'umidità, prima di essere rilasciati dall'unità.

La soluzione in progetto prevede il sistema di Generatori di H_2 della ErreDue mod. G128, costituito da n.2 unità di elettrolisi combinate (si tratta di sistemi modulari abbinati) con le seguenti caratteristiche:

Mercury System	G128
Dimensioni / <i>Dimensions</i> mm	N2x1700x2600x2400
Peso / <i>Weight</i> kg	7600
Produzione idrogeno mc/h <i>Hydrogen production mc/h</i>	85,3
Produzione ossigeno mc/h <i>Oxygen production mc/h</i>	42,6
Pressione idrogeno e ossigeno <i>Hydrogen and oxygen pressure</i> Mod. STD/MP/HP bar(g)	*5/12/30
Purezza idrogeno <i>Hydrogen purity</i> %	99,5%
Residuo ossigeno versione D % <i>Oxygen residue (model D) %</i>	fino a/up to 5 ppm
Punto di rugiada versione D <i>Dew Point (model D)</i>	fino a/up to -70 °C
Purezza ossigeno / <i>Oxygen purity</i> %	99%
Punto di rugiada STD / <i>Dew point °C</i>	** -10/-20/-30
Alimentazione elettrica / <i>Power supply</i>	3x400Vac+N - 50/60Hz
Potenza installata / <i>Power consumption Kwh</i>	456
Consumo acqua demi alla massima potenza litri/h <i>Demineralized water consumption at the maximum power liters/h</i>	72

Figura 20. Dati tecnici del generatore di Idrogeno "Elettrolizzatore Mercury G128 "

L'elettrolizzatore sarà posto all'interno di un container plug&play da 20 piedi come già detto in precedenza. Il Mercury System è dotato della sezione di produzione H2 mediante celle elettrolitiche e sistema di purificazione, di seguito descritto.

Sezione Purificazione dell'idrogeno

Per ottenere un'elevata purezza dell'idrogeno, con contenuti di acqua e ossigeno nell'ordine del PPM, il gas deve essere purificato in una sezione apposita del processo.

La sezione di purificazione è composta essenzialmente da filtri per la rimozione del contenuto di O₂ e per la rimozione dell'acqua (umidità). Si sta parlando tuttavia di piccole percentuali di O₂ e umidità nel flusso di uscita del gas, da eliminare per garantire l'elevata purezza dell'H₂ prodotto (99,5%).

In particolare:

- N.1 filtro "deoxy" contenente catalizzatore per la riduzione del contenuto di O₂; si tratta di far passare il flusso di gas prodotto attraverso un filtro con catalizzatore a metalli preziosi, utilizzato

per rimuovere l'ossigeno dai flussi contenenti idrogeno, favorendo la reazione di conversione dell'O₂ in H₂O (l'O₂ viene fatto reagire con piccola frazione stechiometrica di H₂). Preliminarmente il gas è riscaldato elettricamente per favorire ulteriormente la reazione di conversione dell'O₂;

- N.2 filtri di essiccazione (adsorbitori), contenenti allumina per la riduzione del contenuto di H₂O: il flusso di gas in uscita dal sistema di deossigenazione passa poi da un letto di allumina che elimina l'umidità in eccesso; il sistema ha due adsorbitori che funzionano in parallelo, alternativamente, uno attivo e l'altro in rigenerazione; la rigenerazione è eseguita mediante riscaldamento (processo TSA); nel processo TSA il materiale è rigenerato a temperature più elevate rispetto a quelle comunemente utilizzate nella fase di adsorbimento, e comunque sia compatibili con il materiale stesso. Il riscaldamento avviene mediante serpentine di riscaldamento direttamente immerse nel letto. Successivamente, parte dell'azoto prodotto dal generatore di azoto (di seguito descritto) viene fatta passare attraverso il letto di allumina, con il doppio scopo di trascinare via l'umidità e raffreddare il filtro. Il raffreddamento comporta la condensazione dell'umidità residua che viene rimossa da un filtro coalescente a valle dell'essiccazione; il condensato viene reinviato in testa al processo di elettrolisi.

Sistema di controllo a servizio Elettrolizzatore

L'unità di elettrolisi utilizza un controllore logico programmabile (PLC) per gestire il processo. Il controllore, presente all'interno del container di elettrolisi, permette di gestire l'impianto senza l'intervento di un operatore, a parte l'accensione o lo spegnimento, o di essere informati di eventuali sorgenti di allarme.

Il controllore è programmato per correggere e monitorare i parametri di processo al fine di mantenere le fasi del sistema sicure ed efficienti.

Le condizioni di lavoro in termini di temperatura, pressione e livello del liquido, sono fornite al controllore per mezzo di specifici strumenti di misura integrati nel sistema di elettrolisi, che poi genera segnali in uscita diretti agli specifici dispositivi di controllo. In caso di condizioni di processo anomale, il controller interromperà la produzione di gas e attiverà i relativi allarmi.

In tali condizioni, i gas vengono automaticamente rimossi mediante iniezione di gas inerte (azoto) prodotto e stoccato in apposito serbatoio nel container "ausiliari" come meglio descritto in seguito. La gestione dell'intero sistema di monitoraggio e di controllo remoto è affidata ad un software presente su PC dedicato.

Fornitura di energia elettrica e controllo

Il tasso di produzione di idrogeno è proporzionale al flusso in corrente continua che attraversa lo stack. Questo può essere impostato e regolato in un intervallo compreso tra il 20% e il 100% della capacità di elettrolisi. La tensione di stack, che è correlata all'efficienza della cella, è uno dei parametri visualizzati su un pannello di controllo, insieme ai dati del flusso di corrente.

Analisi dei gas prodotti

La purezza dell'idrogeno e dell'ossigeno viene monitorata tramite analizzatori dedicati. Sono presenti allarmi che si attivano quando la composizione del gas (% di ossigeno nell'idrogeno e % di idrogeno nell'ossigeno) raggiunge il livello di soglia definito in funzione del limite di esplosività al fine di garantire la sicurezza intrinseca del sistema e mantenersi al di sotto dei livelli limite di esplosività.

Sistemi di sicurezza

Gli elettrolizzatori sono progettati con una considerazione prioritaria in termini di sicurezza dell'operatore e del sistema. Il sistema si trova in un contenitore o skid costituito da due camere/aree separate, una in cui è presente l'unità di processo e una in cui è presente l'unità di potenza. Una doppia parete, con doppi passacavi, separa le due stanze.

La camera di processo è sottoposta a ventilazione forzata per eliminare ogni possibile traccia di idrogeno. I componenti della parte elettrica sono selezionati in relazione alle prescrizioni di sicurezza già descritte, seguendo le relative regolamentazioni tecniche.

Generatore di Azoto

Come anticipato, una sezione di impianto ausiliaria alla produzione di idrogeno comprende un generatore di azoto, gas inerte utile per la rigenerazione degli adsorbitori ad allumina (sezione purificazione H₂) e per il flussaggio di linee/tubazioni dell'elettrolizzatore in caso di emergenza.

Il generatore d'azoto previsto è il mod. NGP 8-100 di Atlas Copco, generatore di ultima generazione che garantisce elevate prestazioni utilizzando la tecnologia PSA (Pressure Swing Adsorption). Il generatore viene fornito completo di tutti gli ausiliari necessari per un funzionamento sicuro e non presenziato. Semplicità ed economicità d'installazione sono raggiunte attraverso il pre-assemblaggio di tutti i componenti su di un basamento comune, che necessita di essere solo posizionato su una superficie piana idonea a sostenerne il peso statico. Nella tabella seguente si riportano le caratteristiche principali del generatore di azoto.

Produzione azoto max	5 Nm ³ /h
Pressione richiesta	6- 10 bar
Tenore residuo di ossigeno	≤ 0,5 %

Il sistema di produzione azoto comprende, oltre al generatore

- n° 1 compressore aria
- n° 1 serbatoio aria compressa da 270 litri
- n° 1 serbatoio azoto da 270 litri

L'impianto è inoltre dotato di sistema di monitoraggio aria compressa composto da:

- n° 1 sensore di temperatura,
- n° 1 sensore di pressione

- n° 1 igrometro.

Il circuito dell'azoto comprende:

- valvole di non ritorno;
- valvola di minima pressione;
- misuratore di portata azoto;
- riduttore di pressione azoto;

Il generatore è dotato di sensori di temperatura, pressione e di purezza per il controllo e il monitoraggio dei parametri critici della macchina, il tutto gestito dal controllore MK5 con display da 3,5".

Il Sistema di controllo e regolazione è di tipo a microprocessore progettato e realizzato per la gestione ottimale delle centrali di compressione aria. Il pannello MKVg da 3,5" svolge le funzioni di controllo e regolazione, protezione e monitoraggio di tutte le operazioni dell'unità.

Fornitura dell'acqua

L'acqua necessaria all'elettrolisi viene prelevata direttamente dall'acquedotto, per poi essere sottoposta ad un trattamento di purificazione ad osmosi prima dell'invio ai serbatoi di servizio direttamente a bordo macchina. L'acqua osmotizzata viene trasferita quindi nel sistema elettrolitico, quando richiesto dal processo stesso. Dato l'elevato grado di purezza necessario all'impianto di elettrolisi non sono stati valutati metodi alternativi di approvvigionamento idrico (ad esempio da pozzo o da canale) poiché avrebbero comportato un sistema di trattamento più complesso e dispendioso in termini energetici. L'eventuale costruzione di una rete di approvvigionamento idrica alternativa inoltre avrebbe comportato un intervento permanente sul suolo. Essendo già previsto un allaccio alla rete dell'acquedotto, per assolvere agli usi civili dell'Hub di ricerca, è stato ritenuto meno impattante il prelievo idrico per alimentare l'elettrolisi visto anche il carico esiguo di acqua necessaria.

Impianto Osmosi inversa

Come detto, l'acqua di processo deve essere trattata per garantire l'adeguata purezza prima dell'ingresso all'elettrolizzatore. A tal fine, è prevista l'installazione di un piccolo impianto ad osmosi inversa, comprensivo di serbatoio di stoccaggio acqua da 200 litri.

Di seguito le caratteristiche dell'impianto di osmosi.

DESCRIZIONE	DESCRIPTION	R080
Permeato $\pm 10\%$ ($T=20^{\circ}\text{C}$)	Permeate $\pm 10\%$ ($T = 20^{\circ}\text{C}$)	80 l/h
Reiezione salina finale	Final salt rejection	$\geq 95\%$
Recupero massimo con acqua addolcita	Maximum recovery with softened water	45 (%)
TDS	TDS	≤ 1000 ppm
SDI	SDI	≤ 3
Torbidità	Turbidity	1 NTU max
Durezza	Hardness	≤ 1 °f
Cloro libero in ingresso	Free chlorine in	$\leq 0,2$ mg/l
Carica batterica	Bacteria	assente / absent

Figura 21. Caratteristiche tecniche impianto osmosi

L'impianto osmosi è costituito da:

Sezione di pretrattamento

Composta da un gruppo di filtrazione singolo DP da 10": cartuccia carbon block CB EC con grado di filtrazione pari a 5 micron.

Sezione di pressurizzazione

Costituita da una elettropompa periferica rotativa in ottone munita di by-pass.

Sezione di permeazione

Composta da permeatori ad osmosi inversa ad alta produttività e a basso consumo energetico (low energy). Le membrane sono racchiuse in vessels in PRFV in grado di sopportare pressioni di esercizio fino a 21 bar (2 membrane in 2 vessels)

Tubazioni

Tubazioni di alimentazione, alta pressione e scarico realizzate in PVC PN16; tubazione di permeato in materiale idoneo resistente a pressioni fino a 10 bar.

Sezione di comando e controllo idraulico

- Manometro pressione dopo il filtro 5 micron, pressione di alimentazione alle membrane
- Indicatore visivo di portata permeato, concentrato
- Regolatori di portata per scarico, ricircolo e flussaggio
- Pressostato di protezione con blocco impianto per bassa pressione acqua di alimento
- Pressostato di protezione con blocco impianto per alta pressione alimentazione permeatori
- Elettrovalvola a membrana per la gestione dell'alimentazione dell'impianto
- Elettrovalvole a membrana per la gestione del flussaggio dei moduli
- Sonda di conducibilità per il permeato

Telaio di contenimento

Costruito in profilato di acciaio inossidabile AISI 304 completo di staffe, collari per fissaggio di vessel e tubazioni, valvole e raccordi di collegamento, derivazioni per i vari utilizzi, quadro elettrico di comando.

Cooling Unit

La reazione di produzione idrogeno nelle celle elettrolitiche avviene a temperature di esercizio comprese fra 60 e 70 °C e per mantenere la temperatura nel range operativo dell'elettrolizzatore e smaltire il calore in eccesso, lo stesso elettrolizzatore è dotato di un sistema di raffreddamento costituito da un circuito con fluido refrigerante (soluzione acqua – glicol-etilenico) che sarà accoppiato con un air cooler installato esternamente all'unità containerizzata. Lo scambiatore di calore, del tipo aria-liquido, avrà una potenza termica di 150 kW.

5.5.4. Compressione

A valle della produzione dell'idrogeno, lo stesso sarà inviato all'unità di compressione.

Il compressore sarà installato conformemente alla norma EN 1012-3 "Compressori e pompe per vuoto - Requisiti di sicurezza - Parte 3: Compressori di processo" e sarà inserito in un container da 20 piedi alloggiato in apposito **box** costituito da pareti in c.a. e dotato aerazione sulle porte.

Come detto in precedenza, visto l'utilizzo finale previsto dell'idrogeno (autotrazione bus), la pressione finale di utilizzo dovrà raggiungere i 350 bar. Per questo è necessario prevedere una stazione di compressione fino a 450 bar.



Figura 22. Configurazione tipica del container "compressione"(immagine esemplificativa)

Il sistema di compressione previsto è costituito da un booster alternativo a pistoni per idrogeno con trasmissione idraulica. La trasmissione idraulica permette di eliminare volani, alberi a gomito, teste a croce e rende possibile interrompere l'erogazione del gas istantaneamente mentre il motore continua a girare in folle per riprenderla in qualsiasi momento senza alcuna necessità di sfiatare il compressore.

I componenti principali del compressore sono un cilindro idraulico e due cilindri gas. Un'asta in acciaio collega il pistone dell'olio con i due pistoni gas. La pressione dell'olio sul pistone dell'olio muove l'asta e il gas viene compresso nei cilindri appositi. L'unica parte mobile è l'asta. Con questa semplice costruzione orizzontale tutte le forze sono nella stessa direzione e sono bilanciate dall'olio idraulico.

Il pistone del compressore nel suo moto alternativo lavora a una velocità molto inferiore rispetto a quella di altre tipologie di compressori; questo riduce l'usura degli organi di tenuta ed aumenta la vita di tutti i componenti in quanto essi sono sottoposti ad un numero inferiore di cicli di lavoro, cioè al massimo 20-40 corse al minuto.

Tali condizioni di lavoro permettono l'utilizzo di pistoni gas a secco, privi cioè di un sistema di lubrificazione forzata, garantendo quindi anche un livello di purezza dell'idrogeno per mancanza di contaminazioni. I compressori saranno certificati PED e conformi alla normativa ATEX.



Figura 23. Esempio sistema di compressione (immagine esemplificativa)

Il sistema di compressione sarà allocato in un cabinato da 20 piedi chiuso e dotato di ventilazione sulle porte come visibile nella figura seguente.

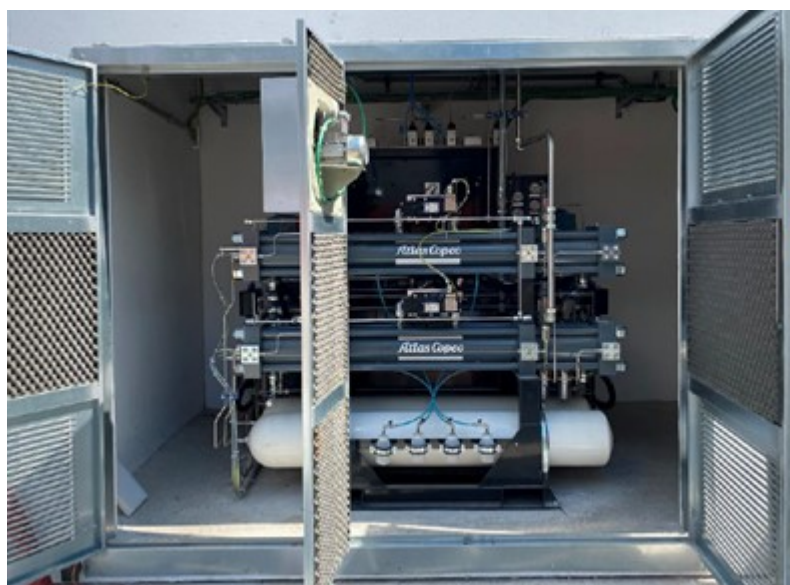


Figura 24. Esempio compressore booster a pistoni idraulico per H2 (immagine esemplificativa)

Le eventuali perdite dalle tenute sono collettate attraverso un sistema di convoglio verso lo sfiato di emergenza idrogeno ubicato sul tetto.



Figura 25. Esempio cabinato per sistema di compressione (immagine esemplificativa)

In aspirazione e mandata del compressore saranno presenti valvole attuate pneumaticamente con ritorno a molla per l'isolamento del compressore in caso di emergenza.

Il sistema è idoneo a partire e ad arrestarsi in qualunque condizione di carico restando sotto pressione senza necessità di essere sfiatato ogni volta. In virtù della trasmissione idrostatica a bassa frequenza non sono richieste fondazioni o fissaggi di alcun tipo.

Sistema di raffreddamento

A servizio del sistema di compressione sarà inoltre installato un sistema di raffreddamento a circuito chiuso, a glicole, collegato ad una cooling unit esterna. Il sistema è a circuito chiuso, non sono previsti rabbocchi della soluzione, salvo per le eventuali operazioni di manutenzione programmata che prevedono la sostituzione della soluzione glicolata ogni 8000 h di funzionamento circa.

Le cooling unit saranno installate all'aperto in zona sicura.

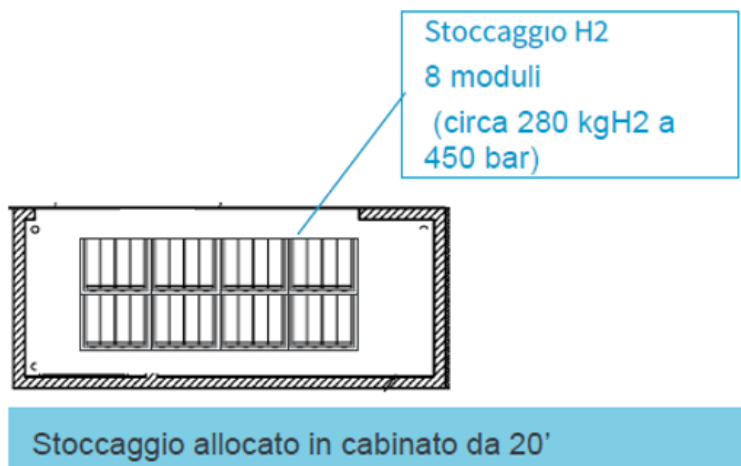
Il sistema di raffreddamento garantisce il raffreddamento del compressore e del gas interstadio e in mandata agli erogatori, e comprende:

- pannello radiatore di adeguata superficie con ventilatore, in grado di fornire una potenza di raffreddamento di 45 kW
- pompa di ricircolo di adeguata portata per la circolazione del glicole nel compressore e nel radiatore

5.5.5. Stoccaggio idrogeno

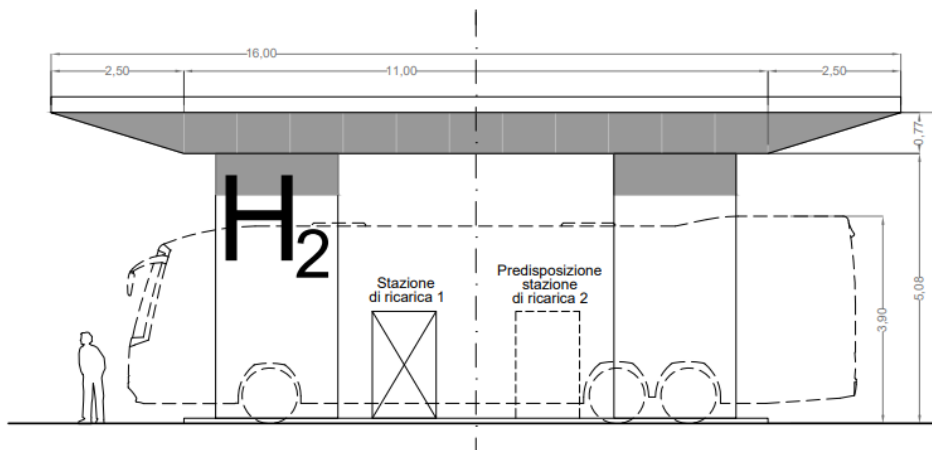
L'idrogeno compresso sarà immagazzinato in apposito sistema di stoccaggio, costituito da 8 moduli allocati in cabinato da 20'.

La pressione di stoccaggio è di 450 bar, i moduli possono contenere fino a 280 kg di H₂ complessivamente.



5.5.6. Impianto distribuzione

Il distributore avrà la configurazione tipica di un classico distributore stradale, con impianto di erogazione installato sotto copertura. Al momento è prevista la realizzazione di un'unica unità di erogazione, con predisposizione per un'eventuale seconda unità.



L'erogatore comprende

- le valvole di rifornimento (valvola principale e rampa regolatore)
- il misuratore di pressione e temperatura
- il flussometro
- giunto a rottura
- Tubo di rifornimento ad alta pressione
- Raccordo di riempimento
- Schermo ed unità di controllo



Caratteristiche tecniche erogatore

N. unità di erogazione	1
Tempo medio per singolo rifornimento	15 min
Quantità di carica	25 kg H ₂
Pressione di carica	350 bar

5.5.7. Funzionamento impianto produzione

Il funzionamento dell'elettrolizzatore per la produzione di idrogeno è legato a diversi fattori, i principali dei quali sono:

- Irraggiamento solare
- Stoccaggio
- Consumatori

Mediamente il periodo di funzionamento del generatore di idrogeno è calcolato in 7/8 ore/giorno per un totale di 6-7 giorni a settimana.

Durante il periodo invernale questo valore è limitato dal numero massimo di ore di irraggiamento solare (es. nel mese di dicembre circa 8 ore). Durante il periodo estivo le ore di funzionamento sono limitate dalla dimensione dell'accumulo, il quale una volta raggiunto la piena capacità, non permette il funzionamento del generatore di idrogeno.

L'impianto di produzione e distribuzione idrogeno sarà gestito da un addetto.

L'elevata automazione dell'impianto di produzione ed il numero comunque ridotto di rifornimenti giornalieri previsti permette di ritenere sufficiente la presenza di un unico operatore di impianto che avrà le seguenti mansioni.

- Gestione del distributore
- Eseguire i rifornimenti di H₂ (necessario specifico training)
- Gestione HUB

6. RISORSE IDRICHE ED ENERGETICHE

6.1. Materie prime

Come evidenziato nei paragrafi precedenti ai fini della produzione di idrogeno per elettrolisi si utilizza esclusivamente acqua proveniente dalla rete dell'acquedotto. Per computare la quantità di acqua necessaria al sito produttivo si fa riferimento al bilancio idrico riportato di seguito come espressamente richiesto nella Scheda C allegata alla presente relazione.

6.2. Bilancio energetico

Per quanto concerne i consumi energetici di impianto, si riportano in tabella i dati di progetto associati all'impianto di produzione di idrogeno e compressione/distribuzione di idrogeno.

Energia Elettrica	Consumo giornaliero (kWh/giorno)	Consumo annuo (kWh/anno)	Consumo annuo (MWh/anno)
Elettrolisi	4.734	1.727.910	1.728
HUB di ricerca	86,08	31.419	31,42
Compressione e Distributore di idrogeno	1.600	584.000	584
TOT	6.420,08	2.343.329,2	2.343,42

Tabella 6. Stima dei consumi energetici

Si noti che l'esercizio dell'impianto fotovoltaico risulta tecnicamente connesso all'impianto produzione idrogeno, infatti l'energia elettrica prodotta verrà utilizzata principalmente per la produzione di idrogeno e, per la parte eccedente o in caso di mancato esercizio della sezione di elettrolisi, inviata alla rete nazionale; quindi, il consumo di energia elettrica per la produzione di idrogeno sarà completamente coperto da quella prodotta da fonti rinnovabili in loco.

Nel caso in cui sia necessaria, per esigenze sia produttive che gestionali, una produzione di idrogeno superiore a quella fornita da fonte solare, sarà necessario prelevare energia elettrica direttamente dalla rete.

Di seguito invece si riporta la producibilità elettrica dell'impianto fotovoltaico.

Energia Elettrica	Produzione giornaliera (kWh/giorno)	Produzione annua (kWh/anno)
Fotovoltaico	33.627	12.274.000

Tabella 1. Stima della produzione energetica

6.3. Bilancio idrico

All'HUB di ricerca saranno associati consumi idrici ed energetici, per i fabbisogni associati a normali attività di ufficio e di laboratorio di ricerca.

La sezione di elettrolisi prevederà un consumo di acqua osmotizzata oltre a quello di energia elettrica, per la fase di reazione e produzione idrogeno.

Nella tabella seguente si riporta la stima del consumo di acqua, basato sui dati di progetto, associato alla fase di elettrolisi. La stima del consumo annuo è stata valutata su un periodo massimo di 365 giorni, anche se i giorni effettivi di funzionamento dipenderanno dalla domanda di idrogeno prodotto.

Materie prime	Stima consumo (m ³ /h)	Stima consumo (m ³ /giorno)	Stima consumo (m ³ /anno)
Acqua – elettrolisi	0,2	1,6	584
Acqua servizi HUB	4,32	34,56	12.614,4
TOT	4,44	36,16	13.198,4

Tabella 1. Materie prime e stima dei consumi

L'approvvigionamento della materia prima avverrà tramite acquedotto e come descritto in precedenza l'acqua sarà sottoposta ad un trattamento di osmosi prima di arrivare all'elettrolizzatore. La portata in ingresso sarà regolata in base alla quantità necessaria al sistema di elettrolisi. L'intero sistema è controllato da un controllore di tipo PLC. Dai dati relativi alla produzione di idrogeno per elettrolisi si può stimare un consumo di acqua pari a 200 kg/h per produrre circa 7,5 kg/h di idrogeno.

Il consumo specifico di acqua per unità di prodotto è pari a circa 26,7 come riassunto nella tabella seguente.

Stima consumo acqua (m ³ /giorno)	Stima consumo specifico di acqua (kg H ₂ O/ kg H ₂ prodotto)
2	26,7

Tabella 2. Materie prime e stima dei consumi

7. EMISSIONI

7.1. Emissioni in atmosfera

Al progetto non risultano associate emissioni convogliate in atmosfera che necessitano di autorizzazione alle emissioni.

L'unica emissione prevedibile dagli impianti è quella dell'ossigeno, altro prodotto della reazione di elettrolisi. L'ossigeno sarà disperso in atmosfera.

L'idrogeno invece, sarà compresso e stoccato in appositi serbatoi in attesa di essere inviato all'impianto di distribuzione.

Le emissioni fuggitive del sistema di compressione saranno opportunamente convogliate ad un punto emissivo non significativo posto sul tetto del cabinato. Sarà inoltre presente uno sfiato di emergenza sul tetto del cabinato contenente il sistema di elettrolisi; il quale permetterà la fuoriuscita di idrogeno in caso di anomalia rilevata dal sistema automatizzato PLC.

Non sono presenti materiali polverulenti in grado di generare emissioni diffuse.

7.2. Emissioni in acqua

Il progetto non prevede scarichi idrici ad eccezione degli scarichi degli impianti civili provenienti dai servizi dell'HUB di ricerca, i quali saranno convogliati ad una vasca IMHOFF a dispersione collocata all'esterno dell'edificio. Il sistema previsto per lo smaltimento delle acque nere proveniente dall'HUB di ricerca prevede un processo di subirrigazione. Il liquame chiarificato proveniente dalle vasche Imhoff perviene attraverso un pozzetto di cacciata alla rete di sub-irrigazione.

Si ricorda inoltre che sarà presente un impianto ad osmosi per il trattamento dell'acqua in ingresso all'impianto di elettrolizzazione, impianto che produrrà un flusso di acqua di scarto di 128 lt/h. Tale acqua sarà accumulata in un serbatoio da 5m³ posto esternamente al cabinato di elettrolisi. L'acqua accumulata sarà destinata a scopi irrigui o al lavaggio dei pannelli fotovoltaici.

Si stima, da dati di letteratura, un quantitativo di circa 1 litro di acqua per il lavaggio di ogni pannello. Dato il numero totale di pannelli la quantità necessaria al lavaggio sarà di 15 m³ totali.

Considerando due interventi di lavaggio annuali, si prevede l'utilizzo di 30 m³ di acqua destinata al lavaggio dei pannelli, derivante dall'accumulo di acqua di scarto osmotizzata.

Una delle caratteristiche dell'acqua di scarto dell'osmosi è che durante il processo di depurazione non peggiora la sua qualità. Ciò perché nell'osmosi inversa non si usano prodotti chimici, in modo che ciò che ritorna nell'ambiente è composto soltanto da ciò che lo costituiva.

Per tale motivo, è possibile riutilizzare tale acqua in loco per assolvere alle diverse attività sopradescritte (irrigazione, lavaggio pannelli) poiché non conterrà alcuna tipologia di inquinante.

7.3. Emissioni sonore

Allo scopo di valutare il clima acustico previsto a seguito della realizzazione del progetto è stata redatta una specifica Valutazione previsionale di impatto acustico, che è stata allegata alla Valutazione di Impatto Ambientale. Nella Valutazione di Impatto Acustico è stato verificato l'impatto acustico in forma previsionale generato dalle emissioni sonore a seguito della realizzazione del progetto. I livelli di rumore rilevati e calcolati sono stati confrontati con i limiti previsti dalle norme

vigenti ed in particolare il DPCM 14/11/97 ed il Piano Comunale di Classificazione Acustica del Comune di San Giovanni in Persiceto.

La campagna di misure è stata eseguita nel giorno 9 Giugno 2021 dai tecnici specializzati di ambiente s.p.a. Ing. Marco Angeloni e Ing. Giulia Bernardini, seguendo le Linee Guida e il DM 16/03/98. Tutte le misure sono state eseguite sia nel periodo diurno, dalle ore 6:00 alle ore 22:00, sia nel periodo notturno, dalle ore 22:00 alle ore 6:00.

La campagna di misure del giorno 9 Giugno 2021 si è articolata in:

- n° 4 (quattro) misure di breve durata (25/30 minuti) in periodo diurno (06:00 – 22:00) in corrispondenza dei ricettori maggiormente esposti al fine di valutare i livelli di rumorosità residua nell'area allo stato attuale nella condizione di impianto non ancora esistente;
- n° 4 (quattro) misure di breve durata (15 minuti) in periodo notturno (22:00 – 06:00) in corrispondenza dei ricettori maggiormente esposti al fine di valutare i livelli di rumorosità residua nell'area allo stato attuale nella condizione di impianto non ancora esistente.

Alla luce delle valutazioni effettuate, come riportate nell'elaborato "*valutazione previsionale di impatto acustico*", dai confronti con i limiti di legge previsti dal DPCM 14/11/97 e dal Piano di Classificazione Acustica del Comune di San Giovanni in Persiceto, in sintesi risulta:

- il rispetto dei limiti di emissione per entrambi i periodi diurno e notturno;
- il rispetto dei limiti assoluti di immissione per entrambi i periodi diurno e notturno;
- la verifica del criterio differenziale in entrambi i periodi diurno e notturno.

7.4. Rifiuti

Il progetto non prevede la produzione di rifiuti associati al processo produttivo. Gli unici rifiuti che verranno prodotti saranno relativi alle attività di manutenzione delle macchine e apparecchiature presenti, quindi non quantificabili in fase di progetto.

I rifiuti prodotti verranno inviati ad impianti terzi autorizzati per il trattamento di recupero e/o smaltimento, secondo quanto definito dalla normativa vigente.

8. SISTEMI DI CONTENIMENTO/ABBATTIMENTO

8.1. Emissioni in atmosfera ed in acqua

Nessuno sistema di contenimento/abbattimento necessario.

8.2. Emissioni al suolo

Nessuno sistema di contenimento/abbattimento necessario.

8.3. Bonifiche

Il presente progetto non prevede la realizzazione di opere di bonifica del sito.

8.4. Impianti a rischio di incidente rilevante

Il D.Lgs 105/2015, recepimento della Direttiva Europea 2012/18/CE, prevede specifici adempimenti in base alla tipologia ed alla qualità di sostanze e miscele pericolose presenti all'interno di uno stabilimento. In particolare, un dato stabilimento risulta soggetto agli obblighi disposti dal D.Lgs 105/2015 qualora al suo interno siano stoccate sostanze pericolose in quantità superiori ai limiti fissati nell'allegato 1 del Decreto stesso. In relazione all'impianto in oggetto, l'idrogeno è classificato come sostanza pericolosa specifica rientrante nella categoria di quelle elencate nella parte 2 dell'allegato 1 del suddetto decreto. La quantità di sostanza stoccata risulta però notevolmente inferiore al limite di 5 tonnellate espresso nella colonna 2 della parte 2 dell'allegato 1 del D.Lgs 105/2015. Poiché non si prevedono quantità tali da superare i limiti previsti da tale Decreto, questo aspetto non è ritenuto applicabile al presente progetto.

9. VALUTAZIONE INTEGRATA DELL'INQUINAMENTO, DEI CONSUMI ENERGETICI ED INTERVENTI DI RIDUZIONE INTEGRATA

Nel presente paragrafo si riporta la valutazione complessiva dell'inquinamento ambientale che potrebbe essere provocato dall'impianto di produzione di idrogeno in relazione alle componenti ambientali precedentemente analizzate.

Si andranno quindi ad analizzare i possibili impatti dell'impianto sull'ambiente e il territorio in cui andrà ad inserirsi, oltre alle tecnologie utilizzate per prevenire l'impatto globale delle emissioni.

L'analisi congiunta del quadro progettuale e di quello ambientale ha permesso di effettuare una stima qualitativa dei possibili impatti prodotti dal nuovo impianto sul sistema ambientale.

I principali fattori ambientali presi in considerazione per la stima degli impatti connessi al funzionamento dell'impianto sono:

- atmosfera e qualità dell'aria;
- acque;
- suolo e sottosuolo;
- flora, fauna ed ecosistemi;
- clima acustico;
- rifiuti;
- paesaggio;
- radiazioni ionizzanti e non ionizzanti;
- assetto socioeconomico.

La valutazione qualitativa degli impatti sulle componenti ambientali elencate è stata effettuata individuando le potenziali interferenze ed il livello di significatività.

Per ogni componente ambientale sono stati valutati gli impatti classificandoli in:

- Positivi, associati a miglioramenti delle condizioni ambientali;
- Negativi, associati ad un certo decadimento delle condizioni ambientali.

Contestualmente, tutti gli impatti sono stati ulteriormente suddivisi in:

- Non significativi, quando l'effetto non è percepito come modificazione della qualità dell'ambiente;
- Significativi, quando si considera alterata la qualità dell'ambiente.

9.1. Impatto sulla componente atmosfera

Come descritto nei paragrafi precedenti, il progetto nella sua interezza non presenta emissioni in atmosfera significative, che necessitano quindi di autorizzazione specifica.

In relazione all'impianto di produzione, stoccaggio e distribuzione di idrogeno, le emissioni ipotizzabili, solo in caso di anomalia, sono quelle correlate a dispersione di idrogeno dalle celle

elettrolitiche; tali emissioni eccezionali non prevedibili sono comunque scarsamente rilevanti da un punto di vista ambientale ma assolutamente gestite nella progettazione dell'impianto per le ricadute che possono avere da un punto di vista di sicurezza. Sono invece presenti in condizioni di normale funzionamento emissioni di ossigeno, altro prodotto dell'elettrolisi, che tuttavia non comporta impatti negativi per l'ambiente.

Gli effetti sul clima e sulla qualità dell'aria conseguenti alla riduzione delle emissioni di gas inquinanti e gas serra si potranno riscontrare sia nel breve – medio termine ma anche nel lungo periodo, soprattutto se progetti come quello oggetto di valutazione saranno inseriti in una strategia organica e diffusa di potenziamento delle fonti energetiche rinnovabili, come previsto dagli strumenti di pianificazione energetica. Si osserva, inoltre, la strategicità dell'impatto considerato: la stabilizzazione e la successiva riduzione dei gas serra e delle emissioni atmosferiche inquinanti è, infatti, obiettivo prioritario strategico comunitario, nazionale e regionale, da perseguire attraverso la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in luogo delle fonti fossili.

9.2. Impatto sulla componente ambiente idrico, suolo e sottosuolo

Consumi e scarichi idrici

Il progetto nella sua interezza prevede l'utilizzo di acqua essenzialmente per la produzione dell'acqua demineralizzata utilizzata nella fase di elettrolisi per la produzione di idrogeno.

I consumi e gli scarichi idrici associati all'Hub di ricerca sono quelli assimilabili alle acque domestiche e sono ritenuti, quindi, non significativi.

In relazione all'impianto di produzione, stoccaggio e distribuzione di idrogeno, si tiene a precisare che l'unico utilizzo di acqua, come già indicato, risulta essere ai fini della produzione di idrogeno; stante la necessità di impiegare per il processo acqua demineralizzata, risulta presente un impianto ad osmosi inversa in grado di produrre l'acqua demi per il processo; il concentrato di risulta sarà stoccato e riutilizzato in impianto.

Sia per le aree del sito che per l'impianto fotovoltaico si avranno utilizzi di acqua legati esclusivamente al lavaggio delle apparecchiature e dei piazzali; nello specifico, il lavaggio dei pannelli fotovoltaici, effettuato annualmente, risulta necessario per garantire una costante efficienza produttiva degli stessi. Occorre specificare che per il lavaggio dei pannelli è previsto l'utilizzo di acqua demineralizzata e senza alcun additivo chimico, con consumi idrici estremamente limitati.

L'impatto qui discusso, pur implicando il consumo di risorsa idrica, può essere considerato ragionevolmente trascurabile data la quantità di acqua stimata necessaria per la produzione di idrogeno.

Effetti sul reticolo idrografico superficiale e deflusso delle acque meteoriche

Per quanto riguarda la gestione del deflusso delle acque meteoriche si evidenzia che il sito di ubicazione dell'impianto in progetto non presenta, al riguardo, particolari problematiche. Anche in

previsione dei possibili limitati interventi di rimodellamento del suolo che potrebbero rendersi necessari per realizzare l'impianto non si modificherà in alcun modo l'idrologia dell'area, mantenendo il comparto oggetto d'intervento in piena efficienza idraulica.

I naturali recettori vicini all'area saranno così completamente conservati nella loro funzione naturale, potendo garantire condizioni di sicurezza per tutti gli impianti elettrici e le strutture.

Una volta analizzato lo stato di fatto delle direzioni di deflusso naturale delle acque di precipitazione, il livellamento e la regolarizzazione del terreno saranno realizzati avendo cura di rispettare i seguenti requisiti:

- minimizzare i lavori di movimento terra;
- mantenere inalterata la permeabilità del sito, nonché il deflusso delle acque di ruscellamento verso gli attuali recettori naturali, nel sostanziale rispetto delle condizioni di invarianza idrologica.

Per quanto riguarda la viabilità interna all'impianto, si ribadisce che essa sarà realizzata in modo da evitare impatti nella fase di dismissione e da mantenere inalterata la permeabilità. Non sono previste significative opere di sbancamento, anche in funzione del fatto che la zona di realizzazione HUB di ricerca e impianto produzione idrogeno sarà rialzato rispetto all'attuale piano di campagna.

Suolo e sottosuolo

L'area complessiva interessata dalla realizzazione dell'intero impianto (alla recinzione) è pari a circa 125000 m² totali suddivisi in due diversi lotti. La realizzazione dell'intervento comporta l'occupazione di suolo (qui inteso come risorsa), precludendo temporaneamente la possibilità di impiegarlo per altre destinazioni d'uso. Il progetto prevede la dismissione delle componenti di impianto quando non più funzionali e la restituzione dell'area ad uso agricolo.

Il progetto prevede di mantenere l'area a prato, a meno della sola viabilità di servizio interna che sarà comunque realizzata in modo da mantenere inalterata la permeabilità del terreno ed evitare impatti in fase di dismissione.

In fase di esercizio dell'impianto fotovoltaico non sono attesi impatti per la componente ambientale "Suolo e sottosuolo" stante l'assenza di potenziale contaminazione e uso di sostanze pericolose.

9.3. Impatto sulla componente rumore e vibrazioni

Gli effetti attesi in fase di esercizio legati alla componente rumore sono discussi nella "Valutazione Previsionale di Impatto Acustico", allegato alla documentazione di Progetto e redatto da tecnico competente in Acustica ambientale, al quale si rimanda per gli specifici approfondimenti.

Dall'analisi dei risultati ottenuti, si prevede allo stato futuro il pieno rispetto dei limiti assoluti di immissione in entrambi i periodi diurno e notturno presso i ricettori analizzati.

Inoltre, si osserva che la valutazione del differenziale è effettuata in termini cautelativi, in quanto nello studio è stato considerato il limite valutato sulla facciata esterna e non all'interno degli ambienti abitativi, come sarebbe richiesto dalla normativa.

Per quanto riguarda le apparecchiature annesse all'impianto di produzione dell'idrogeno, si avranno emissioni acustiche dovute prevalentemente ai compressori e agli elettrolizzatori stessi. Le apparecchiature critiche saranno comunque poste all'interno di strutture chiuse che contribuiranno alla mitigazione del rumore da esse prodotto.

È quindi possibile concludere che l'esercizio dell'impianto è compatibile dal punto di vista acustico e che non è necessario adottare particolari misure di mitigazione per cui l'impatto può essere ritenuto poco significativo.

9.4. Impatto sulla componente rifiuti

In fase di esercizio è occasionalmente possibile la produzione di rifiuti derivante dalle operazioni di manutenzione dell'impianto (es. sostituzione di componenti danneggiati o difettosi). La produzione di rifiuti sarà gestita secondo i disposti normativi vigenti al fine di garantire la minimizzazione dei potenziali impatti correlabili.

Anche il materiale di risulta derivante dalle operazioni di manutenzione del verde (sfalci, potature) sarà gestito secondo normativa vigente.

9.5. Impatto su flora, fauna ed ecosistema

Sulla base dei fattori di impatto propri dell'intero progetto, unico elemento di potenziale impatto sull'ecosistema può essere determinato dalla presenza di pannelli fotovoltaici che potrebbe teoricamente rappresentare un elemento di disturbo per l'avifauna presente nell'area in oggetto. Tale aspetto è stato considerato nello Studio di Impatto ambientale allegato al progetto.

Per quanto riguarda la produzione di idrogeno per elettrolisi non si ritengono significativi gli impatti sulla componente flora, fauna ed ecosistema.

Pur ribadendo che, in relazione alla tipologia dell'impianto in progetto ed alla sua collocazione, esso non rappresenti un elemento di rischio per l'avifauna, saranno in ogni caso acquisiti dati riferiti ad eventuali incidenti.

Inquinamento luminoso

L'eventuale posa in opera di sistemi d'illuminazione notturna dell'area per motivi di sicurezza può comportare l'insorgenza di fenomeni di inquinamento luminoso. Da un punto di vista generale l'inquinamento luminoso può essere definito come un'alterazione della quantità naturale di luce presente nell'ambiente notturno, dovuta ad immissione di luce artificiale prodotta da attività umane.

In questo caso viene posto rilievo al danno ambientale per la flora con l'alterazione del ciclo della fotosintesi clorofilliana, per la fauna, in particolar modo per le specie notturne, private dell'oscurità a loro necessaria, e per gli uccelli migratori, impediti a riconoscere le principali stelle e quindi destinati a perdere l'orientamento nel volo notturno.

Da un punto di vista tecnico può essere considerato inquinamento luminoso ogni forma di irradiazione di luce artificiale che si disperda al di fuori delle aree in cui essa è funzionalmente dedicata e, in particolar modo, se orientata al di sopra della linea dell'orizzonte (la luce che non colpisce gli oggetti da illuminare rimane inutilizzata).

A tale proposito occorre sottolineare che il contributo più rilevante all'inquinamento luminoso non è quello diretto verso la verticale, ma quello diretto a bassi angoli sopra la linea dell'orizzonte. L'inquinamento luminoso interessa, inoltre, anche aspetti di risparmio energetico, sia legati alla minor efficienza dell'illuminazione (porzione di luce dispersa) sia al consumo energetico richiesto dalle diverse tipologie di lampade.

L'impatto discusso, nel caso oggetto di studio, è scarsamente rilevante; infatti, il progetto in esame prevede la realizzazione di un impianto di illuminazione diversificato per aree funzionali. Il sistema sarà progettato in modo da garantire un idoneo livello di illuminamento ed un'alta qualità delle fonti luminose in tutte le aree limitando, tuttavia, l'impatto visivo dei corpi illuminanti.

I dispositivi di illuminazione esterna garantiranno quindi il rispetto delle disposizioni della L.R. n.19 del 29/09/2003, della D.G.R. n. 2263 del 29/12/2005 e della Determinazione del Direttore Generale Ambiente e Difesa del suolo e della Costa, n. 1409, nonché le normative tecniche UNI-ENI.

9.6. Impatto sul paesaggio e patrimonio storico culturale

Per intrusione visuale si intende l'impatto generato dall'opera ultimata sulle valenze estetiche del paesaggio, con riferimento alla possibile percezione degli elementi costituenti l'impianto da parte delle aree adiacenti. La valutazione del livello di intrusione visuale, che contiene inevitabilmente un certo livello di soggettività, deve far riferimento ad un'analisi paesaggistica del territorio che ne evidenzia gli elementi di sensibilità in modo il più possibile oggettivo (eventuali emergenze di interesse architettonico, monumenti naturali, boschi, panorami caratterizzati da particolare amenità, ecc.), descrivendo i probabili effetti dovuti alla realizzazione dell'opera in progetto. Una descrizione di dettaglio di questi aspetti è contenuta nella Relazione di approfondimento sugli aspetti paesaggistici, redatta a supporto della Valutazione di Impatto Ambientale, e da cui emerge la non significatività di tale impatto.

Si specifica inoltre che il progetto prevede la realizzazione di opere di mitigazione a verde che delimiteranno i confini del parco fotovoltaico e dell'impianto di produzione e distribuzione di idrogeno, al fine di schermare la presenza dell'intero impianto dall'esterno e minimizzarne l'impatto visivo.

9.7. Posizionamento dell'impianto rispetto all'applicazione delle Migliori Tecniche disponibili (BAT).

Le BAT (best available techniques o migliori tecniche disponibili) sono le tecniche operative finalizzate alla riduzione dei livelli emissivi e degli impatti già disponibili a livello industriale e considerate maggiormente efficienti, sostenibili ed avanzate. Le BAT fungono da riferimento per stabilire le condizioni di autorizzazione per le installazioni di cui al capo II della direttiva 2010/75/UE. Le autorità competenti, nell'ambito della produzione degli strumenti normativi e degli iter autorizzativi dovrebbero fissare valori limite di emissione tali da garantire che, in condizioni di esercizio normali, non si superino i livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili indicati nelle conclusioni sulle BAT.

Rispetto alle Migliori Tecniche Disponibili (BAT), l'impianto di produzione idrogeno non trova collocazione poiché non rientra nell'elenco delle attività pertinenti il settore chimico. Non è attualmente disponibile alcuna BAT di settore di riferimento.

Preme inoltre evidenziare come il progetto, nel suo complesso, prevede la produzione di energia elettrica dalla fonte rinnovabile solare, permettendo la produzione, in questo caso, di idrogeno verde senza l'impiego di energia elettrica prodotta da fonti convenzionali.

La generazione di energia elettrica per via fotovoltaica presenta, infatti, l'indiscutibile vantaggio ambientale di non immettere in atmosfera sostanze inquinanti quali polveri, ossidi di azoto, ossidi di zolfo, componenti di idrocarburi incombusti volatili (VOC), calore, come invece accade nel caso in cui la stessa energia elettrica sia generata mediante l'esercizio di tradizionali impianti termoelettrici.

L'esercizio dell'impianto in progetto non solo, quindi, non determinerà alcun peggioramento, rispetto alla situazione in essere, dello stato di qualità dell'aria, ma produrrà considerevoli benefici perché permetterà lo sviluppo di nuove tecnologie per la produzione e immagazzinamento di energia verde consentendo così la futura significativa diminuzione sia delle emissioni climalteranti che di quelle inquinanti associate alla produzione dell'energia elettrica da fonti tradizionali.

A seguito della richiesta di integrazioni pervenuta a seguito della conferenza dei Servizi è stato descritto il posizionamento dell'impianto rispetto alle seguenti BAT:

- Reference Document on Best Available Techniques for Energy Efficiency (2009);
- Common Waste Water and Waste Gas Treatment/Management Systems in the Chemical Sector (CWW) (2016);
- Production of Speciality Inorganic Chemicals (SIC) (2007) - capitolo 5.

10. PIANO DI CONTROLLO DELL'IMPIANTO

10.1. Sistema di monitoraggio delle emissioni

Le emissioni prodotte dall'impianto saranno monitorate così come riportato nel Piano di Controllo allegato alla presente Relazione. Come esplicitato in precedenza il presente impianto non prevede la presenza di emissioni in atmosfera di tipo significativo. L'unica emissione prevista è quella dell'ossigeno come prodotto della reazione di elettrolisi dell'acqua. Il punto emissivo proveniente dall'impianto di produzione di idrogeno è identificato con la denominazione E1.

Si rimanda al piano di controllo succitato per ulteriori dettagli.

10.2. Piano di dismissione e ripristino

Esistono numerosi riferimenti di letteratura che evidenziano come lo smaltimento dell'impianto fotovoltaico a fine vita utile non rappresenti assolutamente un'operazione problematica e consenta un riuso quasi completo dei materiali e delle diverse componenti. I moduli fotovoltaici sono infatti costituiti prevalentemente da celle in silicio cristallino ad elevata purezza, per il quale esiste un mercato caratterizzato da crescente richiesta. Il tema dell'ottimizzazione delle fasi di recupero delle stesse celle risulta peraltro essere particolarmente vivo.

Lo smaltimento degli altri materiali segue invece le normali fasi di lavorazione che caratterizzano la demolizione controllata delle opere civili: durante lo smantellamento dell'impianto, effettuate la disinstallazione delle unità produttive, si procederà al disaccoppiamento delle diverse componenti (moduli, strutture di sostegno, cabine, etc), selezionando i componenti riutilizzabili da quelli riciclabili e da quelli da rottamare, che saranno trattati secondo le normative vigenti.

Complessivamente si possono riassumere i seguenti dati identificativi dell'intervento di dismissione:

- Vita utile di impianto: 25 anni (possibile anche 30 anni);
- Modalità di dismissione dell'impianto:
 - 1) disinstallazione di ognuna delle unità produttive;
 - 2) disaccoppiamento delle diverse componenti di impianto (moduli, strutture di sostegno, cabine, etc);
 - 3) demolizione degli edifici civili che saranno eventualmente realizzati in opera (e.g. cabine di consegna);
 - 4) selezione dei componenti riutilizzabili, quelli riciclabili e quelli da rottamare che saranno trattati secondo le normative vigenti;
 - 5) riciclo o smaltimento dei sistemi di comando in conformità alle normative sui rottami di apparecchi elettrici.

Attività di ripristino dei luoghi nel rispetto della vocazione propria del territorio:

- 1) integrale ripristino del sito nelle sue condizioni ante operam;
- 2) risistemazione del terreno in prossimità delle porzioni di suolo interessate dagli elementi di fondazione;
- 3) piantumazione eventuale di essenze arboree autoctone lungo il perimetro dello stesso sito, con relativa valorizzazione ambientale del terreno;
- 4) adozione di tecniche di ingegneria naturalistica, sempre preferendo l'utilizzo di specie vegetali autoctone.

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1.	Pratopasacolo Sant'Alberto	8
Figura 2.	Distributore Idrogeno – Capo d'Orlando (ME).....	9
Figura 3.	Localizzazione area impianto (fonte: Google Earth)	12
Figura 4.	Ubicazione dell'area di impianto e delle opere di connessione.....	13
Figura 5.	Ubicazione del sito produttivo (fonte: Google Earth)	14
Figura 6.	Opere di connessione su planimetria catastale	15
Figura 7.	Proiezione dello scenario SEN al 2050	34
Figura 8.	Quota FER – proiezione scenario SEN al 2050	35
Figura 9.	Zonizzazione regionale (DLgs 155/2010 e DGR 2001/2011).....	41
Figura 10.	Lay out generale intervento	46
Figura 11.	Schema funzionale dell'impianto	48
Figura 12.	Ortofoto: area dell'intero intervento	49
Figura 13.	Individuazione della posizione della struttura	50
Figura 14.	Pianta architettonica	51
Figura 19.	Schema di una cella elettrolitica	65
Figura 20.	Ortofoto: ubicazione impianto produzione idrogeno (rettangolo rosso) ..	66
Figura 21.	Dati tecnici del generatore di Idrogeno "Elettrolizzatore Mercury G128 "	69
Figura 22.	Caratteristiche tecniche impianto osmosi.....	73
Figura 23.	Configurazione tipica del container "compressione"(immagine esemplificativa)	75
Figura 24.	Esempio sistema di compressione (immagine esemplificativa)	76
Figura 25.	Esempio compressore booster a pistoncini idraulico per H2 (immagine esemplificativa)	76
Figura 26.	Esempio cabinato per sistema di compressione (immagine esemplificativa)	

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1.	Identificazione della società	7
Tabella 2.	Visure catastali appezzamento	14
Tabella 3.	Principali risultati dello scenario SEN	33
Tabella 4.	Zonizzazione per la Città Metropolitana di Bologna DGR 27/12/2011	42
Tabella 5.	Estratto Stato chimico Anno 2019 e superamenti Standard di qualità Tab 1/A DM 260/10 e Tab 1/A D.LGS.172/2015	44
Tabella 6.	Stima dei consumi energetici	81
Tabella 7.	Stima della produzione energetica	Errore. Il segnalibro non è definito.
Tabella 8.	Materie prime e stima dei consumi ...	Errore. Il segnalibro non è definito.
Tabella 9.	Materie prime e stima dei consumi ...	Errore. Il segnalibro non è definito.