



REGIONE PUGLIA

Comune di Ascoli Satriano (FG)



**PIATTAFORMA PER LA TRANSIZIONE ENERGETICA CON PRODUZIONE DI IDROGENO VERDE TRAMITE POWER TO GAS (PTG) DA FONTE RINNOVABILE SOLARE AGROVOLTAICO, SISTEMA DI ACCUMULO (BESS) E RETE DI CONNESSIONE ALLA STAZIONE ELETTRICA AT DI DELICETO PER UNA POTENZA COMPLESSIVA DI 115 MW
LOCALITA CAPO D'ACQUA - ASCOLI SATRIANO (FG)**

OGGETTO
DELL'ELABORATO

RELAZIONE TECNICA GENERALE

CODICE GENERALE
ELABORATO

CODICE
OPERA

STATO

data

AREA
PROGETTO

N°
ELABORATO

VERSIONE

EDIS-RT_GEN

Definitivo

NOV22

PTO

RT GEN 01

0

IDENTIFICAZIONE FILE: EDIS-RT_GEN.doc

versione

data

Oggetto

0

10/11/2022

1° emissione

1

10/02/2024

2° emissione

2

REDATTO:

Arch. Giuseppe Perfetto - Studio Solardesign

Via Rivarolo - Beltrama, 50 - 10040 Lombardore (TO)

Ordine Architetti della Provincia di Torino n. 5437 - PI 08360730017

Tel ++39 339 4030592 - PEC g.perfetto@architettitorinopec.it



PROPONENTE:

EDIS S.r.l.

Corso Nino Bixio n. 8 - ALBA (CN) Tel. 0173 441155 - Fax 0173 441104

www.egea.it - posta certificata: edis@pec.egea.it

Partita IVA/CF: 03491720045



Relazione Tecnica Generale

PIATTAFORMA PER LA TRANSIZIONE ENERGETICA CON
PRODUZIONE DI IDROGENO VERDE TRAMITE POWER TO GAS
(PTG) DA FONTE RINNOVABILE SOLARE AGRO-VOLTAICA E
SISTEMA DI ACCUMULO (BESS) E RETE DI CONNESSIONE ALLA
STAZIONE ELETTRICA AT DI DELICETO PER UNA POTENZA
COMPLESSIVA DI 115 MW

LOCALITA CAPO D'ACQUA - ASCOLI SATRIANO (FG)



Sommario

1	Introduzione	7
1.1.1	Best Available Technologies	8
1.2	Descrizione Generale dell'intervento	10
1.2.1	Piattaforma per la transizione energetica nel Comune di Ascoli Satriano-. Introduzione alla Tassonomia Europea	10
1.2.2	Sostenibilità ambientale e contesto pugliese	19
1.2.3	La rete SNAM	20
1.2.4	Settore siderurgico	25
1.2.5	Settore petrolchimico	28
1.2.6	Settore dei trasporti	29
1.2.7	Autorizzazione dell'impianto "Power to Gas" di elettrolisi ed agevolazioni	32
1.3	Definizioni	37
1.4	Dati generali proponente	38
1.5	Riferimenti normativi	39
1.5.1	Derivazioni di acque sotterranee e superficiali	39
1.5.2	Riferimenti Usi Civici	40
1.5.3	Riferimenti Normativi Piani e Programmi - Impianti di Generazione	41
1.5.4	Riferimenti Normativi Parte Agronomica	42
1.5.5	Riferimenti Normativi produzione Idrogeno	43
2	Quadro Programmatico	45
2.1	Piani e Programmi Energetico-Ambientali e Comunità Energetiche	45
2.2	Inquadramento geografico	54
2.2.1	Morfologia	55
2.2.2	Pericolosità Sismica	56
2.2.3	Idrografia	58
2.3	Inquadramento urbanistico	60
2.4	Dati Catastali	60
2.5	Inquadramento del Piano Urbanistico Generale (PUG)	60
2.6	Inquadramento vincolistico	64
2.6.1	Aree Naturali Protette	64
2.6.2	Aree importanti per l'avifauna e principali siti di interesse	66

2.6.3	Vincoli Paesaggistici	68
2.6.4	Vincoli Idrogeologici	77
2.6.5	Pericolosità idraulica	77
2.6.6	Beni Culturali	79
2.6.7	Valutazione fenomeno di Abbagliamento (ENAC-LG-2022/002)	84
3	Quadro Progettuale	85
3.1	Criteri generali di progettazione	85
3.2	Caratterizzazione dell'intervento	87
3.3	Agrovoltaico: attinenza alle LINEE GUIDA NAZIONALI	88
3.3.1	Caratteristiche generali dei sistemi agrovoltaici	89
3.3.2	Definizioni	90
3.3.3	Requisiti nuove linee guida	90
3.3.3.1	REQUISITO A: l'impianto rientra nella definizione di "agrivoltaico"	91
3.3.3.2	REQUISITO B: Il sistema agrivoltaico è esercito, nel corso della vita tecnica dell'impianto, in maniera da garantire la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli	92
3.3.3.3	REQUISITO C: l'impianto agrivoltaico adotta soluzioni integrate innovative con moduli elevati da terra	94
3.3.3.4	REQUISITI D ed E: i sistemi di monitoraggio	94
3.3.3.5	ULTERIORI REQUISITI E CARATTERISTICHE PREMIALI DEI SISTEMI AGRIVOLTAICI	96
3.3.4	Analisi dei costi di investimento per l'impianto agrivoltaico	99
3.3.5	Bibliografia	99
3.4	Cronoprogramma	101
3.5	Ricadute economiche ed occupazionali	102
3.6	Impianto Fotovoltaico	104
3.6.1	Descrizione generale del progetto	105
3.6.2	Riferimenti normativi	105
3.6.3	Dati generali impianto	106
3.6.4	Sito di installazione	106
3.6.5	Descrizione generale dell'impianto	107
3.6.6	Irraggiamento, dimensionamento e producibilità	108
3.6.7	Moduli fotovoltaici	110
3.6.8	Gruppo di conversione	111
3.6.9	Strutture di supporto	112
3.6.10	Normativa di riferimento	114
3.6.11	Sistema di controllo	115
3.6.12	Viabilità di accesso e di servizio, viabilità provvisoria (interventi)	116
3.6.13	Cabine e Quadri elettrici	116
3.6.14	Cavi elettrici e cavidotti	118

3.6.15	Sistema di Controllo e monitoraggio	121
3.6.16	Opere di completamento	122
3.6.17	Impianto di rete di connessione alla Stazione Elettrica AT Terna	123
3.6.18	Connessione MT in sottostazione elettrica AT	123
3.6.19	Piano di dismissione degli impianti e di ripristino, reinserimento e recupero	124
3.7	L'Agro-fotovoltaico: Sviluppo e valorizzazione agricola di un'area dotata di impianto fotovoltaico ad Ascoli Satriano (Foggia)	126
3.7.1	Premessa	126
3.7.2	Proposta	126
3.7.3	Agrioltaico: attinenza con le Linee Guida nazionali.	126
3.7.4	Proposta.	130
3.7.5	I paesaggi rurali.	131
3.7.6	Specie ad uso agricolo adottate nel progetto e gestione 4.0.	137
3.7.7	Riferimenti bibliografici	139
3.8	Impianto Storage	140
3.8.1	Descrizione della tecnologia	141
3.8.2	Riferimenti normativi	141
3.8.3	Dati generali impianto	141
3.8.4	Sito di installazione	142
3.8.5	Descrizione dell'impianto	142
3.8.6	Dispositivi	143
3.8.7	Strutture di Fondazione	148
3.8.8	Viabilità di accesso e di servizio	148
3.8.9	Piano di dismissione degli impianti e di ripristino, reinserimento e recupero	148
3.9	Impianto di Power to Gas	149
3.9.1	Introduzione	149
3.9.2	Definizioni	149
3.9.3	Riferimenti normativi	150
3.9.4	IDROGENO: ASPETTI TECNICI	152
3.9.5	Dati generali impianto	154
3.9.6	Sito di installazione	154
3.9.7	Descrizione dell'impianto	154
3.9.8	Dispositivi	156
3.9.9	Strutture di Fondazione	159
3.9.10	Viabilità di accesso e di servizio	160
3.9.11	Piano di dismissione degli impianti e di ripristino, reinserimento e recupero	161

Gruppo di lavoro	PIATTAFORMA PER LA TRANSIZIONE ENERGETICA ASCOLI SATRIANO
Nome e cognome	Ruolo nel gruppo di lavoro
Ing. Marco Cerchio	CEO EDIS Srl - Direzione Tecnica
Ing. Luca Riva	EDIS - Project Office - Coordinamento tecnico
Dott. Pietro Caselli	EDIS - Project Office - Coordinamento economico finanziario
Dott. Michele Chieffi	General Contractor Sviluppo - Coordinamento progetto di Sviluppo
Per. Ind. Alessandro Continanza	Progettazione Elettrica
Studio Projema	Coordinamento Progettazione Connessione RTN
Ing. Francesco Paolo Lamacchia	Progettazione Civile e Geotecnica
Arch. Giuseppe Perfetto - Studio Solardesign	Coordinamento SIA
Prof.ssa Guglielmina Mutani - DENERG	Prof. Area Pianificazione - Politecnico di Torino
Teresa Spallone - Tesista	Tesista Area Pianificazione - Politecnico di Torino
Ing. Silvio Galtieri	Acustico
Ing. Maria Di Modugno	Ingegneria Idraulica ed Ambientale
Arch. Giuseppe Perfetto	Esperto Pianificazione Energetico-Ambientale
Dott. Geologo Pietro Pepe – Studio APOGEO	Geologo - Indagini Geotecniche
Prof Giuseppe Ferrara	Agronomo - Università di Bari
Prof Maurizio Boselli	Agronomo - Università di Verona
Ing. Francesco Paolo Lamacchia	Ingegneria Strutturale e Civile
Alessandro Continanza – Studio Projema	Ingegneria Elettrica
Alessandro Continanza - Studio Projema	Progetto di Connessione alla R.T.N.
Studio APOGEO	Rilievo topografico
Angelo Ippolito	Imprenditore Agricolo

1 Introduzione

L'Italia è particolarmente vulnerabile ai cambiamenti climatici e, in particolare, all'incremento delle ondate di calore e delle siccità. Le zone costiere, i delta e le pianure alluvionali risentono degli effetti legati all'incremento del livello del mare e delle precipitazioni intense. Secondo le stime dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (Ispra), nel 2017 il 12,6 per cento della popolazione viveva in aree classificate ad elevata pericolosità di frana o soggette ad alluvioni, con un complessivo peggioramento rispetto al 2015. Dopo una forte discesa tra il 2008 e il 2014, le emissioni pro capite di gas climalteranti in Italia, espresse in tonnellate equivalenti, sono rimaste sostanzialmente inalterate nel 2019. Tutto ciò si somma inevitabilmente ad una sostanziale debolezza economica, sociale e politica, alla crisi pandemica, di approvvigionamento energetico e non ultime alle vicende belliche.

L'Unione Europea ha dapprima avviato il **Next Generation EU (NGEU)** ovvero un programma di portata e ambizione inedite, che prevede investimenti e riforme per accelerare la transizione ecologica e digitale; migliorare la formazione delle lavoratrici e dei lavoratori e conseguire una maggiore equità di genere, territoriale e generazionale.

Per combattere efficacemente il cambiamento climatico e l'approvvigionamento si rende necessaria quindi una transizione energetica avanzata e concertata con le autorità a diversi livelli allo scopo di attuare obiettivi e politiche in materia di energia rinnovabile.

Questo progetto mira a creare un distretto energetico in Puglia composto da un impianto Agrovoltaiico su scala industriale da 90 MWp, un componente di accumulo di batterie da 50 MWh, un'unità di produzione di idrogeno da 20 MWe il tutto coadiuvato dall'integrazione dell'attività agricola già presente in situ.

Oltre all'impianto fotovoltaico, all'attività agricola e uno storage di energia elettrica il progetto prevede un investimento strategicamente programmato in una componente di produzione di idrogeno verde da poter esportare utilizzando linee esistenti per le quali vengono previste scelte strategiche da parte dei maggiori produttori e distributori nazionali.

Mentre nell'attuale quadro legislativo è difficile creare un progetto della portata e della unicità che si propone, questo investimento di 75 milioni di euro ha il potenziale per rendere la Puglia un centro di competenza unico nelle tecnologie energetiche innovative, consentendo alla regione di diventare un vero pioniere nella transizione energetica globale.

Con la domanda globale di energia che dovrebbe crescere di oltre il 25% tra il 2018 e il 2040, è chiaro che l'energia rimarrà un argomento chiave in molte agende aziendali e politiche negli anni a venire. Allo stesso tempo tendenze come la decarbonizzazione, la rapida diffusione delle energie rinnovabili, la digitalizzazione e l'elettrificazione delle nostre società stanno guidando una transizione verso un settore energetico "più verde". In questo panorama energetico in evoluzione, l'elettricità dovrebbe svolgere un ruolo sempre più importante a causa della sua versatilità. Nonostante i progressi siano attualmente più lenti del previsto, si prevede che la quota delle fonti di energia rinnovabile (FER) nel mix energetico e in particolare del solare fotovoltaico (FV) aumenterà in modo significativo entro il 2050 per alimentare questo cambiamento.

Per facilitare questa transizione energetica, la Commissione Europea ha progettato una Strategia Energetica al 2050 dedicata; inoltre l'UE ha fissato obiettivi specifici e vincolanti nel suo pacchetto energia pulita, da raggiungere entro il 2030:

- 32% del mix energetico da fornire da fonti rinnovabili (previsto al rialzo ad almeno il 50% ed oltre).
- Raggiungere un'efficienza energetica del 32,5% rispetto a uno scenario di business as usual.
- Ridurre le emissioni di gas serra di oltre il 40% (rispetto ai livelli del 1990).

L'Italia ha tradotto questi obiettivi nel **Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC)**. Il Piano prevede un obiettivo di capacità installata fotovoltaica di 50 GW entro il 2030 (rispetto a 20 GW di capacità installata nel 2018). Inoltre, è stato fissato un obiettivo specifico per la produzione di energia elettrica da fotovoltaico in 74,5 TWh, rispetto ai 24,4 TWh del 2017. Tali obiettivi preliminari sono da raggiungere sia attraverso il revamping e il repowering degli impianti esistenti, sia attraverso la realizzazione di nuovi. Dati gli obiettivi ambiziosi, le tempistiche e la domanda di elettricità prevista non lascia dubbi che sia necessaria una crescita rapida e significativa della capacità fotovoltaica. Osservando il panorama attuale, si presentano tre opzioni di localizzazione:

- Tetti industriali e residenziali
- Sviluppi su siti marginali, aree industriali dismesse o da bonificare
- Terreni agricoli non o sottoutilizzati

Le valutazioni iniziali effettuate nell'ambito della ricerca PNIEC concludono che le sole superfici dei tetti non saranno sufficienti per raggiungere gli obiettivi stabiliti, mentre l'ordine di grandezza delle superfici agricole da destinare al fotovoltaico / agrovoltaiico per raggiungere gli obiettivi è dell'1% della superficie agricola totale¹ (Energy Strategy Polimi su elaborazioni di Elettricità Futura). Inoltre, a causa della mancanza di misure di sostegno e di un'ubicazione spesso sfavorevole (ad esempio vicino a corsi d'acqua o su pendii collinari o ancora su terreni industriali ad elevato costo, ancorché dismessi), gli sviluppi di aree dismesse sono, in molti casi, attualmente considerati antieconomici o non fattibili. Di conseguenza, devono essere valutate soluzioni al di fuori di tetti e aree dismesse. Per raggiungere questi ambiziosi obiettivi, probabilmente rivisti al rialzo, in riferimento alla crisi militare ed economica che segue gli avvenimenti bellici degli ultimi mesi sarà necessario un uso ecosostenibile (coinvolgendo le comunità locali) di una piccola parte di terreni agricoli incolti o sottoutilizzati (purché con caratteristiche sufficienti per la produzione agronomica). Relativamente alle categorie sopra riportate il progetto si inquadra nella terza categoria con l'accortezza di integrare l'attività agricola alla produzione da fonte rinnovabile e produzione del vettore Idrogeno in modo da rendere davvero ecosostenibile l'intero ciclo a beneficio della riduzione delle emissioni, della produzione locale e delle ricadute socio-economiche sul territorio.

E' da rimarcare il fatto che per realizzare una proficua integrazione della produzione energetica e della produzione agronomica i terreni prescelti devono avere caratteristiche sufficienti per entrambe. In altre parole, non è fattibile la realizzazione di un impianto agrovoltaiico su un terreno dove risulterebbe già molto difficoltosa la realizzazione di una coltivazione di tipo ordinario (ad esempio per mancanza di acqua, per inquinamento o per caratteristiche del terreno o del clima non idonee, etc).

1.1.1 Best Available Technologies

Le tecnologie per la produzione di energia, in particolar modo l'energia elettrica, per le sue peculiarità relative alla possibilità di trasformazione pressoché illimitata, sono da sempre oggetto di dibattito e prese di posizione per quel che riguarda il vettore energetico utilizzato per la sua produzione.

L'evoluzione tecnologica degli ultimi due decenni consente di affermare che, in assenza di fonti di approvvigionamento rinnovabili realmente efficienti e di alto potenziale quali ad esempio la fusione nucleare o il geotermico ad alta temperatura di prossimità, tra le fonti ad oggi conosciute ed utilizzate solo l'energia solare e l'energia eolica certificano una riduzione documentata dei costi unitari.

¹ <https://www.energystrategy.it/prossimi-eventi/renwable-energy-report-2022/>

L'immagine che segue del "World Nuclear Report" - riporta dati aggiornati al 2020. Oggi, con il costo del gas naturale aumentato di un fattore di circa 10 andrebbe aggiornato al rialzo. Ad ogni modo le rinnovabili battono tutto il resto in termini di costi e sostenibilità del processo di produzione.

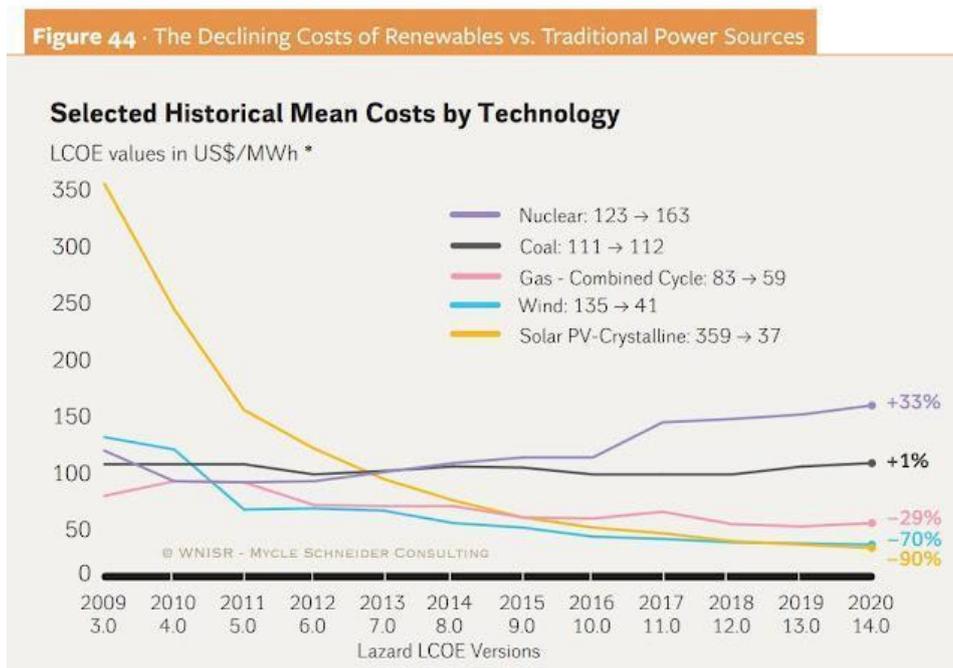


Fig. 1.1 – Il costo in declino delle rinnovabili contro le fonti fossili tradizionali; (Image from "World Nuclear Report" (data for gas are not updated to account for the recent price increases²))

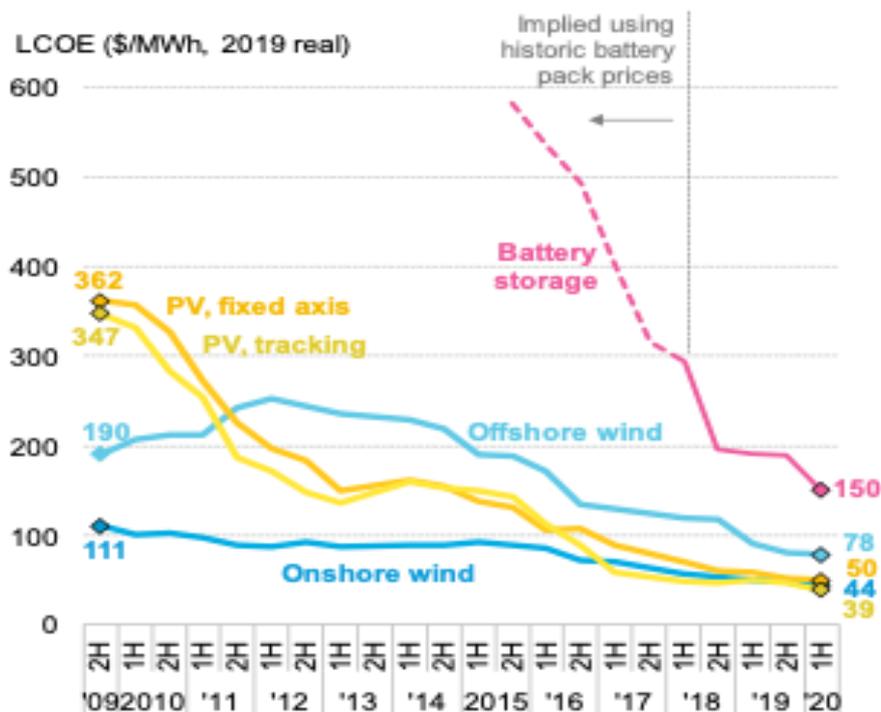


Fig. 1.2 - LCOE (Levelized Cost of Energy); Fonte: BloombergNEF. Nota: il benchmark globale è una media ponderata per paese che utilizza le ultime aggiunte annuali di capacità. L'LCOE di sistemi di Storage (accumuli elettrochimici) riflette i progetti su scala industriale con una durata di quattro ore ed include i costi di ricarica.

² <https://thesunflowerparadigm.blogspot.com/2022/08/space-fusion-power-energy-too-cheap-to.html>

1.2 Descrizione Generale dell'intervento

L'intervento oggetto della presente istanza di valutazione della compatibilità ambientale prevede la realizzazione di una **piattaforma dedicata alla produzione di idrogeno verde mediante elettrolisi alimentata da energia elettrica da fonte solare fotovoltaica, sistema di accumulo elettrico e tecnologie e tecniche agro voltaiche** per l'integrazione di attività energetiche ed agronomiche nel Comune di Ascoli Satriano (FG).

Si tratta di un progetto fortemente innovativo (tra i primi in Italia e nel mondo ad includere le diverse soluzioni tecnologiche, agrovoltaico, power to gas, accumuli), consistente nella realizzazione di tecnologie e tecniche innovative per la produzione combinata e sinergica di beni alimentari, energia da fonte rinnovabile e produzione diretta di vettori energetici a bassissimo impatto ambientale, ovvero idrogeno da elettrolisi. Per le sue intrinseche caratteristiche, la piattaforma sarà idonea ad erogare essenziali servizi di stabilizzazione della rete nazionale Terna. Il progetto è altresì corredato dall'esecuzione di interventi di sistemazione dell'area finalizzati principalmente alla integrazione di attività agricole e all'esercizio del suddetto parco.

Il progetto fa parte della strategia di pianificazione energetica volta ad alimentare la Rete Nazionale Italiana mediante impianti di generazione da fonte rinnovabile elettrica e produzione di un vettore pulito quale l'Idrogeno.

La proposta risulta in linea con le principali politiche ed i principali programmi energetico-ambientali definiti a livello comunitario e nazionale così come con i principali programmi e piani settoriali a livello regionale e locale.

Va rilevato a tal proposito che la verifica di coerenza e corrispondenza con gli obiettivi e le indicazioni ai vari livelli legislativi e pianificatori ha costituito parte integrante ed imprescindibile della metodologia stessa seguita per la redazione del progetto.

1.2.1 Piattaforma per la transizione energetica nel Comune di Ascoli Satriano- Introduzione alla Tassonomia Europea

I cambiamenti climatici ed il degrado ambientale sono una minaccia enorme per l'Europa e per il mondo intero. Anzi, per essere più precisi, non è corretto parlare di cambiamenti climatici ma di global warming, perché la stessa parola "cambiamento" è neutra, non ha connotati né positivi né negativi, e non è in grado di rappresentare l'attuale stato di emergenza ed i rischi attuali e futuri in caso di inazione. La Comunità scientifica globale ci ha ampiamente avvisato, con centinaia di pubblicazioni scientifiche di alto livello e modelli di simulazione sempre più raffinati, che descrivono scenari molto preoccupanti se non catastrofici³.

Non secondario è il tema della sicurezza degli approvvigionamenti energetici, la cui impostazione attuale, ancora fortemente legata all'industria fossile, è nuovamente entrata in crisi a causa di una serie di fattori concomitanti (solo per citare i più evidenti: la speculazione finanziaria, il conflitto tra Russia ed Ucraina con l'utilizzo delle forniture energetiche come elemento di pressione politica, la crisi della produzione idroelettrica e termoelettrica / termoelettrica a causa delle scarse precipitazioni - con conseguente capacità non adeguata di raffreddare le centrali poste lungo i fiumi, la ripresa dei consumi post pandemia,...).

L'Europa, sotto l'impulso di una crescente presa di coscienza del fenomeno del global warming e del severo impatto sull'ambiente, la salute e l'economia, ambisce a diventare il riferimento mondiale della sostenibilità e a diventare il primo continente a impatto climatico zero (o carbon neutral). Questo percorso è coerente

³ <https://www.ipcc.ch/>

allo stesso tempo con una riduzione significativa della dipendenza dei propri settore economici dai combustibili fossili (in parte preponderante estratti in giacimenti ubicati al di fuori dai confini UE).

Questa traiettoria ambiziosa avrebbe quindi come ulteriore effetto utile quello di ridurre la “sensibilità” dell’economia europea della disponibilità e dal prezzo dei combustibili fossili importati e quindi da fattori geopolitici non sempre (o meglio quasi mai) sotto il diretto ed efficace controllo, come è stato ampiamente dimostrato in quest’ultimo periodo.

Prendendo poi in debita considerazione:

- la progressiva riduzione della disponibilità dei giacimenti fossili, almeno quelli maggiormente accessibili;
- il sicuro incremento dei costi estrattivi a causa della necessità di implementare tecnologie di estrazione sempre più evolute e costose⁴ per sfruttare nuovi giacimenti in acque profonde o siti remoti;
- l’implementazione di misure via via più rigide contro il global warming;

diventa chiaro almeno in termini qualitativi come una robusta e crescente quota di produzione da fonte rinnovabile (unitamente ad efficaci interventi di efficienza energetica) realizzata possibilmente all’interno dei confini comunitari deve essere posta come priorità strategica imprescindibile in ottica di medio lungo periodo.

A livello Globale, la stessa IEA (International Energy Agency) evidenzia nel suo ultimo rapporto, il World Energy Outlook 2022, come - sotto la propulsione dei driver ambientali e di mercato di cui sopra - stia divenendo sempre più consistente la prospettiva di realizzazione di scenari dove la produzione da fonte rinnovabile al 2050 prevalga rispetto alle altre fonti di produzione energetica⁵, con prospettive robuste di sviluppo già al 2030.

Secondo questo studio, le fonti energetiche a basso contenuto di carbonio (le rinnovabili ed il nucleare) sorpasseranno i combustibili fossili nella generazione elettrica entro il 2030, ponendo fine a decenni di dominio delle fonti fossili nel mix energetico.

Sempre secondo la IEA, la domanda globale di elettricità aumenterà del 25-30%, spinta dalla maggiore diffusione delle auto elettriche e delle pompe di calore, oltre che dalla produzione di idrogeno green da elettrolisi.

Tra le fonti di produzione energetica, il fotovoltaico avrà un ruolo sempre più rilevante in questa trasformazione del mix, con la previsione di diventare in assoluto la prima fonte elettrica di produzione al 2050.

La finalità alla quale è rivolta questa transizione epocale tra il sistema di produzione fossile (in larga parte centralizzato) e quello rinnovabile (altrettanto in larga parte de-centralizzato) è chiara: l’economia (a partire da quella Europea, ma con l’auspicio che l’approccio sia poi seguito anche nel resto del mondo) deve ridurre la propria dipendenza dal settore fossile ed il proprio impatto ambientale, con un piano di medio - lungo periodo orientato al 2050, e con un “check point” intermedio al 2030.

Per superare queste sfide, il Green Deal Europeo trasformerà l’UE in un’economia moderna, efficiente sotto il profilo delle risorse e competitiva, garantendo che:

- nel 2050 non siano più generate emissioni nette di gas a effetto serra;
- la crescita economica sia disaccoppiata dall’uso delle risorse (specialmente dai combustibili fossili);

⁴ <https://www.iea.org/reports/resources-to-reserves>

⁵ <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>

- nessuna persona e nessun luogo siano trascurati.

Secondo gli impegni del Green Deal Europeo, i paesi membri devono ridurre di almeno il 55% entro il 2030 le emissioni di gas serra per arrivare allo zero netto nel 2050.

In questo contesto, con questi obiettivi, nel marzo del 2018 l'organo esecutivo dell'UE ha avviato un enorme piano per creare un corpo di regole attorno alla finanza sostenibile: la Strategia per la finanza sostenibile (Action plan on sustainable finance⁶).

Uno degli obiettivi fondamentali dell'Action Plan redatto dalla Commissione Europea è stato quello di elaborare una Tassonomia verde delle attività economiche considerate sostenibili per indirizzare e orientare gli investimenti (pubblici e privati) in modo coerente verso la transizione energetica ed ecologica.

E' da rilevare infatti, che i criteri di investimento sostenibile sono tuttora non uniformi, e sono afflitti da un ampio margine di discrezionalità tra i diversi operatori. La Tassonomia rappresenta pertanto una modalità strutturata per dare una definizione univoca di quali attività economiche – e quali investimenti – possano definirsi effettivamente sostenibili.

La Tassonomia verde è entrata in vigore il 31 dicembre 2021.

Gli atti normativi che ne conseguono non individuano un elenco di attività da implementare obbligatoriamente, ma definiscono come dovrebbero agire gli investitori, dalle agenzie di rating ai gestori finanziari, dai fondi pensione alle assicurazioni, dagli investitori pubblici a quelli che operano nel segmento retail.

L'impegno economico per perseguire la transizione a un'economia low carbon nel breve - medio periodo è rilevante: l'ordine di grandezza è pari a circa 180 miliardi di euro all'anno. I fondi pubblici, su stime effettuate dalla stessa Commissione, non risultano adeguati: risulta quindi indispensabile il coinvolgimento dei privati.

La Tassonomia è inserita tra le dieci azioni della Strategia per la finanza definita, a sua volta, dal Piano d'azione per finanziare la crescita sostenibile adottato nel 2018.

Nello specifico, le dieci azioni sono raggruppate in tre categorie:

- riorientare i flussi di capitale verso investimenti sostenibili (con una chiara identificazione di quali lo siano per davvero);
- gestire i rischi finanziari derivati dal global warming, l'esaurimento delle risorse, il degrado ambientale e le questioni sociali;
- promuovere la trasparenza e la visione di lungo termine nelle attività economico-finanziarie.

Con le definizioni presenti in Tassonomia, si intende anche strutturare un contesto di certezza normativa per gli investitori, e contrastare il deprecabile fenomeno del greenwashing (l'implementazione di inadeguate / inefficaci azioni verso la protezione dell'ambiente e la riduzione dei gas climalteranti, prevalentemente di natura comunicativa, attuate dai grandi operatori energetici "fossili" per nascondere i danni provocati dal proprio core business).

Altri effetti utili e ricercato sono la riduzione della frammentazione del mercato e l'orientamento degli investimenti dove sono più necessari.

Come funziona il Regolamento 2020/852 all'interno del quale sono delineati i criteri della Tassonomia? Innanzitutto, vengono elencati sei obiettivi ambientali:

- mitigazione del cambiamento climatico;

⁶ https://finance.ec.europa.eu/publications/renewed-sustainable-finance-strategy-and-implementation-action-plan-financing-sustainable-growth_en

- adattamento al cambiamento climatico;
- uso sostenibile e protezione delle risorse idriche e marine;
- transizione verso l'economia circolare, con riferimento anche a riduzione e riciclo dei rifiuti;
- prevenzione e controllo dell'inquinamento;
- protezione della biodiversità e della salute degli eco-sistemi.

Successivamente, si definisce “sostenibile” la specifica attività che risponde ai seguenti criteri riferiti ai sei obiettivi:

- contribuisce in modo sostanziale al raggiungimento di uno o più degli obiettivi ambientali di cui sopra;
- non arreca un danno significativo a nessuno degli obiettivi ambientali di cui sopra (principio DNSH – Do Not Significant Harm);
- è svolta nel rispetto di garanzie sociali minime;
- rispetta i criteri tecnici identificati dai vari atti delegati adottati dalla stessa Commissione Europea.

Un ruolo significativo all'interno della transizione energetica è dato al vettore idrogeno, soprattutto come elemento abilitante della decarbonizzazione dei settori più complessi (i cosiddetti “hard to abate”) che come accumulo pluri-giornaliero / stagionale dell'energia rinnovabile. Quest'ultimo utilizzo dell'idrogeno è quindi da interpretare come “fattore abilitante” della stessa penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili nel mix energetico. In assenza di un elemento di storage con le adeguate caratteristiche, sarebbe molto complicato bilanciare la rete elettrica in presenza di carichi e sistemi di produzione non correlati temporalmente e geograficamente.

È importante a tal punto comprendere quali siano, o possano divenire, i target che l'UE intende fissare per l'idrogeno verde.

Secondo la notizia stampa REPowerEU dello scorso 18 maggio 2022⁷ riguardante il piano per ridurre significativamente la dipendenza dai combustibili fossili (ed in particolar modo quelli estratti in Russia), l'UE fisserà come target una produzione / approvvigionamento di venti milioni di tonnellate di idrogeno verde entro il 2030, dei quali 10Mt prodotti in Europa e 10Mt importati da paesi Extra UE, andando a fissare nuovi obiettivi vincolanti per diversi settori:

- combustibili rinnovabili di origine non biologica (RFNBO) almeno il 5,7% di tutti i combustibili entro il 2030, compreso l'1,2% nel settore marittimo “hard to abate”;
- 50% dell'industria per passare all'idrogeno verde entro il 2030 (70% entro il 2035).

Ipotizzando un fabbisogno di 55kWh per kg di H₂ prodotto tramite elettrolisi, il fabbisogno energetico (da fonte rinnovabile) per circa 1100TWh (Terawattora), pari a circa 4 volte il consumo elettrico italiano annuale (318TWh nel 2021). Considerando impianti fotovoltaici con capacity factor pari al 17,1% (1500 ore di produzione), occorrerebbe una potenza di generazione da FV pari a 730GW (metà in EU, metà in paesi extra UE). Ovviamente non tutto sarà fotovoltaico e quindi il capacity factor sarà mediamente superiore, ma nei “conti della serva” di cui sopra non è compresa l'energia destinata alla compressione e pompaggio nella rete di trasporto o peggio ancora liquefazione, ove occorra.

Vi è poi da segnalare che a Luglio 2022, il Comitato Industry, Research and Energy (ITRE) del Parlamento Europeo ha approvato la sua nuova formulazione dello schema di revisione della Renewable Energy Directive (RED II), documento su cui l'assemblea voterà in seduta plenaria il prossimo settembre e che costituirà la

⁷ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_22_3131

base per le future negoziazioni con la Commissione e con le altre istituzioni dell'UE, a loro volta propedeutiche alla stesura della versione finale del provvedimento.

Il Comitato nel suo lavoro di revisione ha elevato il target di penetrazione dell'energia rinnovabile, rispetto alla formulazione iniziale della Commissione, definendo un livello del 45% al 2030, e ha individuato dei sub-target anch'essi più ambiziosi riguardo l'utilizzo di fuel green non organici (quindi, principalmente, idrogeno e derivati) nei settori del trasporto e dell'industria.

In particolare, il Comitato ITRE ha approvato un obiettivo di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra (GHG) per i trasporti pari al 16% entro il 2030, rispetto al 13% proposto dalla Commissione, e un target di penetrazione dei renewable fuels of non-biological origin (RFNBO) nel settore pari al 5,7%, rispetto al 2,6% proposto dalla Commissione. Inoltre, è stato introdotto un sub-target per questi fuel anche nel settore marittimo – che prima era escluso – pari all'1,2% al 2030.

Il Comitato ITRE ha poi elevato in misura considerevole anche i target relativi al comparto industriale, fissando una quota di penetrazione dei combustibili RFNBO del 50% entro il 2030 e del 75% entro il 2035.

Se attuato (con coerenti misure di sostegno), questo target fa capire quale sia la rilevanza dell'idrogeno nei piani di de-carbonizzazione Europei ma anche l'ordine di grandezza della potenza di generazione da realizzare (ovviamente questa è solo la porzione dedicata all'idrogeno).

In quest'ottica, la Tassonomia Europea, tra le diverse cose, disciplina anche la produzione del vettore idrogeno tramite la Direttiva (UE) 2018/200 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, detta anche "Red II".

L'idrogeno nella tassonomia Europea – Direttiva (UE) 2018/2001 "Red II" ed atti delegati

La Direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 "Red II"⁸ sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, introduce tra i diversi provvedimenti nuove disposizioni per promuovere l'utilizzo di combustibili "rinnovabili" nei trasporti.

La Commissione Europea, con la recente divulgazione dell'atto delegato in bozza (ora in consultazione pubblica) intende regolamentare la produzione dei combustibili rinnovabili liquidi e gassosi di origine non – biologica (RFNBO - renewable fuels of non-biological origin), partendo dal settore dei trasporti, almeno in una fase iniziale.

I carburanti rinnovabili liquidi e gassosi di origine non - biologica per il trasporto sono ritenuti importanti (al netto della distinzione tra trasporti di tipo leggero e pesante) per accrescere la quota di energia rinnovabile in settori che nel lungo termine dovrebbero basarsi sui combustibili liquidi.

In linea di principio, i combustibili (gassosi o liquidi) di origine non - biologica sono considerati rinnovabili quando la componente di idrogeno è prodotta da un elettrolizzatore che usa elettricità proveniente da fonte rinnovabile. Questa elettricità rinnovabile può essere fornita da un impianto direttamente collegato con l'elettrolizzatore oppure provenire dalla rete elettrica, sotto determinate e vincolanti condizioni.

L'intensità di emissione di gas climalteranti, per unità di produzione di idrogeno, è sostanzialmente inferiore per l'idrogeno prodotto da elettrolisi alimentato da energia proveniente da impianti a fonte rinnovabile rispetto ai processi convenzionali di produzione da gas naturale tramite reforming.

La produzione di idrogeno e di altri combustibili sintetici a base di idrogeno viene considerata un'attività che fornisce un contributo sostanziale al contrasto del global warming se emette lungo l'intero ciclo vita meno di 3 tonCO₂/tonH₂.

⁸ https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=uriserv%3AAOJ.L_.2018.328.01.0082.01.ITA

La diffusione di idrogeno “rinnovabile” assume però piena efficacia dal punto di vista ambientale contribuendo alla riduzione complessiva delle emissioni di CO2 solo se la produzione energetica da rinnovabili destinata all’elettrolisi non è sottratta dalla produzione elettrica rinnovabile impiegata direttamente negli usi finali. In altre parole, devono essere realizzati impianti FER ulteriori per l’elettrolisi rispetto a quelli già costruiti o pianificati per la decarbonizzazione del settore elettrico.

La “sottrazione” di produzione rinnovabile per destinarla all’elettrolisi comporterebbe per contro invece un sicuro aumento delle emissioni dovendo essere nell’immediato compensata da produzione da fonte fossile, ed un potenziale effetto negativo sui costi di approvvigionamento energetico dei cittadini e delle imprese in UE.

Vi deve essere quindi un elemento di addizionalità nella produzione di energia rinnovabile destinata all’elettrolisi, vale a dire che il produttore di combustibile “rinnovabile” deve contribuire alla diffusione della produzione di energia rinnovabile ed al suo finanziamento (investendo in produzione addizionale), non limitarsi al solo utilizzo di energia rinnovabile a prescindere.

Dato l’enorme quantità di produzione elettrica rinnovabile necessaria per l’elettrolisi, il non incremento delle emissioni complessive si può solo ottenere tramite l’implementazione di criteri stringenti di addizionalità.

Non è l’unico criterio da seguire, ve ne sono altri, di più semplice comprensione, che sono quelli di contemporaneità e di “prossimità geografica”. Eccoli qui riassunti e commentati:

- Principio di addizionalità: l’energia elettrica rinnovabile prodotta e utilizzata per la produzione dell’idrogeno deve essere aggiuntiva rispetto a quella prodotta da impianti FER esistenti o già pianificati per de-carbonizzare il settore elettrico;

- Principio di contemporaneità: l’energia elettrica rinnovabile deve essere prodotta contestualmente alla generazione di idrogeno verde per evitare di generare scompensi all’interno della rete elettrica. Ciò comporta che la produzione di idrogeno verde o avviene:

- a) tramite connessione diretta ad un impianto di produzione FER e contestualmente alla produzione di quest’ultimo, senza eccedere dai suoi limiti di produzione (altrimenti richiederebbe energia prelevata dalla rete, che potrebbe avere un mix non del tutto rinnovabile);

oppure avviene:

- b) tramite approvvigionamento dalla rete elettrica tramite dei PPA con produttori di energia verde. In questo caso il produttore di idrogeno verde deve verificare la contemporaneità di produzione degli impianti FER (ad esempio non è possibile produrre idrogeno verde di notte

- Principio di prossimità geografica tra produzione elettrica ed elettrolisi o “assenza di eventi di congestione della rete elettrica”. La produzione di idrogeno verde, con conseguente installazione di fonti FER dedicate, non deve tradursi in un eccesso di energia elettrica immessa in rete o di capacità connessa alla rete in un determinato luogo in quanto potrebbe determinare problemi di stabilità della rete stessa qualora non potesse essere trasportata all’elettrolizzatore. Si traduce operativamente nella necessità di realizzare il sito di elettrolisi e quello di produzione energetica rinnovabile nella medesima zona di prezzo, al fine di evitare fenomeni di congestione che impediscano la trasmissione dell’energia tra il sito di produzione ed il sito di utilizzo per l’elettrolisi.

Per comprendere meglio questi concetti quando la connessione tra l’impianto di elettrolisi e l’impianto di produzione energetica non è diretta, ci viene in soccorso l’ultima edizione dell’Hydrogen Innovation Report⁹ del Politecnico di Milano, che a pag. 249 recita testualmente:

⁹ <https://www.energystrategy.it/prossimi-eventi/hydrogen-innovation-report-2022/>

Si deve inoltre precisare come l'alimentazione degli elettrolizzatori tramite PPA – configurazione che risulta la più semplice da implementare a livello impiantistico per approvvigionare di idrogeno «green» realtà che operano in continuo – dati gli attuali vincoli esistenti all'interno della RED II (vincolo di addizionalità, contemporaneità e di mancanza di congestioni all'interno della rete), che regolamentano le condizioni per definire green la produzione di idrogeno, potrebbe non soddisfare il vincolo della mancanza di congestioni all'interno della rete.

Anche la stessa Direttiva RED II (CELEX_32018L2001_IT_TXT.pdf) spiega a pag. 14 che:

Ad esempio, i combustibili rinnovabili di origine non biologica non possono essere considerati pienamente rinnovabili se sono prodotti in un momento in cui l'impianto di produzione rinnovabile oggetto del contratto non produce energia elettrica. Un altro esempio è il caso della congestione della rete elettrica, quando i combustibili possono essere considerati pienamente rinnovabili soltanto se sia l'impianto di produzione di energia elettrica che quello di produzione di combustibile sono situati dallo stesso lato rispetto alla congestione. Inoltre, vi dovrebbe essere un elemento di addizionalità, vale a dire che il produttore di carburante contribuisca alla diffusione dell'energia rinnovabile o al suo finanziamento.

Per contro, è da rimarcare che produrre idrogeno con qualsiasi elettricità disponibile, rinnovabile o meno, vi è il concreto rischio non solo di aumentare le emissioni, ma anche di aumentare le bollette elettriche dei consumatori, a causa dell'elevato fabbisogno energetico per sostenere l'elettrolisi in volumi coerenti con gli obiettivi di de-carbonizzazione.

Tornando all'atto delegato in consultazione (progetto di regolamento), a conferma di quanto sopra esposto si riscontra che (almeno nella bozza attuale):

“Al fine di garantire che l'idrogeno rinnovabile sia prodotto da elettricità rinnovabile, la produzione di elettricità rinnovabile dovrebbe avvenire contemporaneamente al consumo di elettricità per la produzione di idrogeno rinnovabile”.

Inoltre, “non dovrebbe esserci congestione della rete elettrica tra l'elettrolizzatore che produce idrogeno rinnovabile e l'impianto che genera elettricità rinnovabile”.

Al fine di dimostrare che la produzione e il consumo avvengono contemporaneamente, “i produttori di idrogeno dovrebbero dimostrare che la produzione di idrogeno rinnovabile avviene nella stessa ora di calendario della produzione di elettricità rinnovabile, o che l'elettricità rinnovabile che è stata immagazzinata localmente durante tale periodo venga utilizzata.

In tal senso, l'iniziativa di Ascoli Satriano, prevedendo già dalle prime fasi di sviluppo, che corrispondono alla richiesta di preventivo Terna l'allacciamento di un carico passivo (l'elettrolizzatore) da 20MW connesso direttamente all'impianto di produzione da 90MW (supportato da un sistema di accumulo da 50MWh (25MW x 2h), risulta conforme con le disposizioni della Red II e dell'Atto delegato, con particolare riferimento ai vincoli di addizionalità, prossimità geografica (non congestione di rete) e contemporaneità.

Eventuali ulteriori vincoli che la medesima commissione Europea volesse implementare all'interno delle proprie direttive (ad esempio relativamente all'utilizzo per l'elettrolisi di energia immagazzinata nello storage ma proveniente esclusivamente dall'impianto FV) potranno risolversi in modo agevole per via tecnica, andando ad implementare un sistema di controllo e gestione dei diversi componenti dell'impianto a garanzia del rispetto dei vincoli.

E' opinione della scrivente, che alla luce dei vincoli derivanti dalla Tassonomia (con particolare riferimento a quello di addizionalità), la piattaforma energetica di Ascoli Satriano sia da configurare in una categoria diversa dagli impianti fotovoltaici ed agrovoltai senza PTG. Tale ipotesi è coerente, come principio, con le sentenze [°] che classificano in modo diverso impianti fotovoltaici ed agrovoltai per quanto riguarda gli effetti di cumulo su un territorio ai fini della valutazione di compatibilità ambientale.

Altra informazione rilevante riguarda l'idrogeno verde e la bozza sull'addizionalità¹⁰ e il CONTEGGIO ELETTRICITÀ DA IMPIANTI COLLEGATI COME COMPLETAMENTE RINNOVABILE ovvero

Se l'elettrolizzatore e l'impianto rinnovabile sono collegati attraverso una linea diretta o fanno parte dello stesso impianto, l'impianto rinnovabile deve essere messo in servizio non prima di tre anni prima dell'elettrolizzatore.

Questo periodo di tre anni offre maggiore flessibilità agli sviluppatori di progetti rispetto alle perdite precedenti, riflettendo i lunghi tempi di consegna dei progetti di energia eolica.

CONTEGGIO ELETTRICITÀ PRESA DALLA RETE COME COMPLETAMENTE RINNOVABILE

Se l'elettrolizzatore si trova in una zona di offerta in cui la quota di elettricità rinnovabile supera il 90%, l'idrogeno conta automaticamente come completamente rinnovabile, ma la quantità massima di ore a pieno carico è limitata alla stessa percentuale. In caso contrario, si applicano tre requisiti fondamentali, come definiti nella direttiva sulle energie rinnovabili del 2018: a) addizionalità, b) correlazione temporale e c) correlazione geografica.

Il decreto PNRR 2 (DL n. 36/2022, convertito con modifiche dalla **legge 29 giugno 2022, n. 79**) ha concesso alla produzione di idrogeno verde in Italia alcune agevolazioni interessanti. A partire dalla possibilità di non pagare gli oneri generali afferenti al sistema elettrico. Il Ministro della Transizione Ecologica ha individuato i casi e le condizioni tecniche di dettaglio con cui accedere a tali facilitazioni.

Il provvedimento si rivolge a soggetti, pubblici o privati, in relazione ai consumi elettrici annui da FER utilizzati per l'elettrolisi. **Per poter godere dell'esenzione, l'idrogeno verde prodotto deve soddisfare un requisito preciso: deve comportare una riduzione delle emissioni di gas serra nel ciclo di vita del 73,4% rispetto a un combustibile fossile di riferimento di 94 g CO_{2e}/MJ. O più semplicemente emettere meno di 3 t di CO_{2e}/t di H₂.**

Il decreto stabilisce vincoli anche per gli elettrolizzatori. Devono essere collegati agli impianti di produzione elettrica da fonti rinnovabili attraverso una rete con obbligo di connessione di terzi e ottenere le regolari garanzie di origine rinnovabile per elettricità impiegata. Oppure devono utilizzare l'energia rinnovabile direttamente. L'atto riporta anche che:

«il calcolo e la verifica del requisito di riduzione delle emissioni sono redatti considerando la media annuale dei contributi apportati da:

- l'energia elettrica prelevata dalla rete, alla quale si attribuisce un fattore emissivo nel ciclo di vita pari al valore medio annuale dei consumi elettrici su base nazionale dell'anno precedente;
- l'energia elettrica prelevata dalla rete con garanzia di origine rinnovabile ai sensi dell'art. 46 del decreto legislativo n. 199 del 2021, il cui fattore emissivo è considerato nullo;
- l'energia elettrica rinnovabile con collegamento diretto all'impianto, il cui fattore emissivo è considerato nullo».

Il Decreto PNRR 2 ha previsto per l'idrogeno verde un ulteriore incentivo, ossia l'esenzione dall'accisa se non direttamente utilizzato in motori termici come carburante.

IL REQUISITO DELL'ADDIZIONALITÀ

L'elettricità rinnovabile prodotta per la produzione di idrogeno rinnovabile deve essere "aggiuntiva" alla produzione di elettricità rinnovabile esistente. Senza questo, la produzione di idrogeno potrebbe potenzialmente aumentare le emissioni di gas serra (che dovrebbero essere risparmiate altrove nell'ambito

¹⁰ <https://euractiv.it/section/energia/news/idrogeno-verde-la-bozza-di-regolamento-ue-sulladdizionalita-riceve-il-plauso-dellindustria/>

dell'ETS dell'UE), perché crea una domanda aggiuntiva di elettricità che potrebbe comportare un aumento della produzione di energia fossile.

La disposizione predefinita per dimostrare l'addizionalità è che i produttori di idrogeno devono procurarsi una quantità (almeno) equivalente di elettricità rinnovabile attraverso accordi di acquisto di energia (power purchase agreements – PPA) con installazioni rinnovabili non sovvenzionate, commissionate non prima di tre anni prima dell'elettrolizzatore.

È infine da sottolineare, secondo le ultime informazioni circolate in merito alle negoziazioni, che, in deroga al requisito di addizionalità, fino al 1° gennaio 2027 e per le aggiunte di capacità, l'elettricità può provenire da impianti esistenti di energia rinnovabile, rendendo più agevole la realizzazione dei primi progetti di elettrolisi.

Il progetto della Piattaforma energetica per la decarbonizzazione ha avuto tra le prime attività, immediatamente dopo aver stipulato i necessari contratti per la disponibilità delle aree con i proprietari terrieri, la **richiesta di connessione al gestore della rete di trasmissione nazionale (Terna)**.

Tale richiesta è stata inoltrata il 24 febbraio 2021, ed ha richiesto diverse interazioni tra il gruppo di progetto ed il gestore di rete di trasmissione nazionale al fine di definire correttamente le specifiche di connessione. Queste prevedono tra le altre cose, un impianto di produzione agrovoltica da 92,62MW, un sistema di storage elettrochimico (BESS – Battery Energy Storage System) da 26MW per due ore, e soprattutto un'unità di consumo costituito da un gruppo di elettrolisi con potenza in prelievo prevista di 20MW (PTG - Power to gas).

Il PTG, nella configurazione di progetto, risulta quindi connesso direttamente all'impianto di produzione da fonte rinnovabile: l'energia utilizzata direttamente per l'elettrolisi NON utilizzerà la rete di trasmissione nazionale, riducendo quindi le perdite di trasporto e consentendo alla proponente di beneficiare del risparmio degli oneri di trasporto, dispacciamento e di sistema (oneri generali variabili) sulla quota di energia impiegata dal PTG. Questa caratteristica, oltre ad essere pienamente conforme alle disposizioni relative alla tassonomia europea (come verrà spiegato in dettaglio nel presente documento), costituisce un elemento fondamentale per minimizzare il costo di produzione dell'idrogeno verde, a garanzia della competitività del vettore energetico prodotto.

Tale specifica, a detta dei tecnici di Terna, ha costituito al tempo della trasmissione della richiesta del preventivo un elemento innovativo rispetto allo standard delle altre richieste.

La soluzione minima tecnica generale (STMG), Codice Pratica: 202100246, giunta allo sviluppatore il 19/07/2021, prevede un collegamento antenna di detto impianto a 150kV sul futuro ampliamento della Stazione Elettrica RTN 380/150kV detta "Deliceto".

Il 5 ottobre 2021 EDIS ha provveduto ad accettare il preventivo di connessione, versando a Terna l'anticipo previsto del 30%.

E' da segnalare che il progetto dell'ampliamento della SE "Deliceto" è stato affidato da Terna alla GRM GROUP S.r.l., con sede in via Tirreno, n°63, 85100 Potenza (PZ). E' stato quindi costituito un Gruppo di Lavoro per progettare la SE, che al momento della stesura del presente documento vede la partecipazione di circa 30 sviluppatori di progetti FER che hanno accettato altrettanti preventivi di connessione Terna.

Per quanto sopra descritto, è ragionevole ipotizzare che l'iniziativa progettuale della Piattaforma energetica per la decarbonizzazione proposta da EDIS costituisca un elemento di innovazione per la presenza del Gruppo PTG. Questo elemento, coordinato assieme alle batterie di accumulo, può costituire un ulteriore elemento concorrente alla stabilizzazione della rete elettrica di alta tensione, potendo modulare l'energia immessa (entro range definiti dalla potenza del PTG) e immessa / prelevata (BESS). Il Gestore di Rete Nazionale può quindi contare di un ulteriore elemento atto a stabilizzare la propria rete, in un contesto di forte sviluppo di impianti di generazione non programmabili da fonte rinnovabile.

1.2.2 Sostenibilità ambientale e contesto pugliese

L'utilizzo dell'idrogeno cosiddetto "verde", ovvero ottenuto tramite conversione di energia proveniente da fonte rinnovabile, in un mondo a zero emissioni è limitato dalle proprietà fisiche del gas, dall'enorme quantità di energia rinnovabile che è necessaria per la conversione, liquefazione e trasporto e dal fatto che l'idrogeno è in diretta concorrenza con opzioni elettriche più facili, efficienti e a basso costo, come ad esempio le batterie per i sistemi di trasporto e le pompe di calore nel settore termico dei riscaldamenti.

"Prima di far passare l'idrogeno come la soluzione al cambiamento climatico, dobbiamo risolvere il problema dell'idrogeno come causa di cambiamento climatico", è stato affermato da Michael Liebreich, fondatore di Bloomberg NEF, all'apertura del Congresso mondiale sull'idrogeno a Rotterdam.

La sola sostituzione dell'idrogeno "sporco" (ottenuto tramite reforming di combustibili fossili), utilizzato principalmente nella produzione di prodotti chimici e nella raffinazione del petrolio, con quello verde richiederebbe il 143% di tutta l'energia eolica e fotovoltaica installata a livello globale fino ad oggi, ha chiarito lo stesso Liebreich¹¹.

"L'idrogeno verde avrà un ruolo cruciale nella transizione energetica, ma le applicazioni dovranno concentrarsi sul settore agricolo (fertilizzanti) e sull'industria pesante (acciaio, trasporti pesanti, spedizioni, miniere) fino a quando l'innovazione tecnologica degli elettrolizzatori non migliorerà e l'utilizzo di acqua dolce non sarà ridotto" ha detto Kofi Mbuk, analista senior e autore del rapporto "Clean Hydrogen's Place in the Energy Transition"¹².

E' opinione condivisa tra la maggior parte dei tecnici e degli scienziati che l'idrogeno verde, almeno per qualche decennio ed in un contesto di relativa scarsità, debba essere utilizzato per sostituire l'idrogeno grigio nei settori pesanti o cosiddetti "hard to abate", pena un aumento delle emissioni (dovuto alla "distrazione" della produzione rinnovabile dalla decarbonizzazione del settore elettrico). Tutto questo si ritrova nel criterio di addizionalità della Tassonomia Europea.

L'Italia, con circa 0,6 Mton di consumo di idrogeno (praticamente tutto grigio), rappresenta il quinto paese europeo dove più del 70% della domanda proviene dal settore della raffinazione, circa il 14% dal settore dell'ammoniaca mentre la restante parte dagli altri settori dell'industria chimica¹³.

In questo contesto la Regione Puglia può assumere il ruolo di laboratorio nazionale per le tecnologie basate sull'idrogeno verde, sia per l'elevato potenziale rinnovabile che per la presenza di settori industriali di tipo pesante. Ecco nel seguito commentati alcuni degli atti normativi della Puglia.

Il Decreto Legge 3 dicembre 2012, convertito con la legge n.231 del 24 dicembre 2012, ha dichiarato il polo siderurgico di Taranto stabilimento di interesse strategico nazionale.

In continuità con questo atto, la Regione Puglia, nel 2015, aveva inviato al Governo una dettagliata proposta di decarbonizzazione del suo territorio, iniziando proprio dai grandi impianti di combustione attivi, ovvero la centrale elettrica di Brindisi ed il polo Siderurgico di Taranto. Nel 2018 poi, la medesima Regione ha aderito all'insieme delle Regioni Europee che contrastano l'utilizzo del carbone.

Nel 2019, la Puglia è stata una delle prime regioni italiane a legiferare in materia, tramite la Legge Regionale n.34 del 23 luglio - Norme in materia di promozione dell'utilizzo di idrogeno e disposizioni concernenti il

¹¹ <https://www.qualenergia.it/articoli/idrogeno-verde-coltellino-svizzero-potremmo-farci-male/>

¹² <https://carbontracker.org/reports/clean-hydrogens-place-in-the-energy-transition/>

¹³ <https://www.energystrategy.it/prossimi-eventi/hydrogen-innovation-report-2022/>

rinnovo degli impianti esistenti di produzione di energia elettrica da fonte eolica e per conversione fotovoltaica della fonte solare.

La DGR n. 547 del 06/04/2021 ha successivamente costituito un gruppo di lavoro interdipartimentale sull'idrogeno, con l'obiettivo di realizzare un Piano Regionale sull'idrogeno e l'Osservatorio sull'Idrogeno,

Per quanto sopra descritto, è chiaro che la Puglia ha allestito nel tempo alcune condizioni favorevoli per ospitare una Hydrogen Valley: in tale contesto, la riconversione green dello stabilimento di Taranto, inserita nel PNRR, è classificata come priorità strategica per l'Italia ed un'opportunità per sperimentare l'utilizzo di tecnologie legate all'idrogeno.

Un'altra applicazione dell'idrogeno sulla quale la Puglia sta promuovendo diverse iniziative è quello della mobilità, in particolare su rotaia. In questo contesto, è da rimarcare il progetto di dotare le ferrovie Appulo Lucane di motrici alimentate ad idrogeno.

Considerato infine il notevole potenziale di produzione energetica da fonte rinnovabile della Puglia (sia solare che eolico), e la conseguente elevata possibilità che si possano verificare congestioni della rete elettrica zonale per over generation, è chiaro che la trasformazione di parte della produzione energetica in idrogeno assume anche una valenza strategica di stabilizzazione della rete di trasporto nazionale, non solo su base oraria o giornaliera, ma anche stagionale.

1.2.3 La rete SNAM

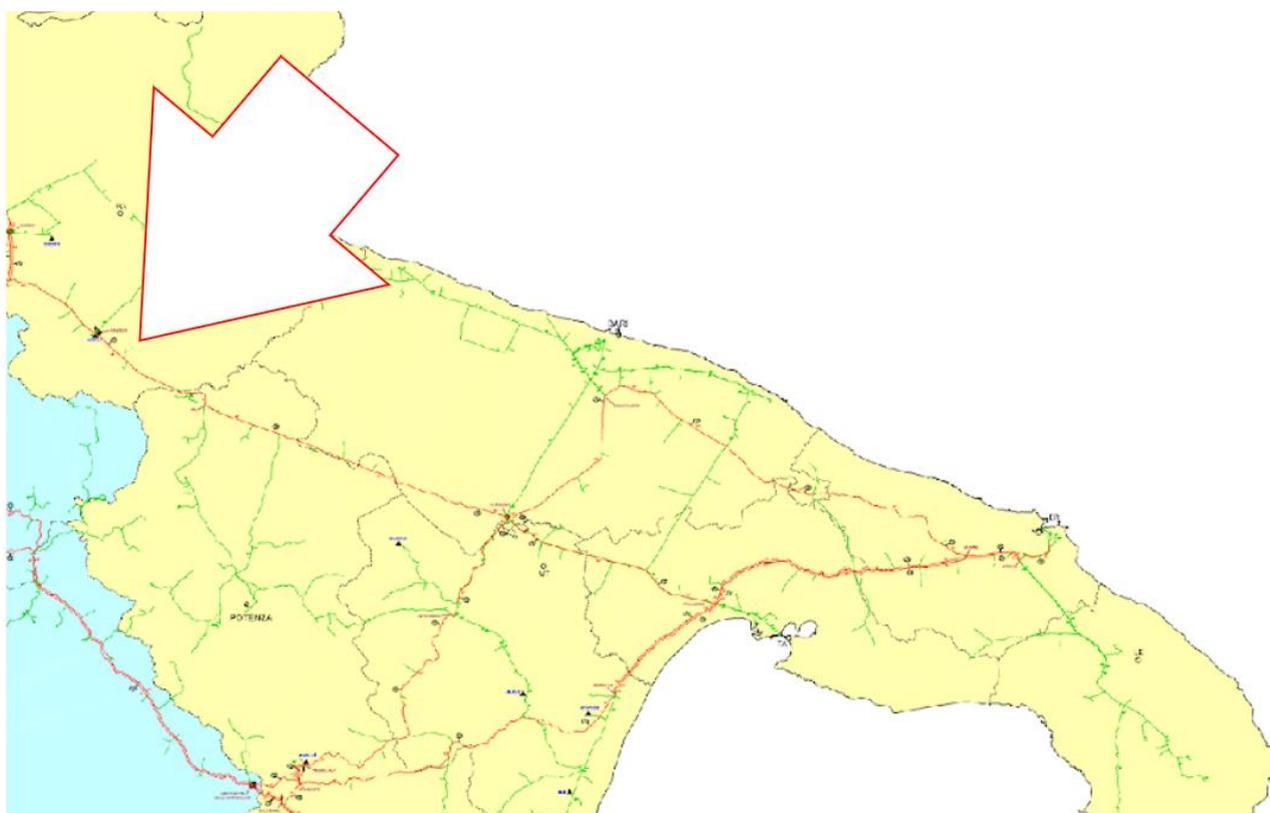


Fig. 1.3: rete di trasporto SNAM in Puglia e localizzazione del sito

La zona di Candela, confinante con Ascoli, risulta attraversata dalla rete di trasporto nazionale SNAM lungo il tratto denominato Massafra Biccari (appartenente alla cosiddetta Rete Adriatica che arriverà fino a Minerbio¹⁴), con diametro nominale 1200mm, oltre al tratto Candela Altamura (in parziale dismissione) con DN 600/400. Il sito di Ascoli Satriano Capo d'acqua dista circa una decina di chilometri da queste infrastrutture appartenenti alla rete nazionale, il che può far ipotizzare una connessione diretta in rete nazionale SNAM ad una distanza tutto sommato modesta, specialmente nel caso che poi si sviluppi un più ampio numero di impianti di elettrolisi o di produzione di biometano nella zona di intervento. Ascoli Satriano ed i comuni limitrofi sono poi interessati da una fitta rete di metanodotti, in esercizio o pianificati, di diametro compreso tra 100 e 500mm, ai quali (previa verifica di idoneità e/o ammodernamento) potrebbe essere allacciato l'impianto di elettrolisi.

Denominazione Gasdotto	Comuni interessati della regione	Lunghezza (Km)	Diametro (mm)	Categoria (Specie)	Anno di entrata in esercizio
ALL. 10811	Ascoli Satriano	0,117	100	1a	2002
ALL. 11184	Deliceto	0,52	400	1a	2005
COL. Pot.Borg.-Barletta/3-All.Com.Cerignola	Cerignola	0,01	150	1a	2000
ALL. 12695	Cerignola	0,62	100	1a	2009
ALL. 13931	Candela	0,178	100	1a	2009
ALL. 14414	Candela	2,482	80 - 100 - 200	1a	2020
ALL. 14415	Ascoli Satriano, Candela	2,773	80 - 100 - 200	1a	2011
ALL. 14418	Candela	0,055	150 - 200	1a	2012
ALL. 14428	Deliceto	5,881	100 - 150	1a	2012
ALL. 4104356	Cerignola	7,468	150	1a	1985
ALL. 4180426	Ortona	0,115	80 - 100	1a	1992
ALL. 4180955	Candela	0,216	100	1a	1996
ALL. 4181139	Candela	0,56	100	1a	2001
COL. Imp. miscelaz. al nodo smist. Candela	Deliceto	0,14	300 - 500	1a	2000
POT. CANDELA-MANFREDONIA:TR.CANDELA-BORGOM.	Ascoli Satriano, Carapelle, Deliceto, Foggia, Manfredonia, Ortona	34,158	500	1a	1996
POT. MET. BORGOMEZANONE-BARLETTA	Barletta, Cerignola, Foggia, Manfredonia, Trani, Trinitapoli	51,916	400	1a	2000
All. SOC. AGR. ARCA - Cerignola (FG) PdC	CERIGNOLA	0,223	100	1A	
All. SOC. AGR. ARCA - Cerignola (FG) PdR	CERIGNOLA	0,02	100	1A	

Fig. 1.4: rete regionale SNAM (source MITE¹⁵)

¹⁴ https://www.snam.it/it/snam_per_abruzzo/rete_adriatica/sicurezza_tracciato/

¹⁵ <https://www.mite.gov.it/node/14772>

Risulta inoltre in previsione la realizzazione / riconversione della rete metano esistente per poter trasportare idrogeno puro o in miscela con il metano stesso (blending)¹⁶, al fine di facilitare la diffusione dell'idrogeno ed il suo utilizzo, coerentemente con gli obiettivi Europei del programma REPowerEU.

L'iniziativa più significativa è l'European Hydrogen Backbone (EHB), che coinvolge 31 TSO (Transport System Operator) tra cui l'italiana Snam. Nel suo recente report 'Five hydrogen supply corridors for Europe in 2030'¹⁷ ha analizzato in dettaglio un'evoluzione della rete di trasporto con 5 "corridoi". Uno di questi corridoi, quello denominato 'Corridor A', unisce il Nord Africa con l'Europa centro-meridionale, attraversando l'Italia per raggiungere gli agglomerati industriali della Germania del Sud e dei Paesi circostanti.

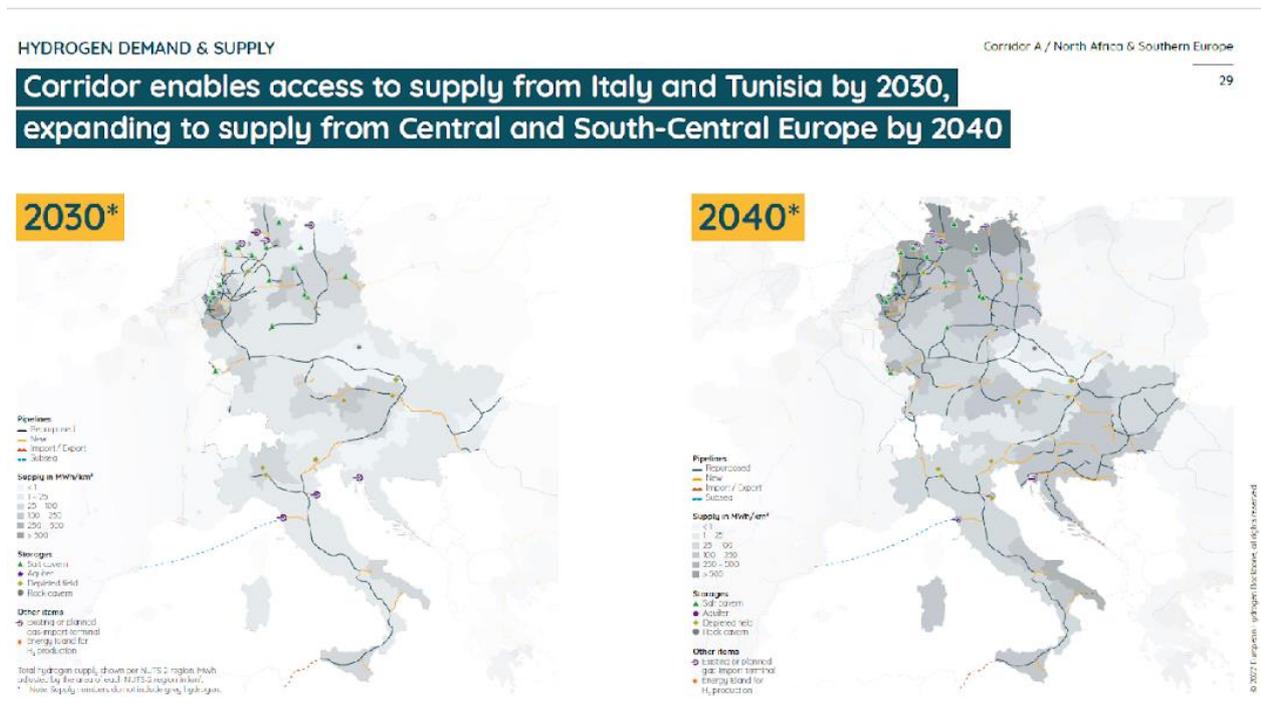


Fig. 1.5: rete idrogeno: corridoio A (fonte EHB)

Andando ad analizzare il piano decennale di SNAM rete gas¹⁸, si evince (come peraltro sarebbe logico, partecipando ai lavori di EHB) che nei suoi piani di sviluppo vi è coerenza con la rete del Corridoio A, ed una parte pianificata (in verde scuro) è diretta proprio nei pressi della zona di Cerignola / Ascoli Satriano.

¹⁶ <https://hydronews.it/european-hydrogen-backbone-tutti-i-numeri-del-corridoio-a-per-importare-h2-attraverso-i-gasdotti-italiani/>

¹⁷ <https://ehb.eu/page/publications>

¹⁸ https://www.snam.it/it/trasporto/piani_decennali/

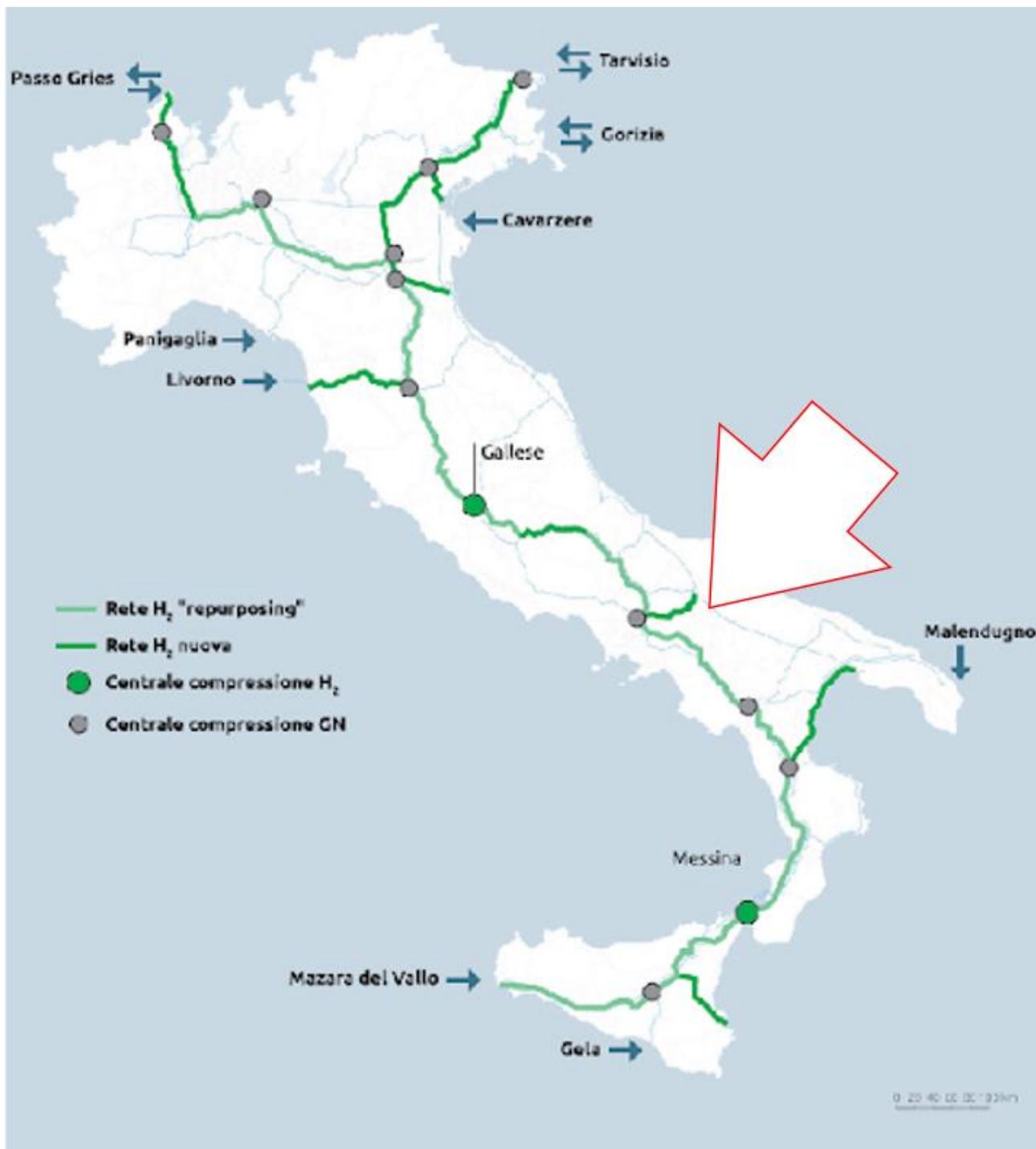


Fig. 1.6: Piano decennale rete Snam “transizione energetica – idrogeno” e localizzazione del sito

E’ infine da rimarcare che proprio a Cerignola, ad una decina di chilometri dal sito di intervento di Masseria Capo d’Acqua, le Società EDISON (proprietaria della centrale Turbogas di Candela), Alboran (Gruppo ENIT), SAIPEM ed almeno in origine Snam (anche se non ha ancora aderito formalmente al progetto), hanno intenzione di realizzare una **hydrogen valley**, che a questo punto sarebbe ubicata nei pressi di Masseria Capo d’Acqua ed in posizione coerente con gli sviluppi previsti da Snam e da EHB.

L'hydrogen Valley di Cerignola¹⁹ fa parte di un gruppo di 3 Hydrogen Valley in Puglia (una a Brindisi, l'altra a Taranto e la terza appunto a Cerignola), le quali, utilizzando potenza fotovoltaica per circa 400MW, disporranno di una potenza di elettrolisi prevista pari a circa 220MW.

Si evince quindi che il progetto di Ascoli Satriano Masseria Capo d'Acqua è ben inserito e posizionato assieme ad un corposo nucleo di altri progetti (non solo Pugliesi, ma Italiane ed Europei), con i quali può operare in piena sinergia, e con la possibilità di immettere idrogeno verde nel Corridoio A.

Tornando alle potenzialità ed agli obiettivi del Corridoio A (che in larga parte prevede l'utilizzo di pipeline esistenti e "repurposed"), secondo EHB nel 2030 sarà lungo 11.000 Km e trasporterà idrogeno verde prodotto a costi competitivi inizialmente in Tunisia ed in Italia.

In una seconda fase il Corridoio A potrà consentire l'approvvigionamento anche dall'Algeria tramite il metanodotto Enrico Mattei (Transmed), pipeline lunga 525 Km con una capacità di 30 miliardi di metri cubi all'anno che collega la Tunisia con la Sicilia.

Complessivamente, sommando l'idrogeno prodotto in Nord Africa e quello prodotto in Italia, il Corridoio A sarà in grado di convogliare una capacità di fornitura che – in base alle proiezioni dell'European Hydrogen Backbone – potrà raggiungere i 100 TWh nel 2030 per arrivare fino a 340 TWh nel 2040.

Nello specifico, il nostro Paese raggiungerà una capacità di fornitura pari a 7 TWh annui nel 2030, 49 TWh nel 2040 e 93 TWh nel 2050, ma – in ragione della domanda interna decisamente più elevata rispetto alla produzione nazionale (rispettivamente 23 TWh annui nel 2030; 89 TWh nel 2040 e 187 TWh nel 2050 – il saldo (quindi la differenza tra idrogeno prodotto e idrogeno consumato) sarà sempre negativo: -16 TWh annui nel 2030; -40 TWh nel 2040 e -94 TWh nel 2050.

A trainare la domanda di idrogeno aggregata dai Paesi che si affacciano lungo il primo dei 5 corridoi individuati dalla EHB saranno infatti, almeno in una prima fase, le industrie di Germania e Italia, mentre dal 2040 in poi, parallelamente ad una crescita dei consumi industriali aumenterà anche la domanda di H2 da parte del trasporto.

Complessivamente, il report stima che la domanda di idrogeno del Corridoio A raggiungerà 140 TWh nel 2030 e 550 TWh nel 2040.

Il dossier prende quindi in esame i costi dell'idrogeno, ipotizzando che il Corridoio A nel 2030 potrà avere accesso ad H2 con costo di produzione nel range 2,1–3,8 euro a Kg. Valore che entro il 2040 scenderà nella forchetta 1,4–2,8 euro e Kg (da notare che, in entrambi gli scenari, il limite inferiore è relativo al costo di produzione in Nord Africa mentre quello superiore si riferisce al costo di produzione in alcuni dei Paesi europei che si affacciano sulla direttrice).

Per quanto riguarda i costi di trasporto dell'idrogeno via condotta, i TSO aderenti all'European Hydrogen Backbone (che sono poi i diretti interessati, essendo gli operatori delle pipeline) sono convinti che anch'essi potranno diminuire rapidamente nel corso dei prossimi anni, per attestarsi a valori attorno ai 2,4 euro a Kg di H2 trasportato nel 2030 e a 1,4 euro a Kg nel 2040 (questo nel caso di studio che ipotizza il percorso Tunisia-Baviera).

Sommando tutti questi dati, la EHB ritiene che l'idrogeno green importato attraverso il Corridoio A potrà essere competitivo con il gas naturale e il carbone già nel 2030, e che nel 2040 potrà essere anche più conveniente delle alternative fossili.

¹⁹ <https://www.ilsole24ore.com/art/idrogeno-verde-puglia-saipem-e-edison-entrano-progetto-AEkiCovB>

1.2.4 Settore siderurgico

L'acciaio è una lega ferrosa composta da ferro e carbonio, si produce partendo dal rottame (ciclo rottame) o dal materiale minerale ferroso + coke (ciclo integrale).

La produzione mondiale di acciaio si attesta a poco meno di 2 miliardi di tonnellate l'anno. L'industria siderurgica, analogamente a molte industrie del tipo "pesante", è responsabile di circa il 5% delle emissioni di CO₂ in Europa e del 7% su scala globale²⁰, ed è un settore classificato come "hard to abate", ovvero con emissioni di gas climalteranti ed inquinanti difficili da ridurre, a causa della difficoltà e del costo di implementazione di soluzioni alternative a quelle comunemente utilizzate.

Per ogni tonnellata di acciaio "crudo" prodotta attualmente si generano 1,89 tonnellate di CO₂²¹. La produzione italiana dell'acciaio - che rientra nel settore della metallurgia (C24) della classificazione ATECO - si attesta sui 24,5 milioni di tonnellate annue²², dato aggiornato al 2021.

Prendendo come riferimento (baseline) il dato 2019, In Italia sono state prodotte 23,2 Mton di acciaio grezzo. In totale il settore ha consumato all'incirca 2.030 MSm³/anno di gas naturale e 18 TWh/anno di elettricità, per un totale di emissioni dirette (SCOPE 1) pari a quasi 14 MtonCO₂eq/anno²³.

Di questi fabbisogni, Acciaierie d'Italia (ex Ilva), la più energivora delle industrie italiane, attualmente consuma oltre un miliardo di metri cubi di gas metano (circa la metà del totale), ed è fortemente dipendente da questo combustibile, in un contesto energetico ove anche i grandi fornitori di gas non rinnovano i contratti di fornitura²⁴. Le stesse azienda, sia per ridurre sensibilmente l'elevato impatto sull'ambiente²⁵ che la dipendenza dal vettore gas, si propone di produrre acciaio utilizzando idrogeno, entro i prossimi 10 anni, con un investimento previsto pari a 4,7 miliardi di euro²⁶.

Nel decreto n° 144 del 23 settembre 2022 "Aiuti Ter"²⁷ (e nello specifico all'art. 24), il governo in carica ha stanziato 1 miliardo di euro per implementare una transizione verso tecnologie basate sull'idrogeno (la cosiddetta DRI – Direct Iron Reduction) nel settore siderurgico italiano²⁸. L'idrogeno necessario per questo processo deve essere esclusivamente prodotto da fonte rinnovabile.

Le tecnologie maggiormente promettenti per convertire l'attuale produzione di acciaio in soluzioni più sostenibili dal punto di vista delle emissioni sono infatti le seguenti:

- Utilizzo di forni elettrici. Questa soluzione comporta un elevata richiesta di rottami metallici come materia prima e di energia elettrica a basso costo, possibilmente proveniente da fonti rinnovabili, almeno in prevalenza;
- Utilizzo di idrogeno come materiale riducente del ferro (tecnologia DRI). Questa soluzione richiede elevati investimenti, giustificabili solo quando viene utilizzato idrogeno prodotto da fonte rinnovabile (green hydrogen).

Ad oggi in Italia ci sono circa 50 forni elettrici attivi, ma tutti utilizzano come materiale di partenza per la produzione di acciaio il rottame, mentre non risulta ancora utilizzato il DRI.

L'insieme delle due tecnologie richiede un installazione massiccia di impianti di generazione a fonte rinnovabile, sia per l'alimentazione dei forni elettrici, che per la produzione di idrogeno verde. A causa della notevole estensione dei terreni necessari per installare fotovoltaico ed eolico per soddisfare questi

²⁰ <https://www.iea.org/reports/iron-and-steel-technology-roadmap>

²¹ <https://worldsteel.org/>

²² <https://worldsteel.org/>

²³ <https://www.energystrategy.it/prossimi-eventi/hydrogen-innovation-report-2022/>

²⁴ <https://www.ilsecoloxix.it/economia/2022/10/06/news/lacciaio-dellex-ilva-e-a-caccia-di-gas-eni-non-ha-rinnovato-il-contratto-10623569/>

²⁵ https://it.wikipedia.org/wiki/Acciaierie_di_Taranto#Problematiche_ambientali

²⁶ <https://www.ilsecoloxix.it/economia/2022/10/06/news/lacciaio-dellex-ilva-e-a-caccia-di-gas-eni-non-ha-rinnovato-il-contratto-10623569/>

²⁷ <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2022/09/23/22G00154/sg>

²⁸ <https://hydronews.it/nel-decreto-aiuti-ter-1-miliardo-di-euro-per-la-transizione-dellex-ilva-di-taranto-verso-lidrogeno/>

fabbisogni, è difficilmente percorribile andare a realizzare gli impianti nei pressi degli stabilimenti, mentre è opportuno che siano comunque localizzati a distanza non troppo elevata per ridurre le perdite di trasporto energetico (più evidenti nel caso dell'idrogeno, ma presenti anche nel caso dell'energia elettrica).

Il Direct Reduced Iron / Hot Briquetted Iron (detto anche preridotto, il processo HBI è utilizzato per avere la migliore qualità) si ottiene dalla riduzione dell'ossido ferrico, contenuto nei minerali ferrosi.

La reazione di riduzione avviene all'interno di un reattore nel quale CO e H₂ trasformano il minerale di ferro (iron ore) in DRI. Il processo di riduzione "standard" richiede una temperatura attorno agli 800°C e può avvenire secondo due configurazioni distinte:

- In un caso, CO e H₂ sono prodotti a partire da gas naturale tramite processo di reforming e vengono successivamente introdotti all'interno del reattore DRI;
- In alternativa, esiste il processo integrato nel quale il gas metano è introdotto direttamente nel reattore di riduzione, al cui interno l'ossido di carbonio e l'idrogeno vengono prodotti. Il DRI prodotto è quindi mandato in un forno elettrico o in un altoforno per essere ulteriormente processato e trasformato in acciaio.

Quando l'idrogeno viene prodotto tramite l'elettrolisi dell'acqua (processo che assume senso dal punto di vista ambientale se l'energia proviene da fonte rinnovabile), la tecnologia DRI così implementata consente la massima riduzione delle emissioni.

Il diverso processo tra il **DRI** "standard" e quello "evoluto" che utilizza idrogeno verde può essere rappresentato come segue:

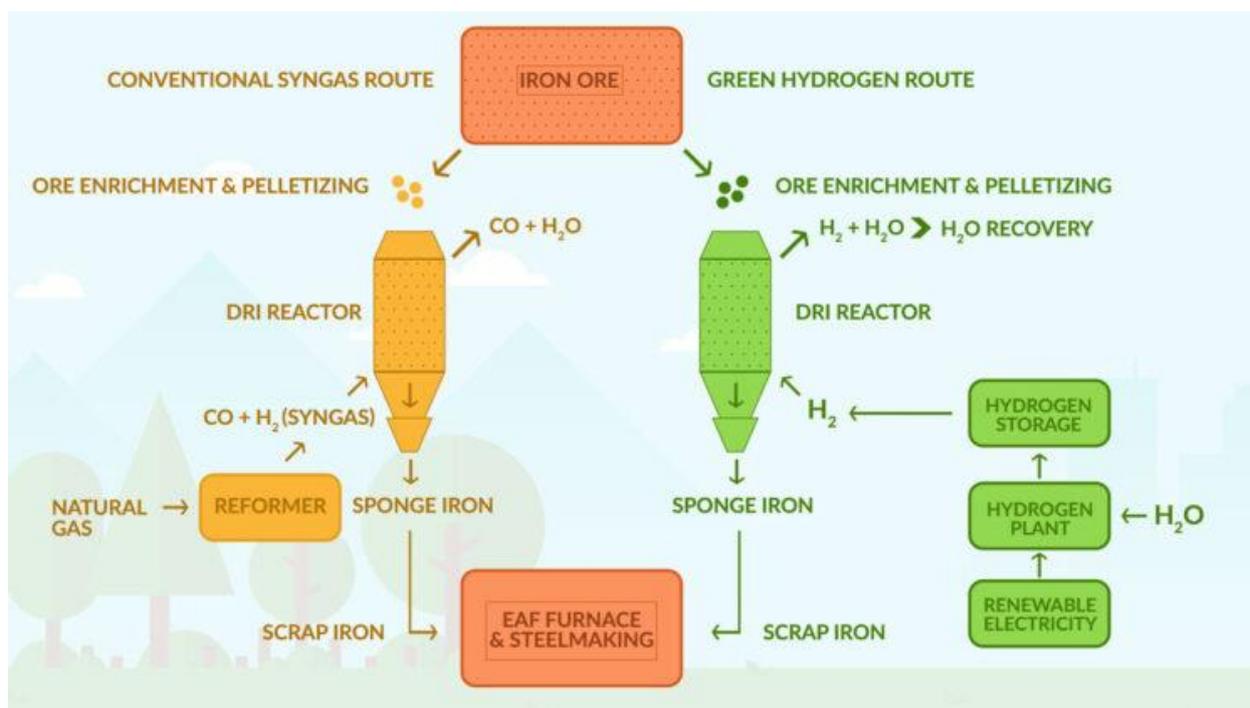
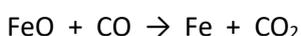


Fig.1.7: DRI "standard" vs DRI "evoluto"²⁹

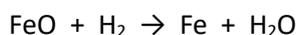
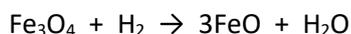
Il procedimento DRI "standard" utilizza quindi monossido di carbonio come agente riducente, secondo le seguenti reazioni chimiche:



²⁹ <https://dioxidematerials.com/green-hydrogen-as-a-clean-process-alternative-in-the-iron-and-steel-industry/>

Questo è l'attuale metodo commerciale che utilizza metano, che è convertito ad alta temperatura per generare monossido di carbonio ed idrogeno (agenti riducenti). Questo processo consuma circa 570 Nm³ di CO per tonnellata di acciaio. Il sottoprodotto è CO₂, gas climalterante.

Il procedimento DRI "evoluto", che utilizza l'idrogeno verde come agente riducente, implementa le seguenti reazioni chimiche:



Questo processo consuma circa 540 Nm³ di idrogeno (circa 50kg) per tonnellata di ferro (acciaio). Il sottoprodotto del processo è vapore acqueo.

Nelle Acciaierie d'Italia entro il 2025 si vogliono produrre 2,5 milioni di tonnellate di acciaio, utilizzando l'idrogeno all'interno di un ciclo DRI, con un fabbisogno pari a 125 milioni di kg di idrogeno.

L'impianto di Ascoli Satriano da 20MW di elettrolisi, può produrre circa 1200 tonnellate/anno di idrogeno, pari a circa un centesimo del fabbisogno del ciclo DRI di Acciaierie d'Italia nel sito di Taranto, a testimonianza dell'elevata necessità di impianti di questo tipo per raggiungere gli obiettivi prefissati.

Le prime acciaierie facenti uso di idrogeno sono state recentemente avviate: una di queste è a Linz³⁰, in Austria, come risultato del progetto H2Future.

In Italia è da citare il progetto Hydra, coordinato dal gruppo RINA, nel polo siderurgico Acciaierie d'Italia.

L'obiettivo di HYDRA è quello di creare un'infrastruttura dimostrativa di una scala industriale significativa che tenga insieme tutti i passaggi, dalla produzione di idrogeno verde con energie rinnovabili al suo trasporto e stoccaggio fino all'immissione nel ciclo produttivo di uno stabilimento siderurgico.

Il progetto prevede proprio la sostituzione del ciclo integrale con quello basato sul DRI come materia prima per i forni elettrici.

Il **progetto HYDRA**, prevede la produzione di preridotto usando l'idrogeno come agente riducente del minerale di ferro. Nell'ambito del progetto l'idrogeno è ipotizzato anche per altri impieghi, in altre fasi del processo. In particolare l'idrogeno potrebbe essere usato (puro o in blending con il metano) per il preriscaldamento del forno elettrico al posto del metano utilizzato attualmente, con doppio beneficio in termini di riduzione delle emissioni di CO₂, nonché in tutte le altre operazioni che necessitano di un processo di combustione.

Costerebbe un terzo in più, ma se si riducesse il costo dell'idrogeno a 1.80 euro/kg, sarebbe più caro solo del 10%, senza considerare il contributo degli ets.

Snam ha avviato la sperimentazione per utilizzare un mix composto al 30% di idrogeno per la forgiatura dell'acciaio.

Per i **settori industriali Hard-to-Abate** che già utilizzano idrogeno come feedstock (o che potenzialmente potrebbero utilizzarlo, come il DRI), le analisi svolte hanno messo in evidenza alcuni aspetti chiave:

Da un punto di vista delle tecnologie impiegate nei processi produttivi, per questi settori non sussistono particolari vincoli al passaggio all'idrogeno blu o verde. Infatti, già ad oggi queste industrie autoproducono e consumano idrogeno per soddisfare i propri fabbisogni.

³⁰ <https://worldsteel.org/media-centre/industry-member-news/2019-member-news/h2future-worlds-largest-green-hydrogen-pilot-facility-successfully-commences-operation/>

Tuttavia, nel caso di switch all'idrogeno blu occorre tenere in considerazione alcune criticità legate alle fasi di cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica, mentre nel caso di passaggio all'idrogeno verde uno dei principali ostacoli è rappresentato dall'alimentazione in continuo dei processi produttivi.

Dall'analisi di sensitivity sono emersi i valori di carbon tax che renderebbero economicamente equivalente uno switch dall'utilizzo attuale di idrogeno grigio all'idrogeno blu o verde:

- Nel caso di adozione di idrogeno blu, il costo della CO2 evitata è pari a 100 o 111 €/tonCO2, a seconda che si consideri una percentuale di cattura delle emissioni rispettivamente del 50% o 90%. Questi valori si avvicinano molto all'attuale costo della CO2 sul mercato ETS, che nei primi mesi del 2022 ha superato il valore di 90 €/tonCO2.
- Nel caso di adozione di idrogeno verde, il costo della CO2 evitata varia in funzione del costo dell'idrogeno grigio e verde.

Considerando un prezzo elevato dell'idrogeno grigio (4 e 6,5 €/kg) e un prezzo dell'idrogeno verde basso (pari a 3 o 5 €/kg), il costo della CO2 evitata risulta addirittura negativo. Viceversa, con un prezzo basso dell'idrogeno grigio (2 €/kg) e un prezzo dell'idrogeno verde alto (maggiore di 7 €/kg), il costo della CO2 evitata cresce notevolmente, arrivando fino a 900 €/tonCO2.

Dall'HIR22, pag. 49 - 50

Il processo di Direct Reduced Iron rappresenta una delle principali alternative per decarbonizzare il settore dell'acciaio. Attualmente in Europa è presente un solo impianto DRI ad Amburgo (Germania) che però non utilizza idrogeno verde.

- Fabbisogno di idrogeno: pari a circa 60-100 kg di H₂ per tonnellata di acciaio prodotta.
- Emissioni: le emissioni dirette di CO2 sono all'incirca 613 kg CO2/ton acciaio (considerando l'utilizzo del gas naturale sia come feedstock che come combustibile).

<https://www.ilsole24ore.com/art/ex-ilva-acciaio-all-idrogeno-entro-dieci-anni-nuovo-piano-47-miliardi-AE6KOf2>

Acciaierie d'Italia conferma l'obiettivo di produzione di 8 milioni di tonnellate di acciaio nel 2025. Con questo obiettivo il fabbisogno annuo di idrogeno ammonterebbe a 480 800 milioni di kg di idrogeno/anno per alimentare il processo.

1.2.5 Settore petrolchimico

Anche il settore petrolchimico rientra tra i cosiddetti "hard to abate". Nelle raffinerie l'idrogeno viene principalmente utilizzato all'interno dei processi di hydrotreating e hydrocracking.

In Italia si contano 12 impianti per la produzione di idrogeno destinata alle raffinerie che nel 2019 hanno prodotto complessivamente 1,3 kton/giorno di H₂, equivalenti al 13% della produzione captive totale destinata alla raffinazione in Europa³¹.

A Taranto è presente lo stabilimento petrolchimico dell'ENI, ed è notizia recente che sono stati stanziati fondi nell'ambito IPCEI Hy2Use per produrre una prima quota di idrogeno verde per questo stabilimento.³²

L'idrogeno è utilizzato nei processi di desolfurazione dei combustibili prodotti.³³

³¹ ³¹ <https://www.energystrategy.it/prossimi-eventi/hydrogen-innovation-report-2022/>

³² <https://hydronews.it/eni-ed-enel-confermano-fondi-ipcei-ai-progetti-per-produrre-h2-green-nelle-raffinerie-di-taranto-e-gela/>

³³ <https://www.eni.com/assets/documents/ita/attivita/mid-downstream/Dichiarazione-Ambientale-Taranto-2019.pdf>

Nelle vicinanze di questo stabilimento sarà installato un elettrolizzatore da 10MW con tecnologia PEM. In questo caso l'elettrolizzatore, collegato ad un impianto fotovoltaico al pari di quello previsto per l'impianto di Ascoli Satriano, sarà dimensionato con una potenza pari a circa 1/3 del generatore FV (1/4 nel caso di Ascoli Satriano) in modo da ampliare il numero di ore di funzionamento annuo a circa 3500 e determinare le condizioni più favorevoli per abbattere il costo di generazione dell'idrogeno (ovvero connessione diretta e sottodimensionamento). Ovviamente questo impianto, essendo capace di generare circa 600-700 tonnellate anno di idrogeno verde, costituirà un primo passo verso la produzione sostenibile di idrogeno, visto che nella stessa raffineria il fabbisogno di idrogeno (attualmente prodotto tramite steam methane reforming) è nettamente superiore, **dell'ordine delle 50.000 tonnellate l'anno o anche più.**

Quindi una produzione di idrogeno verde in Ascoli Satriano, ovviamente vettoriata verso i siti di consumo, può contribuire in futuro ad un ulteriore avanzamento del settore petrolchimico verso la decarbonizzazione ed anche in prospettiva del mantenimento dei posti di lavoro, ed è in coerenza con altre importanti iniziative sul territorio.

1.2.6 Settore dei trasporti

L'idrogeno, per le sue caratteristiche chimico e fisiche, ha una elevata densità energetica per unità di peso (quasi tre volte quella del metano), ma una bassissima densità per unità di volume (circa un terzo del metano). Per queste sue caratteristiche intrinseche, per immagazzinare un elevato quantitativo energetico occorrono serbatoi ad alta pressione (dell'ordine degli 800bar) o stoccaggio criogenico (idrogeno liquido a circa 250°C sotto lo zero), con tutte le conseguenti complicazioni tecniche.

Le caratteristiche fisiche del vettore, sono determinanti per effettuare una corretta valutazione della applicabilità a qualsiasi settore, soprattutto nell'ambito della mobilità e dei trasporti, dove l'autonomia del mezzo è uno dei criteri di maggior importanza.

Tuttavia, proprio nel settore della mobilità e dei trasporti vi è un grande fermento riguardo l'utilizzo di idrogeno come vettore energetico, come sta a testimoniare anche la normativa europea sugli RFNBO - renewable fuels of non-biological origin e gli stanziamenti effettuati dal Governo Italiano all'interno del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza con il Decreto 1 Luglio 2022³⁴.

Prendendo in esame la mobilità di tipo leggero (auto, motocicli, furgoni), le soluzioni ad idrogeno sono meno efficienti dal punto di vista energetico rispetto a quelle elettriche a batteria (a causa della limitata efficienza della catena di trasformazione energetica complessiva, che comporta un rapporto pari a circa ¼ del chilometraggio di un'auto ad idrogeno rispetto ad una a batteria a pari energia primaria).

Spostando l'attenzione verso i veicoli da trasporto pesante (navi, camion, treni ed aerei) la necessità di disporre di un'elevata autonomia e portata utile rende nuovamente interessante, se non conveniente, l'utilizzo dell'idrogeno, sia per un motore a combustione interna che per una power unit che utilizza una fuel cell.

In Italia, il settore dei trasporti è il primo in termini di emissioni di GHG con circa 105,5 MtonCO₂eq (circa il 24,2% del totale). Per quanto riguarda l'incidenza delle emissioni di GHG del trasporto pesante su gomma, trasporto navale, trasporto aereo, trasporto su rotaia sul settore dei trasporti, queste ricoprono un ruolo non trascurabile. Nel contesto italiano nel 2019, l'incidenza delle emissioni di GHG si attesta rispettivamente a 17,1% (gomma), 4,3% (navale), 2,3% (aviazione) e 0,1% (ferroviario).³⁵

³⁴https://www.gazzettaufficiale.it/atto/serie_generale/caricaDettaglioAtto/originario?atto.dataPubblicazioneGazzetta=2022-10-25&atto.codiceRedazionale=22A06022&elenco30giorni=false

³⁵ ³⁵ <https://www.energystrategy.it/prossimi-eventi/hydrogen-innovation-report-2022/>

È quindi evidente che il settore del trasporto su gomma è quello che contribuisce in larga parte alle emissioni, sebbene sia il settore navale che quello dell'aviazione sono entrambe riconducibili a quelli "hard to abate", per i quali l'idrogeno rappresenta una delle più valide alternative ai sistemi di propulsione diffusi.

In questo ambito assume particolare rilevanza il progetto TEN-T core network³⁶.

La rete TEN-T mira a creare uno spazio unico europeo dei trasporti basato su un'unica rete transeuropea completa, integrata e multimodale tra trasporto terrestre, marittimo e aereo, che comprenda e colleghi tutti gli stati membri dell'UE in maniera intermodale ed interoperabile.

La Rete TEN-T favorisce l'integrazione dei Paesi europei in vista di un mercato unico e sostiene una politica per la decarbonizzazione dei trasporti e un ruolo attivo dell'UE nella lotta globale ai cambiamenti climatici.

Il Regolamento UE 1315/2013 che ha definito la rete di trasporto trans-europea TEN-T, prevede la creazione di una rete articolata su due livelli per lo sviluppo della rete internazionale:

- la Comprehensive Network, ovvero una rete globale (da realizzarsi entro il 2050) che mira a garantire la piena copertura del territorio dell'UE e l'accessibilità a tutte le regioni;
- la Core Network, ovvero una rete centrale a livello UE (da realizzarsi entro il 2030) che comprende le parti di rete globale che rivestono la più alta importanza strategica ai fini del conseguimento degli obiettivi per lo sviluppo della rete transeuropea dei trasporti. La sua realizzazione si basa su un "approccio per corridoi".

Per quanto riguarda la Core Network, è previsto come obiettivo al 2030 la realizzazione di Hydrogen Refuelling Stations (HRS) ogni 100-150km della rete, come parte dell'Alternative Fuels Infrastructure Regulation (AFIR)³⁷.

³⁶ https://transport.ec.europa.eu/transport-themes/infrastructure-and-investment/trans-european-transport-network-ten-t_en

³⁷ <https://hydrogeneurope.eu/committee-votes-on-afir-maritime-transport/>



Fig.1.8: TEN-T network

In questo contesto, è da evidenziare che il sito di produzione dell'idrogeno di Ascoli Satriano "Tenuta Capo d'Acqua" dista meno di 4 chilometri dalla autostrada A16 (Napoli – Canosa o "Dei due mari", facente parte della strada europea E842), che **dovrebbe far parte del Progetto TEN-T Core Network** (Corridoio Scandinavo-Mediterraneo) secondo la nuova proposta di rete del dicembre 2021. Tale ubicazione renderebbe praticabile, ad esempio, l'apertura di una stazione di rifornimento ad idrogeno lungo la stessa arteria stradale, andando a proiettare questa infrastruttura nel futuro ed offrendo in particolare ai mezzi pesanti (e leggeri) la possibilità di utilizzare questo vettore ecologico lungo una direttrice di primaria



Fig.1.9 : Proposta di Rete TEN-T CORE

1.2.7 Autorizzazione dell'impianto "Power to Gas" di elettrolisi ed agevolazioni

Il progetto della piattaforma energetica per la decarbonizzazione di Ascoli Satriano prevede oltre al parco Agrivoltaico ed alla sezione di storage elettrochimico, anche "la realizzazione di un impianto di produzione di

idrogeno per elettrolisi” che “sarà composto da 3 elementi principali: // 1. Elettrolizzatore // 2. Sistema di compressione // 3. Serbatoi di stoccaggio” e, nel contempo, delle infrastrutture connesse.

Trattasi di uno dei primi impianti nel mondo con queste caratteristiche: solitamente i progetti Agrovoltai si limitano ad uno storage elettrochimico di complemento, mentre i pochi impianti solari che alimentano i sistemi di elettrolisi, sono fotovoltaici “puri” (non agrovoltai, come l’impianto di Iberdrola in Spagna, a servizio dell’azienda di produzione di fertilizzanti Fertiberia, a Ciudad Real).

Mentre per gli impianti fotovoltaici ed agrovoltai il quadro regolatorio appare più strutturato, essendo una delle prime iniziative che comprendono anche il Power to Gas è utile esaminare quanto la normativa prevede, passando in rassegna le normative principali e a partire dai livelli più alti (riferibili alla normativa comunitaria).

Il 15 dicembre 2021 è entrato in vigore il D.Lgs n° 199 dell’8 novembre 2021 definito “Red II”³⁸, in attuazione della Direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo e del Consiglio, relativo alla promozione dell’uso dell’energia da fonti energetiche rinnovabili (FER).

Il provvedimento definisce gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari al raggiungimento degli obiettivi europei sulla quota di energia da fonti rinnovabili per indirizzare il processo di de-carbonizzazione dell’economia o, detto in altro modo, operare una transizione energetica dalle fonti fossili a quelle rinnovabili.

In questo contesto di “transizione energetica”, l’Italia intende conseguire un obiettivo minimo del 30% entro il 2030 in termini di quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo.

L’innalzamento della produzione da rinnovabili non è il solo obiettivo che si prefigge di conseguire per indirizzare la transizione energetica: rilevante è il tema della riduzione dei consumi energetici (efficienza) ma anche la trasformazione di parte dell’energia prodotta in altri vettori, in modo da favorire l’accumulo di energia su base stagionale ed indirizzare il processo di de-carbonizzazione anche nei settori più complessi (i cosiddetti settori “hard to abate”).

L’idrogeno è, senza alcun dubbio, uno dei protagonisti della transizione energetica in corso. All’interno del d.lgs. Decreto Legislativo detto “RED II”, è dedicato un importante spazio anche a questo vettore energetico. L’Articolo 38, in particolare, definisce delle procedure di semplificazione per la costruzione e l’esercizio degli elettrolizzatori, elemento costitutivo principale dei sistemi “Power to Gas” con produzione di idrogeno.

In questo articolo viene disciplinata la procedura di autorizzazione, che varia a seconda della dimensione dell’impianto di elettrolisi ma anche a seconda dell’ubicazione (ad esempio contesto industriale o altro contesto), con alcune semplificazioni per gli impianti di taglia più ridotta. Ad esempio, la realizzazione di elettrolizzatori con potenza inferiore o uguale a 10 MW, secondo questa norma viene classificata come attività autorizzabile in edilizia libera che non richiede, dunque, il rilascio di uno specifico titolo abilitativo.

Di seguito è riportata la versione integrale dell’articolo 38, a cui è associata una più approfondita analisi di applicazione della norma in coerenza con la taglia di impianto di elettrolisi prevista per Ascoli Satriano.

³⁸ <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2021/11/30/21G00214/sg>

ART. 38 D.Lgs. 199/2021 (Semplificazioni per la costruzione ed esercizio di elettrolizzatori)

1. 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 l'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).

Il progetto va quindi considerato nel suo insieme di "pubblica utilità", atteso che in base all'art 38, lett. d) del d.lgs. 8 novembre 2021, n. 199 («Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili») «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».

Lo scopo dell'art. 38 del d.lgs. n. 199/2021 risulta inoltre ancora più chiaro se si considera che:

- l'idrogeno c.d. rinnovabile (e cioè, come nel progetto di Ascoli Satriano, prodotto attraverso l'elettrolisi dell'acqua in un elettrolizzatore alimentato ad energia elettrica proveniente direttamente dall'impianto Agrovoltaiico) è una «priorità dell'UE» tanto che già «dal 2020 al 2024, l'obiettivo strategico è installare nell'UE almeno 6 GW di elettrolizzatori per l'idrogeno rinnovabile e produrre fino a 1 milione di tonnellate di

idrogeno rinnovabile», anche considerato che «la diffusione degli autobus e, più avanti, degli autocarri a celle a idrogeno richiederà apposite stazioni di rifornimento: saranno quindi necessari elettrolizzatori anche per approvvigionare a livello locale un numero sempre maggiore di queste stazioni» (così la Commissione UE nella Comunicazione COM (2020) 301 final dell'8 luglio 2020);

- il **«Quadro strategico nazionale per lo sviluppo del mercato dei combustibili alternativi** nel settore dei trasporti e la realizzazione delle relative infrastrutture» di cui al d.lgs. 16 dicembre 2016, n. 257, intende promuovere, tra l'altro, la «fornitura di idrogeno per il trasporto stradale» [così l'art. 3, comma 2, lett. b)] e dedica alla «Fornitura di idrogeno per il trasporto stradale» l'intera Sezione b) dell'Allegato III ove, tra l'altro, prefigura uno scenario di «rapida transizione verso una produzione di idrogeno "green" da elettrolisi» (par. 4.2);

- il **PNIEC («Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima»)** individua l'idrogeno, in particolare prodotto da elettricità rinnovabile, tra i «carburanti rinnovabili non biologici» che dovranno concorrere, in misura consistente, al target stabilito a livello europeo della percentuale dei carburanti rinnovabili nel settore del trasporto;

- il **PNRR individua la «Mission 2: Rivoluzione verde e transizione ecologica»** di cui fanno parte la componente C2 «Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile» finalizzata alla «Promozione della produzione, distribuzione e degli usi finali dell'idrogeno, in linea con le strategie comunitarie e nazionali» e l'Investimento 5.2, in base al quale «Per sviluppare il mercato dell'idrogeno si prevede l'installazione in Italia di circa 5 GW di capacità di elettrolisi entro il 2030». La menzionata componente C.2 stabilisce, inoltre, di promuovere la produzione e l'utilizzo di idrogeno, tra l'altro, «supportando la ricerca e sviluppo» e il connesso «Investimento 3.5: Ricerca e sviluppo sull'idrogeno» individua come strategici i filoni di ricerca riguardanti «i) produzione di idrogeno verde; ii) sviluppo di tecnologie per stoccaggio e trasporto idrogeno e per trasformazione in altri derivati e combustibili verdi; iii) sviluppo di celle a combustibile; iv) miglioramento della resilienza delle attuali infrastrutture in caso di maggiore diffusione dell'idrogeno».

In coerenza con quanto sopra, in base all'**art. 7-bis, comma 2-bis del d.lgs. 3 aprile 2006, n. 152** [introdotto dall'art. 18, comma 1, lett. a) del d.l. 31 maggio 2021, n. 77 conv. in legge 29 luglio 2021, n. 108], «Le opere, gli impianti e le infrastrutture necessari alla realizzazione dei progetti strategici per la transizione energetica del Paese inclusi nel Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) e al raggiungimento degli obiettivi fissati dal Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC), predisposto in attuazione del Regolamento (UE) 2018/1999, come individuati nell'Allegato I-bis, e le opere ad essi connesse costituiscono interventi di pubblica utilità, indifferibili e urgenti» e nel menzionato Allegato I-bis sono annoverati, tra gli altri, i progetti riguardanti «1.2. Nuovi impianti per la produzione di energia e vettori energetici da fonti rinnovabili ... relativamente a: 1.2.1 Generazione di energia elettrica: impianti ... fotovoltaici (in terraferma e in mare)»; i progetti riguardanti «1.2.3. Produzione di carburanti sostenibili» tra cui «carburanti rinnovabili non biologici (idrogeno, e-fuels)»; i progetti riguardanti «1.3.1 Impianti di produzione di idrogeno; 1.3.2 Impianti di Power-to-X; 1.3.3 Infrastrutture di trasporto di idrogeno; 1.3.4 Infrastrutture di stoccaggio di idrogeno»; i progetti riguardanti «1.4.1 Costruzione di impianti di rifornimento di combustibili alternativi (per il trasporto stradale, aereo e navale) ... b. Rifornimento Idrogeno ...».

È inoltre in vigore dal 22 giugno 2022 il Decreto Legge n° 36 del 30 aprile 2022 detto "PNRR/2022" - Ulteriori misure urgenti per l'attuazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza

All'articolo 23 Comma 1 del provvedimento è disposto che:

“Il consumo di energia elettrica da fonti rinnovabili in impianti di elettrolisi per la produzione di idrogeno verde, anche qualora l'impianto di produzione e quello di elettrolisi siano collegati attraverso una rete con obbligo di connessione di terzi, non è soggetto al pagamento degli oneri generali afferenti al sistema elettrico di cui all'articolo 3, comma 11, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79”.

Il successivo comma 3 del medesimo articolo prevede che: “L'idrogeno prodotto ai sensi del comma 1 non rientra tra i prodotti energetici di cui all'articolo 21 del testo unico delle accise di cui al decreto legislativo 26 ottobre 1995, n. 504 18 e non risulta sottoposto ad accisa ai sensi del medesimo testo unico se non direttamente utilizzato in motori termici come carburante”.

Il comma 2 rimanda ad un successivo decreto attuativo l'individuazione dei casi e delle condizioni tecniche di dettaglio nelle quali applicare le disposizioni di cui al comma 1.

Il decreto attuativo è il DL 21 settembre 2022 “Condizioni per l'accesso alle agevolazioni sul consumo di energia rinnovabile in impianti di elettrolisi per la produzione di idrogeno verde. (22A05525)”.³⁹

Questo decreto individua i casi e le condizioni tecniche al ricorrere dei quali il consumo di energia elettrica da fonti rinnovabili in impianti di elettrolisi per la produzione di idrogeno verde accede alle agevolazioni di cui all'art. 4.

Le agevolazioni si applicano all'energia elettrica da fonti rinnovabili utilizzata per alimentare impianti di produzione di idrogeno verde, ossia l'idrogeno che soddisfa il requisito di riduzione delle emissioni di gas serra nel ciclo di vita del 73,4% rispetto a un combustibile fossile di riferimento di 94 g CO₂e/MJ ovvero l'idrogeno che comporta meno di 3 tCO₂eq/tH₂.

L'idrogeno, nel rispetto delle condizioni di cui sopra, può essere prodotto mediante processo elettrolitico

- a partire da fonti di energia rinnovabile (tramite collegamento diretto tra l'impianto FER e l'elettrolizzatore)
- e/o dall'energia elettrica di rete (dotata di garanzie di origine ai sensi dell'art. 46 del DL 8 novembre 2021, n° 199). Questa condizione può essere rispettata mediante ad esempio un contratto PPA (Power Purchase Agreement) il cui oggetto (l'energia da fonte rinnovabile) sia corredata da garanzie di origine.

Lo stesso decreto prevede ulteriori condizioni inerenti il calcolo e la verifica della riduzione delle emissioni durante il processo di produzione dell'idrogeno, qualora l'energia sia prelevata dalla rete e non da una connessione diretta con un impianto FER (in questo caso le emissioni sono considerate nulle).

Questo decreto è di particolare importanza nel caso di specie dell'impianto di Ascoli Satriano.

Riguardo ad esso, vanno considerate alcune importanti implicazioni, alla luce di quanto esposto finora in termini di tassonomia europea e di prezzo atteso di produzione dell'idrogeno verde, e quindi della sua competitività economica.

In particolare, è da evidenziare che:

- Il rispetto delle condizionalità di cui alla Tassonomia Europea (recepita tramite il DL 21 settembre 2022) risulta più complicata quando l'energia utilizzata è presa dalla rete (PPA + Garanzia di origine). Inoltre questa energia, essendo gravata dagli oneri di trasporto e dispacciamento, comporterà un costo di produzione dell'idrogeno potenzialmente superiore (a parità di ore di produzione) rispetto ad elettrolizzatore direttamente collegato ad un impianto di produzione;
- Una connessione diretta, come quella prevista per l'impianto di Ascoli Satriano, consente di evitare gli oneri di trasporto e dispacciamento, e non solamente quelli generali di sistema. In termini economici, i valori di costo di generazione dell'idrogeno, per il quale ricordiamo occorrono circa 55kWh di energia per ogni kg, sono dell'ordine dei 5 €/kg ovvero circa 150 €/MWh.

³⁹ <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2022/09/23/22A05525/sg>

1.3 Definizioni

ARERA (Ex AEEG) indica l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente istituita ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481;

Autorizzazione Unica o AU indica l'autorizzazione unica per la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, prevista dall'articolo 12 del Decreto 387/2003;

Concessione Edilizia indica il titolo abilitativo rilasciato dal Comune competente al proprietario dell'immobile o a chi ne abbia titolo, secondo quanto previsto dall'art 36 della L.R. n. 71 del 1978;

Conferenza dei Servizi indica la procedura finalizzata al rilascio dell'Autorizzazione Unica che coinvolge la Regione e, a seconda dei casi, la Provincia o il Comune nel cui territorio l'impianto dovrà essere costruito, unitamente a qualsiasi altra pubblica autorità interessata;

Consulente Tecnico indica il soggetto accreditato alle verifiche tecnico-funzionali e documentali;

Convenzione indica lo schema di convenzione previsto dalla Delibera AEEG 280/07;

Delibera 99/08 o TICA indicano la delibera n. 99 adottata dall'AEEG in data 23 luglio 2008, così come integrata dalla Delibera 225/2010 adottata dalla medesima Autorità;

DLgs. 152/2006 indica il Decreto Legislativo n. 152 del 3 aprile 2006 ("Norme in materia ambientale");

DLgs. 387/2003 indica il Decreto Legislativo n. 387 del 29 dicembre 2003 ("Attuazione della Direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità");

D.Lgs. 28/2011 o Decreto Romani indica il Decreto Legislativo n. 28 del 3 marzo 2011 che attua la Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'energia da fonti rinnovabili;

E-Distribuzione indica Enel Distribuzione S.p.A.;

Entrata in esercizio indica la prima data utile a decorrere dalla quale sono verificate tutte le seguenti condizioni:

- 1) l'impianto è collegato in parallelo con il sistema elettrico;
- 2) risultano installati tutti i contatori necessari per la contabilizzazione dell'energia prodotta e scambiata o ceduta con la rete;
- 3) risultano assolti tutti gli eventuali obblighi relativi alla regolazione dell'accesso alle reti;

Gestore di Rete indica, a seconda dei casi, l'impresa distributrice locale o Terna;

GSE indica il Gestore dei Servizi Energetici - GSE S.p.A.;

Impianto AgroFV indica l'impianto Agro-fotovoltaico, oggetto della presente relazione;

Legge 241/1990 indica la legge n. 241 del 7 agosto 1990 ("Nuove norme in materia di procedimento amministrativo e di diritto di accesso ai documenti amministrativi") come successivamente modificata;

MASE indica il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (ex MITE);

MIMIT indica il Ministero delle Imprese e del Made in Italy (ex Ministero dello Sviluppo Economico - Attività Produttive);

Rete indica la rete locale di distribuzione dell'energia elettrica;

RTN: indica la Rete di Trasmissione Nazionale, ossia l'insieme di linee di una rete usata per trasportare energia elettrica dai centri di produzione alle aree di distribuzione e consumo, come individuata dal Decreto del Ministro dell'Industria 25 giugno 1999 e ss.mm. e ii.;

RD 1775/1933 indica il Regio Decreto n. 1775 dell'11 dicembre 1993 ("Testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e impianti elettrici");

Società indica la Società EDIS s.r.l. ;

Soggetto Responsabile indica il titolare della convenzione con il GSE;

STMD indica la Soluzione Tecnica Minima di Dettaglio per la connessione dell'impianto alla rete, come definita nella Delibera 281/05;

STMG indica la Soluzione Tecnica Minima Generale per la connessione dell'impianto alla rete, come definita nella Delibera 281/05;

Terna indica la concessionaria nazionale della rete di Alta Tensione (AT), Terna S.p.A.;

UTF indica l'Ufficio Tecnico di Finanza;

VIA indica la Valutazione di Impatto Ambientale.

1.4 Dati generali proponente

Il proponente della presente iniziativa, EDIS Srl, è una società di scopo dedicata alla produzione di energia da fonte rinnovabile solare, e fa parte del Gruppo EGEA, società multiservizi di Alba (CN) (<https://www.egea.it/gruppo-egea>), condividendone i principi e la mission.

Presente sul mercato da oltre 60 anni, il Gruppo Egea nasce come azienda volta alla distribuzione del gas nella città di Alba (Cuneo). Nel corso degli anni la società è cresciuta sotto la guida dell'ing. PierPaolo Carini, attuale Amministratore Delegato del Gruppo e a capo dell'azienda dalla metà degli anni Novanta, diversificando le proprie attività fino a diventare una multi-utility conosciuta anche al di fuori dall'iniziale bacino territoriale. Negli anni Egea ha guadagnato crescenti quote di mercato raggiungendo negli ultimi esercizi un fatturato che supera i 1500 milioni di euro. Attualmente gestisce 28 tra servizi ed attività diversificate di business, nei settori dell'energia e dell'ambiente, e conta oltre 100 Soci pubblici e 150 Soci privati.

La mission di EGEA consiste nel miglioramento costante della qualità della vita delle Persone e nell'affermazione di un modello di Sviluppo Sostenibile che parta dalla difesa e valorizzazione del patrimonio naturale. L'unicità e la distintività di EGEA si esprimono attraverso un legame unico con il Territorio, fondato su principi cardine per il Gruppo che guidano le scelte strategiche e il quotidiano.

» La Sostenibilità come responsabilità verso il Territorio, la tutela delle risorse naturali e la qualità del paesaggio promuovendo modelli di impresa capaci di integrarsi con il rispetto dell'ambiente naturale.

» La Vicinanza, valore profondo e distintivo di EGEA, nei confronti degli utenti dei diversi servizi attraverso la rete di sportelli e i canali di dialogo, dei fornitori del Gruppo, delle Comunità Locali attraverso eventi e sostegno alle iniziative delle Associazioni.

» La Competenza prodotto di un Cultura d'Impresa che si fonda sul saper fare e sulla volontà di migliorare costantemente i propri processi e prodotti attraverso l'innovazione, la passione e l'impegno.

La filosofia di EGEA è quella della gestione prudente. Una politica che si ritrova anche nell'espansione territoriale, effettuata in maniera graduale e attraverso accordi mirati, gli investimenti pensati e realizzati su tempi medio-lunghi, in funzione di una programmazione lungimirante. Un modello di sviluppo che va in controtendenza rispetto a quello adottato dai maggiori operatori a livello nazionale, EGEA privilegia l'attenzione ai capitali economici, umani, ambientali e culturali, mettendo al centro della propria attività la Sostenibilità.

Unica nel panorama delle multiutility, EGEA si è dotata da tempo di un modello di governance di tipo duale, con il quale si propone di soddisfare gli interessi della pluralità degli azionisti coinvolti, creando nel tempo Valore Sostenibile e Condiviso per l'Azienda e per la propria Comunità di riferimento.

Al Consiglio di gestione, che si occupa della direzione e della gestione amministrativa dell'Azienda per il raggiungimento dell'oggetto sociale, si affianca il Consiglio di Sorveglianza, espressione dei Soci pubblici, e che svolge funzione di controllo sull'operato del Consiglio di Gestione. A complemento della Governance, si è aggiunto nel 2019 il Comitato Scientifico, presieduto dal Magnifico Rettore del Politecnico di Torino Prof. Guido Saracco, a supporto delle attività di indirizzo e gestione del Gruppo. Questo comitato supporta il Gruppo EGEA nell'individuazione e definizione del perimetro dei servizi resi alla collettività, occupandosi delle tematiche di Sostenibilità e Circolarità dell'energia e declinandole nei vari settori di intervento, allineando il Gruppo alle migliori pratiche di innovazione industriale ed ingegneristica.

Maggiori informazioni sul Gruppo, su di EDIS e sui settori di attività si possono identificare nel Bilancio di Sostenibilità più recente.⁴⁰

1.5 Riferimenti normativi

I riferimenti normativi del progetto in esame sono molteplici e trasversali poiché si riferiscono ad una moltitudine di temi.

L'approccio utilizzato nella redazione del presente progetto è di tipo sistematico nel ricondurre ad ogni tema la normativa di settore più appropriata e non generalizzata al solo impianto fotovoltaico.

1.5.1 Derivazioni di acque sotterranee e superficiali

Regolamento Regionale n. 2/2017 - comma 3 dell'art. 13 - (Disciplina delle modalità di quantificazione dei volumi idrici ad uso irriguo), permette la gestione telematica dei procedimenti amministrativi relativi alle derivazioni di acque sotterranee e superficiali;

Atto Dirigenziale Sezione Risorse Idriche n. 95 del 21/04/2020 - Piattaforma online "Procedimenti Derivazioni Idriche" sul portale www.sit.puglia.it. Approvazione del Manuale d'uso e connessa organizzazione della Sezione Risorse Idriche.

Deliberazione della Giunta Regionale n.131 del 11/02/2020 - Approvazione delle modalità di informatizzazione dei procedimenti riguardanti le derivazioni di acqua pubblica: piattaforma online "Procedimenti Derivazioni Idriche" sul portale www.sit.puglia.it

Regolamento Regionale n. 2/2017 - Disciplina delle modalità di quantificazione dei volumi idrici ad uso irriguo ai sensi del D.M. MIPAAF 31 luglio 2015.

⁴⁰ <https://www.egea.it/gruppo-egea/documenti/bilancio-sociale>

Decreto del Presidente della Giunta Regionale n. 178/2010 - Conferimento di funzioni amministrative al sistema delle autonomie locali in attuazione della Legge Regionale 19 dicembre 2008, n. 36: funzioni inerenti all'approvvigionamento idrico.

Decreto Legislativo n. 152/2006 e ss.mm.ii - Norme in materia ambientale.

Legge Regionale n. 18/1999 e ss.mm.ii - Disposizioni in materia di ricerca ed utilizzazione di acque sotterranee.

Regio Decreto n. 1775/1933 - Testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e impianti elettrici.

Attuazione DM n. 131 del 16 giugno 2008 - La caratterizzazione dei corpi idrici superficiali della Regione Puglia: tipizzazione, identificazione e classificazione dei corpi idrici

Piano di Tutela delle Acque (PTA), introdotto dal D.Lgs. 152/2006 - atto che disciplina il governo delle acque sul territorio. Strumento dinamico di conoscenza e pianificazione, che ha come obiettivo la tutela integrata degli aspetti qualitativi e quantitativi delle risorse idriche, al fine di perseguirne un utilizzo sano e sostenibile.

1.5.2 Riferimenti Usi Civici

LEGGI STATALI

Legge_n. 1766 del 16 giugno 1927 - (pubblicata nella Gazzetta Ufficiale del 3 ottobre 1927, n. 228) - la legge introduceva il concetto dello *ius caselimandi* cioè: a) il diritto di costruire abitazioni rurali. b) il diritto di farsi casa per abitarvi. c) il diritto di costruire abitazioni di tipo civile.

Regio Decreto n. 332 del 26 febbraio 1928 - (pubblicata nella Gazzetta Ufficiale dell' 8 marzo 1928, n. 57) - Approvazione del regolamento per l'esecuzione della legge 16 giugno 1927, n. 1766, sul riordinamento degli usi civici nel Regno.

LEGGI STATALI AFFRANCAZIONE

Legge Affrancazione canoni n. 998 del 11 giugno 1925 - è convertito in legge il Regio Decreto n. 1717 del 15 luglio 1923 per la riforma delle vigenti disposizioni sulla affrancazione dei canoni, censi ed altre prestazioni perpetue, con le modificazioni introdotte nel testo della stessa legge.

Legge Affrancazione n. 701 del 1° luglio 1952 - Norme in materia di revisione di canoni enfiteutici e di affrancazione (pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n. 154 del 5 luglio 1952).

LEGGI REGIONALI

Legge Regionale n. 7 del 28 gennaio 1998 - aggiornata al 2017 "Usi civici e terre collettive in attuazione della Legge 16 giugno 1927, n. 1766 e del Regio Decreto 26 febbraio 1928, n. 332" - (pubblicata nel BURP n. 11 del 30/01/1998).

Legge Regionale n. 19 del 28 giugno 2007 "Integrazioni all'art. 54 della Legge Regionale 4 agosto 2001, n. 14 e all'articolo 10 della Legge Regionale 28 gennaio 1998 n. 7 concernenti gli usi civici" - (pubblicata nel BURP n. 94 suppl. del 02/07/2007).

Legge Regionale n. 14 del 4 agosto 2004 "Assestamento e prima variazione al bilancio di previsione per l'esercizio finanziario 2004" - (pubblicata nel BURP n. 100 suppl. del 06/08/2004).

Legge Regionale n. 32 del 5 dicembre 2001 "Assestamenti e variazioni al bilancio di previsione per l'esercizio finanziario 2001" - (pubblicata nel BURP n. 178 suppl. del 07/12/2001).

Legge Regionale n. 14 del 31 maggio 2001 "Bilancio di previsione per l'esercizio finanziario 2001 e bilancio pluriennale 2001 - 2003" - (pubblicata nel BURP n. 80 suppl. del 01/06/2001).

Legge Regionale n. 35 del 20 dicembre 1999 "Modifica alla " - (pubblicata nel BURP n. 125 suppl. del 21/12/1999).

Legge Regionale n. 17 del 4 maggio 1999 "Misure di rilievo finanziario per la programmazione Regionale della spesa (collegato alla legge di bilancio di previsione per l'esercizio finanziario 1999 e bilancio pluriennale 1999 - 2001" - (pubblicata nel BURP n. 47 suppl. del 07/05/1999).

Legge Regionale n. 7 del 28 gennaio 1998 "Usi civici e terre collettive in attuazione della Legge 16 giugno 1927, n. 1766 e del Regio Decreto 26 febbraio 1928, n. 332" - (pubblicata nel BURP n. 11 del 30/01/1998).

1.5.3 Riferimenti Normativi Piani e Programmi - Impianti di Generazione

Decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità". Il decreto si pone, tra i suoi obiettivi: la promozione di un maggior contributo delle fonti energetiche rinnovabili alla produzione di elettricità nel relativo mercato italiano e comunitario; la promozione dello sviluppo di impianti di microgenerazione elettrica alimentati da fonti rinnovabili, in particolare per gli impieghi agricoli e per le aree montane.

Direttiva 2006/32/CE riguardante l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici, gli obiettivi generali si compongono in cinque categorie: conseguire il risparmio energetico degli Stati membri pari al 9% dopo nove anni dall'entrata in vigore di tale normativa; gli Stati membri fissano un obiettivo nazionale e uno intermedio realistico per il terzo anno dall'entrata in vigore della direttiva; predisporre misure e strategie energetiche da ultimare; conferire ad autorità o agenzie la supervisione e la responsabilità del processo e la possibilità di successivi sviluppi all'approccio del mercato.

L'Autorizzazione Unica (AU), ai sensi dell'art. 12 D.Lgs 387/2003, è il procedimento a cui sono soggetti "la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili, gli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione, come definiti dalla normativa vigente, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio dell'impianti stessi

LEGGI – PIANI E PROGRAMMI REGIONALI

Legge Regionale 14 giugno 2007, n. 17 "Disposizioni in campo ambientale, anche in relazione al decentramento delle funzioni amministrative in materia ambientale" (B.U.R. Puglia n. 87 del 18-6-2007)

Piano Urbanistico Territoriale Tematico Paesaggistico (PUTT/P) – Disciplina i processi di trasformazione fisica e l'uso del territorio

Regolamento Regionale 31/12/2010 n. 24

Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR) è il piano paesaggistico ai sensi degli artt. 135 e 143 del D.lgs. 22 gennaio 2004, n. 42 "Codice dei beni culturali e del Paesaggio", con specifiche funzioni di piano territoriale ai sensi dell'art. 1 della L.R. 7 ottobre 2009, n. 20 "Norme per la pianificazione paesaggistica". Il PPTR persegue le finalità di tutela e valorizzazione, nonché di recupero e riqualificazione dei paesaggi di

Puglia, in attuazione dell'art. 1 della L.R. 7 ottobre 2009, n. 20 "Norme per la pianificazione paesaggistica" e del "Codice dei beni culturali e del Paesaggio".

Piano Territoriale Provinciale di Coordinamento (PTCP);

Piano Operativo Integrato (POI) 8 – Energia, linee guida per la valutazione paesaggistica degli impianti di produzione energetica da fonte rinnovabili nella provincia di Foggia;

Piano Urbanistico Generale (PUG) del Comune di Ascoli Satriano.

Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 10-09-2010, "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili."

Regolamento Regionale n. 24 del 30-12-2010, "Regolamento attuativo del Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010 - Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili - recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della regione Puglia."

Deliberazione di Giunta Regionale n. 3029 del 30-12-2010, "Approvazione della Disciplina del procedimento unico di autorizzazione alla realizzazione ed all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica"

Determina Dirigenziale Area Politiche per lo sviluppo economico, lavoro e innovazione, n. 1 del 03-01-2011, "Autorizzazione Unica ai sensi dell'art. 12 del D.Lgs. 387/2003 - DGR n. 3029 del 30.12.2010 - Approvazione delle "Istruzioni tecniche per la informatizzazione della documentazione a corredo dell'Autorizzazione Unica" e delle "Linee Guida Procedura Telematica"

Intesa del 14-03-2011 tra la Regione Puglia, l'Unione Province d'Italia (UPI) e l'Associazione Nazionale Comuni Italiani (ANCI).

Regolamento Regionale 30 novembre 2012, n. 29 - Modifiche urgenti, ai sensi dell'art. 44 comma 3 dello Statuto della Regione Puglia (L.R. 12 maggio 2004, n. 7), del Regolamento Regionale 30 dicembre 2012, n. 24 "Regolamento attuativo del Decreto del Ministero dello Sviluppo del 10 settembre 2010 Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia."

Disposizioni transitorie del Regolamento Regionale 30 dicembre 2010 n. 24 e della Deliberazione di Giunta Regionale n. 3029 del 30 dicembre 2010 - Indirizzi Applicativi - Pareri Ambientali Prescritti.

Sistemi di accumulo: Art 1, comma 2 quater e 2 quinquies della l. 7/2002, come recentemente modificati dall'Articolo 9 comma 1 sexies del DL 17/2022 convertito in legge il 27 aprile 2022.

1.5.4 Riferimenti Normativi Parte Agronomica

Sentenza n. 248/2022 del TAR Puglia con la quale è stata evidenziata la netta differenza esistente tra gli impianti fotovoltaici e quelli agrovoltaici.

DELIBERAZIONE DELLA GIUNTA REGIONALE 07 ottobre 2019, n. 1780 Art. 2 Legge regionale 8.10.2014, n. 41 "Misure di tutela delle aree colpite da Xylella fastidiosa". Indirizzi per la tenuta dell'elenco dei terreni interessati da espianto/abbattimento/spostamento di olivi infetti da Xylella fastidiosa, visto l'art. 1 L.R. 8.10.2014 n. 41, modificato dalla L.R. 11 aprile 2016 n.7...(B.U.R.P. n. 121 del 22-10-2019) scarica Deliberazione n. 1780/2019.

DETERMINAZIONE DEL DIRIGENTE SEZIONE COMPETITIVITA' DELLE FILIERE AGROALIMENTARI 7 giugno 2019, n. 147 Decreto Legge 29 marzo 2019 n. 27 convertito con modificazioni in legge 21 maggio 2019, n. 44.

Approvazione modelli di comunicazione ai sensi dell'art. 8 ter, primo comma, della legge 44/2019. scarica Determinazione n.147/2019.

LEGGE 21 MAGGIO 2019 , n. 44 Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 29 marzo 2019, n. 27, recante disposizioni urgenti in materia di rilancio dei settori agricoli in crisi e di sostegno alle imprese agroalimentari colpite da eventi atmosferici avversi di carattere eccezionale...(G.U. n. 123 del 28-05-2019) scarica Legge n.44/2019.

DELIBERAZIONE DELLA GIUNTA REGIONALE 5 febbraio 2019, n. 200 indirizzi operativi per l'applicazione coordinata della normativa in tema di abbattimento di alberi di olivo (L. n. 144/51) nelle aree delimitate infette della regione Puglia per contrastare la diffusione di Xylella fastidiosa. Modifiche alla **deliberazione della Giunta regionale 14 dicembre 1989 n. 7310**.

LEGGE REGIONALE 11 aprile 2016, n. 7 modifica all'articolo 1 della legge regionale 8 ottobre 2014, n. 41 (Misure di tutela delle aree colpite da xylella fastidiosa). Legge LR n.7/2016.

LEGGE 14 febbraio 1951, n.144 modificazione degli articoli 1 e 2 del decreto legislativo luogotenenziale 27 luglio 1945, n. 475, concernente il divieto di abbattimento di alberi di olivo. scarica Legge n.144/1951.

DIN SPEC 91434 - Impianti agri-fotovoltaici - Requisiti per l'utilizzo agricolo primario

LINEE GUIDA PER L'APPLICAZIONE DELL'AGRO-FOTOVOLTAICO IN ITALIA pubblicazione a cura di UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DELLA TUSCIA - DIPARTIMENTO DI SCIENZE AGRARIE E FORESTALI, CONFAGRICOLTURA, ENEL GREEN POWER, CONSIGLIO PER LA RICERCA IN AGRICOLTURA E L'ANALISI DELL'ECONOMIA AGRARIA, SOLARFIELDS, CONSIGLIO NAZIONALE DELLE RICERCHE, EF SOLARE ITALIA, LE GREENHOUSE, S.E.A TUSCIA S.R.L., CONSIGLIO ORDINE NAZIONALE DEI DOTTORI AGRONOMI E DOTTORI FORESTALI, FEDERAZIONE DOTTORI AGRONOMI E FORESTALI DEL LAZIO.

Linee Guida in materia di Impianti Agrovoltaici - documento, prodotto nell'ambito di un gruppo di lavoro coordinato dal MINISTERO DELLA TRANSIZIONE ECOLOGICA - DIPARTIMENTO PER L'ENERGIA, e composto da:

- CREA - Consiglio per la ricerca in agricoltura e l'analisi dell'economia agraria;
- GSE - Gestore dei servizi energetici S.p.A.;
- ENEA - Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile;
- RSE - Ricerca sul sistema energetico S.p.A.

1.5.5 Riferimenti Normativi produzione Idrogeno

Decreto Ministeriale del 16 febbraio 1982 concernente la determinazione delle attività soggette alle visite di prevenzione incendi

Decreto Ministeriale del 24 novembre 1984 concernente le norme di sicurezza antincendio per il trasporto, la distribuzione, l'accumulo e l'utilizzazione del gas naturale con densità non superiore a 0,8

Decreto Ministeriale del 31 agosto 2006, concernente l'approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, costruzione ed esercizio degli impianti di distribuzione di idrogeno per autotrazione.

DIRETTIVA 2014/94/UE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 22 ottobre 2014 sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi

UNI ISO/TR 15916:2018 Sicurezza dei sistemi a idrogeno – Rapporto che fornisce le linee guida per l'uso dell'idrogeno nelle forme gassose e liquide, nonché la sua conservazione in una di queste o altre forme (idruri). Identifica i principali problemi di sicurezza, pericoli e rischi e descrive le proprietà dell'idrogeno rilevanti per la sicurezza.

LEGGE REGIONE PUGLIA N. 34 DEL 24.7.2019 - Norme in materia di promozione dell'utilizzo di idrogeno e disposizioni concernenti il rinnovo degli impianti esistenti di produzione di energia elettrica da fonte eolica e per conversione fotovoltaica della fonte solare e disposizioni urgenti in materia di edilizia.

DELIBERAZIONE DELLA GIUNTA REGIONALE 31 gennaio 2022, n. 55 “Avviso pubblico relativo all'invito alle regioni/province autonome volte alla realizzazione di siti di produzione di idrogeno da finanziare nell'ambito del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR), Missione 2 «Rivoluzione verde e transizione ecologica», Componente 2 «Energia rinnovabile, idrogeno rete e mobilità sostenibile». Linee di indirizzo per la partecipazione della Regione Puglia

2 Quadro Programmatico

Nel Quadro di Riferimento Programmatico il progetto si inserisce negli strumenti di pianificazione e programmazione vigenti a scala europea, nazionale, regionale, provinciale e comunale: in particolare, viene analizzata la coerenza con la programmazione energetica e con gli strumenti di pianificazione territoriale, paesistica regionale e provinciale e l'eventuale presenza di vincoli di tipo urbanistico o/e ambientale che possono interferire con il progetto stesso.

La tipologia dell'intervento oggetto dello studio ha portato ad analizzare, per ogni livello di pianificazione, gli strumenti di seguito elencati:

INQUADRAMENTO AUTORIZZATIVO

Per l'autorizzazione dell'impianto fotovoltaico in progetto si fa riferimento all'articolo art. 27 bis del D. Lgs 152/2006 e ss. mm. ii. La Regione Puglia ha recepito integralmente i contenuti del D.lgs. 152/06, introducendo, il Provvedimento Autorizzatorio Unico Regionale (PAUR). Il PAUR comprende il provvedimento di VIA e tutte le autorizzazioni, intese, concessioni, licenze, pareri, concerti, nulla osta e assensi comunque denominati, necessari alla realizzazione e all'esercizio di progetti sottoposti a procedimenti di VIA richiesti dal proponente.

2.1 Piani e Programmi Energetico-Ambientali e Comunità Energetiche

Il Progetto si inquadra in un ampio Piano programmatico Comunitario, Nazionale, Regionale e Locale

PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA (PNIEC): ii. Strategia relativa alle cinque dimensioni dell'Unione dell'energia; il progetto rientra nei seguenti punti:

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 contribuiscono all'integrazione delle rinnovabili;

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.

Energia rinnovabili. Gli elementi di cui all'articolo 4, lettera a, punto 2 (2)

Per quanto riguarda l'energia rinnovabile: Al fine di conseguire l'obiettivo vincolante dell'UE di almeno il 32% di energia rinnovabile nel 2030 di cui all'articolo 3 della Direttiva (UE) 2018/2001, un contributo in termini di quota dello Stato membro di energia da fonti rinnovabili nel consumo lordo di energia finale nel 2030; a partire dal 2021 tale contributo segue una traiettoria indicativa. Entro il 2022, la traiettoria indicativa raggiunge un punto di riferimento pari ad almeno il 18 % dell'aumento totale della quota di energia da fonti rinnovabili tra l'obiettivo nazionale vincolante per il 2020 dello Stato membro interessato e il suo contributo all'obiettivo 2030. Entro il 2025, la traiettoria indicativa raggiunge un punto di riferimento pari ad almeno il 43 % dell'aumento totale della quota di energia da fonti rinnovabili tra l'obiettivo nazionale vincolante per il 2020 dello Stato membro interessato e il suo contributo all'obiettivo 2030. Entro il 2027, la traiettoria indicativa raggiunge un punto di riferimento pari ad almeno il 65 % dell'aumento totale della quota di energia da fonti rinnovabili tra l'obiettivo nazionale vincolante per il 2020 dello Stato membro interessato e il suo contributo all'obiettivo 2030.

Settore elettrico

Per il raggiungimento degli obiettivi rinnovabili al 2030 sarà necessario non solo stimolare nuova produzione, ma anche preservare quella esistente e anzi, laddove possibile, incrementarla promuovendo il revamping e repowering di impianti. In particolare, l'opportunità di favorire investimenti di revamping e repowering dell'eolico esistente con macchine più evolute ed efficienti, sfruttando la buona ventosità di siti già conosciuti e utilizzati, consentirà anche di limitare l'impatto sul consumo del suolo. Si seguirà un simile approccio, ispirato alla riduzione del consumo di territorio, per indirizzare la diffusione della significativa capacità incrementale di fotovoltaico prevista per il 2030, promuovendone l'installazione innanzitutto su edificato, tettoie, parcheggi, aree di servizio, ecc. Rimane tuttavia importante per il raggiungimento degli obiettivi al 2030 la diffusione anche di grandi impianti fotovoltaici a terra, privilegiando però zone improduttive, non destinate ad altri usi, quali le superfici non utilizzabili a uso agricolo. In tale prospettiva vanno favorite le realizzazioni in aree già artificiali (con riferimento alla classificazione SNPA), siti contaminati, discariche e aree lungo il sistema infrastrutturale. Sulle superfici agricole invece la tendenza sarà quella di privilegiare le iniziative agro-voltaiche.

Per favorire il raggiungimento degli obiettivi, saranno progressivamente implementate delle misure di natura economica, regolamentare, programmatica, informativa e amministrativa, calibrate sulla base della tipologia di intervento (nuova costruzione o ricostruzione), delle dimensioni degli impianti e dello stato di sviluppo delle tecnologie. Al momento, sono considerate innovative, nel contesto nazionale, l'eolico off shore, il solare termodinamico, la geotermia a ridotto impatto ambientale e l'oceanica; sono considerate tecnologie più mature eolico on shore, solare fotovoltaico, idroelettrico, gas residuati dei processi di depurazione. Tra le tecnologie più mature rientrano biomasse e biogas, che tuttavia ancora risentono di elevati costi di produzione, prevalentemente imputabili ai costi della materia prima.

Settore gas

Nel settore gas sono in corso di autorizzazione e valutazione presso il MiSE ed il MIT diversi progetti di depositi costieri di piccolo volume (SSLNG) per lo scarico del GNL da navi metaniere di piccola taglia, lo stoccaggio e il successivo caricamento su navi bettoline (bunkeraggio) e su autocisterne criogeniche per il rifornimento di clienti civili e industriali e di stazioni di rifornimento carburanti.

Comunità di energia rinnovabile: Sotto altri profili, la promozione delle comunità di energia rinnovabile sarà perseguita attraverso strumenti informativi sulle risorse disponibili localmente (anche avvalendosi del percorso per l'individuazione delle aree idonee di cui si dice nel seguito) e sulle opportunità offerte dagli strumenti di sostegno. Si valuterà inoltre lo sviluppo di strumenti standard per la costituzione e la gestione delle comunità e per la valorizzazione della produzione energetica. Considerato che in Italia sono già state avviate prime esperienze locali, su iniziativa di alcune Regioni e Comuni, nell'ambito dell'Osservatorio PNIEC, si effettuerà una ricognizione di queste esperienze per verificare la possibilità di elaborare azioni di facilitazione e sostegno anche sulla base del monitoraggio e della ricognizione delle citate esperienze. Nei contesti locali in cui sarà possibile e conveniente si promuoverà anche la valorizzazione, a cura delle comunità dell'energia termica da rinnovabili. Nell'ambito del recepimento della Direttiva rinnovabili e in coordinamento con il recepimento della Direttiva mercato elettrico, particolare attenzione sarà posta sulle interrelazioni tra le comunità di energia rinnovabile e le comunità energetiche dei cittadini, che sembra offrire a tale ultima organizzazione la possibilità, oltre che di produrre, stoccare e consumare energia anche da fonti rinnovabili, opportunità di fornire ulteriori servizi come i servizi di efficienza energetica, i servizi di ricarica per veicoli elettrici e la fornitura di altri servizi energetici.

Impatto delle politiche e delle misure previste, di cui alla sezione 3, sul sistema energetico e sulle emissioni e gli assorbimenti di gas a effetto serra, ivi incluso un confronto con le proiezioni con politiche e misure vigenti (di cui alla sezione 4). i. Proiezioni dell'evoluzione del sistema energetico e delle emissioni e degli assorbimenti di gas a effetto serra nonché, ove pertinente, delle emissioni di inquinanti atmosferici in conformità della Direttiva (UE) 2016/2284 nel quadro delle politiche e delle misure previste almeno per i

dieci anni successivi al periodo oggetto del piano (compreso l'ultimo anno del periodo coperto dal piano), comprese le pertinenti politiche e misure dell'Unione.

Piano Paesaggistico Territoriale – PPTR

Il Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR) è piano paesaggistico ai sensi degli artt. 135 e 143 del Codice, con specifiche funzioni di piano territoriale ai sensi dell'art. 1 della L.r. 7 ottobre 2009, n. 20 "Norme per la pianificazione paesaggistica". Esso è rivolto a tutti i soggetti, pubblici e privati, e, in particolare, agli enti competenti in materia di programmazione, pianificazione e gestione del territorio e del paesaggio.

Il PPTR persegue le finalità di tutela e valorizzazione, nonché di recupero e riqualificazione dei paesaggi di Puglia, in attuazione dell'art. 1 della L.R. 7 ottobre 2009, n. 20 " Norme per la pianificazione paesaggistica" e del D.lgs. 22 gennaio 2004, n. 42 "Codice dei beni culturali e del Paesaggio" e successive modifiche e integrazioni (di seguito denominato Codice), nonché in coerenza con le attribuzioni di cui all'articolo 117 della Costituzione, e conformemente ai principi di cui all'articolo 9 della Costituzione ed alla Convenzione Europea sul Paesaggio adottata a Firenze il 20 ottobre 2000, ratificata con L. 9 gennaio 2006, n. 14.

Il PPTR persegue, in particolare, la promozione e la realizzazione di uno sviluppo socioeconomico autosostenibile e durevole e di un uso consapevole del territorio regionale, anche attraverso la conservazione ed il recupero degli aspetti e dei caratteri peculiari dell'identità sociale, culturale e ambientale, la tutela della biodiversità, la realizzazione di nuovi valori paesaggistici integrati, coerenti e rispondenti a criteri di qualità e sostenibilità. . Le finalità perseguite dal PPTR sono ulteriormente declinate negli obiettivi generali e specifici di cui al Capo I del Titolo IV che disciplina lo "Scenario strategico".

Riferendoci ad aspetti specifici l'area in oggetto ricade all'interno dell'ambito paesaggistico del Tavoliere, in particolare interessa il sub-ambito denominato "Le Marane di Ascoli Satriano".

Componenti geomorfologiche

All'interno dell'area in oggetto è indicata la presenza di versanti.

L'art. 53 delle NTA individua come interventi non ammissibili in tali aree quelli che comportano:

- a1) alterazioni degli equilibri idrogeologici o dell'assetto morfologico generale del versante;
- a2) ogni trasformazione di aree boschive ad altri usi, con esclusione degli interventi colturali eseguiti secondo criteri di silvicoltura naturalistica atti ad assicurare la conservazione e integrazione dei complessi vegetazionali naturali esistenti e delle cure previste dalle prescrizioni di polizia forestale;
- a3) nuove attività estrattive e ampliamenti;
- a4) realizzazione di nuclei insediativi che compromettano le caratteristiche morfologiche e la qualità paesaggistica dei luoghi;
- a5) realizzazione e ampliamento di impianti per la produzione di energia, fatta eccezione per gli interventi indicati nella parte seconda dell'elaborato del PPTR 4.4.1 - Linee guida sulla progettazione e localizzazione di impianti di energia rinnovabile.

Componenti idrologiche

L'area oggetto d'indagine è interessata dal vincolo idrogeologico e dalle fasce di rispetto dei canali Biasifiocco e Montecorvo (limite nord) come evidenziato nel capitolo successivo e nel SIA.

Componenti botanico vegetazionali

L'area oggetto d'indagine comprende porzioni limitate di:

- prati e pascoli naturali
- formazioni arbustive in evoluzione

Le aree boscate vincolate e le relative fasce di rispetto sono esterne.

I terreni soggetti ad uso civico sono a vocazione agricola, e pertanto si presume tale la loro destinazione urbanistica: sono escluse quindi destinazioni di tipo edificatorio.

Il riferimento normativo per tale destinazione si trova negli articoli 11, 12 e 13 della Legge 16 giugno 1927, n.1766, che distingue i terreni di proprietà collettiva in due categorie:

- a) terreni utilizzabili come bosco o pascolo permanente;
- b) terreni convenientemente utilizzabili per la coltura agraria.

Il mutamento di destinazione d'uso di tali terreni è soggetto ad autorizzazione Regionale. L'articolo 41 del Regio Decreto 26 febbraio 1928, n. 332, prevede, in via eccezionale la possibilità per i Comuni e le Università agrarie di richiedere il mutamento di destinazione "quando essa rappresenti un reale beneficio per la generalità degli abitanti" per la istituzione di campi sperimentali, vivai, ecc.

All'interno dell'area oggetto d'indagine ricade un bene storico culturale (Masseria Capo dell'Acqua) e la relativa area di rispetto. Nelle vicinanze si segnala la presenza di altri beni culturali e annesse fasce di rispetto (100 m – 30 m): · Masseria Fiume Morto; Masseria Montercorvo; Masseria Rinaldi; Regio Tratturello Foggia Ascoli Lavello; Tratturo Braccio Lagnano – Candela.

Componenti dei valori percettivi Si segnala inoltre che la S.P. 87 e la S.P. 88 che lambiscono i confini rispettivamente nord e sud dall'area oggetto d'intervento sono indicate dal PPTR come strade a valenza paesaggistica.

Per questo tipo di aree il **Rapporto Ambientale del PPTR** auspica misure che possano:

- a) contribuire a identificare meglio a livello locale paesaggi in grado di offrire una percezione di qualità/benessere;
- b) difendere le aree che ancora consentono di cogliere detti benefici sulla salute, sul benessere della mente in generale;
- c) far crescere l'estensione di dette aree.

L'indicatore "artificializzazione del paesaggio rurale" si riferisce alla presenza di elementi, in termini di strutture e di materiali, che sostituiscono/mascherano, permanentemente o stagionalmente, la copertura del suolo agricolo. In linea generale l'artificializzazione viene letta come progressiva presenza di manufatti edilizi incoerenti con il paesaggio agricolo-rurale circostante, siano essi riferiti o estranei alle attività agricole

PIANO TERRITORIALE PROVINCIALE DI COORDINAMENTO (PTPC) Si riportano di seguito le principali indicazioni cartografiche e normative del PTPC della Provincia di Foggia.

Tutela dell'integrità fisica: dall'esame della Tutela dell'integrità fisica si evince che le aree in oggetto sono caratterizzate da pericolosità geomorfologica moderata o media. Non sono inoltre interessate da fenomeni franosi.

Vulnerabilità degli acquiferi: le aree oggetto d'indagine ricadono all'interno della classe di vulnerabilità degli acquiferi elevata. L'art. 20 delle Norme del PTPC definisce la disciplina per tali aree. In particolare, nei territori rurali ad elevata vulnerabilità non è consentita la realizzazione delle seguenti opere: a) nuovi impianti per zootecnia di carattere industriale; b) nuovi impianti di itticoltura intensiva; c) nuove manifatture a forte capacità di inquinamento; d) nuove centrali termoelettriche; e) nuovi depositi a cielo aperto e altri stoccaggi

di materiali inquinanti idroveicolabili; f) la realizzazione e l'ampliamento di discariche, se non per i materiali di risulta dell'attività edilizia completamente inertizzati.

Elementi di matrice naturale: le aree in oggetto ricadono all'interno di territori agricoli caratterizzati da seminativi asciutti, vi è la presenza sporadica di boschi di latifoglie e aree a pascolo. Si segnala la vicinanza di aree di tutela dei caratteri ambientali e paesaggistici dei corpi idrici. Le Norme di attuazione del PTCP definiscono gli indirizzi e le prescrizioni di tali aree negli articoli: · Art. Il 51, Il 52, Il 53 delle Norme per aree agricole · Art. Il 40, Il 41, Il 42 delle Norme per i corsi d'acqua

In particolare, l'articolo Il.59 è dedicato alla Tutela del paesaggio agrario di particolare interesse storico-culturale: · 1. Ai fini del presente piano si considera paesaggio agrario di interesse storico culturale quello ove permangono i segni della stratificazione storica dell'organizzazione insediativa (edificazione, infrastrutturazione) e delle tecniche di conduzione agricola, sia quello dei siti che costituiscono il contesto di riferimento visuale e formale dei centri storici (centri collinari e/o di versante, centri sul mare). · 2. Gli strumenti urbanistici comunali individuano i siti del paesaggio agrario di particolare interesse storico culturale. · 3. Il paesaggio agrario di particolare interesse storico culturale è sottoposto al regime di salvaguardia e di valorizzazione dell'assetto attuale se qualificato; di trasformazione dell'assetto attuale, se compromesso, per il ripristino e l'ulteriore qualificazione; di trasformazione dell'assetto attuale che sia compatibile con la qualificazione paesaggistico ambientale. Deve inoltre essere evitata ogni destinazione d'uso non compatibile con le finalità di salvaguardia e di contro, vanno individuati i modi per innescare processi di corretto riutilizzo e valorizzazione. Tutela dell'identità culturale La viabilità sud-ovest che segna il confine sud-ovest dell'area d'interesse appartiene alla rete dei tratturi e alla viabilità romana di grande collegamento. A sud vi è inoltre la presenza di insediamenti abitativi derivanti dalle bonifiche e dalle riforme agrarie.

Il comma 3 dell'Art. Il 66 delle Norme stabilisce quanto segue riguardo la viabilità storica: "3. L'area di sedime dei tratturi facenti parte del sistema delle qualità è disciplinata dagli strumenti urbanistici comunali nel rispetto dei seguenti criteri: - conservazione della memoria dei tracciati, in particolare all'interno del territorio urbano; - conservazione nell'assetto storico dei tratti che insistono nel territorio rurale, attraverso la realizzazione di percorsi pedonali e ciclabili, evitando di apportare consistenti alterazioni dei siti; - destinazione prioritaria a verde pubblico, viabilità lenta pedonale e ciclabile dei tratti che insistono nel territorio urbano, ove riconoscibili."

Assetto culturale: Gli obiettivi specifici sono elencati dall'Art. III 25 delle norme: "1. Per i contesti rurali a prevalente funzione agricola da tutelare e rafforzare, deve essere sostenuta e incentivata l'adozione di pratiche colturali pienamente compatibili con l'ambiente e con la conservazione funzionale dei presidi idraulici e della vegetazione arborea caratteristica dell'organizzazione degli spazi agricoli, tenendo conto dei codici di buona pratica agricola e impiegando a tal scopo le misure agroambientali del Piano di sviluppo rurale. 2. La pianificazione urbanistica e la programmazione di settore favoriscono la diffusione ed il potenziamento dell'azienda agricola produttiva specializzata, strutturata e competitiva, orientata al prodotto, con metodiche e tecnologie ad elevata compatibilità ambientale e con pratiche colturali rivolte al miglioramento della qualità merceologica, della salubrità e della sicurezza alimentare dei prodotti. 3. Gli strumenti urbanistici comunali possono ammettere che le aziende agricole offrano servizi agro ambientali e ricettivi, in collegamento alla presenza di specifici beni e risorse di interesse naturalistico o storico culturale. 4. Gli strumenti urbanistici comunali tutelano e conservano il sistema dei suoli agricoli produttivi escludendone la compromissione a causa dell'insediamento di attività non di rilevante interesse pubblico e non strettamente connesse con la produzione agricola. 5. Gli strumenti urbanistici comunali escludono in prima ipotesi l'utilizzo di tali aree per nuove espansioni urbane; la sottrazione di suoli agricoli produttivi è ammessa solo in assenza di alternative documentate in sede di VAS. A tal fine deve essere effettuato il confronto tra i diversi potenziali direttrici e scenari di espansione urbana con riferimento non solo allo stato del territorio urbanizzato e dei suoi servizi e infrastrutture, ma anche rispetto allo stato del territorio rurale, all'assetto socioeconomico delle aziende agricole, alle risorse naturali, ambientali, produttive agricole e paesaggistiche interessate dall'espansione ed al loro grado di compromissione."

PIANO OPERATIVO INTEGRATO (POI) 8 – ENERGIA Il Piano Operativo Integrato POI 8 "Energia" (Settembre 2012), in attuazione del PTCP della Provincia di Foggia, ha l'obiettivo di effettuare una ricognizione del sistema energetico elettrico provinciale e di identificare i criteri per lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel territorio. Il POI 8 Energia propone una elaborazione sintetica, specificatamente riferita al territorio provinciale, degli allegati 1 e 3 del Regolamento regionale 30 dicembre 2010, n. 24, che va integrata dai seguenti riferimenti agli elaborati del PTCP di Foggia come riportati nelle tavole allegate al POI 8: · il sistema delle qualità (S1) con riferimento particolare alle aree di tutela dei corpi idrici; · gli ambiti paesaggistici come aree di rilevanza sovracomunale rispetto alle quali riferire le analisi e le valutazioni della pianificazione comunale, i criteri per l'inserimento delle opere, e la formazione preferenziale dei piani intercomunali. L'area oggetto di indagine ricade all'interno dell'ambito paesaggistico 3 denominato "settore meridionale dell'Alto Tavoliere". Si veda a riguardo lo stralcio dell'elaborato QC1 Inquadramento del territorio provinciale per Ambiti del paesaggio del PTCP e PPTR.

P.E.A.R. PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE

Il Piano Energetico Ambientale contiene indirizzi e obiettivi strategici in campo energetico in un orizzonte temporale di dieci anni e vuole costituire il quadro di riferimento per i soggetti pubblici e privati che, in tale campo, assumono iniziative nel territorio della Regione Puglia. Diversi sono i fattori su cui si inserisce questo processo di pianificazione: - il nuovo assetto normativo che fornisce alle Regioni e agli enti locali nuovi strumenti e possibilità di azione in campo energetico; - l'entrata di nuovi operatori nel tradizionale mercato dell'offerta di energia a seguito del processo di liberalizzazione; - lo sviluppo di nuove opportunità e di nuovi operatori nel campo dei servizi sul fronte della domanda di energia; - la necessità di valutare in forma più strutturale e meno occasionale le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica nel contesto della sicurezza degli approvvigionamenti delle tradizionali fonti energetiche primarie; - la necessità di valutare in forma più strutturale e meno occasionale le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica nel contesto dell'impatto sull'ambiente delle tradizionali fonti energetiche primarie, con particolare riferimento alle emissioni delle sostanze climalteranti. Il presente Piano Energetico Ambientale della Regione Puglia è strutturato in tre parti: - Il contesto energetico regionale e la sua evoluzione - Gli obiettivi e gli strumenti - La valutazione ambientale strategica

Il PAES – Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile – è lo strumento con cui il Comune di Bologna, in collaborazione con altri soggetti della città pubblici e privati, ha inteso ridurre le emissioni di CO₂ del 20% entro il 2020, come previsto dal Patto dei Sindaci promosso dalla Commissione Europea, a cui Bologna ha aderito nel 2008.

Gli obiettivi del PAES erano ridurre le emissioni di CO₂ in città, aumentare l'efficienza energetica e incentivare l'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili.

PIANO URBANISTICO TERRITORIALE TEMATICO PAESAGGISTICO (PUTT/P)

Il PUTT/p, pubblicato sul Bollettino Ufficiale della Regione Puglia - n. 8 suppl. del 17- 1-2002, individua sul territorio regionale gli ambiti territoriali estesi con valenza paesaggistica, così come specificato nell'art. 2.01 delle Norme Tecniche di Attuazione (NTA): · "valore eccezionale (ambito A), laddove sussistano condizioni di rappresentatività di almeno un bene costitutivo di riconosciuta unicità e/o singolarità, con o senza prescrizioni vincolistiche preesistenti; · valore rilevante (ambito B), laddove sussistano condizioni di competenza di più beni costitutivi con o senza prescrizioni vincolistiche preesistenti; · valore distinguibile (ambito C) laddove sussistano condizione di presenza di un bene costitutivo con o senza prescrizioni vincolistiche preesistenti; · valore relativo (ambito D) laddove per non sussistendo la presenza di un bene

costitutivo, sussista la presenza di vincoli diffusi che ne individuino una significatività. · valore normale (ambito E), laddove non è direttamente dichiarabile un significativo valore paesaggistico.

I terreni e gli immobili compresi negli ambiti territoriali estesi sono sottoposti a specifica tutela da parte del piano (Art. 2.01, comma 2): "2.1 non possono essere oggetto di lavori comportanti modificazioni del loro stato fisico e del loro aspetto esteriore senza che per tali lavori sia stata rilasciata l'autorizzazione paesaggistica di cui all'art. 5.01; 2.2 non possono essere oggetto degli effetti di pianificazione di livello territoriale e di livello comunale senza che per detti piani sia stato rilasciato il parere paesaggistico di cui all'art. 5.03; 2.3 non possono essere oggetto di interventi di rilevante trasformazione, così come definiti nell'art. 4.02, senza che per gli stessi sia stata rilasciata l'attestazione di compatibilità paesaggistica di cui all'art. 5.04" Il piano definisce opere di rilevante trasformazione territoriale quelle "...derivanti dalla infrastrutturazione del territorio (sia puntuale che lineare, relativa a: mobilità terrestre, marittima, aerea, trasporto di fluidi, energia e informazioni; impianti finali o di trasformazione dei rifiuti solidi e liquidi; regimazione delle acque interne), determinata da dimostrata assoluta necessità, o preminente interesse regionale o nazionale, comportante modificazioni permanenti nei suoi elementi strutturanti." L'area oggetto d'indagine interessa parzialmente gli ambiti territoriali estesi C e D. Per tali ambiti l'art. 2.02 delle NTA individua i seguenti indirizzi di tutela: "1.3 negli ambiti di valore distinguibile C: salvaguardia e valorizzazione dell'assetto attuale se qualificato; trasformazione dell'assetto attuale, se compromesso, per il ripristino e l'ulteriore qualificazione; trasformazione dell'assetto attuale che sia compatibile con la qualificazione paesaggistica;

1.4 negli ambiti di valore relativo D: valorizzazione degli aspetti rilevanti con salvaguardia delle visuali panoramiche." Inoltre, l'Art. 3.05 definisce gli indirizzi di tutela per le specifiche componenti degli ambiti territoriali estesi. Relativamente al sistema "assetto geologico, geomorfologico e idrogeologico", per gli ambiti territoriali C e D, prevede che: "in attuazione agli indirizzi di tutela, le previsioni insediative ed i progetti delle opere di trasformazione del territorio devono mantenere l'assetto geomorfologico d'insieme e conservare l'assetto idrogeologico delle relative aree [...]. Relativamente al sistema "copertura botanico-vegetazionale e colturale" per gli ambiti territoriali C e D, prevede che: "in attuazione agli indirizzi di tutela, tutti gli interventi di trasformazione fisica del territorio ed insediativi vanno resi compatibili con la conservazione degli elementi caratterizzanti il sistema botanico/vegetazionale, la sua ricostituzione, le attività agricole coerenti con la conservazione del suolo." L'art. 4.2 sottolinea che negli ambiti C e D "...va evitata ogni destinazione d'uso non compatibile con le finalità di salvaguardia e, di contro, vanno individuati i modi per innescare processi di corretto riutilizzo e valorizzazione."

Normativo:

direttiva 2001/42/CE: (1) L'articolo 174 del trattato stabilisce che la politica della Comunità in materia ambientale contribuisce, tra l'altro, a perseguire gli obiettivi della salvaguardia, tutela e miglioramento della qualità dell'ambiente, della protezione della salute umana e dell'utilizzazione accorta e razionale delle risorse naturali e che essa dev'essere fondata sul principio della precauzione. L'articolo 6 del trattato stabilisce che le esigenze connesse con la tutela dell'ambiente devono essere integrate nella definizione delle politiche e delle azioni comunitarie, in particolare nella prospettiva di promuovere lo sviluppo sostenibile. (2) Il quinto programma comunitario di politica ed azione a favore dell'ambiente e di uno sviluppo sostenibile "Per uno sviluppo durevole e sostenibile" , integrato dalla decisione n. 2179/98/CE relativa al suo riesame, ribadisce l'importanza di valutare i probabili effetti di piani e programmi sull'ambiente.

(4) La valutazione ambientale costituisce un importante strumento per l'integrazione delle considerazioni di carattere ambientale nell'elaborazione e nell'adozione di taluni piani e programmi che possono avere effetti significativi sull'ambiente negli Stati membri, in quanto garantisce che gli effetti dell'attuazione dei piani e dei programmi in questione siano presi in considerazione durante la loro elaborazione e prima della loro adozione.

(19) Qualora l'obbligo di effettuare una valutazione dell'impatto ambientale risulti contemporaneamente dalla presente direttiva e da altre normative comunitarie quali la direttiva 79/409/CEE del Consiglio, del 2

aprile 1979, concernente la conservazione degli uccelli selvatici, la direttiva 92/43/CEE, o la direttiva 2000/60/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 ottobre 2000, che istituisce un quadro per l'azione comunitaria in materia di acque, gli Stati membri, al fine di evitare duplicazioni della valutazione, possono prevedere procedure coordinate o comuni per soddisfare le prescrizioni della pertinente normativa comunitaria.

Articolo 1 Obiettivi La presente direttiva ha l'obiettivo di garantire un elevato livello di protezione dell'ambiente e di contribuire all'integrazione di considerazioni ambientali all'atto dell'elaborazione e dell'adozione di piani e programmi al fine di promuovere lo sviluppo sostenibile, assicurando che, ai sensi della presente direttiva, venga effettuata la valutazione ambientale di determinati piani e programmi che possono avere effetti significativi sull'ambiente.

Articolo 3 Ambito d'applicazione 1. I piani e i programmi di cui ai paragrafi 2, 3 e 4, che possono avere effetti significativi sull'ambiente, sono soggetti ad una valutazione ambientale ai sensi degli articoli da 4 a 9. 2. Fatto salvo il paragrafo 3, viene effettuata una valutazione ambientale per tutti i piani e i programmi, a) che sono elaborati per i settori agricolo, forestale, della pesca, energetico, industriale, dei trasporti, della gestione dei rifiuti e delle acque, delle telecomunicazioni, turistico, della pianificazione territoriale o della destinazione dei suoli, e che definiscono il quadro di riferimento per l'autorizzazione dei progetti elencati negli allegati I e II della direttiva 85/337/CEE, o b) per i quali, in considerazione dei possibili effetti sui siti, si ritiene necessaria una valutazione ai sensi degli articoli 6 e 7 della direttiva 92/43/CEE.

Articolo 4 Obblighi generali 1. La valutazione ambientale di cui all'articolo 3 deve essere effettuata durante la fase preparatoria del piano o del programma ed anteriormente alla sua adozione o all'avvio della relativa procedura legislativa.

Articolo 5 Rapporto ambientale 1. Nel caso in cui sia necessaria una valutazione ambientale ai sensi dell'articolo 3, paragrafo 1, deve essere redatto un rapporto ambientale in cui siano individuati, descritti e valutati gli effetti significativi che l'attuazione del piano o del programma potrebbe avere sull'ambiente nonché le ragionevoli alternative alla luce degli obiettivi e dell'ambito territoriale del piano o del programma. L'allegato I riporta le informazioni da fornire a tale scopo.

Bollettino Ufficiale della Regione Puglia - n. 104 del 16-06-2010

D.P.R. 06.06.2001 n. 380 e s.m.e i. - D.M. 14.01.2008 - Norme tecniche per le costruzioni - Disposizioni organizzative in materia di semplificazione amministrativa in merito alle procedure di deposito delle calcolazioni relative a progetti riguardanti "opere minori" e chiarimenti interpretativi.

La Giunta regionale con Deliberazione n° 1626 del 15.09.2009, avente per oggetto: "D.M. 14.01.2008 - Norme tecniche per le costruzioni. Disposizione in merito alle procedure da adottare in materia di controlli e/o autorizzazioni, ai sensi e per gli effetti di cui agli artt. 93 e 94 del D.P.R. n. 06.06.2001 n. 380 e s.m.e i.", ha, in particolare disposto: • di prendere atto della intervenuta entrata in vigore della nuova "Normativa Tecnica per le costruzioni" (N.T.C.) di cui al D.M. 14.01.2008; • di dare atto che nelle zone sismiche classificate 4, si applicano le norme di cui al cap. 2 punto 2.7 delle N.T.C. di cui al D.M. 14.01.2008, nonché al punto C7 della relativa circolare esplicativa ministeriale 02 febbraio 2009 n. 617; • quale indirizzo procedurale, di sancire che per il deposito dei progetti, si deve procedere con i controlli e/o autorizzazioni di cui all'art. 93 e 94 del D.P.R. 380/01 e s.m. e i., in ossequio alla Sentenza n. 182 del 05.05.2006 della Corte Costituzionale; • che per le sole zone sismiche classificate 4 e per i progetti di opere non rientranti negli elenchi A e B, allegati alla Deliberazione di G.R. n° 153/05, potrà proseguirsi nell'applicazione del metodo del "controllo a campione", disposto dall'art. 64 della L.R. n° 27/85, così come modificata dalla L.R. n° 13/01, e s. m. e i., fatta salva ogni futura auspicabile urgente definizione del processo di conferimento, avviato e non concluso, delle suddette funzioni amministrative al Sistema delle AA.LL., in attuazione della Legge regionale 19 dicembre 2008, n° 36, inerenti le denunce, i controlli e le autorizzazioni in materia di edilizia sismica.

D.P.C.M. 12 dicembre 2005. Individuazione della documentazione necessaria alla verifica della compatibilità paesaggistica degli interventi proposti, ai sensi dell'articolo 146, comma 3, del **Codice dei beni culturali del paesaggio di cui al D.Lgs. 22 gennaio 2004, n. 42.**

DECRETO LEGISLATIVO 3 aprile 2006, n. 152

ART. 1 (ambito di applicazione) 1. Il presente decreto legislativo disciplina, in attuazione della legge 15 dicembre 2004, n. 308, le materie seguenti: a) nella parte seconda, le procedure per la valutazione ambientale strategica (VAS), per la valutazione d'impatto ambientale (VIA) e per l'autorizzazione ambientale integrata (IPPC); b) nella parte terza, la difesa del suolo e la lotta alla desertificazione, la tutela delle acque dall'inquinamento e la gestione delle risorse idriche; c) nella parte quarta, la gestione dei rifiuti e la bonifica dei siti contaminati; d) nella parte quinta, la tutela dell'aria e la riduzione delle emissioni in atmosfera; e) nella parte sesta, la tutela risarcitoria contro i danni all'ambiente. ART. 2 (finalita') 1. Il presente decreto legislativo ha come obiettivo primario la promozione dei livelli di qualita' della vita umana, da realizzare attraverso la salvaguardia ed il miglioramento delle condizioni dell'ambiente e l'utilizzazione accorta e razionale delle risorse naturali. 2. Per le finalita' di cui al comma 1, il presente decreto provvede al riordino, al coordinamento e all'integrazione delle disposizioni legislative nelle materie di cui all'articolo 1, in conformita' ai principi e criteri direttivi di cui ai commi 8 e 9 dell'articolo 1 della legge 15 dicembre 2004, n. 308, e nel rispetto ((degli obblighi internazionali,)) dell'ordinamento comunitario, delle attribuzioni delle regioni e degli enti locali. 3. Le disposizioni di cui al presente decreto sono attuate nell'ambito delle risorse umane, strumentali e finanziarie previste a legislazione vigente e senza nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica

REGOLAMENTO REGIONALE 31-12-2010, N. 24 Il regolamento della Regione Puglia 24/2010 ha per oggetto l'individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili, come previsto dal Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico 10 settembre 2010, "Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili", Parte IV, paragrafo 17 "Aree non idonee". L'individuazione delle aree e dei siti non idonei è compiuta nei modi e forme previsti dalle Linee Guida nazionali, paragrafo 17 e sulla base dei criteri di cui all'allegato 3 delle Linee Guida stesse. Nell'Allegato 1 al Regolamento Regionale sono indicati i principali riferimenti normativi, istitutivi e regolamentari che determinano l'inidoneità di specifiche aree all'installazione di determinate dimensioni e tipologie di impianti da fonti rinnovabili e le ragioni che evidenziano una elevata probabilità di esito negativo delle autorizzazioni: · Aree protette nazionali e regionali; · Zone umide Ramsar; · Siti di Importanza Comunitaria SIC; · Zone di Protezione Speciale ZPS; · Important Birds Areas I.B.A.; · Siti Unesco; · Beni culturali (ex L. 1089/1939) + buffer 100 m; · Immobili e aree dichiarati di notevole interesse pubblico (art. 139 D. Lgs. 42/2004); · Aree tutelate per legge (art. 142 D. Lgs 42/2004); · Aree a pericolosità idraulica; · Aree a pericolosità geomorfologica; · Aree classificate A e B nel PUTT; · Aree urbane edificabili; · Coni visuali, · Grotte, lame, gravine, versanti; · Aree agricole interessate da produzioni agro-alimentari di qualità biologica; D.O.P.; I.G.P.; S.T.G.; D.O.C.; D.O.C.G. L'area in esame, rispetto alle categorie di vincolo sopraelencate, risulta interessata: · Dal vincolo relativo alle "aree tutelate per legge", D. Lgs 42/2004, art. 142, comma 1 lett. c, fascia di 150 m da corsi d'acqua classificati acqua pubblica: zone prossime al confine orientale e zone prossime al confine nord-est (precedente paragrafo 2.3); · Dalla presenza di un Bene culturale con vincolo ex L. 1089/1939+ buffer 100 m (Masseria Capo dell'acqua, PPTR, successiva figura 2.7.6). L'Allegato 2 al Regolamento contiene una classificazione delle diverse tipologie di impianti per fonte energetica rinnovabile, potenza e tipologia di connessione, elaborata sulla base della Tabella 1 delle Linee Guida nazionali, funzionale alla definizione dell'inidoneità delle aree a specifiche tipologie di impianti.

PIANIFICAZIONE DI LIVELLO COMUNALE II Piano Urbanistico Generale (P.U.G.) di Ascoli Satriano è stato approvato con Deliberazione della Giunta Regionale n. 1043 del 25/06/2008 (in BURP n. 118 del 23-07-2008). Il 21/06/2018 è stata pubblicata la Delibera del Consiglio Comunale di Adozione della Proposta di adeguamento ai sensi del comma 3 dell'art. 97 delle NTA del PPTR e comma 4 dell'art. 11 della Legge Regionale 27 luglio 2001 n.2 del vigente PUG al PPTR. L'adeguamento del vigente PUG ha comportato la modifica e/o integrazione di alcune Norme Tecniche di Attuazione del PUG che originariamente erano state

formulate in conformità al PUTT/P – Piano Urbanistico Territoriale Tematico/Paesaggio. Infatti, ai sensi del comma 8 dell’art. 106 delle NTA del PPTR, a seguito dell’entrata in vigore del PPTR e dell’avvenuto adeguamento del PUG, tutti i riferimenti grafici e normativi al previgente PUTT/P smettono di avere efficacia. Dall’analisi degli elaborati cartografici del PUG, di cui si riporta uno stralcio nelle immagini seguenti, risulta che le aree oggetto d’indagine ricadono all’interno del Paesaggio rurale delle Marane d’Ascoli Satriano (così come illustrato nella Tavola B.3.1 - Componenti culturali ed insediative del PUG). Tali aree rientrano nelle Zone agricole sottoposte a tutela individuate nel PUG nella Tavola B.3.3 - Componenti dei valori percettivi del PUG. Il PUG definisce le zone agricole sottoposte e tutela come “[...] aree del territorio extraurbano fortemente caratterizzate dal punto di vista paesaggistico-ambientale, nelle quali è anche presente in modo diffuso l’attività agricola.” In particolare, il paesaggio delle Marane d’Ascoli Satriano è caratterizzato dal sistema delle marane, piccoli collettori di acque freatiche tipici dell’Alto Tavoliere, che solcano a ventaglio la serra di Ascoli Satriano. Esse sono caratterizzate dalla presenza di piccoli ristagni d’acqua, luogo di microhabitat umidi di grande valore e dalle estese e tradizionali coltivazioni cerealicole dei versanti. L’art. 4.06 delle NTA del PUG adeguato al PPTR definisce, nel comma 5, gli indirizzi di tutela e la disciplina afferente tali aree: “Al fine della positiva verifica di compatibilità paesaggistica, gli interventi di trasformazione non devono determinare incrementi delle criticità presenti e devono corrispondere agli obiettivi di permanenza e riproducibilità dei caratteri e degli elementi strutturali del contesto. (vedi SEZIONE B.2.3.1 SINTESI DELLE INVARIANTI STRUTTURALI DELLA FIGURA TERRITORIALE (LE MARANE DI ASCOLI SATRIANO) a pag. 66 dell’Elab. 5.3 del PPTR)”. Per quanto riguarda la realizzazione di impianti da fonti rinnovabili l’art. 4.06 al comma 7 definisce quanto segue: “L’installazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili – fotovoltaico, eolico e biomasse non può essere autorizzata su aree e siti “non idonei” ai sensi del Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, “Linee Guida per l’autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili”. Per la progettazione e la localizzazione di tali impianti valgono le disposizioni normative regionali e le linee guida sviluppate in modo sistematico nel PPTR.

Idrogeno

Il Decreto Ministeriale del 23 ottobre 2018 è l'unica normativa nazionale che considera specificatamente l'applicazione delle distanze di sicurezza per impianti a idrogeno. Il recepimento nazionale della direttiva 2006/42/EC (Direttiva sulle Macchine), la direttiva 2014/34/EC (Direttiva apparecchiature e sistemi di protezione destinati ad essere utilizzati in atmosfera potenzialmente esplosiva - ATEX) e la direttiva 2014/68/UE (Direttiva apparecchiature a pressione - PED) sono le principali leggi comunitarie di riferimento applicabili all’accumulo di idrogeno

In aggiunta, le principali normative comunitarie di riferimento per il trasporto dell’idrogeno sono: - DIR / 2016/2309 / CE ADR Accordo europeo relativo al trasporto internazionale di merci pericolose su strada - DIR 2008/68 / CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 24 settembre 2008, relativo al trasporto interno di merci pericolose - DIR 2004/54 / CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 29 aprile 2004, relativa ai requisiti minimi di sicurezza.

2.2 Inquadramento geografico

Il Territorio Comunale di Ascoli Satriano, si colloca nel settore SO della Provincia di Foggia, occupa un'area di 363 km² che dista circa 9 km dal margine dell'Appennino e comprende, a NE, parte della media valle del Torrente Carapelle e confina a SE, per un breve tratto, con l'ampia valle del Fiume Ofanto.



Fig. 2.1: Inquadramento geografico del Comune di Ascoli Satriano e del sito

2.2.1 Morfologia

La morfologia del territorio comunale è tipica della parte alta della Pianura di Capitanata, di raccordo con i Monti Dauni, con quote minime di poco superiori a 100 metri sul livello del mare e massime che raggiungono i 500 m. sl.m.. Buona parte del territorio comunale presenta pendenze molto basse (<10%), generalmente riferibili alle piane alluvionali generate dai corsi d'acqua che lo attraversano. Nello specifico, il sito di intervento si inserisce nell'estesa valle del Torrente Carapelle e dei suoi tributari di sinistra che hanno generato gli ampi terrazzi in cui si inserisce l'area progettuale.

L'assetto morfologico generale è caratterizzato principalmente dalla presenza di affioramenti di natura sedimentaria, d'origine marina e continentale depositatisi in ambienti diversi e riflette, in gran parte, le particolari condizioni geologiche della zona. Qui l'azione modellatrice delle forze esogene ha risentito dei diversi affioramenti presenti. Specificatamente, in seguito alla progressiva diminuzione delle spinte appenniniche, al rilascio elastico della Piastra Apula e alla compensazione isostatica del sistema Catena-Avanfossa-Avampaese (riferibile a circa un milione di anni fa), si è generato un sollevamento regionale attualmente in corso. A questa tendenza generale si sono sovrapposte oscillazioni del livello marino tipo glacio- eustatico interferendo e complicando ulteriormente il meccanismo di regressione. Il risultato è rappresentato da numerose e diverse unità litostratigrafiche corrispondenti a differenti oscillazioni del livello del mare (terrazzamenti), riferibili a più cicli sedimentari marini e/o a fasi continentali di alluvionamento. Allo stato attuale non sempre si riescono a definire minuziosamente le fasi di terrazzamento, a causa dell'insufficienza degli affioramenti, dei modesti dislivelli fra le scarpate, delle litologie poco differenziate dei depositi terrazzati, ma anche per la forte antropizzazione e le nuove tecniche colturali che hanno cancellato i lineamenti del paesaggio. Si definiscono così una serie di piane alluvionali, ognuna incisa nelle precedenti, poste a quote diverse, dolcemente inclinate verso mare e delimitate da ripide scarpate verso sud, verso nord e verso l'Appennino. Queste piane sono ricoperte da una coltre di ciottoli alluvionali provenienti dall'Appennino, dove i ripidi declivi sono intagliati in peliti pleistoceniche e pliocalabriere. Le varie superfici dolcemente inclinate verso il mare si immergono sotto i sedimenti della pianura, con inclinazione tanto maggiore quanto più sono lontane dall'Appennino.

L'andamento della superficie topografica è interrotto dalle incisioni vallive, allungate in direzione SO-NE, che solcano la pianura, drenando le acque superficiali provenienti dall'appennino. Il reticolo idrografico è

caratterizzato da corsi d'acqua che si manifestano, generalmente, come incisioni non molto approfondite, solitamente povere d'acqua, che hanno esercitato una debole attività erosiva consentendo al paesaggio di conservare abbastanza integra la successione dei terrazzi marini. Nell'area di intervento il reticolo idrografico è limitato essenzialmente ad una incisione principale, il Torrente Carapelle, avente direzione di deflusso verso NNE, e da una serie di corsi d'acqua secondari, tributari di destra del suddetto torrente.

La zona nella quale verrà insediato il parco fotovoltaico è quella tipica del Tavoliere, caratterizzata da ampie aree pianeggianti ulteriormente modellate e regolarizzate dall'azione antropica frutto dell'attività agricola.

Sulla base dei rilievi topografici e fotogrammetrici è stata analizzata la morfologia dell'area (asperità, pendenze, esposizioni).

2.2.2 Pericolosità Sismica

Per quanto riguarda i rischi correlati all'attività sismica, il territorio di Ascoli Satriano è compreso in una regione ad alto rischio (Zona 1). Nella tabella di seguito riportata viene identificata la classificazione sismica indicata nell'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274/2003, aggiornata con la Delibera della Giunta Regionale della Puglia n. 153 del 02.03.2004.

CLASSIFICAZIONE SISMICA
Zona 1 – È la zona più pericolosa, dove possono verificarsi forti terremoti
Zona 2 – Nei comuni inseriti in questa zona possono verificarsi terremoti abbastanza forti
Zona 3 – I comuni inseriti in questa zona possono essere soggetti a scuotimenti modesti
Zona 4 – È la zona meno pericolosa

Tabella 2.1: Classificazione sismica

L'Appennino meridionale rappresenta notoriamente una zona sismogenetica attiva, a causa della particolare configurazione strutturale con forti disturbi imputabili a molteplici faglie, che nel corso degli anni è stata interessata da forte energia sismica, con valori di intensità comprese tra VII e IX (scala MCS Mercalli Cancani-Sieberg). I dati a disposizione indicano che gli epicentri della maggior parte dei terremoti si localizzano nel settore alto del tavoliere, in zona garganica e appenninica (Irpinia). Tali eventi, in gran parte distruttivi nelle immediate vicinanze degli epicentri, hanno avuto influenza e continueranno ad agire in maniera tangibile sul Territorio in esame.

Il nuovo studio di pericolosità, allegato all'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3519 del 28 aprile 2006, ha fornito alle Regioni uno strumento aggiornato per la classificazione del proprio territorio, introducendo degli intervalli di accelerazione (ag), con probabilità di superamento pari al 10% in 50 anni, da attribuire alle 4 zone sismiche.

ZONA SISMICA	ACCELERAZIONE CON PROBABILITÀ DI SUPERAMENTO PARI AL 10% IN 50 ANNI (AG)
1	$ag > 0.25$
2	$0.15 < ag \leq 0.25$
3	$0.05 < ag \leq 0.15$
4	$ag \leq 0.05$

Tabella 2.2: Suddivisione delle zone sismiche in relazione all'accelerazione di picco su terreno rigido (OPCM 3519/06)

Dalla classificazione regionale si rileva che il Comune di Ascoli Satriano rientra in zona 1 che significa, secondo la più recente normativa regionale, un valore dell'azione sismica utile per la progettazione, espresso in termini di accelerazione maggiore (ag) di 0,25.

Sintesi della storia sismica del comune

Effetti	In occasione del terremoto del									
Inl.	Anno	Me	Gi	Ho	Mi	Se	Area epicentrale	NMDP	Io	Mw
6	1349	09	09				Lazio-Molise	24	10	6.80
10	1361	07	17	17	15		Subappennino dauno	2	9	6.03
8	1456	12	05				Appennino centro-meridionale	199	11	7.19
7	1627	07	30	10	50		Capitanata	64	10	6.66
7-8	1646	05	31				Gargano	35	10	6.72
7	1694	09	08	11	40		Irpinia-Basilicata	251	10	6.73
6-7	1720	06	07				Tavoliere delle Puglie	7	6-7	5.22
8	1731	03	20	03			Tavoliere delle Puglie	49	9	6.33
5	1805	07	26	21			Molise	220	10	6.68
7-8	1851	08	14	13	20		Vulture	103	10	6.52
7	1857	12	16	21	15		Basilicata	340	11	7.12
NF	1882	06	06	05	40		Ternino	50	7	5.20
5	1899	08	16	00	05		Subappennino dauno	32	6	4.57
NF	1905	03	14	19	16		Avellinese	94	6-7	4.90
3-4	1905	11	26				Irpinia	122	7-8	5.18
7	1910	06	07	02	04		Irpinia-Basilicata	376	8	5.76
4	1912	07	02	07	34		Tavoliere delle Puglie	49	5	4.55
3	1913	10	04	18	26		Molise	205	7-8	5.35
2-3	1915	01	13	06	52	4	Marsica	1041	11	7.08
4	1923	11	08	12	28		Appennino campano-lucano	28	6	4.73
2-3	1927	12	27	08	49		Deliceto	2	5-6	4.40
8	1930	07	23	00	08		Irpinia	547	10	6.67
4	1931	05	10	10	48	5	Irpinia	43	5-6	4.64
4	1937	07	17	17	11		Tavoliere delle Puglie	40	6	4.96
6-7	1948	08	18	21	12	2	Gargano	58	7-8	5.55
3	1956	09	22	03	19	3	Gargano	57	6	4.64
6	1962	08	21	18	19		Irpinia	562	9	6.15
5	1975	06	19	10	11		Gargano	61	6	5.02
6	1980	11	23	18	34	5	Irpinia-Basilicata	1394	10	6.81
5	1990	05	05	07	21	2	Potentino	1375		5.77
4-5	1991	05	26	12	25	5	Potentino	597	7	5.08
NF	1992	11	05	13	34	2	Gargano	32	5	4.34
4-5	1995	09	30	10	14	3	Gargano	145	6	5.15
4-5	1996	04	03	13	04	3	Irpinia	557	6	4.90
4	1998	04	07	21	36	5	Valle dell'Ofanto	45	5	4.31
4-5	2002	11	01	15	09	0	Molise	638	7	5.72
3	2003	06	01	15	45	1	Molise	501	5	4.44
3	2003	12	30	05	31	3	Molise	326	4-5	4.53
5	2006	05	29	02	20	0	Gargano	384		4.64
NF	2006	10	04	17	34	2	Adriatico centrale	98	4-5	4.30
NF	2006	12	10	11	03	4	Adriatico centrale	54		4.48

Ascoli Satriano

PlaceID IT_62092

Coordinate (lat, lon) 41.205, 15.561

Comune (ISTAT 2015) Ascoli Satriano

Provincia Foggia

Regione Puglia

Numero di eventi riportati 41



2.2.3 Idrografia

La Puglia, presenta una situazione idrologico ambientale caratterizzata da scarsa disponibilità idrica superficiale avente distribuzione molto differenziata sul territorio, carattere torrentizio e come gran parte del resto del territorio pugliese si caratterizza per un esteso sviluppo di solchi erosivi naturali in cui vengono convogliate le acque in occasione di eventi meteorici intensi, a volte compresi in ampie aree endoreiche aventi come recapito finale la falda circolante negli acquiferi carsici profondi.

Nello specifico l'area di interesse rientra nell'Idro-ecoregione 16 "BasilicataTavoliere", unità idrografica 3 "Tavoliere delle Puglie" ed è interessato dai bacini del Candelaro, del Cervaro e del Carapelle, i quali sono da annoverare tra i maggiori corsi d'acqua, insieme al Fiume Ofanto, sia per estensione della rete fluviale che per significatività dei deflussi.

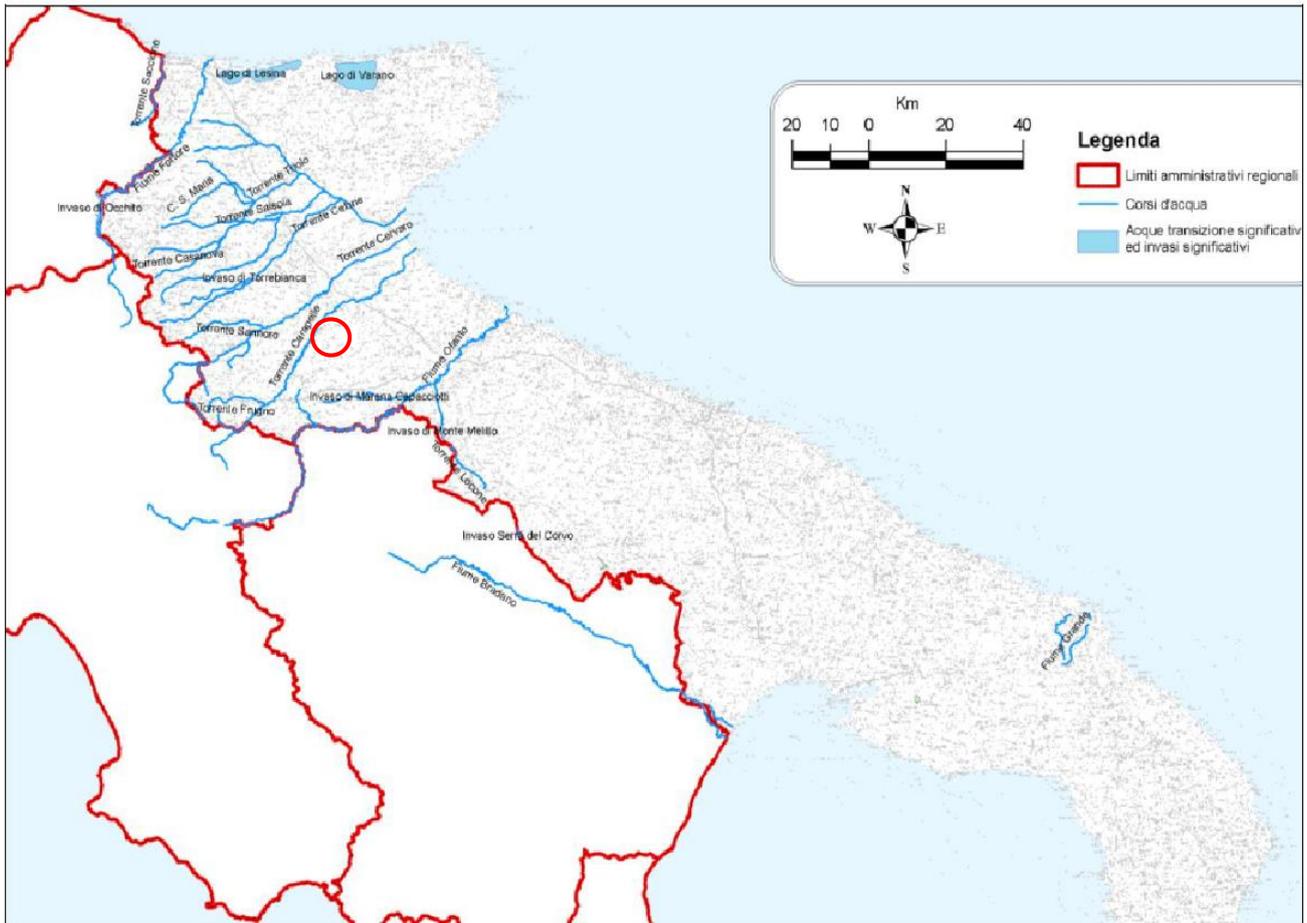


Fig. 2.2 - Principali corsi d'acqua della Puglia

La Figura 2.3 che segue evidenzia tutti i corsi idrici fluviali presenti nel territorio e considerati dal Piano di Gestione delle Acque.



Fig. 2.3: Corpi idrici superficiali (PGR - AdB Puglia) ed ubicazione area di progetto

Nel corso del passato si era sviluppata una rete di drenaggio antropica di bonifica/irrigazione intersecata con la rete idrografica naturale.

Negli ultimi decenni con il passaggio ad un'agricoltura di tipo intensivo l'approvvigionamento idrico per le campagne è avvenuto da pozzi con emungimento da falda e da reti di grande distribuzione di tipo consortile (Consorzio di Bonifica della Capitanata).

Nell'ambito dell'area interessata dal progetto risulta presente un reticolo idrografico minore e punti di prelievo che caratterizzano la località denominata "Capo dell'Acqua"

Generalmente con le prime precipitazioni autunnali non si determinano deflussi idrici di particolare rilievo, tanto che gli alvei restano privi d'acqua. Nei periodi invernali invece, anche se per breve durata, si possono determinare inaspettati eventi di piena con portate anche di elevata entità.

2.3 Inquadramento urbanistico

2.4 Dati Catastali

Il progetto è identificabile al foglio di mappa 30 particella n. 42 e foglio di mappa n. 52 particelle nn. 19-20-23-25-26-27-29-31-32-34-37-173-43-86-88-91-93-95-160-163-232-233-234-74-230-36-38-44-46-49-51-53-59-61-64-68-73-75-76-78-82-83-84-85- 228 subb.1-2-3-4 – 229 sub. 1-3-4 del Comune di Ascoli Satriano (FG).

2.5 Inquadramento del Piano Urbanistico Generale (PUG)

I terreni al foglio di mappa 30 particella n. 42 e foglio di mappa n. 52 particelle nn. 19-20-23-25-26-27-29-31-32-34-37-173-43-86-88-91-93-95-160-163-232-233-234-74-230-36-38-44-46-49-51-53-59-61-64-68-73-75-76-78-82-83-84-85- 228 subb.1-2-3-4 – 229 sub. 1-3-4 rientrano ricadono nella zona "E" del vigente Piano Urbanistico Generale, ossia "Zona Produttiva di tipo Agricolo".

La predetta zona agricola E è destinata in prevalenza all'agricoltura e forestazione, in esse sono ammesse attività produttiva connesse con l'agricoltura come l'allevamento del bestiame, e quelle connesse con le industrie estrattive, i depositi carburanti, le reti di telecomunicazione, di trasporto di energia, di acquedotti e fognature, le discariche di rifiuti solidi e simili, in attuazione delle rispettive leggi di settore.

L'edificazione deve rispettare le norme tecniche di attuazione allegate al predetto PUG, e, specificatamente quelle contenute nel titolo II capo IV, dall'art. 4.01.a all'art. 4.07, nel rispetto dei seguenti principali indici, parametri come di seguito riportati:

Attività produttive connesse con l'agricoltura:

- Superficie fondiaria minima: mq. 10.000;
- indice di fabbricabilità fondiaria: 0,03 mc./mq.;
- rapporto di copertura massima: 10% superficie fondiaria;
- superficie minima permeabile in modo profondo: 80% superficie fondiaria;

- Altezza massima: mt. 6,00;
- Distanza dai confini: mt. 10,00;
- Distanza minima tra i fabbricati, minimo assoluto 5,00:
- Distanza minima fra fronti di abitazioni: mt. 5,00;
- Distanza minima dei fabbricati e delle recinzioni dal ciglio delle strade: in conformità del codice della strada;
- Aree urbanizzazioni secondarie: 6 mq ogni 100 mc. di volumetria;

Nelle zone agricole sono insediabili attività sia di trasformazione e conservazione dei prodotti agricoli (ivi compresi caseifici, cantine, frantoi), sia di tipo zootecnico (ancorché non rientranti negli "insediamenti civili" ai sensi della Disp. MM LL PP 08.05.1980), con relativi impianti anche di macellazione, conservazione e commercializzazione.

La edificazione connessa con dette attività, sottoposta a permesso di costruire oneroso, è subordinata alla approvazione in Consiglio Comunale del relativo progetto (corredato da apposita relazione esplicitante la tutela degli aspetti paesaggistici ed il piano di sviluppo aziendale).

L'edificazione deve risultare conforme ai seguenti parametri:

- superficie fondiaria minima: mq 20.000;
- indice di fabbricabilità fondiaria massimo: 0,10 mc/mq, di cui massimo 0,03 mc/mq destinabili alla residenza;
- rapporto di copertura: secondo esigenze derivanti dal piano di sviluppo aziendale e comunque non superiore al 20% della Sf;
- superficie permeabile in modo profondo: minimo l'80% della Sf;
- altezza massima: m 8,00 salvo costruzioni speciali;
- distanza dai confini: minimo m 10,00;
- distanza minima tra i fabbricati: con interposto confine: somma delle altezze dei fabbricati prospicienti; all'interno del fondo: semisomma delle altezze dei fabbricati prospicienti; minimo assoluto: m 5,00;
- distanza minima dei fabbricati e delle recinzioni dal ciglio delle strade: in conformità di quanto prescritto dal Codice della Strada;
- le aree per le urbanizzazioni secondarie e per i servizi della residenza, nella misura di 6 mq ogni 100 mc di volumetria destinata alla residenza, vanno monetizzate in sede di determinazione degli oneri del permesso di costruire;

I terreni al foglio di mappa 30 particella n. 42 e foglio di mappa n. 52 particelle nn. 19-26-27-29-31-32- 34-91-93-95-160-163-232-233-234-74-230-36-37-38-43-44-46-49-51-53-59-61-64-68-73-75-76-82-83-84-173-228 subb.1-2-3-4 – 229 sub. 1-3-4 rientrano in ambito territoriale esteso di tipo "C" in attuazione della parte terza, titolo I° del D. Lg.vo n. 42/2004, e delle connesse leggi regionali, i progetti relativi opere/interventi/nuova edificazione, ricadenti nelle perimetrazioni definite dagli ATD, sono sottoposti alla procedura regionale per l'autorizzazione di cui al capo IV del titolo I° del D. Lg.vo n.42/2004; I progetti ricadenti nelle aree dell'ATE "C" non compresi nelle perimetrazioni degli ATD, sono sottoposti al solo parere dell'UTC e "dell'esperto"

I terreni al foglio di mappa 30 particella n. 42 e foglio di mappa n. 52 particella n. 88 rientrano in ambito territoriale esteso di tipo "D" in attuazione della parte terza, titolo I° del D. Lg.vo n. 42/2004, e delle connesse leggi regionali, i progetti relativi opere/interventi/nuova edificazione, ricadenti nelle perimetrazioni definite

dagli ATD , sono sottoposti alla procedura regionale per l'autorizzazione di cui al capo IV del titolo I° del D. Lg.vo n.42/2004; I progetti ricadenti nelle aree dell'ATE "D" non compresi nelle perimetrazioni degli ATD, sono sottoposti al solo parere dell'UTC e "dell'esperto"

I terreni al foglio di mappa n. 52 particelle nn. 20-86-85- rientrano parte in Ambito Territoriale Esteso di tipo D ed in parte in ambito territoriale esteso di tipo C come sopra descritti CHE i terreni riportati in catasto al foglio di mappa n. 52 particelle nn. 31-34-95-232-234-230-44-53-61-85- 228 subb.1-2-3-4 – 229 sub. 1-3-4 sono compresi in nessuna zona vincolata dal PAI

I terreni riportati in catasto al foglio di mappa n. 30 particella n. 42 e foglio di mappa n. 52 particelle nn.27-32-93-74-64-73-75 sono compresi in zona vincolata dal PAI come PG1 ossia area a rischio geomorfologico medio e moderato

I terreni riportati in catasto al foglio di mappa n. 30 particella n. 42 e foglio di mappa n. 52 particelle nn.19-20-25-26-29-86-88-91-160-163--233-36-38-46-49-76-82-83-84 sono compresi in parte in zona vincolata dal PAI come PG1 ossia area a rischio geomorfologico medio e moderato ed in parte sono compresi in nessuna zona vincolata dal PAI

I terreni riportati in catasto al foglio di mappa n. 52 particelle nn. 19-20-26-27-29-31-32-34-86-88-91- 93-95-160-163-232-233-234-74-230-36-38-44-46-49-53-59-61-64-73-75-76-82-83-84-85- 228 subb.1-2-3-4 – 229 sub. 1-3-4 non sono gravati dal vincolo degli usi civici;

I terreni riportati in catasto al foglio di mappa n. 52 particella n. 25 sono gravati dal vincolo degli usi civici;

I predetti terreni riportati in catasto al foglio di mappa 30 particella n. 42 e foglio di mappa n. 52 particelle nn. 19-20-25-26-27-29-31-32-34-86-88-91-93-95-160-163-232-233-234-74-230-36-38-44-46-49- 53-61-64-73-75-76-82-83-84-85- 228 subb.1-2-3-4 – 229 sub. 1-3-4 sono soggetti alle norme rinvenienti dal P.P.T.R. Puglia, approvato con delibera di G.R. n. 176 del 16.02.2015, pubblicata sul B.U.R.P. n. 40 del 23.03.2015;

I predetti terreni riportati in catasto al foglio di mappa 30 particella n. 42 e foglio di mappa n. 52 particelle nn. 19-20-25-26-27-29-31-32-34-37-86-88-91-93-95-160-163-232-233-234-74-230-36-38-43-44-46-49-53-59-61-64-73-75-76-82-83-84-85-173 228 subb.1-2-3-4 – 229 sub. 1-3-4 sono soggetti alle norme di salvaguardia derivanti dall'adozione della proposta di adeguamento del PUG vigente al PPTR regionale giusta Delibera di Consiglio Comunale n. 16 del 21.06.2018.

Di seguito una tabella riepilogativa delle particelle a disposizione e relativa destinazione a progetto

FOGLIO N.	PARTICELLE ACQUISITE N.	Sup complessiva Ha	Area mq	Area AGROFV lorda [Ha]	Attività Agricola Esterna a Agri-PV [Ha]
52	88	34,8742	348.742	33,4943	1,3799
52	20	29,2608	292.608	29,2608	0
52	85	0,237	2.370	0,237	0
52	86	5,4799	54.799	1,8251	3,6548
52	163	1,1542	11.542	0	1,1542
52	19	0,8619	8.619	0,4449	0,417

52	26	0,3323	3.323	0	0,3323
52	25	1,9644	19.644	0,56	1,4044
52	29	1,86	18.600	1,86	0
52	31	1,5893	15.893	1,5893	0
52	34	1,4871	14.871	1,4871	0
52	84	1,0411	10.411	1,0411	0
52	83	1,0039	10.039	1,0039	0
52	82	0,9531	9.531	0,9531	0
52	46	0,9859	9.859	0,9859	0
52	49	4,0998	40.998	4,0998	0
52	27	1,1311	11.311	0	1,1311
52	74	0	0	0	0
52	75	0,606	6.060	0	0,606
52	36	5,6368	56.368	5,6368	0
52	44	1,6555	16.555	1,6555	0
52	93	4,3827	43.827	3,9756	0,4071
52	76	1,9501	19.501	0	1,9501
52	38	3,8268	38.268	0	3,8268
52	91	6,6673	66.673	2,3056	4,3617
52	53	1,8515	18.515	1,8515	0
52	61	1,0166	10.166	1,0166	0
52	95	1,1866	11.866	1,1866	0
52	64	1,6666	16.666	1,6666	0
52	23	1,7685	17.685	1,7685	0
52	37	1,5939	15.939	1,5939	0
52	173	0,8206	8.206	0,8206	0
52	43	0,839	8.390	0,839	0
52	78	1,6897	16.897	1,6897	0
52	51	1,9012	19.012	1,9012	0

52	68	2,1051	21.051	2,1051	0
52	59	1,6424	16.424	1,6424	0
TOTALE		131,1229	1.311.229	110,4975	20,6254

2.6 Inquadramento vincolistico

Di seguito vengono evidenziati i vincoli territoriali ambientali ed i condizionamenti derivanti dalla pianificazione territoriale, paesaggistica e urbanistica riguardanti il sito "Ascoli Satriano Capo d'Acqua" in merito alla potenziale localizzazione di un esteso campo fotovoltaico; per un'analisi approfondita degli aspetti vincolistici si rimanda allo Studio di Impatto Ambientale e relativi allegati

In sintesi sono state verificate le condizioni di vincolo riguardanti:

- Aree naturali protette;
- Rete Natura 2000;
- Vincoli paesaggistici e beni storici;
- Vincolo idrogeologico.

Sono state quindi esaminate le indicazioni programmatiche e normative:

- del Piano Urbanistico Territoriale Tematico Paesaggistico (PUTT/P);
- del Regolamento Regionale 31/12/2010 n. 24
- del Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR);
- del Piano Territoriale Provinciale di Coordinamento (PTCP);
- del Piano Operativo Integrato (POI) 8 – Energia;
- del Piano Urbanistico Generale (PUG) del Comune di Ascoli Satriano.

2.6.1 Aree Naturali Protette

Il sito non ricade all'interno o in un intorno significativo di aree protette.

Le aree protette più prossime sono:

- il Parco Naturale Regionale Bosco Incoronata a circa 15 km a nord;
- Il Parco Naturale Regionale Fiume Ofanto a circa 7 km a sud;
- la Riserva Naturale Statale di Popolamento Animale denominata Saline Margherita di S. a circa 33 km a est.

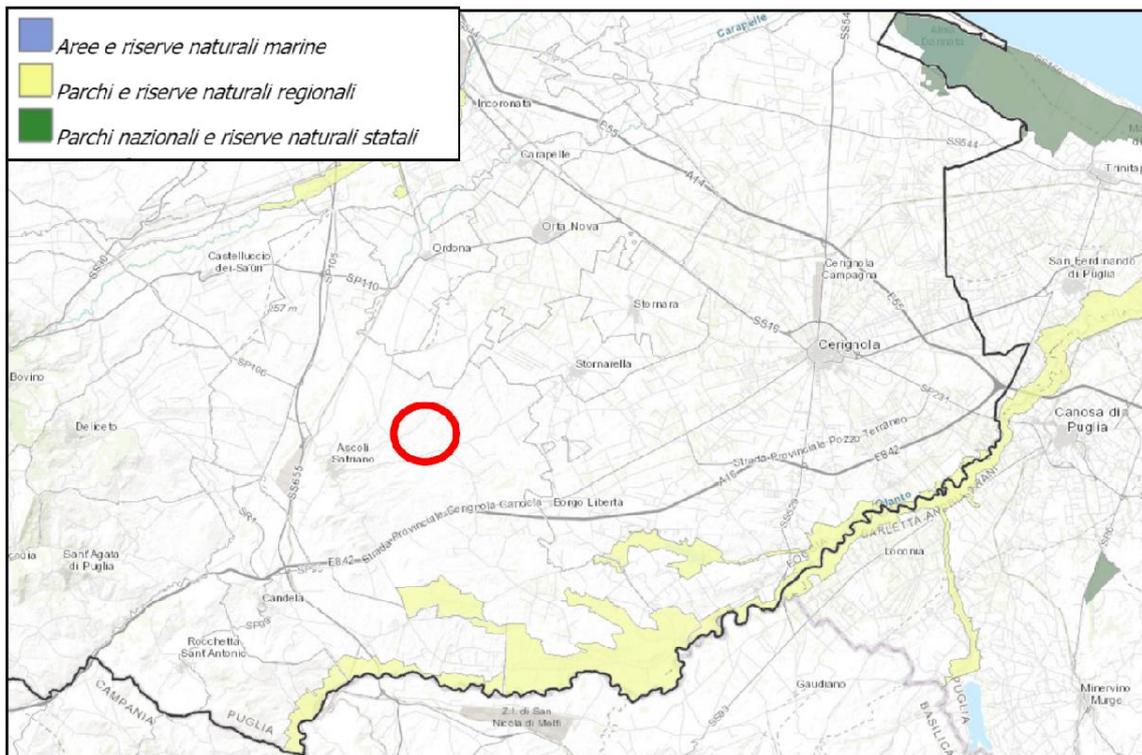


Fig. 2.4 Localizzazione dell'area in esame rispetto alle aree protette

RETE NATURA 2000

Il sito non ricade all'interno o in un intorno significativo di aree appartenenti a Rete Natura 2000.

I siti più prossimi sono:

- IT9120011 Valle Ofanto – Lago di Capaciotti a circa 12 km a sud-est;
- IT9110033 Accadia Deliceto a circa 19 km ad ovest;
- IT9110032 Valle del Cervano – Bosco dell'Incoronata a circa 18 km a nordovest.

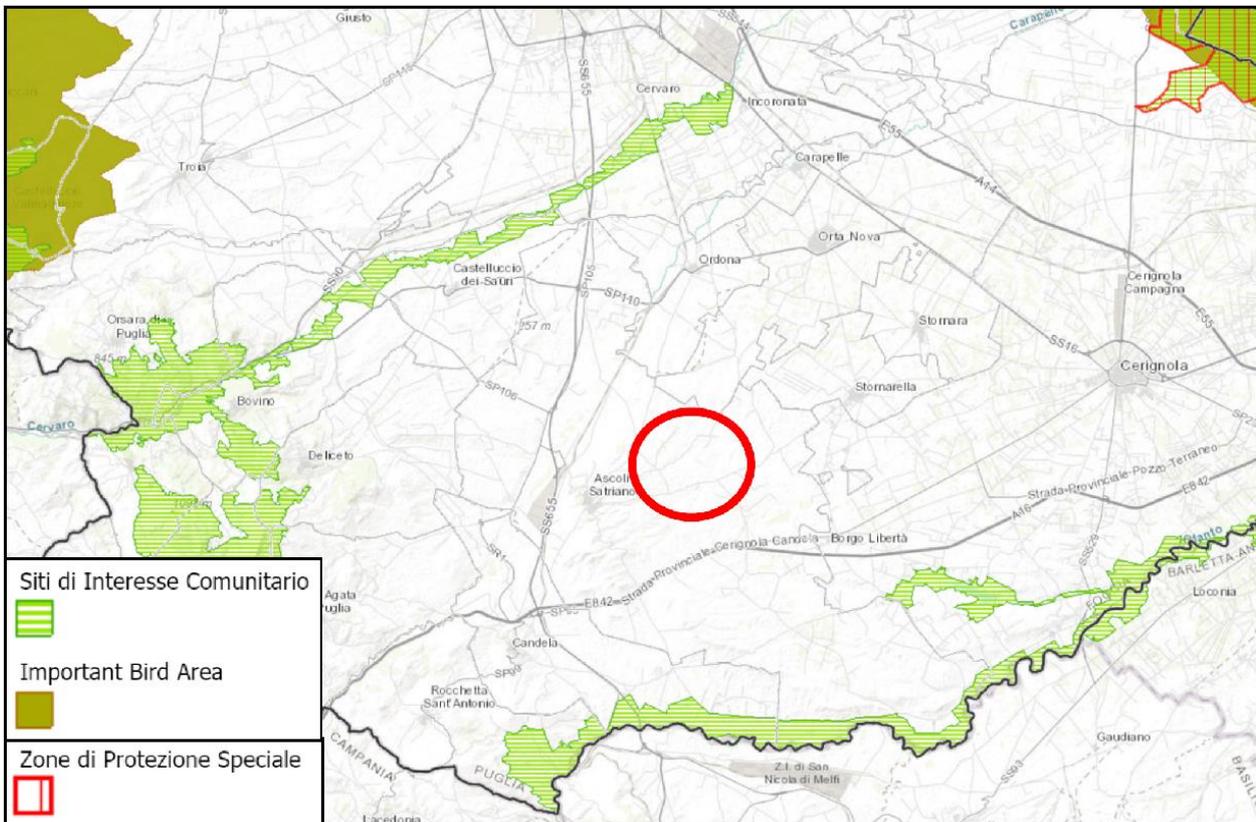


Fig. 2.5 Localizzazione del sito di intervento rispetto ad aree della Rete Natura 2000

2.6.2 Aree importanti per l'avifauna e principali siti di interesse

Le IBA (Important Bird Areas) sono ambiti identificati, sulla base di criteri omogenei, dalle varie associazioni che fanno parte di Bird Life International.

- Come si evince dalla cartografia allegata le IBA individuate in Puglia sono molto lontane dall'ambito oggetto di studio e sono posizionate essenzialmente lungo la fascia costiera dove si rileva la presenza di habitat naturali di particolare pregio ed importanza dal punto di vista faunistico nonché zone umide ovvero aree dotate di elevata naturalità. Soprattutto le zone umide svolgono un ruolo importante per specie dell'avifauna migratorie che, prevalentemente, seguono percorsi paralleli alla linea di costa e stazionano proprio nelle zone umide ivi localizzate dove "fanno tappa" per riposarsi ed alimentarsi.

Proprio in funzione del predetto comportamento dell'avifauna migratrice la Convenzione di Ramsar è finalizzata alla protezione ed alla conservazione di queste zone umide e raggruppa: "aree palustri, acquitrinose, morbide o comunque specchi d'acqua, naturali o artificiali, permanenti o temporanei con acqua ferma o corrente, salmastra o salata, compresi i tratti di mare, la cui profondità non eccede i sei metri con la bassa marea".

Le zone umide sono importantissime, oltre che per l'avifauna migratoria, anche per l'uomo sia dal punto di vista biologico (le zone umide sono fra gli ecosistemi più ricchi di vita in assoluto, secondi per produttività solo alle foreste tropicali), che economico e sociale.

Hanno inoltre un rilevante ruolo ecologico di cui l'uomo raccoglie quotidianamente i benefici. Funzioni quali: controllo delle piante, purificazione delle acque, stabilizzazione delle coste, controllo dell'attività erosiva, trattenimento di sedimenti ed inquinanti e stabilizzazione del microclima sono alcuni dei vantaggi che le zone umide forniscono all'uomo.

Il territorio Comunale di Ascoli Satriano è lambito dalla presenza del SIC del Bacino Valle dell'Ofanto e dall'Area Protetta Regionale, e indirettamente connesso con l'Area del Parco del Gargano.

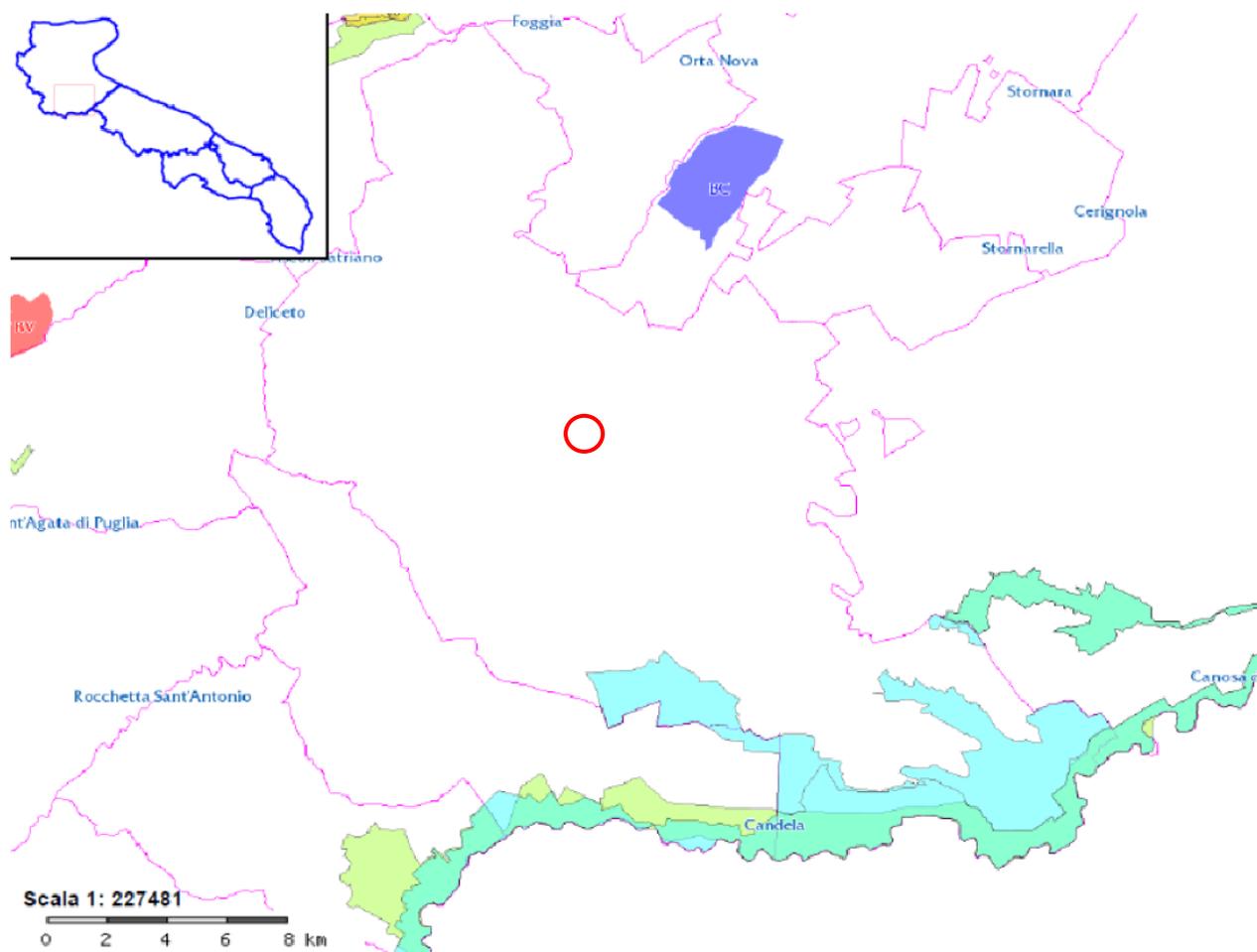
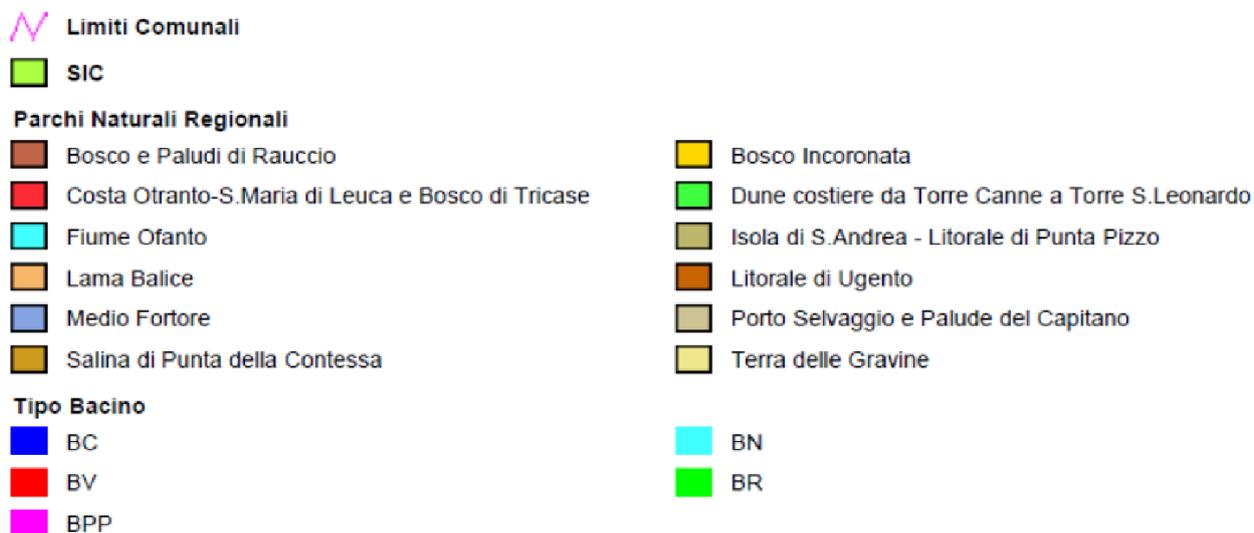


Fig. 2.6 Localizzazione del sito di intervento rispetto ad aree avifauna e siti di interesse



2.6.3 Vincoli Paesaggistici

Il sito interessa le fasce di rispetto di 150 m del corso d'acqua (aree tutelate per legge, D. Lgs 42/2004, art. 142, comma 1 lett. c): canale Biasifiocco e Montecorvo (limite nord)

Nell'intorno territoriale sono presenti aree boscate (aree tutelate per legge, D. Lgs 42/2004, art. 142, comma 1 lett. g) ed aree soggette a vincolo archeologico (D. Lgs 42/2004, art. 10).

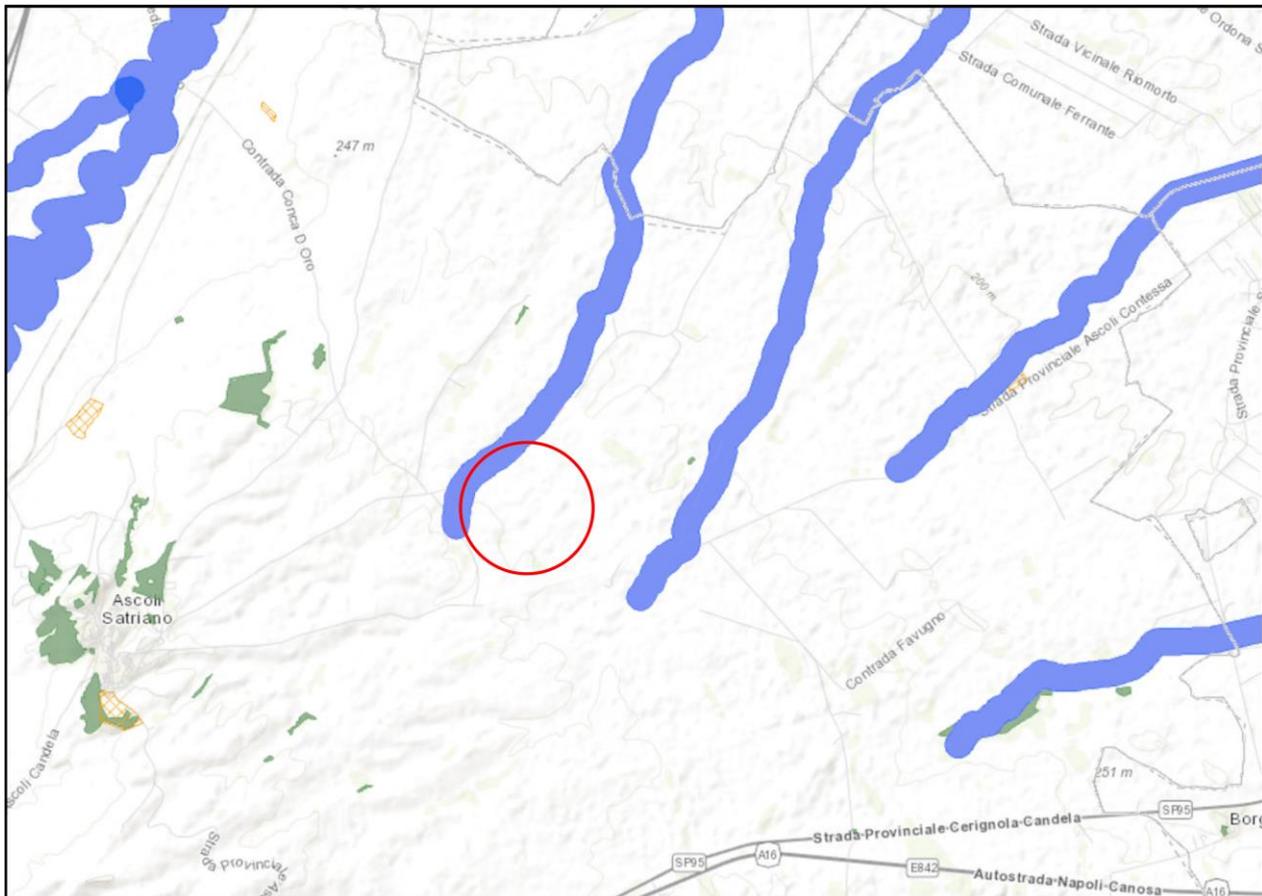


Fig. 2.7 Localizzazione del sito di intervento rispetto ai vincoli paesaggistici 42/2004

IL PIANO URBANISTICO TERRITORIALE TEMATICO PAESAGGISTICO (PUTT/P), pubblicato sul Bollettino Ufficiale della Regione Puglia - n. 8 suppl. del 17- 1-2002, individua sul territorio regionale gli ambiti territoriali estesi con valenza paesaggistica, così come specificato nell'art. 2.01 delle Norme Tecniche di Attuazione (NTA):

- "valore eccezionale (ambito A), laddove sussistano condizioni di rappresentatività di almeno un bene costitutivo di riconosciuta unicità e/o singolarità, con o senza prescrizioni vincolistiche preesistenti;
- valore rilevante (ambito B), laddove sussistano condizioni di competenza di più beni costitutivi con o senza prescrizioni vincolistiche preesistenti;
- valore distinguibile (ambito C) laddove sussistano condizione di presenza di un bene costitutivo con o senza prescrizioni vincolistiche preesistenti;
- valore relativo (ambito D) laddove per non sussistendo la presenza di un bene costitutivo, sussista la presenza di vincoli diffusi che ne individuino una significatività.
- valore normale (ambito E), laddove non è direttamente dichiarabile un significativo valore paesaggistico."

I terreni e gli immobili compresi negli ambiti territoriali estesi sono sottoposti a specifica tutela da parte del piano (Art. 2.01, comma 2):

“2.1 non possono essere oggetto di lavori comportanti modificazioni del loro stato fisico e del loro aspetto esteriore senza che per tali lavori sia stata rilasciata l’autorizzazione paesaggistica di cui all’art. 5.01;

2.2 non possono essere oggetto degli effetti di pianificazione di livello territoriale e di livello comunale senza che per detti piani sia stato rilasciato il parere paesaggistico di cui all’art. 5.03;

2.3 non possono essere oggetto di interventi di rilevante trasformazione, così come definiti nell’art. 4.02, senza che per gli stessi sia stata rilasciata l’attestazione di compatibilità paesaggistica di cui all’art. 5.04”

Il piano definisce opere di rilevante trasformazione territoriale quelle “....derivanti dalla infrastrutturazione del territorio (sia puntuale che lineare, relativa a: mobilità terrestre, marittima, aerea, trasporto di fluidi, energia e informazioni; impianti finali o di trasformazione dei rifiuti solidi e liquidi; regimazione delle acque interne), determinata da dimostrata assoluta necessità, o preminente interesse regionale o nazionale, comportante modificazioni permanenti nei suoi elementi strutturanti.”

L’area in oggetto interessa parzialmente gli ambiti territoriali estesi C e D. Per tali ambiti l’art. 2.02 delle NTA individua i seguenti indirizzi di tutela:

“1.3 negli ambiti di valore distinguibile C: salvaguardia e valorizzazione dell’assetto attuale se qualificato; trasformazione dell’assetto attuale, se compromesso, per il ripristino e l’ulteriore qualificazione; trasformazione dell’assetto attuale che sia compatibile con la qualificazione paesaggistica;

1.4 negli ambiti di valore relativo D: valorizzazione degli aspetti rilevanti con salvaguardia delle visuali panoramiche.”

Inoltre, l’Art. 3.05 definisce gli indirizzi di tutela per le specifiche componenti degli ambiti territoriali estesi.

Relativamente al sistema “assetto geologico, geomorfologico e idrogeologico”, per gli ambiti territoriali C e D, prevede che:

“in attuazione agli indirizzi di tutela, le previsioni insediativa ed i progetti delle opere di trasformazione del territorio devono mantenere l’assetto geomorfologico d’insieme e conservare l’assetto idrogeologico delle relative aree [...].

Relativamente al sistema “copertura botanico-vegetazionale e colturale” per gli ambiti territoriali C e D, prevede che:

“in attuazione agli indirizzi di tutela, tutti gli interventi di trasformazione fisica del territorio ed insediativi vanno resi compatibili con la conservazione degli elementi caratterizzanti il sistema botanico/vegetazionale, la sua ricostituzione, le attività agricole coerenti con la conservazione del suolo.”

L’art. 4.2 sottolinea che negli ambiti C e D “..va evitata ogni destinazione d’uso non compatibile con le finalità di salvaguardia e, di contro, vanno individuati i modi per innescare processi di corretto riutilizzo e valorizzazione.”

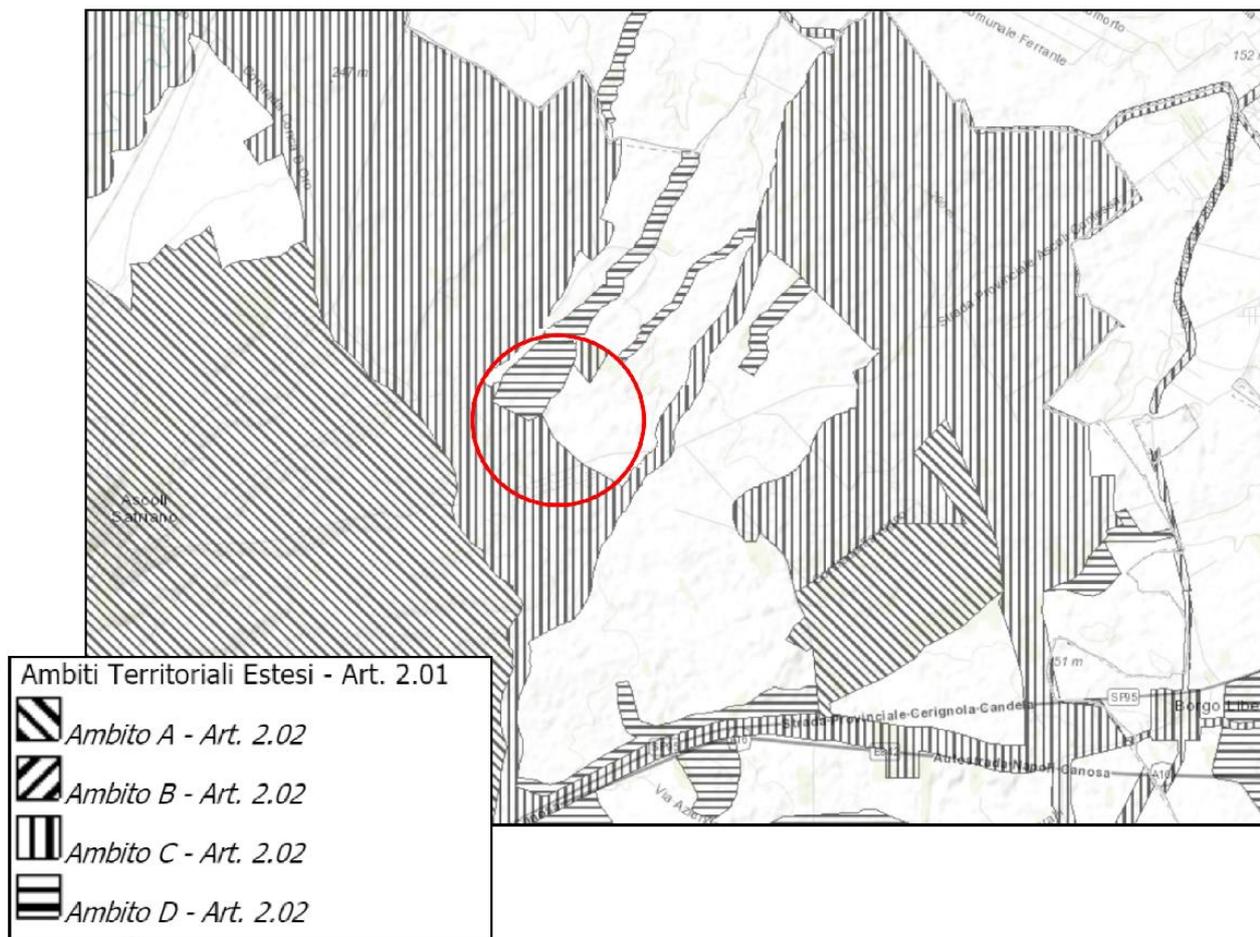


Fig. 2.8 – PUTT – Stralcio della Tavola degli Ambiti Territoriali Estesi

REGOLAMENTO REGIONALE 31-12-2010, N. 24

Il regolamento della Regione Puglia 24/2010 ha per oggetto l'individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili, come previsto dal Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico 10 settembre 2010, "Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili", Parte IV, paragrafo 17 "Aree non idonee".

L'individuazione delle aree e dei siti non idonei è compiuta nei modi e forme previsti dalle Linee Guida nazionali, paragrafo 17 e sulla base dei criteri di cui all'allegato 3 delle Linee Guida stesse.

Nell'Allegato 1 al Regolamento Regionale sono indicati i principali riferimenti normativi, istitutivi e regolamentari che determinano l'inidoneità di specifiche aree all'installazione di determinate dimensioni e tipologie di impianti da fonti rinnovabili e le ragioni che evidenziano una elevata probabilità di esito negativo delle autorizzazioni:

- Aree protette nazionali e regionali;
- Zone umide Ramsar;
- Siti di Importanza Comunitaria SIC;
- Zone di Protezione Speciale ZPS;
- Important Birds Areas I.B.A.;
- Siti Unesco;

- Beni culturali (ex L. 1089/1939) + buffer 100 m;
- Immobili e aree dichiarati di notevole interesse pubblico (art. 139 D. Lgs. 42/2004);
- Aree tutelate per legge (art. 142 D. Lgs 42/2004);
- Aree a pericolosità idraulica;
- Aree a pericolosità geomorfologica;
- Aree classificate A e B nel PUTT;
- Aree urbane edificabili;
- Coni visuali,
- Grotte, lame, gravine, versanti;
- Aree agricole interessate da produzioni agro-alimentari di qualità biologica; D.O.P.; I.G.P.; S.T.G.; D.O.C.; D.O.C.G.

L'area in esame, rispetto alle categorie di vincolo sopraelencate, risulta interessata:

- Dal vincolo relativo alle "aree tutelate per legge", D. Lgs 42/2004, art. 142, comma 1 lett. c, fascia di 150 m da corsi d'acqua classificati acqua pubblica: zone prossime al confine orientale e zone prossime al confine nord-est ;
- Dalla presenza di un Bene culturale con vincolo ex L. 1089/1939+ buffer 100 m (Masseria Capo dell'acqua, PPTR,).

L'Allegato 2 al Regolamento contiene una classificazione delle diverse tipologie di impianti per fonte energetica rinnovabile, potenza e tipologia di connessione, elaborata sulla base della Tabella 1 delle Linee Guida nazionali, funzionale alla definizione dell'idoneità delle aree a specifiche tipologie di impianti.

L'impianto in esame ricade nella categoria F.7 ed è soggetta al procedimento di autorizzazione unica.

PIANO PAESAGGISTICO TERRITORIALE REGIONALE (PPTR)

Nel presente paragrafo si riporta un'analisi degli elaborati del Piano Paesaggistico Territoriale Regionale, approvato con Delibera della Giunta Regionale n. 176 del 16 febbraio 2015 e successivamente aggiornato fino al 2020 con diverse DGR riferite ad aspetti specifici.

L'area in oggetto ricade all'interno dell'ambito paesaggistico del Tavoliere, in particolare interessa il sub-ambito denominato "Le Marane di Ascoli Satriano".

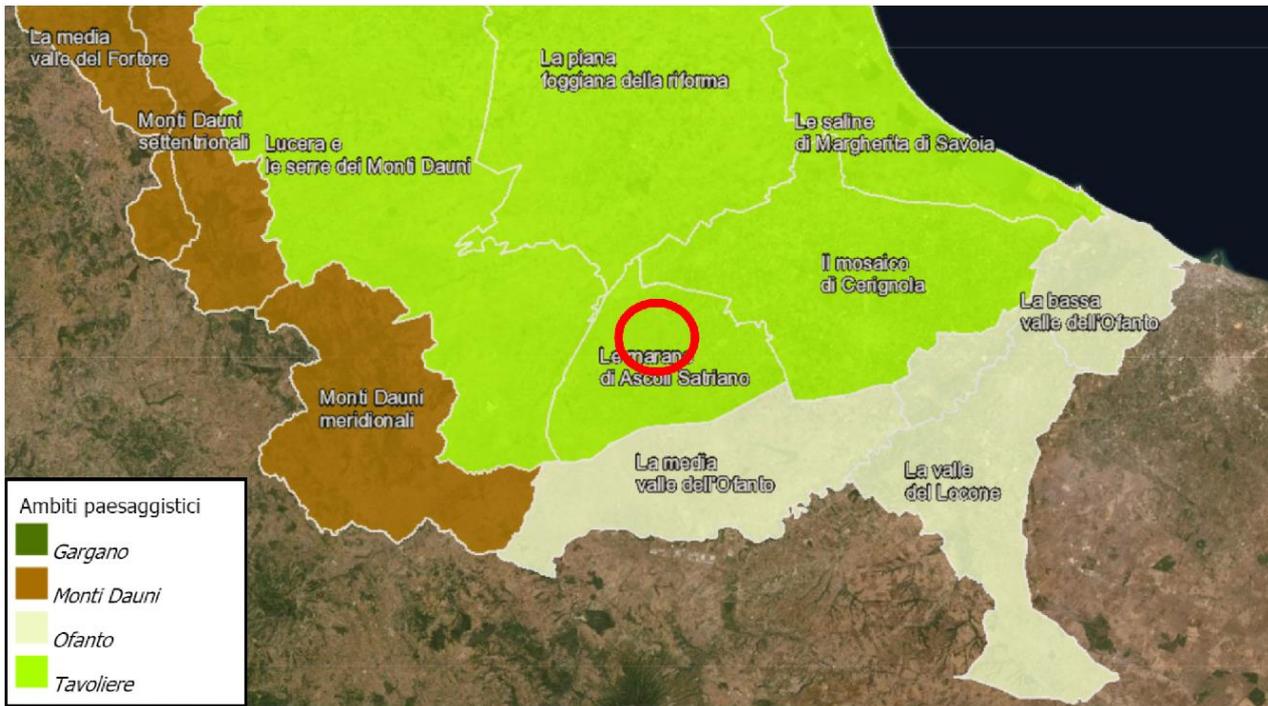


Fig. 2.9 - Ambito paesaggistico interessato dal sito di intervento

Componenti geomorfologiche

All'interno dell'area in oggetto è indicata la presenza di versanti.

L'art. 53 delle NTA individua come interventi non ammissibili in tali aree quelli che comportano:

- “a1) alterazioni degli equilibri idrogeologici o dell'assetto morfologico generale del versante;
 - a2) ogni trasformazione di aree boschive ad altri usi, con esclusione degli interventi colturali eseguiti secondo criteri di silvicoltura naturalistica atti ad assicurare la conservazione e integrazione dei complessi vegetazionali naturali esistenti e delle cure previste dalle prescrizioni di polizia forestale;
 - a3) nuove attività estrattive e ampliamenti;
 - a4) realizzazione di nuclei insediativi che compromettano le caratteristiche morfologiche e la qualità paesaggistica dei luoghi;
 - a5) realizzazione e ampliamento di impianti per la produzione di energia, fatta eccezione per gli interventi indicati nella parte seconda dell'elaborato del PPTR 4.4.1
- Linee guida sulla progettazione e localizzazione di impianti di energia rinnovabile;”

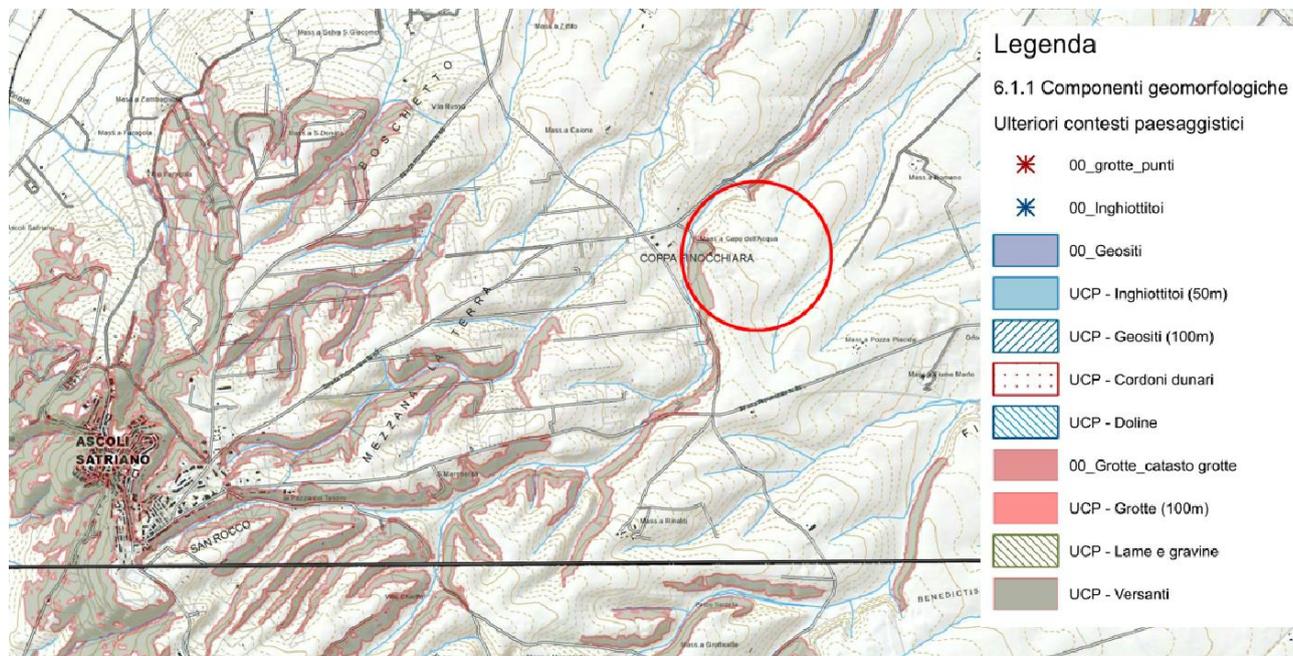


Fig. 2.10 – PPTR – Stralcio della Tavola 6.1.1 Componenti geomorfologiche

Componenti idrologiche

La regione presenta una situazione idrologico ambientale caratterizzata da scarsa disponibilità idrica superficiale avente distribuzione molto differenziata sul territorio, carattere torrentizio e come gran parte del resto del territorio pugliese si caratterizza per un esteso sviluppo di solchi erosivi naturali in cui vengono convogliate le acque in occasione di eventi meteorici intensi, a volte compresi in ampie aree endoreiche aventi come recapito finale la falda circolante negli acquiferi carsici profondi.

L'area in oggetto è interessata dal vincolo idrogeologico e dalle fasce di rispetto di 150 m del canale Biasifiocco (limite nord) come precedentemente evidenziato.

Nelle vicinanze si segnala la presenza di elementi appartenenti al reticolo idrografico di connessione delle R.E.R.

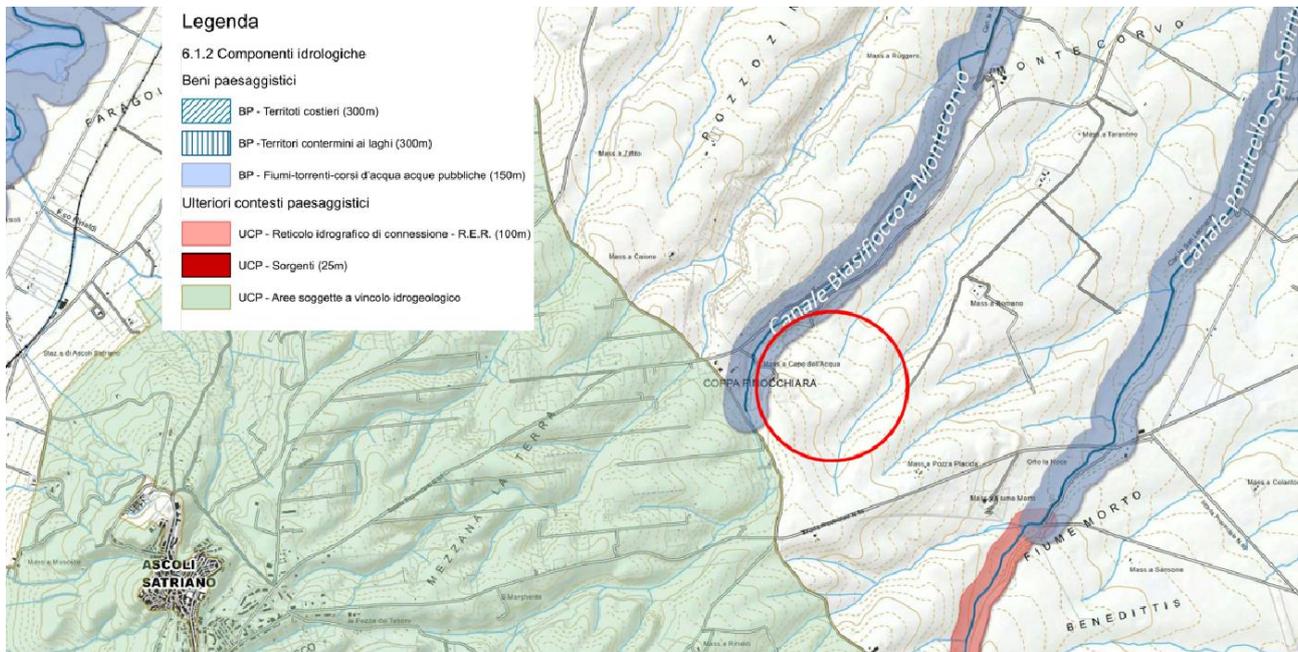
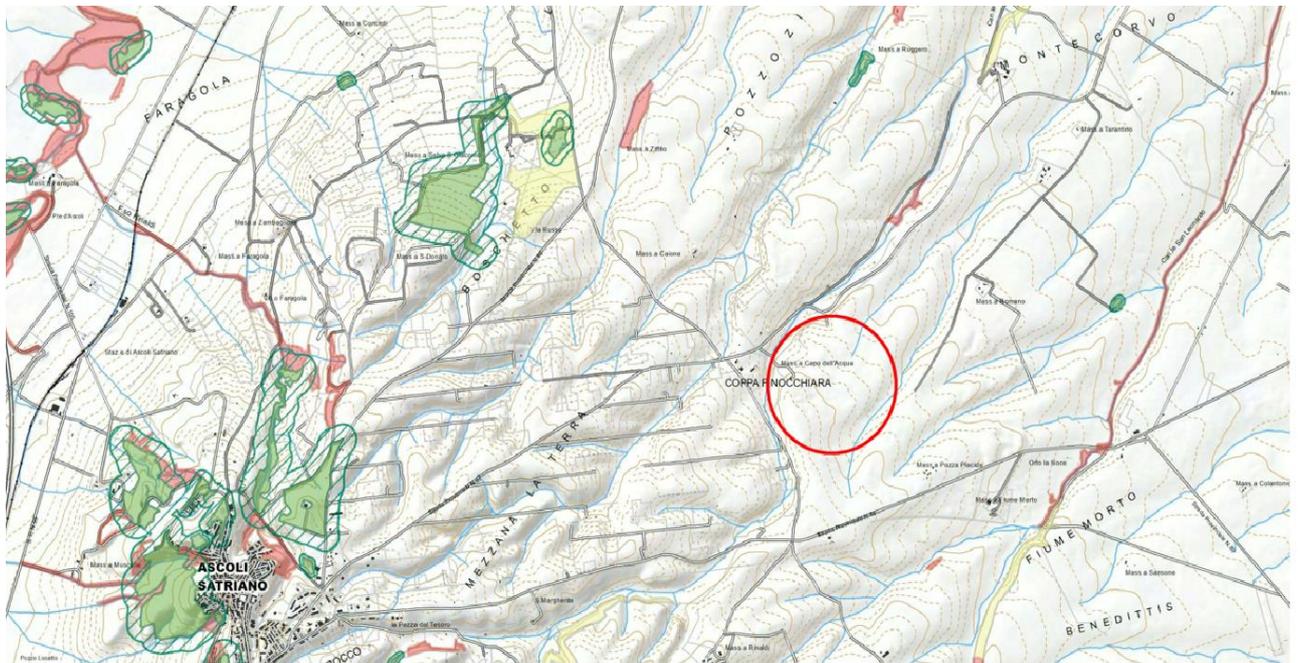


Fig. 2.11 – PPTR – Stralcio della Tavola 6.1.2 Componenti idrologiche

Componenti botanico vegetazionali: L'area oggetto d'indagine comprende porzioni limitate di:

- prati e pascoli naturali
- formazioni arbustive in evoluzione

Le aree boscate vincolate e le relative fasce di rispetto risultano esterne.



Legenda

6.2.1 Componenti botanico-vegetazionali

Beni paesaggistici

BP - Zone umide Ramsar

BP - Boschi

Ulteriori contesti paesaggistici

UCP - Aree umide

UCP - Aree di rispetto dei boschi (100m)

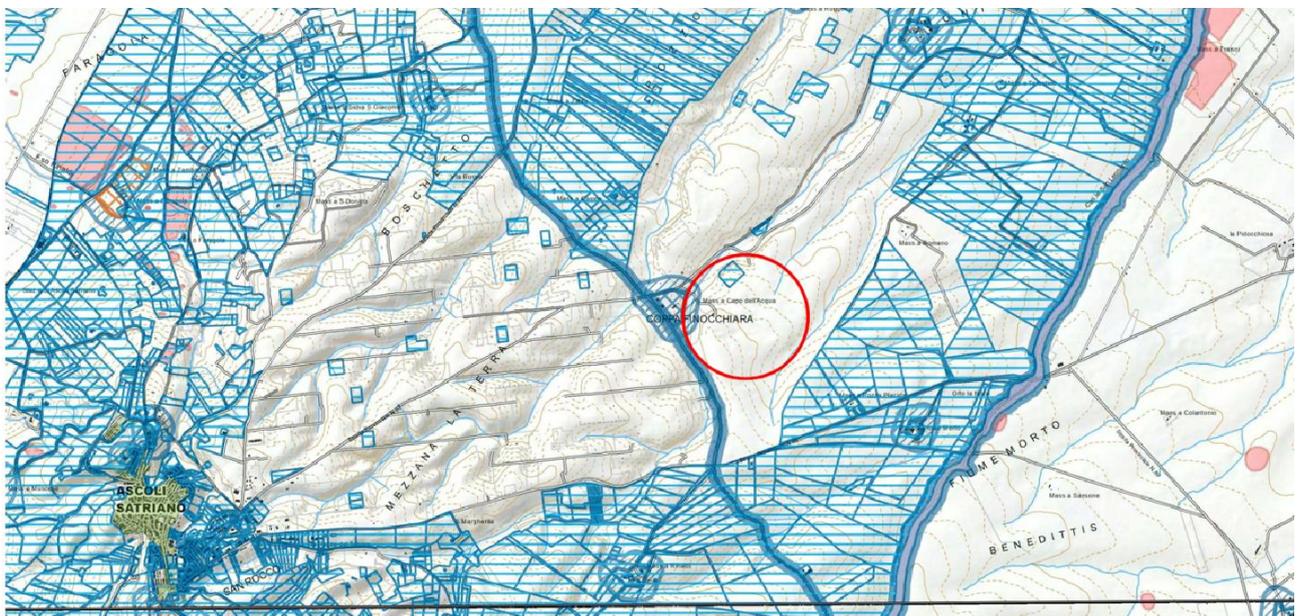
UCP - Prati e pascoli naturali

UCP - Formazioni arbustive in evoluzione naturale

Fig. 2.12 – PPTR – Stralcio della Tavola 6.2.1 Componenti botanico vegetazionali

Componenti culturali ed insediative

Le aree oggetto d'indagine includono zone gravate da usi civici.



Legenda

6.3.1 Componenti culturali e insediative

Beni Paesaggistici

BP - Zone gravate da usi civici (validate)

BP - Zone gravate da usi civici (non validate)

BP - Zone di interesse archeologico

BP - Immobili e aree di notevole interesse pubblico

Ulteriori Contesti Paesaggistici

UCP - Città consolidata

UCP - Testimonianza della stratificazione insediativa

UCP - stratificazione insediativa - rete tratturi

UCP - stratificazione insediativa - siti storico culturali

UCP - aree a rischio archeologico

UCP - Area di rispetto delle componenti culturali e insediative (100m - 30m)

UCP - area di rispetto - rete tratturi

UCP - area di rispetto - siti storico culturali

UCP - area di rispetto - zone di interesse archeologico

UCP - Paesaggi rurali

Fig. 2.13 – PPTR – Stralcio della Tavola 6.3.1 Componenti culturali ed insediative – in evidenza le zone gravate da usi civici

I terreni soggetti ad uso civico sono a vocazione agricola, e pertanto si presume tale la loro destinazione urbanistica: sono escluse quindi destinazioni di tipo edificatorio.

Il riferimento normativo per tale destinazione si trova negli articoli 11, 12 e 13 della Legge 16 giugno 1927, n.1766, che distingue i terreni di proprietà collettiva in due categorie:

- a) terreni utilizzabili come bosco o pascolo permanente;
- b) terreni convenientemente utilizzabili per la coltura agraria.

Il mutamento di destinazione d'uso di tali terreni è soggetto ad autorizzazione Regionale.

L'articolo 41 del Regio Decreto 26 febbraio 1928, n. 332, prevede, in via eccezionale la possibilità per i Comuni e le Università agrarie di richiedere il mutamento di destinazione "quando essa rappresenti un reale beneficio per la generalità degli abitanti" per la istituzione di campi sperimentali, vivai, ecc.

Componenti Valori percettivi

La carta delle componenti dei valori percettivi del Piano Paesaggistico Territoriale Regionale individua gli ambiti di valore percettivo presenti nel territorio regionale. Tali ambiti comprendono le strade a valenza paesaggistica, le strade panoramiche, i punti panoramici e i coni visuali.

Le aree in oggetto sono prospicienti ad una strada (SP87) a valenza paesaggistica

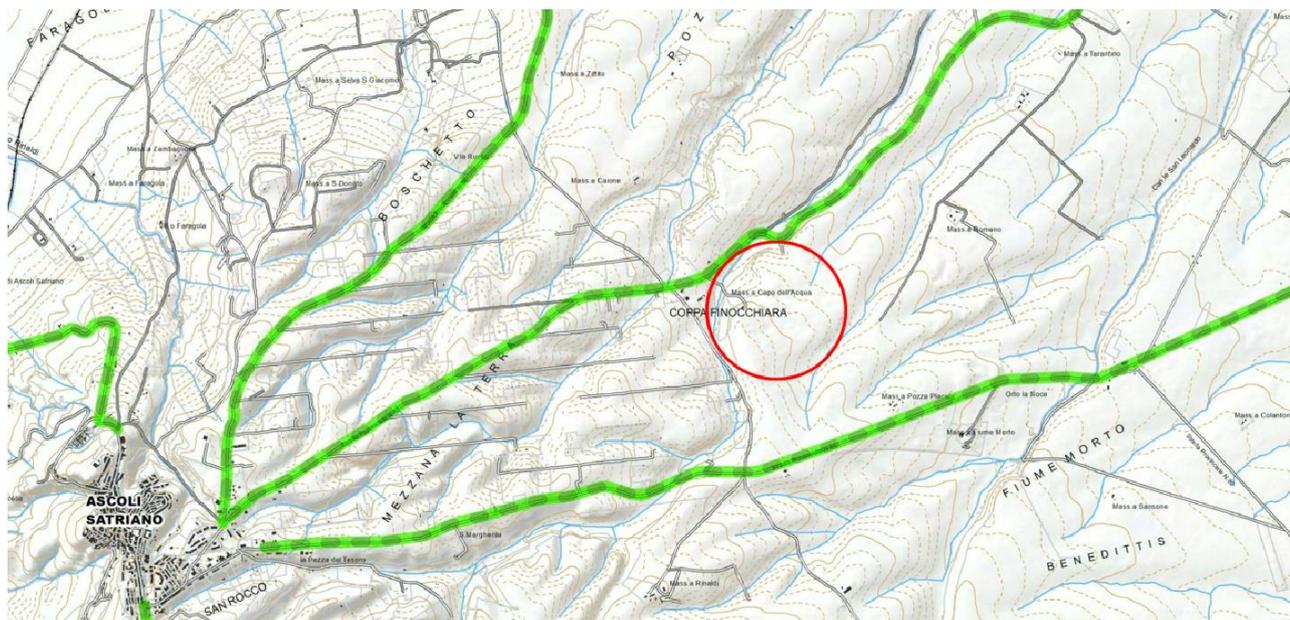


Fig. 2.14 – Tavola dei valori percettivi per localizzazione del sito in esame

2.6.4 Vincoli Idrogeologici

L'area in oggetto non interessa aree oggetto di vincolo idrogeologico.

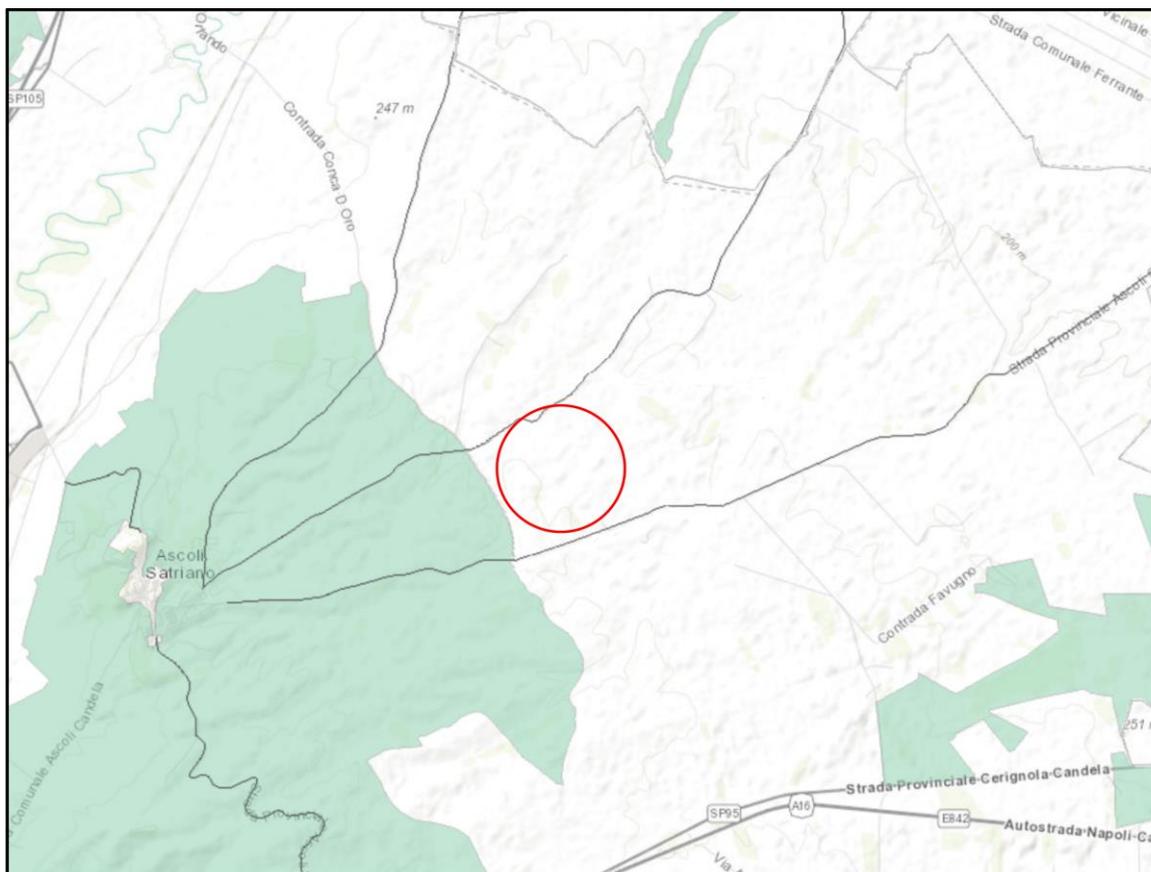


Fig. 2.15 - Localizzazione del sito di intervento rispetto al vincolo idrogeologico

2.6.5 Pericolosità idraulica

Il Comune di Ascoli Satriano appartiene oggi al Distretto Idrografico dell'Appennino Meridionale, la struttura operativa di livello territoriale di riferimento è l'Autorità di Bacino Distrettuale dell'Appennino Meridionale Sede Puglia (AdB DAM Puglia).

Lo strumento vigente sul territorio è Piano di Gestione del Rischio di Alluvioni - I ciclo (PGRA) approvato con Delibera del 3/3/2016 dal Comitato Istituzionale dell'autorità di Bacino del Liri-Garigliano integrato con i componenti designati dalle regioni ricadenti nel distretto.

Importanti sono state le numerose opere di sistemazione idraulica e di bonifica che si sono succedute, a volte con effetti contrastanti, nei corsi d'acqua del Tavoliere. I corsi d'acqua principali sono il Candelaro, il Cervaro e il Carapelle (rif. Relazione PGRA).

Per i contenuti di dettaglio si rimanda allo studio di compatibilità idraulica e interventi di protezione (Rif. "ED_RT_IDRO_Relazione idrologica e idraulica").

Di seguito si riporta un breve estratto della descrizione degli interventi.

L'area risulta interessata da possibili aree inondabili in seguito a gravi eventi alluvionali con un tempo di ritorno di 200 anni come evidenziato dalla Relazione Idraulica a firma della Dott.ssa Di Modugno allegata

all'istanza dalla quale risulta evidente che l'area interessata può essere ricalcolata alla luce di interventi di ingegneria idraulica limitando l'area inondabile come di seguito rappresentato.



Fig. 2.16 - Localizzazione del sito di intervento rispetto alla pericolosità geomorfologica PG1 del PAI

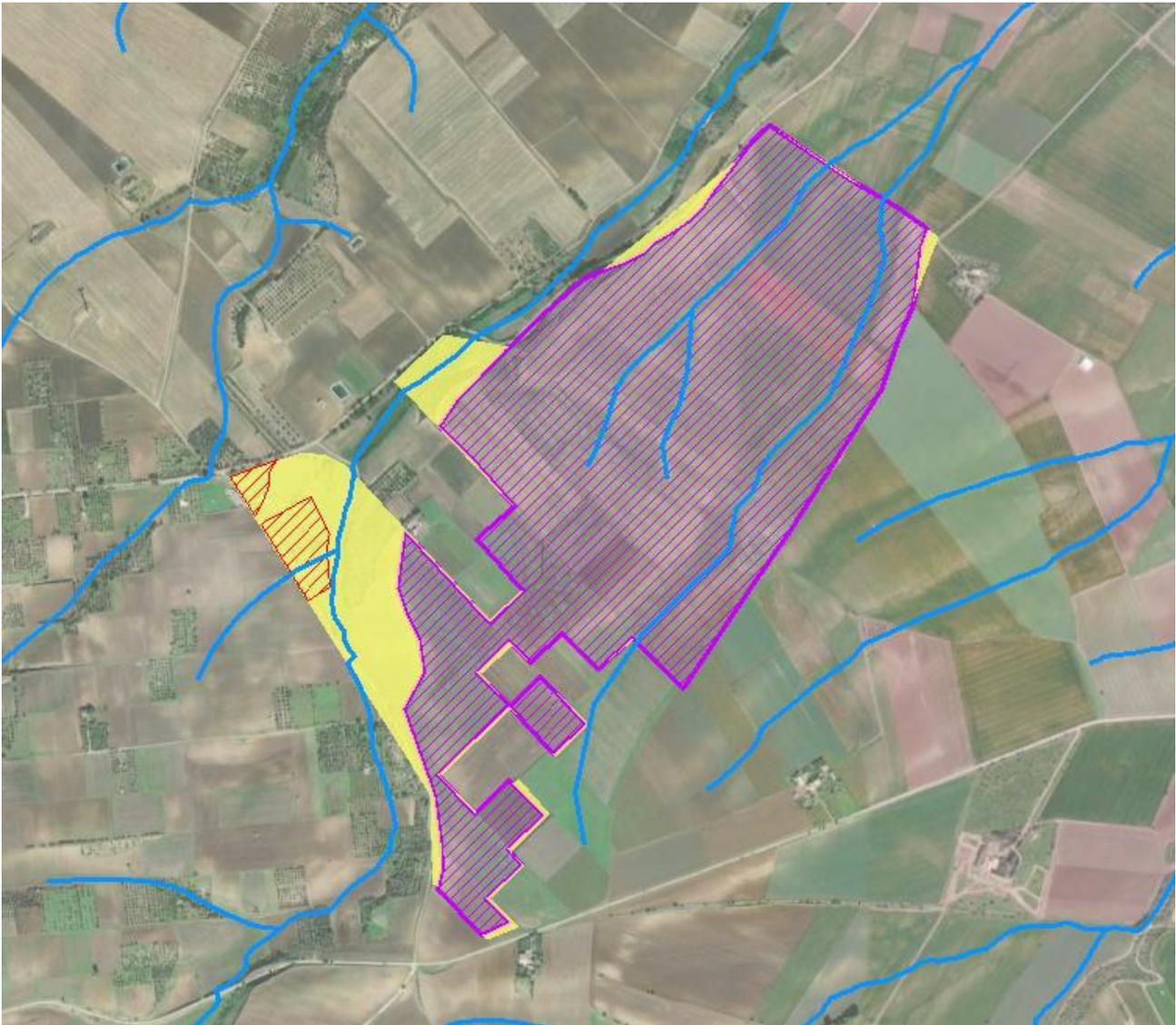


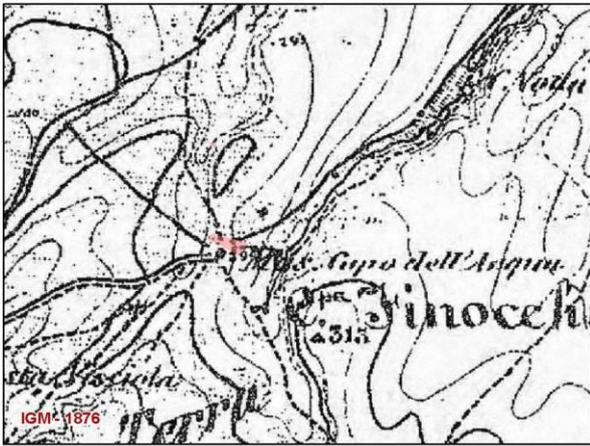
Fig. 2.17 - Localizzazione del sito di intervento rispetto alla pericolosità geomorfologica PG1 calcolato e sottoposto al parere del PAI

2.6.6 Beni Culturali

All'interno dell'area oggetto d'indagine ricade un bene storico culturale (Masseria Capo dell'Acqua) e la relativa area di rispetto. Nelle vicinanze, non ricomprese nell'area in esame, si segnala la presenza di altri beni culturali e annesse fasce di rispetto (100 m – 30 m) quali la Masseria Fiume Morto, la Masseria Montercorvo, la Masseria Rinaldi, il Regio Tratturello Foggia Ascoli Lavello e il- Tratturo Braccio Lagnano – Candela.

La catalogazione risulta dal "SISTEMA DELLE TUTELE - Struttura Antropica e Storico-Culturale - B.3.4 - Atlante delle Segnalazioni architettoniche del Comune di Ascoli Satriano.

Si prevede un recupero delle strutture esistenti mediante riqualificazione edilizia ed energetico ambientale nel pieno rispetto delle tecniche e dei materiali autoctoni e nell'ottica del mantenimento della medesima destinazione d'uso.

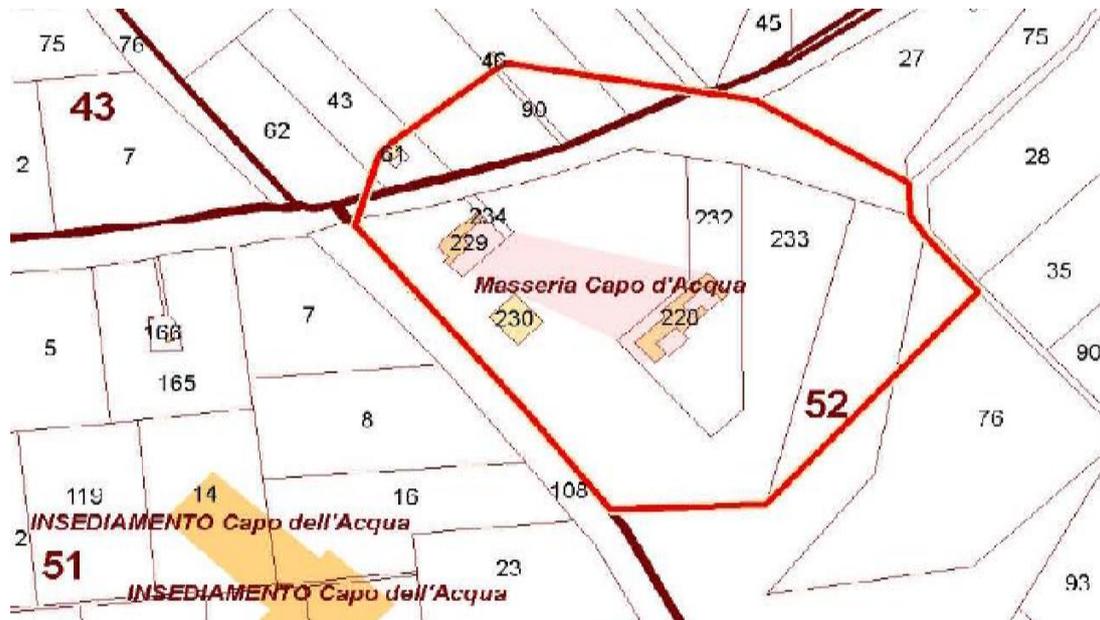


Rif.	NOME
tab. A . 18	Masseria Capo d'Acqua
tab. E . 202	Capo dell'Acqua
tab. E . 1	Capo dell'Acqua

Fig. 2.18 - P.U.G. - PIANO URBANISTICO GENERALE - ADEGUAMENTO al P.P.T.R. art. 97 delle relative N.T.A.
SISTEMA DELLE TUTELE - Struttura Antropica e Storico-Culturale: B.3.4



Fig. 2.19 - P.U.G. - PIANO URBANISTICO GENERALE - ADEGUAMENTO al P.P.T.R. art. 97 delle relative N.T.A.
SISTEMA DELLE TUTELE - Struttura Antropica e Storico-Culturale: B.3.4: Catasto storico



- segnalazione architettonica
- segnalazione archeologica certa da CBC
- area di rispetto
- aree di rischio archeologico

Fig. 2.20 - P.U.G. - PIANO URBANISTICO GENERALE - ADEGUAMENTO al P.P.T.R. art. 97 delle relative N.T.A. SISTEMA DELLE TUTELE - Struttura Antropica e Storico-Culturale: B.3.4: Segnalazione architettonica



Fig. 2.21 - P.U.G. - PIANO URBANISTICO GENERALE - ADEGUAMENTO al P.P.T.R. art. 97 delle relative N.T.A. SISTEMA DELLE TUTELE - Struttura Antropica e Storico-Culturale: B.3.4: sovrapposizione su ortofoto e fascia di rispetto



Fig. 2.22 – Stato attuale della Masseria Capo dell'Acqua

TABELLA DI SINTESI DEI VINCOLI

- Aree naturali protette	Il sito non ricade all'interno o in un intorno significativo di aree protette.
- Rete Natura 2000;	Il sito non ricade all'interno o in un intorno significativo di aree appartenenti a Rete Natura 2000.
- Zone umide Ramsar;	Il sito non ricade all'interno o in un intorno significativo di Zone U R.
- Siti di Importanza Comunitaria SIC;	Il sito non ricade all'interno o in un intorno significativo di siti di importanza comunitaria SIC
- Zone di Protezione Speciale ZPS;	Il sito non ricade all'interno o in un intorno significativo di Zone a protezione Speciale ZPS
- Important Birds Areas I.B.A.;	Il sito non ricade all'interno o in un intorno significativo di aree IBA
- Siti Unesco;	Il sito non ricade all'interno o in un intorno significativo di Siti Unesco
- Beni culturali (ex L. 1089/1939) + buffer 100 m;	Il sito risulta ricompreso nel P.U.G. - PIANO URBANISTICO GENERALE - ADEGUAMENTO al P.P.T.R. art. 97 delle relative N.T.A. SISTEMA DELLE TUTELE - Struttura Antropica e Storico-Culturale: B.3.4: Segnalazione architettonica
- Immobili e aree dichiarati di notevole interesse pubblico (art. 139 D. Lgs. 42/2004);	Il sito non risulta interessato
- Aree tutelate per legge (art. 142 D. Lgs 42/2004);	Il sito non risulta interessato
- Aree a pericolosità idraulica e geomorfologica;	Il sito presenta una media e moderata pericolosità idraulica e geomorfologica (PG1) con TR a 200 anni come evidenziato nella Relazione Idraulica a corredo
- Aree classificate A e B nel PUTT;	Il sito non risulta interessato
- Aree urbane edificabili;	Il sito non risulta interessato
- Coni visuali	Il sito risulta interessato da coni visuali della viabilità come evidenziato nella Relazione di Impatto Paesaggistico a corredo

- Grotte, lame, gravine, versanti;	Il sito non risulta interessato
- Aree agricole interessate da produzioni agro-alimentari di qualità biologica; D.O.P.; I.G.P.; S.T.G.; D.O.C.; D.O.C.G.	Il sito non risulta interessato
- Vincolo idrogeologico.	Il sito non risulta interessato
- del Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR);	il sito è ricompreso nella tavola dei Valori percettivi del PPTR

2.6.7 Valutazione fenomeno di Abbagliamento (ENAC-LG-2022/002)

Relativamente alle problematiche di safety derivanti dal fenomeno dell’abbagliamento (rif. ENAC - LG-2022/002-APT – VALUTAZIONE DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI NEI DINTORNI AEROPORTUALI Ed. n. 1 del 26 aprile 2022)” si riscontrano le seguenti deduzioni.

Di seguito vengono quindi esplicitate le distanze dell’impianto in esame rispetto a tutti gli aeroporti principali e secondari. L’impianto in esame dista circa 23,5 km dal più vicino aeroporto di Foggia “Gino Lisa” e a più di 36 Km dall’aeroporto militare “Amendola”.

L’impianto di cui trattasi risulta quindi esterno rispetto a tutte le superfici coniche degli ARP nonché a tutte le superfici di avvicinamento, decollo ed orizzontale interna ed esterna (nell’ipotesi più cautelativa l’Outer Horizontal Surface – OHS è pari a 15km) che possano generare un vincolo di tipo aeroportuale.

Considerate inoltre le altezze di impianto (4,18 m da p.c.), fabbricati (4.5 m da p.c.), con riferimento al codice della navigazione, al Decreto Legislativo 25/07/1997, n. 250 ed al Regolamento per la costruzione e l’esercizio degli aeroporti dell’Ente Nazionale per l’Aviazione Civile (ENAC), è possibile affermare che l’intervento non comporta ostacolo alla navigazione aerea in quanto:

- non interferisce con specifici settori definiti per gli aeroporti civili con procedure strumentali;
- non risulta prossimo ad aeroporti civili privi di procedure strumentali;
- non risulta prossimo ad avio ed elisuperfici di pubblico interesse;
- non presenta altezza uguale o superiore ai 100 m dal suolo o 45 m sull’acqua;
- non interferisce con le aree di protezione degli apparati COM/NAV/RADAR (BRA – Building Restricted Areas - ICAO EUR DOC 015);

Tale dato determina l’esclusione dall’iter valutativo ENAC/ENAV, così come risultante dal report di verifica preliminare condotta dal sottoscritto sui portali informatici dei due enti.

Pertanto, rispetto alla componente “Salute Pubblica” non si ravvisano problemi di sorta.

Si rimanda ai contenuti del paragrafo 4.2.5 del SIA per eventuali ulteriori approfondimenti.

3 Quadro Progettuale

3.1 Criteri generali di progettazione

I criteri generali di progettazione dell'intervento hanno principalmente seguito la ricerca della conformità agli strumenti di pianificazione e programmazione vigenti a scala nazionale, regionale, provinciale e comunale; in particolare, all'individuazione dell'area è seguita un'analisi in coerenza con la programmazione energetica e con gli strumenti di pianificazione territoriale, paesistica regionale e provinciale e l'eventuale presenza di vincoli di tipo urbanistico o/e ambientale che possono interferire con il progetto stesso.

La tipologia dell'intervento oggetto dello studio ha portato ad analizzare quindi ogni livello di pianificazione territoriale, la capacità di produzione energetica ovvero l'irraggiamento locale, la connessione alla rete di trasmissione nazionale, l'incidenza dell'impatto ambientale ovvero gli aspetti geomorfologici, idraulici, idrogeologici, la coerenza nella capacità locale di approvvigionamento e distribuzione del vettore idrogeno, l'inserimento e coniugazione di una tecnologia per la produzione di energia da fonte rinnovabile con le attività agronomiche preesistenti e gli impatti socioeconomici che un progetto simile, unico nel suo genere, producono sul territorio.

Agli aspetti di piano e di impatto si aggiungono quelli di ordine tecnico.

Nella progettazione della piattaforma si è tenuto conto della minimizzazione dei movimenti terra, dell'uso del calcestruzzo e di materiali e tecniche naturali che implementassero il riciclo delle materie prime e lasciassero inalterati i luoghi in fase di dismissione ovvero che sia le fasi di realizzazione che le fasi di dismissione apportassero il minimo impatto ambientale come la fase di esercizio ovvero ad emissioni zero o quasi zero. Le tecniche e le tecnologie adottate sono riportate nelle relazioni tecniche specialistiche e negli elaborati grafici a corredo della presente relazione generale.

Di seguito si evidenzia lo stato attuale dei luoghi interessati dal progetto



Fig. 3.1 – Stato attuale dei luoghi



Fig. 3.2 – Stato attuale dei luoghi



Fig. 3.3 – Stato attuale dei luoghi



Fig. 3.4 – Stato attuale dei luoghi

3.2 Caratterizzazione dell'intervento

L'intervento prevede la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare fotovoltaica della potenza nominale complessiva di c.ca 90 MWp da realizzarsi nell'agro di Ascoli Satriano in "località Capo d'Acqua" sinergico all'attività di tipo agronomico. L'intervento prevede altresì la realizzazione di un sistema di accumulo agli ioni di litio per 50 MWh (25 MW x 2 h) ed un unità di consumo rappresentata da un impianto di Power to Gas da 20 MW direttamente alimentato dal fotovoltaico e dedicato alla produzione di Idrogeno tramite elettrolisi.

Il terreno individuato per il suddetto intervento assume forma geometrica irregolare delimitato a nord dalla strada provinciale n.87", a sud da una strada vicinale e dalla Strada Provinciale n. 88, ad ovest da una strada vicinale identificata come tratturo e ad est da altri terreni agricoli confinanti.

L'area di intervento risulta essere pari a circa 131 ha, di cui circa 100 ha saranno recintati per delimitare l'impianto Agrovoltaico. Le aree che sono coltivate prevalentemente a produzione cerealicola, presentano struttura orografica regolare e in prevalenza pianeggiante. Di seguito viene riportato il layout della piattaforma.

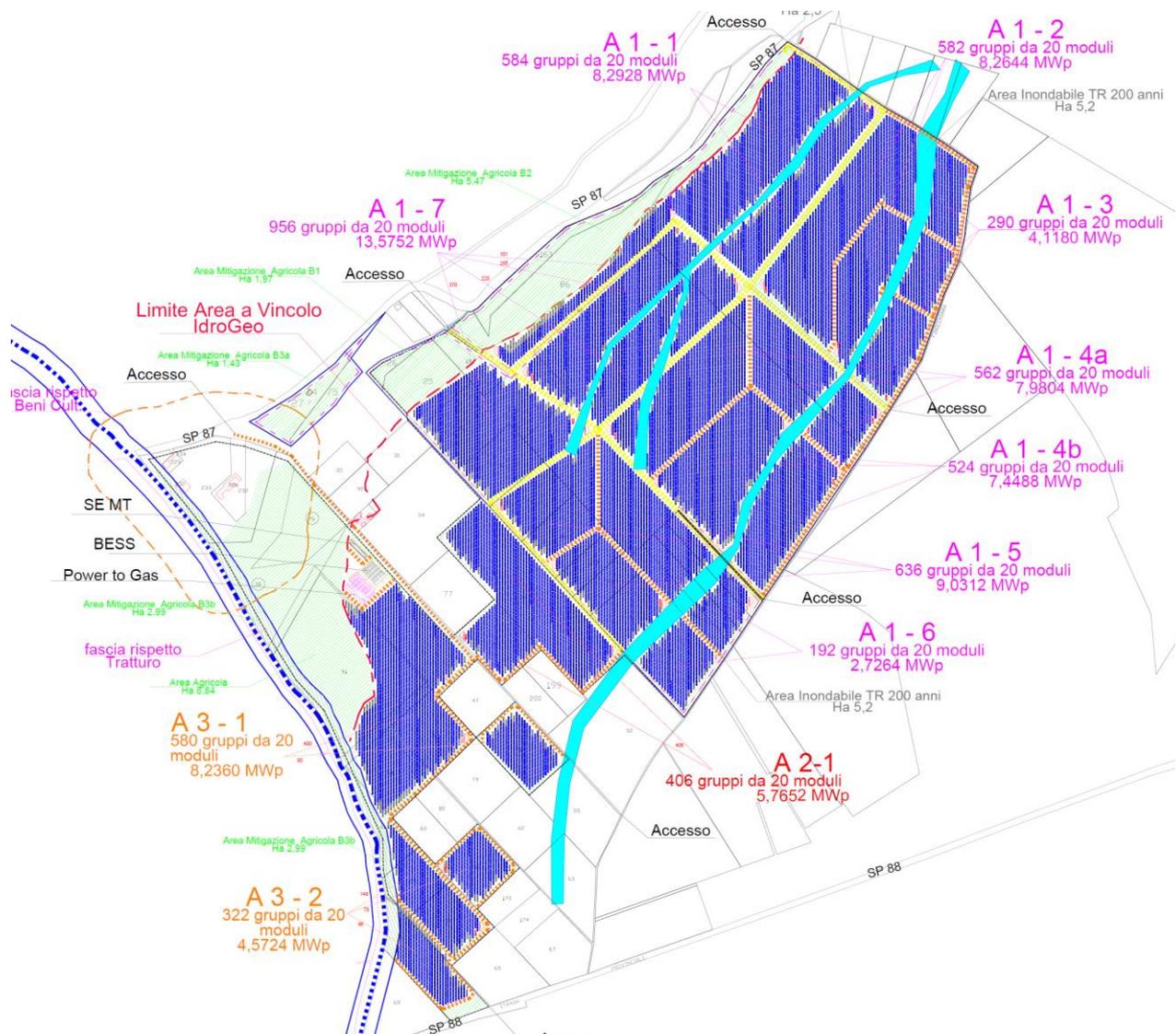


Fig 3.8 – Layout generale della piattaforma su base catastale

3.3 Agrovoltaico: attinenza alle LINEE GUIDA NAZIONALI

Partendo dall'interessante sentenza n. 248/2022 del TAR Puglia con la quale è stata evidenziata la netta differenza esistente tra gli impianti fotovoltaici e quelli agrovoltaici, anche in relazione alle valutazioni che sono chiamate a svolgere le Amministrazioni coinvolte per il rilascio delle relative autorizzazioni si evidenziano nel seguente capitolo le caratteristiche e le **attinenze del parco agrovoltaico in progetto con le LINEE GUIDA NAZIONALI SUGLI IMPIANTI AGROVOLTAICI prodotte nell'ambito di un gruppo di lavoro coordinato dal MINISTERO DELLA TRANSIZIONE ECOLOGICA - DIPARTIMENTO PER L'ENERGIA.**

Il Tribunale Amministrativo ha, in particolare, evidenziato che mentre nel caso di impianti fotovoltaici tout court il suolo viene reso impermeabile venendo impedita la crescita della vegetazione ed il terreno agricolo, quindi, perde tutta la sua potenzialità produttiva, nell'agri-fotovoltaico l'impianto è invece posizionato direttamente su pali più alti e ben distanziati tra loro, in modo da consentire la coltivazione sul terreno sottostante e dare modo alle macchine da lavoro di poter svolgere il loro compito senza impedimenti per la produzione agricola prevista. Pertanto la superficie del terreno resta permeabile, raggiungibile dal sole e dalla pioggia ed utilizzabile per la coltivazione agricola.

Oltre a ricordare il trattamento peculiare che l'agrovoltaico deve avere per le politiche nazionali, nelle sentenze, il Tar ha sottolineato l'obbligo per l'Amministrazione di operare un attento bilanciamento tra "l'interesse alla conservazione della trama agraria di riferimento, e l'interesse (di rilievo strategico, specie alla luce dell'attuale scenario internazionale, acuito dal conflitto bellico tuttora in corso tra la Federazione Russa e la Repubblica Ucraina) all'approvvigionamento di energia da fonti rinnovabili".

Nel farlo, prosegue il Tar, si dovrà tenere conto "degli obiettivi declamati dalla stessa Regione con DGR n. 1424/18, nonché di quelli sostenuti dal legislatore eurounitario sia con il **Reg. UE 2021/241**, che istituisce il dispositivo per la ripresa e la resilienza, attuato dall'Italia con il **d.lgs. n. 77/21**, e sia con il **Reg. UE. 2018/1999**, sulla Governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima" oltre che "degli obiettivi dichiarati dal Governo centrale – in attuazione dei superiori obiettivi fissati a livello eurounitario – con il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza."

La Piattaforma in oggetto prevede la realizzazione di un impianto AGROVOLTAICO con precise attinenze alle LINEE GUIDA NAZIONALI (D.M. del MITE del 27 giugno 2022) ovvero alle caratteristiche minime e i requisiti che un impianto fotovoltaico dovrebbe possedere per essere definito agrovoltaico, sia per ciò che riguarda l'accesso agli incentivi PNRR, sia per ciò che concerne la tipologia di impianto agrovoltaico avanzato, che sappiamo essere garanzia per un'interazione più sostenibile fra produzione energetica e produzione agricola.

Nello specifico l'obiettivo è perseguito in coerenza con le indicazioni del **Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)** e tenendo conto del **Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)** così Come definito dal **decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199⁴¹** (di seguito anche decreto legislativo n. 199/2021) di recepimento della **direttiva RED II**.

3.3.1 Caratteristiche generali dei sistemi agrovoltaici

I sistemi agrovoltaici possono essere caratterizzati da diverse configurazioni spaziali (più o meno dense) e gradi di integrazione ed innovazione differenti, al fine di massimizzare le sinergie produttive tra i due sottosistemi (fotovoltaico e colturale), e garantire funzioni aggiuntive alla sola produzione energetica e agricola, finalizzate al miglioramento delle qualità ecosistemiche dei siti.

È stato dunque importante fissare dei parametri con le nuove Linee Guida e definire requisiti volti a conseguire prestazioni ottimizzate sul sistema complessivo, considerando sia la dimensione energetica sia quella agronomica.

Un sistema agrovoltaico può essere costituito da un'unica "tessera" o da un insieme di tessere, anche nei confini di proprietà di uno stesso lotto, o azienda. Le definizioni relative al sistema agrovoltaico si intendono riferite alla singola tessera.

Con riguardo alla compresenza dell'attività agricola con gli impianti fotovoltaici diversi studi hanno riportato una prima valutazione del comportamento di differenti colture distinguendo "Colture adatte", per le quali un'ombreggiatura moderata non ha quasi alcun effetto sulle rese (segale, orzo, avena, cavolo verde, colza, piselli, asparago, carota, ravanella, porro, sedano, finocchio, tabacco); "Colture mediamente adatte" ad es. cipolle, fagioli, cetrioli, zucchine; "Colture molto adatte", ovvero colture per le quali l'ombreggiatura ha effetti positivi sulle rese quantitative come ad es. patata, luppolo, spinaci, insalata, fave.

⁴¹ D.lgs. 8/11/2021 n. 199 "Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili", pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n.285 del 30 novembre 2021, e in vigore dal 15 dicembre 2021

3.3.2 Definizioni

L'impianto in progetto è assimilabile a quanto definito nell'Inquadramento Generale delle suddette Linee Guida Nazionali al punto

e) **"Impianto agrivoltaico avanzato:** impianto agrivoltaico che, in conformità a quanto stabilito dall'articolo 65, comma 1-quater e 1-quinquies, del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, e ss. mm.:

i) adotta soluzioni integrative innovative con montaggio dei moduli elevati da terra, anche prevedendo la rotazione dei moduli stessi, comunque in modo da non compromettere la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale, anche eventualmente consentendo l'applicazione di strumenti di agricoltura digitale e di precisione;

ii) prevede la contestuale realizzazione di sistemi di monitoraggio che consentano di verificare l'impatto dell'installazione fotovoltaica sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture, la continuità delle attività delle aziende agricole interessate, il recupero della fertilità del suolo, il microclima, la resilienza ai cambiamenti climatici;

j) **Altezza minima dei moduli fotovoltaici rispetto al suolo:** altezza misurata da terra fino al bordo inferiore del modulo fotovoltaico; in caso di moduli installati su strutture a inseguimento l'altezza è misurata con i moduli collocati alla massima inclinazione tecnicamente raggiungibile. Nel caso in cui i moduli abbiano altezza da terra variabile si considera la media delle altezze;

3.3.3 Requisiti nuove linee guida

Le nuove **Linee Guida (D.M. del MITE del 27 giugno 2022)** definiscono quindi gli aspetti ed i requisiti che i sistemi agrovoltaici devono rispettare al fine di rispondere alla finalità generale per cui sono realizzati.

I requisiti definiti sono i seguenti:

- **REQUISITO A:** Il sistema è progettato e realizzato in modo da adottare una configurazione spaziale ed opportune scelte tecnologiche, tali da consentire l'integrazione fra attività agricola e produzione elettrica e valorizzare il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi;
- **REQUISITO B:** Il sistema agrivoltaico è esercito, nel corso della vita tecnica, in maniera da garantire la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli e non compromettere la continuità dell'attività agricola e pastorale;
- **REQUISITO C:** L'impianto agrivoltaico adotta soluzioni integrate innovative con moduli elevati da terra, volte a ottimizzare le prestazioni del sistema agrivoltaico sia in termini energetici che agricoli;
- **REQUISITO D:** Il sistema agrivoltaico è dotato di un sistema di monitoraggio che consenta di verificare l'impatto sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate;
- **REQUISITO E:** Il sistema agrivoltaico è dotato di un sistema di monitoraggio che, oltre a rispettare il requisito D, consente di verificare il recupero della fertilità del suolo, il microclima, la resilienza ai cambiamenti climatici.

Il rispetto dei requisiti A, B, C e D è necessario per soddisfare la definizione di “**impianto agrivoltaico avanzato**” come indicato al punto precedente della presente relazione e, in conformità a quanto stabilito dall'articolo 65, comma 1-quater e 1-quinquies, del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, classificare l'impianto come meritevole dell'accesso agli incentivi statali a valere sulle tariffe elettriche. Il rispetto anche del requisito E è pre-condizione per l'accesso ai contributi del PNRR.

Di seguito vengono quindi esplicitati i calcoli per il rispetto dei requisiti sopra riportati.

3.3.3.1 REQUISITO A: l'impianto rientra nella definizione di “agrivoltaico”

A.1 Superficie minima per l'attività agricola

Un parametro fondamentale ai fini della qualifica di un sistema agrivoltaico, richiamato anche dal decreto-legge 77/2021, è la continuità dell'attività agricola, atteso che **la norma circoscrive le installazioni ai terreni a vocazione agricola**. Tale condizione si verifica laddove l'area oggetto di intervento è adibita, per tutta la vita tecnica dell'impianto agrivoltaico, alle coltivazioni agricole, alla floricoltura o al pascolo di bestiame, in una percentuale che la renda significativa rispetto al concetto di “continuità” dell'attività se confrontata con quella precedente all'installazione (caratteristica richiesta anche dal DL 77/2021).

Pertanto si dovrebbe garantire sugli appezzamenti oggetto di intervento (superficie totale del sistema agrivoltaico, *Stot*) che almeno il 70% della superficie sia destinata all'attività agricola, nel rispetto delle Buone Pratiche Agricole (BPA).

$$S_{agricola} \geq 0,7 \cdot Stot$$

Nel caso in esame la Piattaforma è organizzata secondo la seguente tabella:

Dato	Estensione [Ha]
Sup Tot. AREA	131,12
<i>S agricola</i>	92,43
$S_{agricola} = 70,49\% \cdot Stot$ $S_{agricola} \geq 0,7 \cdot Stot$ <u>verificato</u>	

A.2 Percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli (LAOR)

Per valutare la densità dell'applicazione fotovoltaica rispetto al terreno di installazione è possibile considerare indicatori quali la **densità di potenza (MW/ha)** o la **percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli (LAOR)**.

Al fine di non limitare l'adizione di soluzioni particolarmente innovative ed efficienti si ritiene opportuno adottare un limite massimo di LAOR del 40 %:

$$\text{LAOR} < 40\%$$

La successiva Tabella esprime la Densità di potenza e occupazione di suolo per l'installazione agrovoltica in progetto

Tipologia impianto	di	Colture	Densità di potenza [MW/ha]	Potenza moduli [W]	Superficie singolo modulo [m2]	Densità moduli [m2/kW]	Superficie moduli [m2/ha]	LAOR [%]
AGROVOLTAICO ASCOLI SATTRIANO		Mandorlo, melograno, olivo, melo, grano duro, nocciolo	0,68	710-800	3,1	4,4	34,93 ha	26,64

La tabella di seguito riassume parametri di occupazione di suolo per l'impianto in progetto

Dato	Estensione [Ha]
Sup Tot. AREA	131,12
Area coperta dai moduli [Ha PV]	34,93
Densità di potenza [MW/H]	0,68
Percentuale complessiva coperta dai moduli [LAOR]	0,2664
LAOR = 26,64% LAOR < 40% <u>verificato</u>	

3.3.3.2 REQUISITO B: Il sistema agrovoltico è esercito, nel corso della vita tecnica dell'impianto, in maniera da garantire la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli

Di seguito i dati per la verifica delle condizioni di reale integrazione fra attività agricola e produzione elettrica valorizzando il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi

- B.1) la continuità dell'attività agricola e pastorale sul terreno oggetto dell'intervento;
- B.2) la producibilità elettrica dell'impianto agrivoltaico, rispetto ad un impianto standard e il mantenimento in efficienza della stessa.

B.1 Continuità dell'attività agricola

a) L'esistenza e la resa della coltivazione

Al fine di valutare statisticamente gli effetti dell'attività concorrente energetica e agricola è importante accertare la destinazione produttiva agricola dei terreni oggetto di installazione di sistemi agrivoltaici. In particolare, tale aspetto può essere valutato tramite il valore della produzione agricola prevista sull'area destinata al sistema agrivoltaico negli anni solari successivi all'entrata in esercizio del sistema stesso espressa in €/ha o €/UBA (Unità di Bestiame Adulto), confrontandolo con il valore medio della produzione agricola registrata sull'area destinata al sistema agrivoltaico negli anni solari antecedenti, a parità di indirizzo produttivo. In assenza di produzione agricola sull'area negli anni solari precedenti, si potrebbe fare riferimento alla produttività media della medesima produzione agricola nella zona geografica oggetto dell'installazione.

In alternativa è possibile monitorare il dato prevedendo la presenza di una zona di controllo che permetterebbe di produrre una stima della produzione sul terreno sotteso all'impianto.

b) Il mantenimento dell'indirizzo produttivo

Ove sia già presente una coltivazione a livello aziendale, andrebbe rispettato il mantenimento dell'indirizzo produttivo o, eventualmente, il passaggio ad un nuovo indirizzo produttivo di valore economico più elevato. Fermo restando, in ogni caso, il mantenimento di produzioni DOP o IGP. Il valore economico di un indirizzo produttivo è misurato in termini di valore di produzione standard calcolato a livello complessivo aziendale; la modalità di calcolo e la definizione di coefficienti di produzione standard sono predisposti nell'ambito della Indagine RICA per tutte le aziende contabilizzate. A titolo di esempio, un eventuale riconversione dell'attività agricola da un indirizzo intensivo (es. ortofloricoltura) ad uno molto più estensivo (es. seminativi o prati pascoli), o l'abbandono di attività caratterizzate da marchi DOP o DOCG, non soddisfano il criterio di mantenimento dell'indirizzo produttivo.

B.2 Producibilità elettrica minima

In base alle caratteristiche degli impianti agrivoltaici analizzati, si ritiene che, la produzione elettrica specifica di un impianto agrivoltaico (FV_{agri} in GWh/ha/anno) correttamente progettato, paragonata alla producibilità elettrica specifica di riferimento di un impianto fotovoltaico standard ($FV_{standard}$ in GWh/ha/anno), non dovrebbe essere inferiore al 60 % di quest'ultima:

$$FV_{agri} \geq 0,6 \cdot FV_{standard}$$

In merito a tale requisito si rappresenta che un impianto FV Standard con densità di potenza pari a 1,0 MW/Ha produrrebbe c.ca 171 GWh/Ha/anno e considerata la densità di potenza dell'impianto in progetto pari a 0,68 MW/Ha per una produzione annua pari a 116 GWh/Ha/anno

$$FV_{agri} = 0,68 \cdot FV_{standard}$$

Il requisito risulta quindi **verificato**

3.3.3.3 REQUISITO C: l'impianto agrivoltaico adotta soluzioni integrate innovative con moduli elevati da terra

Per l'impianto in progetto si prospetta il seguente caso riportato nelle Linee Guida:

TIPO 1) l'altezza minima dei moduli è studiata in modo da consentire la continuità delle attività agricole (o zootecniche) anche sotto ai moduli fotovoltaici. Si configura una condizione nella quale esiste un doppio uso del suolo, ed una integrazione massima tra l'impianto agrivoltaico e la coltura, e cioè i moduli fotovoltaici svolgono una funzione sinergica alla coltura, che si può esplicitare nella prestazione di protezione della coltura (da eccessivo soleggiamento, grandine, etc.) compiuta dai moduli fotovoltaici. In questa condizione la superficie occupata dalle colture e quella del sistema agrivoltaico coincidono, fatti salvi gli elementi costruttivi dell'impianto che poggiano a terra e che inibiscono l'attività in zone circoscritte del suolo.

Nel caso specifico le strutture permettono un'altezza minima dei moduli dal suolo pari a 2,2 metri come da immagine seguente

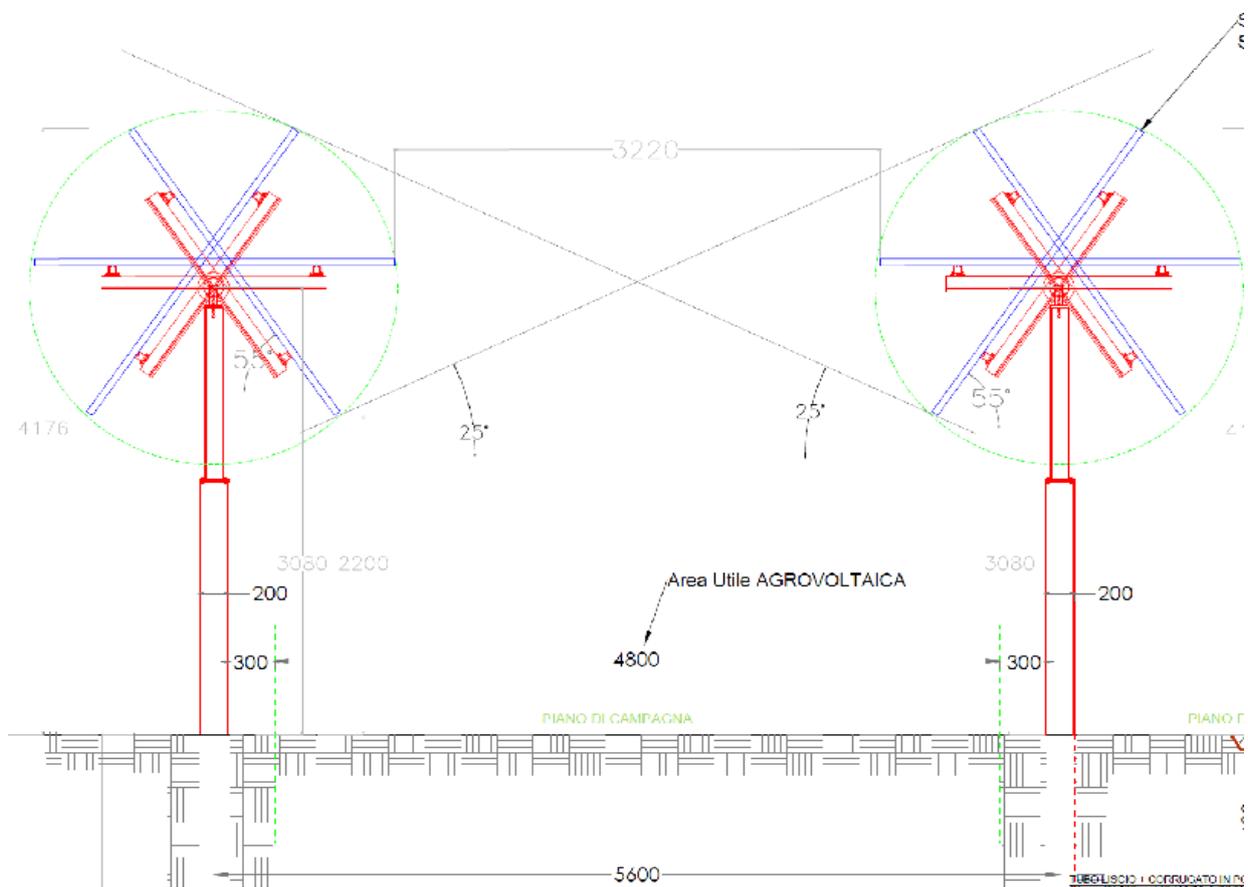


Fig. 3.9 – Strutture di sostegno dell'impianto Agrivoltaico

Si può quindi concludere che:

L'impianto in progetto rientra nella tipologia **tipo 1)** ed è identificabile come impianto agrivoltaico avanzato che risponde al **REQUISITO C**.

3.3.3.4 REQUISITI D ed E: i sistemi di monitoraggio

Il **DL 77/2021** ha previsto che, ai fini della fruizione di incentivi statali, sia installato un adeguato sistema di monitoraggio che permetta di verificare le prestazioni del sistema agrivoltaico con particolare riferimento alle seguenti condizioni di esercizio (**REQUISITO D**):

D.1) il risparmio idrico;

D.2) la continuità dell'attività agricola, ovvero: l'impatto sulle colture, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture o allevamenti e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate.

Nel seguito si riportano i parametri che relativamente all'impianto in progetto saranno oggetto di monitoraggio a tali fini.

In aggiunta a quanto sopra, al fine di valutare gli effetti delle realizzazioni agrovoltaiche, il PNRR prevede altresì il monitoraggio dei seguenti ulteriori parametri (**REQUISITO E**):

E.1) il recupero della fertilità del suolo;

E.2) il microclima;

E.3) la resilienza ai cambiamenti climatici.

Infine, per monitorare il buon funzionamento dell'impianto fotovoltaico e, dunque, in ultima analisi la virtuosità della produzione sinergica di energia e prodotti agricoli, sarà monitorata anche la misurazione della produzione di energia elettrica e correlata ai requisiti precedentemente descritti.

Di seguito una breve disamina di ciascuno dei predetti parametri e delle modalità con cui possono essere monitorati.

D.1 Monitoraggio del risparmio idrico

Il fabbisogno irriguo per l'attività agricola sarà soddisfatto attraverso:

- auto-provvigionamento ovvero l'utilizzo di acqua misurato tramite misuratori posti su pozzi aziendali o punti di prelievo da corsi di acqua o bacini idrici, o tramite la conoscenza della portata concessa (l/s) presente sull'atto della concessione a derivare unitamente al tempo di funzionamento della pompa;

D.2 Monitoraggio della continuità dell'attività agricola

Come riportato nei precedenti paragrafi, gli elementi da monitorare nel corso della vita dell'impianto sono:

1. l'esistenza e la resa della coltivazione;
2. il mantenimento dell'indirizzo produttivo;

Tale attività sarà effettuata attraverso la redazione di una relazione tecnica asseverata da un agronomo con una cadenza stabilita. Alla relazione potranno essere allegati i piani annuali di coltivazione, recanti indicazioni in merito alle specie annualmente coltivate, alla superficie effettivamente destinata alle coltivazioni, alle condizioni di crescita delle piante, alle tecniche di coltivazione (sesto di impianto, densità di semina, impiego di concimi, trattamenti fitosanitari).

Parte delle informazioni sopra richiamate sono già comprese nell'ambito del "fascicolo aziendale", previsto dalla normativa vigente per le imprese agricole che percepiscono contributi comunitari. All'interno di esso si colloca il Piano di coltivazione, che deve contenere la pianificazione dell'uso del suolo dell'intera azienda agricola. Il "Piano culturale aziendale o Piano di coltivazione", è stato introdotto con il DM 12 gennaio 2015 n. 162.

E.1 Monitoraggio del recupero della fertilità del suolo

Il monitoraggio di tale aspetto sarà effettuato nell'ambito della relazione di cui al precedente punto, o tramite una dichiarazione del soggetto proponente.

E.2 Monitoraggio del microclima

Il microclima presente nella zona ove viene svolta l'attività agricola è importante ai fini della sua conduzione efficace. Infatti, l'impatto di un impianto tecnologico parzialmente in movimento sulle colture sottostanti e limitrofe è di natura fisica: la sua presenza diminuisce la superficie utile per la coltivazione in ragione della palificazione, intercetta la luce, le precipitazioni e crea variazioni alla circolazione dell'aria.

Tali aspetti saranno monitorati tramite sensori di temperatura, umidità relativa e velocità dell'aria unitamente a sensori per la misura della radiazione posizionati al di sotto dei moduli fotovoltaici e, per confronto, nella zona immediatamente limitrofa ma non coperta dall'impianto. In particolare, il monitoraggio riguarderà:

- la temperatura ambiente esterno (acquisita ogni minuto e memorizzata ogni 15 minuti) misurata con sensore (preferibile PT100) con incertezza inferiore a $\pm 0,5^{\circ}\text{C}$;
- la temperatura retro-modulo (acquisita ogni minuto e memorizzata ogni 15 minuti) misurata con sensore (preferibile PT100) con incertezza inferiore a $\pm 0,5^{\circ}\text{C}$;
- l'umidità dell'aria retro-modulo e ambiente esterno, misurata con igrometri/psicrometri (acquisita ogni minuto e memorizzata ogni 15 minuti);
- la velocità dell'aria retro-modulo e ambiente esterno, misurata con anemometri.

I risultati di tale monitoraggio saranno registrati tramite una relazione triennale redatta da parte del proponente.

E.3 Monitoraggio della resilienza ai cambiamenti climatici

Come stabilito nella **circolare del 30 dicembre 2021, n. 32 recante " Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza – Guida operativa per il rispetto del principio di non arrecare danno significativo all'ambiente (DNSH)"**, dovrà essere prevista una valutazione del rischio ambientale e climatico attuale e futuro in relazione ad alluvioni, nevicate, innalzamento dei livelli dei mari, piogge intense, ecc. per individuare e implementare le necessarie misure di adattamento in linea con il Framework dell'Unione Europea.

Relativamente a questo punto

- in fase di progettazione: si rimanda alle relazioni specialistiche Geologiche, Geotecniche e Geomorfologiche, di Rischio Idraulico e lo Studio di Impatto Ambientale corredato dagli elaborati grafici a supporto;

- in fase di monitoraggio: il soggetto erogatore degli eventuali incentivi verificherà l'attuazione delle soluzioni di adattamento climatico individuate nelle relazioni di cui al punto precedente.

3.3.3.5 ULTERIORI REQUISITI E CARATTERISTICHE PREMIALI DEI SISTEMI AGRIVOLTAICI

Caratteristiche del soggetto che realizza il progetto

Il soggetto proponente si configura come "Soggetto B" ovvero:

- Soggetto B: Associazione Temporanea di Imprese (ATI), formata da imprese del settore energia e da una o più imprese agricole che, mediante specifico accordo, mettono a disposizione i propri terreni per la realizzazione dell'impianto agrivoltaico. Le imprese agricole saranno interessate a utilizzare quota parte

dell'energia elettrica prodotta per i propri cicli produttivi agricoli, anche tramite realizzazione di comunità energetiche. Anche in tal caso, come nel precedente, è ipotizzabile che gli imprenditori agricoli abbiano interesse a mantenere l'attività agricola prevalente ai fini PAC.

Applicazioni di agricoltura digitale e di precisione

L'applicazione dei moderni concetti di agricoltura di precisione, a seconda dell'ordinamento colturale e del livello tecnologico prescelto, può portare vantaggi sul piano produttivo ed ambientale non trascurabili.

L'agricoltura di precisione può permettere una serie di vantaggi importanti in termini di:

- risparmi (economici e ambientali) in termini di fertilizzanti/antiparassitari rispetto alla gestione ordinaria,
- minor incidenza delle patologie per pronto rilevamento ed intervento sui patogeni,
- sistemi puntuali di rilevazione del grado di maturazione delle produzioni per intervenire con raccolte solo nei momenti caratterizzati dalle migliori performance quantitative ed organolettiche soprattutto per produzioni di nicchia o tipicità.

Autoconsumo

Al fine di perseguire gli scopi previsti dal PNRR ovvero anche la premialità dei casi in cui l'impianto agrivoltaico copra almeno una percentuale minima dei consumi elettrici aziendali su base annua, verificata a progetto in base alle caratteristiche dei consumi dell'azienda agricola interessata si rappresenta che tutta l'attività agricola sarà supportata da mezzi full electric caricati mediante piattaforme di ricarica sistemate sull'intera area di progetto ed alimentate totalmente dall'impianto agrovoltaico e relativo sistema di accumulo elettrico (BESS).

Si rimanda nello specifico agli elaborati tecnici allegati.

Ulteriori indicatori per il miglioramento delle prestazioni di un sistema agrivoltaico e della qualità del suo sito di installazione

Tabella – Ulteriori parametri per la caratterizzazione del sistema agrovoltaico in progetto

Parametro	Indicatore	Verifica
OTTIMIZZAZIONE DELLE PRESTAZIONI DEL FOTOVOLTAICO		
Impiego di moduli ad alta efficienza	Densità di potenza (MW/ha) o soglia di efficienza dei moduli	Rendimento dei moduli >23%
Incremento dell'elettrificazione dei consumi dell'azienda per massimizzare l'autoconsumo	Incremento della quota di energia autoconsumata rispetto all'energia prodotta	Verifica dell'autoconsumo dei mezzi agricoli utilizzati in situ
OTTIMIZZAZIONE DELLE PRESTAZIONI AGRICOLE		
Configurazioni spaziali dei moduli fotovoltaici studiate ad hoc per specifiche esigenze colturali		Verifica della relazione agronomica di accompagnamento del progetto

Impiego di moduli bifacciali		Verifica della presenza in fase progettuale
------------------------------	--	---

Parametro	Indicatore	Verifica
Adozione di indirizzi produttivi economicamente più rilevanti e capaci di incrementare il fabbisogno di lavoro	Margine Operativo Lordo per unità di superficie aziendale (MOL/ha) e fabbisogno di lavoro complessivo (Unità di Lavoro aziendali)	Verifica della variazione ante e post operam
Adozione di soluzioni volte all'ottimizzazione della risorsa idrica (convogliatori, serbatoi, distributori localizzati, sistemi di automazione e combinazioni applicabili)	Valutazione del supporto al fabbisogno idrico della coltura/eventi meteorici/localizzazione della risorsa.	Verifica della riduzione del quantitativo di acqua da prelevare dalle reti irrigue e verifica dell'efficienza nell'utilizzo della risorsa idrica es. l/kg produzione
MIGLIORAMENTO DELLE QUALITA' ECOSISTEMICHE DEI SITI		
Impiego di sistemi ed approcci volti al miglioramento della biodiversità dei siti	Riduzione o eliminazione dell'uso di pesticidi e fertilizzanti; percentuale del sito coperto da specie selvatiche; percentuale del sito coperto da specie native; numero di specie diverse utilizzate; numero di stagioni con fioritura di almeno tre specie; esistenza di un contratto per la gestione di eventuali impollinatori; ecc.	Verifica della relazione agronomica di accompagnamento del progetto
Impiego di sistemi ed approcci volti al miglioramento della qualità dei suoli	La qualità biologica del suolo può essere definita come la "capacità del suolo di mantenere la propria funzionalità per sostenere la produttività biologica, di mantenere la qualità dell'ecosistema e di promuovere la salute di piante ed animali"	Verifica della relazione agronomica di accompagnamento del progetto Confronto tra indice QBS-ar ex-ante ed ex-post
Attenzione all'integrazione paesaggistica dei sistemi agrivoltaici		Verifica della presenza in fase progettuale

3.3.4 Analisi dei costi di investimento per l'impianto agrivoltaico

Con riferimento ai costi di investimento si rimanda alle relazioni agronomiche allegate, al Computo Metrico Estimativo, al Quadro economico Generale dell'intervento

3.3.5 Bibliografia

- Agri-Photovoltaik, Stand und offene Fragen. Scharf, Grieb, Fritz, 2021 https://www.tfz.bayern.de/mam/cms08/rohstoffpflanzen/dateien/tfz_bericht_73_agri-pv.pdf ;
- Agrivoltaics: opportunities for agriculture and the energy transition 2020 a guideline for Germany <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/APV-Guideline.pdf> ;
- Arzeni A. (a cura di) 2021. Le aziende agricole in Italia. Risultati economici e produttivi, caratteristiche strutturali, sociali ed ambientali. Rapporto RICA 2021 – Periodo 2016-2019. CREA – Centro di politiche e bioeconomia/RICA. Roma. ISBN 9788833851396;
- BayWa r.e. <https://www.baywa-re.com/en/solar-projects/agri-pv> ;
- Briamonte L., Cesaro L., Scardera A., (a cura di) 2022. Current use and new perspectives for the Farm Accountancy Data Network. Rivista di Economia Agro-Alimentare Food Economy Volume 23, No. 3. Franco Angeli Edizioni;
- CEI 0-16 “Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica”;
- CEI 0-21 “Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica”;
- CEI Guida 82-25 “Guida alla progettazione, realizzazione e gestione di sistemi di generazione fotovoltaica”;
- Comunità agricola di Heggelbach, 2016, <http://www.ise.solar-monitoring.de/system.php%3fssystem%3dapvh%26untersystem%3d0%26date%3d2017%e2%80%9305-03%26lang%3dde> ;
- Cristiano S., Carta V., Macaluso D., Proietti P., Scardera A., Giampaolo A., Varia F. (2020). L'utilizzo della RICA per l'analisi delle performance aziendali delle imprese innovative: uno studio pilota. Rete Rurale Nazionale. CREA. Roma. ISBN 9788833850993;
- Eurostat, Consumi energetici, 2019;
- Gallucci F. Colantoni A. e altri “Linee Guida per l'applicazione agro-fotovoltaico in Italia”, 2021, ISBN: 978-88-903361-4-0;
- IRENA (2021), Renewable Power Generation Costs in 2020, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi; ISBN 978-92-9260-348-9;
- ISTAT, Classificazione delle imprese agricole per superficie, anno di osservazione 2016;

- Mipaaf – Rete Rurale Nazionale “L’Italia e la PAC post 2020 Policy Brief 4 OS 4: Contribuire alla mitigazione dei cambiamenti climatici e all’adattamento a essi, come pure allo sviluppo dell’energia sostenibile” (2020) https://www.reterurale.it/PAC_2023_27/PolicyBrief ;
- MiPAAF – Rete Rurale Nazionale Verso la Strategia Nazionale per un sistema Agricolo, Alimentare e Forestale Sostenibile e Inclusivo. (2020) <https://www.reterurale.it/flex/cm/pages/ServeAttachment.php/L/IT/D/9%252Fc%252F6%252FD.f872fdef9e927bd50a31/P/BLOB%3AID%3D23075/E/pdf>
- MiSE, Quota di consumi elettrici, 2018;
- Regolamento (CE) N. 1217/2009 del Consiglio del 30 novembre 2009, relativo all’istituzione di una rete d’informazione contabile agricola sui redditi e sull’economia delle aziende agricole nell’Unione europea.
- Regolamento di esecuzione (UE) 2015/220 della Commissione del 3 febbraio 2015, recante modalità di applicazione del regolamento (CE) n. 1217/2009 del Consiglio relativo all'istituzione di una rete d'informazione contabile agricola sui redditi e sull'economia delle aziende agricole nell'Unione europea.
- Regolamento di esecuzione (UE) 2018/1874 della Commissione del 29 novembre 2018, sui dati da presentare per l'anno 2020 a norma del regolamento (UE) 2018/1091 del Parlamento europeo e del Consiglio relativo alle statistiche integrate sulle aziende agricole e che abroga i regolamenti (CE) n. 1166/2008 e (UE) n. 1337/2011, per quanto riguarda l'elenco delle variabili e la loro descrizione.
- Rete di Informazione Contabile Agricola Sito di riferimento <https://rica.crea.gov.it/> -
- Schindele et al., Implementation of agrophotovoltaics: Techno-economic analysis of the price-performance ratio and its policy implications, Applied Energy, 2020 <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S030626192030249X> ;
- SolarPower Europe (2021): Agrisolar Best Practices Guidelines Version 1.0;
- Toledo, Carlos, and Alessandra Scognamiglio. 2021. "Agrivoltaic Systems Design and Assessment: A Critical Review, and a Descriptive Model towards a Sustainable Landscape Vision (Three-Dimensional Agrivoltaic Patterns)" Sustainability 13, no. 12: 6871. <https://doi.org/10.3390/su13126871>;
- <https://www.gse.it/servizi-per-te/servizi-digitali-integrati/piattaforma-performance-impianti> ;
- <https://remtec.energy/agrovoltaico> ;

Nello specifico la realizzazione dell'impianto comporterà l'impiego di circa 120 unità lavorative nel periodo di realizzazione stimato dal cronoprogramma.

Successivamente, durante il periodo di esercizio dell'impianto, verranno utilizzate maestranze specializzate addette alla manutenzione, alla gestione e alla sorveglianza.

Alcune di queste figure professionali saranno impiegate in modo continuativo e destinate alla gestione, alla sorveglianza, alla manutenzione ordinaria dell'impianto e alle attività agricole.

Altre figure verranno impiegate occasionalmente in caso di manutenzioni straordinarie degli impianti o in periodi di particolari necessità.

La tipologia di figure professionali che saranno richieste sono, oltre ai tecnici della supervisione dell'impianto e al personale di sorveglianza, elettricisti, operai edili, artigiani e operai agricoli per la conduzione e per la manutenzione del terreno di pertinenza dell'impianto.

In fase di esercizio vanno così distinte le ricadute occupazionali dell'Impianto fotovoltaico, dal Power to Gas da quelle dell'impianto agricolo:

Impianto fotovoltaico con sistema di accumulo BESS

- n. 8 tecnici specializzati per la gestione;
- n. 12 operai specializzati per la manutenzione dell'impianto;

Impianto H2 Power to Gas

- n. 2 tecnici specializzati per la gestione;
- n. 4 operai specializzati per la manutenzione dell'impianto;

Attività Agricole

- n. 12 unità lavorative annuali, in qualità di operaio specializzato:
8 per la gestione del parco agrario, 4 per la manutenzione dei mezzi e la manutenzione del terreno di pertinenza dell'impianto fotovoltaico.
- Ulteriore personale stagionale richiesto per le attività agricole specifiche, taglio erba e gestione delle mitigazioni ambientali;

Attività trasversali

- n. 1 responsabile di impianto;
- n. 1 coordinatore sicurezza impianto;
- n. 6 figure esterne di società di sorveglianza;
- n. 4 persone per la gestione tecnico / amministrativa (ciclo attivo, ciclo passivo, fatturazione, legale, affari regolatori, allocazione della produzione sui diversi mercati energetici (produzione EE, arbitraggio e servizi di regolazione di rete, vendita H₂, PPA, etc);

3.6 Impianto Fotovoltaico

Il progetto verte sulla produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile per il supporto alla produzione di Idrogeno Verde; tale impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare sarà di tipo fotovoltaico e prevede l'installazione di n. 111.360 moduli fotovoltaici bifacciali in silicio monocristallino montati su strutture ad inseguimento monoassiale.

L'impianto fotovoltaico sarà costituito complessivamente da 10 sottocampi fotovoltaici suddivisi come di seguito indicato:

Caratteristiche Piattaforma

Lotto	Strutture	Moduli	P mod	MW	Area PV netta [m2]
A1-1	584	11.680	0,790	9,2272	36.208
A1-2	582	11.640	0,790	9,1956	36.084
A1-3	290	5.800	0,790	4,5820	17.980
A1-4a	562	11.240	0,790	8,8796	34.844
A1-4b	524	10.480	0,790	8,2792	32.488
A1-5	636	12.720	0,790	10,0488	39.432
A1-6	192	3.840	0,790	3,0336	11.904
A1-7	956	19.120	0,790	15,1048	59.272
A2-1	406	8.120	0,790	6,4148	25.172
A3-1	514	10.280	0,790	8,1212	31.868
A3-2	322	6.440	0,790	5,0876	19.964
Masserie e pertinenze					
FV	5568	111.360	790 Wp	87,9744	345.216

800

Interasse filari [m]	eta (MW/Ha)	Area modulo [m2]	eta AGR ALTA	ESTENSIONE TOTALE [mq]	AREA AGRICOLA tra i filari[mq]
5,6	0,67	3,1	6,3120	1.311.229,00	702.904

Si considera l'utilizzo di un modulo **HUASUN G12** in grado di erogare in configurazione bifacciale (BSTC con irradianza back side reflection di 135 W/m² AM 1,5 e temperatura di 25° C) (una potenza nominale di 790 Wp per una potenza nominale complessiva pari a 87,97 MWp; la disponibilità del modulo **JINKO serie TIGER con efficienza del 26%** permetterà, a parità di area impiegata, un incremento della potenza nominale di generazione di circa il 12% ovvero per una **capienza dichiarata alla connessione AT di 115 MW pari a 90 MWp di campo fotovoltaico e 25 MW per 2 ore (50 MWh) di storage.**

3.6.1 Descrizione generale del progetto

Il progetto verterà sulla realizzazione di una piattaforma agro-voltaica ovvero un approccio strategico e innovativo per combinare il solare fotovoltaico (FV) con la produzione agricola e/o l'allevamento zootecnico e per il recupero delle aree marginali. La sinergia tra modelli di agricoltura 4.0 e l'installazione di pannelli fotovoltaici di ultima generazione potrà garantire una serie di vantaggi a partire dall'ottimizzazione del raccolto e della produzione zootecnica, sia dal punto di vista qualitativo che quantitativo, con conseguente aumento della redditività e dell'occupazione.

La Missione 2, Componente 2, del PNRR ha come obiettivo principale l'implementazione di sistemi ibridi agricoltura-produzione di energia che non compromettano l'utilizzo dei terreni dedicati all'agricoltura, ma contribuiscano alla sostenibilità ambientale ed economica delle aziende coinvolte ovvero lo scopo primario del progetto agrovoltaico di seguito descritto.

3.6.2 Riferimenti normativi

L'impianto fotovoltaico rispetta le seguenti disposizioni legislative e normative:

- norme CEI/IEC per la parte elettrica convenzionale;
- norma CEI EN 61277 per i sistemi fotovoltaici;
- norma CEI EN 61173 per la protezione contro le sovratensioni dei sistemi fotovoltaici;
- conformità al marchio CE per i moduli fotovoltaici e il gruppo di conversione;
- UNI 10349 per il dimensionamento del generatore fotovoltaico;
- UNI/ISO per le strutture meccaniche di supporto e di ancoraggio dei moduli fotovoltaici;
- D.M. 37/2008 per impianti fino a 20 kW, nei quali una parte di energia prodotta è utilizzata ad uso e consumo dell'autoproduttore (se tutta l'energia è immessa nella rete di distribuzione l'impianto non rientra nell'ambito di applicazione di tale decreto).

Si richiamano, in particolare, le norme CEI EN 61439 per i quadri elettrici, le norme CEI EN 61000-3-2 per i limiti di emissione di corrente armonica, le norme CEI 110-1, le CEI 110-6 e le CEI 210-64 per la compatibilità elettromagnetica (EMC) e la limitazione delle emissioni in RF.

Per quanto riguarda il collegamento alla rete e l'esercizio dell'impianto, le scelte progettuali devono essere conformi

alle seguenti normative e leggi:

- norma CEI 11-20 per il collegamento alla rete pubblica;
- norma CEI EN 61727 per le caratteristiche dell'interfaccia di raccordo alla rete;
- norme CEI EN 61724 per la misura e acquisizione dati;
- legge 133/99, articolo 10, comma 7, per gli aspetti fiscali.

Per il regime di scambio dell'energia elettrica, si applica la Deliberazione n. 224/00 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas del 6 dicembre 2000: "Disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici con potenza nominale non superiore a 20 kW".

Ulteriori riferimenti normativi sono:

- Decreto 28 Luglio 2005 "Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare", modificato ed integrato con il Decreto ministeriale 6 febbraio 2006;
- Delibera n.40/06 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas emessa il 24 febbraio 2006 che ha modificato ed integrato la precedente delibera n.188/05 per l'incentivazione dell'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici.

Qualora le sopra elencate norme siano modificate o aggiornate nel corso dell'espletamento della presente procedura di selezione e di esecuzione contrattuale, si applicano le norme in vigore.

3.6.3 Dati generali impianto

Ogni sottocampo fotovoltaico sarà dotato di un gruppo di conversione installato direttamente sulla struttura di sostegno moduli (tracker) al fine di limitare la corrente CC e convogliare l'energia prodotta direttamente in una cabina di campo. Ogni cabina di sottocampo prevedrà al suo interno un quadro di parallelo inverter in CA e un trasformatore BT/MT 0,57/30 kV.

La tensione MT interna al campo fotovoltaico sarà quindi pari a 30 kV. Le linee elettriche MT, in uscita dalle cabine di sottocampo, verranno poi collegate ad una cabina di centrale, mediante un collegamento a semplice anello e conformemente allo schema elettrico unifilare. I cavidotti interrati a 30 kV avranno un percorso interamente su viabilità interna secondo percorsi dedicati.

Sarà prevista quindi una cabina MT/MT di partenza della linea MT verso la stazione Elettrica di Deliceto ovvero l'Impianto di rete per la connessione alla RTN – Stallo arrivo linea AT: sarà prevista la realizzazione di uno stallo AT per arrivo cavidotto interrato a 150 kV da realizzare all'interno della SE a 380/150 kV in condominio con altri produttori

Nell'impianto utente per la connessione alla RTN – Raccordo interrato- si prevedrà la realizzazione di un cavidotto interrato a 150 kV tra la SE a 380/150 kV; nell'impianto utente per la connessione alla RTN si prevedrà una Nuova SSE Utente di trasformazione 30/150 kV e raccordo mediante collegamento in cavidotto interrato AT a semplice terna a 150 kV all'Area Comune

3.6.4 Sito di installazione

Il sito di installazione dell'impianto occupa un'area complessiva di circa 131 Ha con destinazione d'uso prevalentemente agricola (seminativo classe III-IV) aggregata tra le Sp 87 e 88 sul versante Est ad una distanza di 3,5 km da Ascoli Satriano.

L'area presenta accessi dalle SP che consentono movimentazione di mezzi e personale sia nella fase di cantiere che nella fase di esercizio della piattaforma; si presenta in forma pressoché pianeggiante con leggeri declivi verso le viabilità principali e sarà dotata dei sottoservizi utili per la connessione alla stazione di Alta Tensione di Deliceto in antenna con altri produttori.

3.6.5 Descrizione generale dell'impianto

Trattasi di impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare fotovoltaica ovvero impianto che prevede la realizzazione di un campo fotovoltaico costituito da strutture di sostegno e dai moduli fotovoltaici, da convertitori CC a AC, da linee di collegamento alle cabine disposte sull'area e da trasformatori per l'elevazione della tensione a 30 kV.

Nello specifico l'impianto sarà costituito nel suo complesso da:

- N° 111.360 moduli fotovoltaici;
- N° 2.750 stringhe da 20 moduli cadauna;
- N° 2.750 stringhe da 20 moduli cadauna;
- N° 40 stringhe da 17 moduli cadauna
- N° 40 stringhe da 17 moduli cadauna
- N° 5200 tracker da 20 moduli;
- N° 400 tracker da 10 moduli;
- N° 254 inverter di stringa di potenza nominale cadauno da 350 kVA;
- N° 17 cabine di campo con trafo BT/MT da 5000 kVA;
- N° 1 cabina di campo con trafo BT/MT da 6000 kVA;
- N° 1 cabina di consegna e servizi ausiliari all'interno dell'area dell'impianto;
- N.1 sistema di accumulo composto da 5 cabine di conversione prefabbricate DC/AC/MT DA 5140 KVA cadauna completo di 10 sistemi di accumulo da 5015 KWh per un totale di 50 MWh
- N° 1 cabina TVCC per la gestione del sistema antintrusione e di videosorveglianza;
- N° 1 impianto di illuminazione puntuale (cabine);
- cavidotto interrato in media tensione a 30 kV dalla cabina di consegna fino alla sottostazione elettrica di



Figura 3.13: Esempio di impianto fotovoltaico installato su tracker monoassiali

3.6.6 Irraggiamento, dimensionamento e producibilità

Il sito in esame è individuato alle coordinate geografiche Lat 41.221 N, Lon 15.615 E e risulta soggetto ad un irraggiamento medio sul piano sul piano orizzontale pari a 5.855 MJ/m²/anno ovvero **1626,4 kWh/m²/anno (UNI 10349)**. Applicando la UNI 8477 per il calcolo dell'irraggiamento medio pesato su piani inclinati (Il sistema ad inseguimento monoassiale) si calcola un irraggiamento medio annuo sul piano dei moduli pari a **2,375 W/m²/anno**

IRRAGGIAMENTO SUL PIANO DEI MODULI (UNI 10349 e 8477)	
Periodo	kWh*mq/anno
Gennaio	107
Febbraio	149
Marzo	213
Aprile	231
Maggio	262
Giugno	273
Luglio	300
Agosto	269
Settembre	219
Ottobre	153
Novembre	103
Dicembre	97
Anno	2.375

Considerando un insieme di perdite complessive pari al 18,09 % il sistema ad inseguimento ad asse orizzontale è in grado di permettere una produzione annua unitaria pari a **1.945,3 kWh/kWp**

Di seguito si riporta la configurazione redatta su PV GIS

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation

Provided inputs:

Latitude/Longitude: 41.222,15.614
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-ERA5
 PV technology: Crystalline silicon
 PV installed: 1 kWp
 System loss: 10.175 %

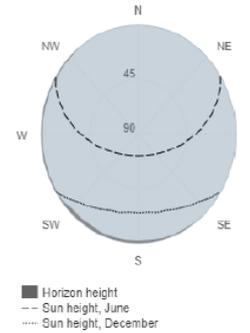
Simulation outputs

Slope angle [°]: 45
 Yearly PV energy production [kWh]: 1945.35
 Yearly in-plane irradiation [kWh/m²]: 2375.03
 Year-to-year variability [kWh]: 69.0
 Changes in output due to:
 Angle of incidence [%]: -1.36
 Spectral effects [%]: 0.88
 Temp. and low irradiance [%]: -8.36
 Total loss [%]: -18.09

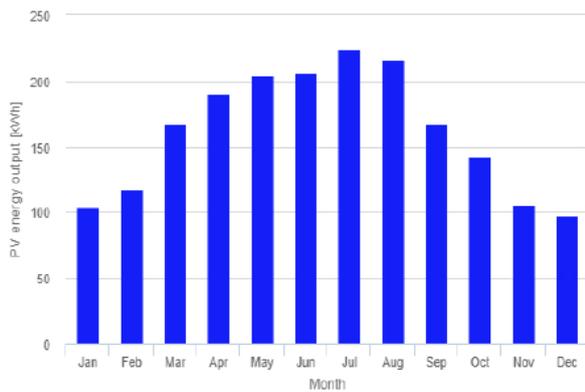
IA*

* IA: Inclined axis

Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from tracking PV system:



Tracking mounting options
 ■ Inclined axis

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	104.2	118.5	18.1
February	117.1	133.9	16.9
March	167.8	197.1	24.4
April	190.8	230.1	15.4
May	204.1	250.2	16.2
June	206.3	260.3	10.8
July	224.3	288.6	9.5
August	216.0	278.4	15.0
September	168.1	209.5	11.6
October	143.3	173.4	20.0
November	105.8	123.5	15.6
December	97.8	111.6	13.2

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].
 H_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].
 SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

Figura 3.14: produzione unitaria dell'impianto fotovoltaico

L'impianto è quindi in grado di generare un'energia annua complessiva pari a **171.131 MWh**.

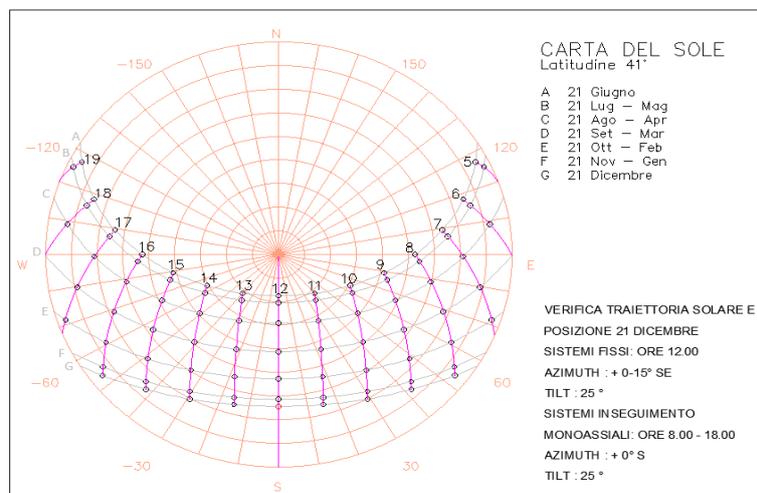


Figura 3.15: Carta Solare per la determinazione dell'incidenza della declinazione solare ovvero verifica della traiettoria del sole

BILANCIO ELETTRICO MEDIO MENSILE	
Periodo	Produzione
	kWh
Gennaio	7.675.877
Febbraio	10.705.828
Marzo	15.351.753
Aprile	16.664.732
Maggio	18.886.697
Giugno	19.694.684
Luglio	21.613.653
Agosto	19.391.689
Settembre	15.755.747
Ottobre	11.008.823
Novembre	7.413.281
Dicembre	6.968.888
Anno	171.131.652

3.6.7 Moduli fotovoltaici

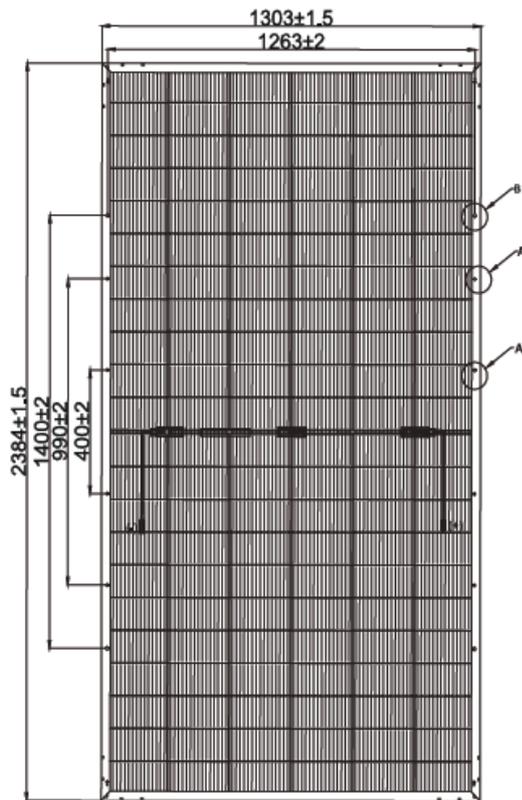
I moduli fotovoltaici utilizzati nella progettazione dell'intervento sono del tipo "bifacciale" e consentono una produzione energetica da entrambe le facce del modulo stesso: una produzione derivante da irraggiamento diretto, diffuso e riflesso tipico ed un irraggiamento sulla faccia posteriore riconducibile alle condizioni di albedo.

I moduli saranno del tipo ad alta efficienza costituiti da celle fotovoltaiche del tipo monocristallino assemblate in un sandwich di EVA e tra due lastre di vetro temprato con cornice in alluminio anodizzato



Mechanical Characteristics

Cell Type	HJT Mono 210×105mm
Cell Connection	132 (6×22)
Module Dimension	2384×1303×35 mm
Weight	38,7 kg
Junction Box	IP68
Output Cable	4mm ² , 300mm in length, length can be customized / UV resistant
Connectors Type	MC4 original / MC4 compatible
Frame	Anodised aluminum alloy
Front Load	5400 Pa
Rear Load	2400 Pa
Glass Thickness	Double glass, 2,0mm



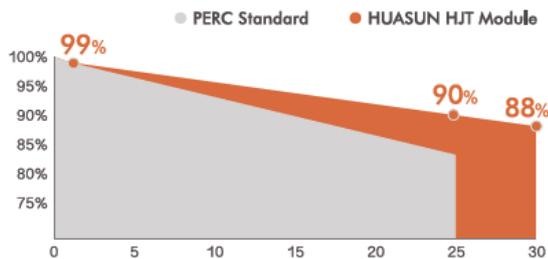
Temperature Characteristics

Nominal Operating Cell Temp. (NOCT)	44 °C ± 2 °C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.26%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.24%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.04%/°C

Safety & Warranty

Safety Class	Class II
Product Warranty	15 yrs Workmanship
Performance Warranty	30 yrs Linear Warranty*

* Less than 1% attenuation in the 1st year, the annual attenuation from the 2nd year is no more than 0.375%, and the power is no less than 88% until the 30th year.



* Refer to HUASUN standard warranty for details

BSTC**

Maximum Power (Pmax)	770W	775W	780W	785W	790W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	42,10V	42,25V	42,39V	42,54V	42,68V
Optimum Operating Current (Imp)	18,29A	18,35A	18,41A	18,46A	18,51A
Open Circuit Voltage (Voc)	50,13V	50,29V	50,44V	50,59V	50,74V
Short Circuit Current (Isc)	19,17A	19,22A	19,28A	19,33A	19,39A

**BSTC: Front side irradiation 1000W/m², back side reflection irradiation 135W/m², AM=1.5, ambient temperature 25 °C.

Figura 3.16: Esempio di modulo monocristallino bifacciale su tracker e dati tecnici del modulo Huasun G12 720/790 Wp

I moduli fotovoltaici idonei per l'installazione sulle strutture di supporto precedentemente descritte hanno una dimensione di 2,38 x 1,3 m pari ad un'area netta di 3,1 mq ed rendimento tipico dei moduli bifacciali considerati dal 23 al 26%.

La densità di potenza relativa a moduli fotovoltaici con le caratteristiche sopradescritte si attesta a circa 4 mq/kWp ovvero 4 metri quadri per un kilowatt di potenza nominale.

Di seguito una breve descrizione dei principali dispositivi: per entrare nel dettaglio si rimanda alle Relazioni Specialistiche d'Impianto elettrico e relativi elaborati grafici allegati alla presente.

3.6.8 Gruppo di conversione

L'impianto fotovoltaico prevede l'installazione dedicata di inverter per una potenza unitaria di 350 kW Sungrow 3PH Inverter 350KW (SG350HX).



Figura 3.17: Inverter di stringa previsto nel progetto corrente

Tali dispositivi verranno alloggiati direttamente sulle strutture di sostegno moduli (tracker) e prevedranno un cablaggio di parallelo ad una cabina di campo.

Tali inverter sono dotati di protezioni lato CC e lato AC ovvero sono adatti al montaggio in esterno, sono dotati di DC Switch, di protezioni dalle sovratensioni, di display e connessione Wi-Fi per il controllo e monitoraggio delle prestazioni.

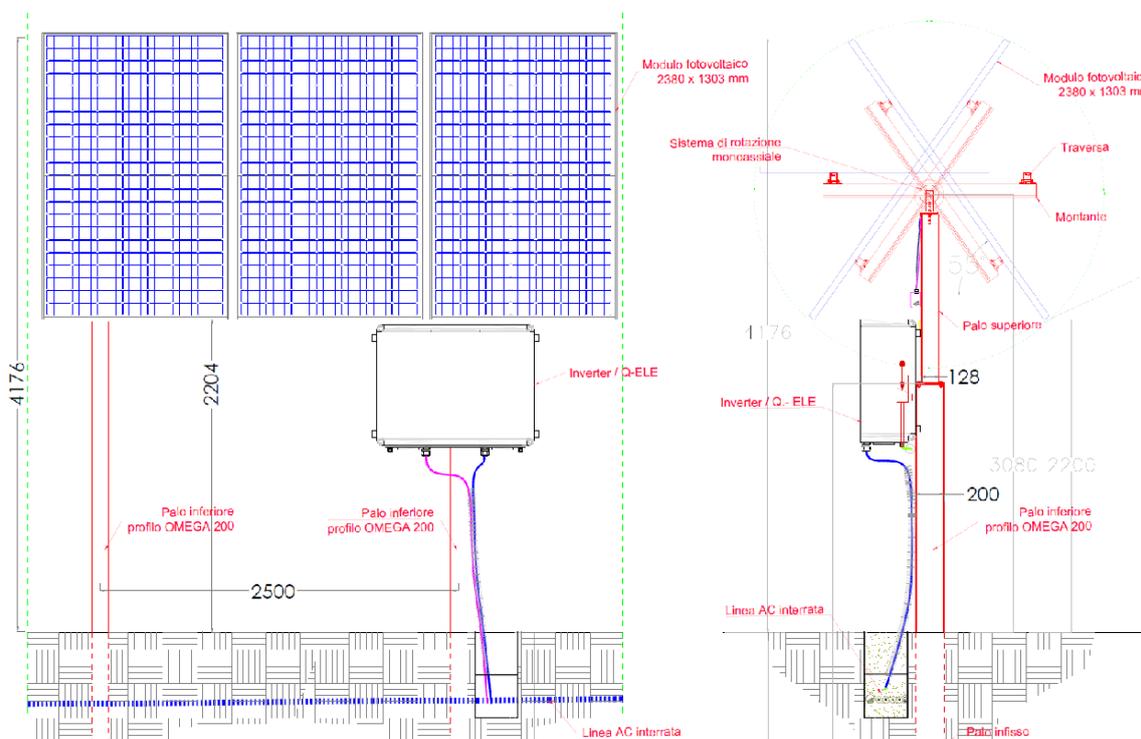


Figura 3.18 a,b: Inverter di stringa previsto nel progetto corrente e installazione su tracker

3.6.9 Strutture di supporto

L'impianto fotovoltaico proposto sarà del tipo ad inseguitori solari "tracker" ad asse orizzontale in grado di movimentare i moduli fotovoltaici ottimizzando la produzione di energia rispetto alla traiettoria giornaliera del sole.

I tracker sono costituiti da strutture in acciaio zincato ancorate nel terreno mediante infissione diretta di pali e gestite elettronicamente da un sistema PLC con sensori ed azionamenti elettromeccanici.

Per le suddette strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici è stata condotta una verifica strutturale ai sensi della normativa tecnica vigente in riferimento alle condizioni geotecniche e ambientali (carico vento e neve) caratteristiche del sito di installazione, la cui relazione di calcolo è parte integrante del progetto definitivo.

I pali da mettere in opera quale fondazione per le strutture tracker sono ad infissione diretta secondo la tipologia riportata in basso.

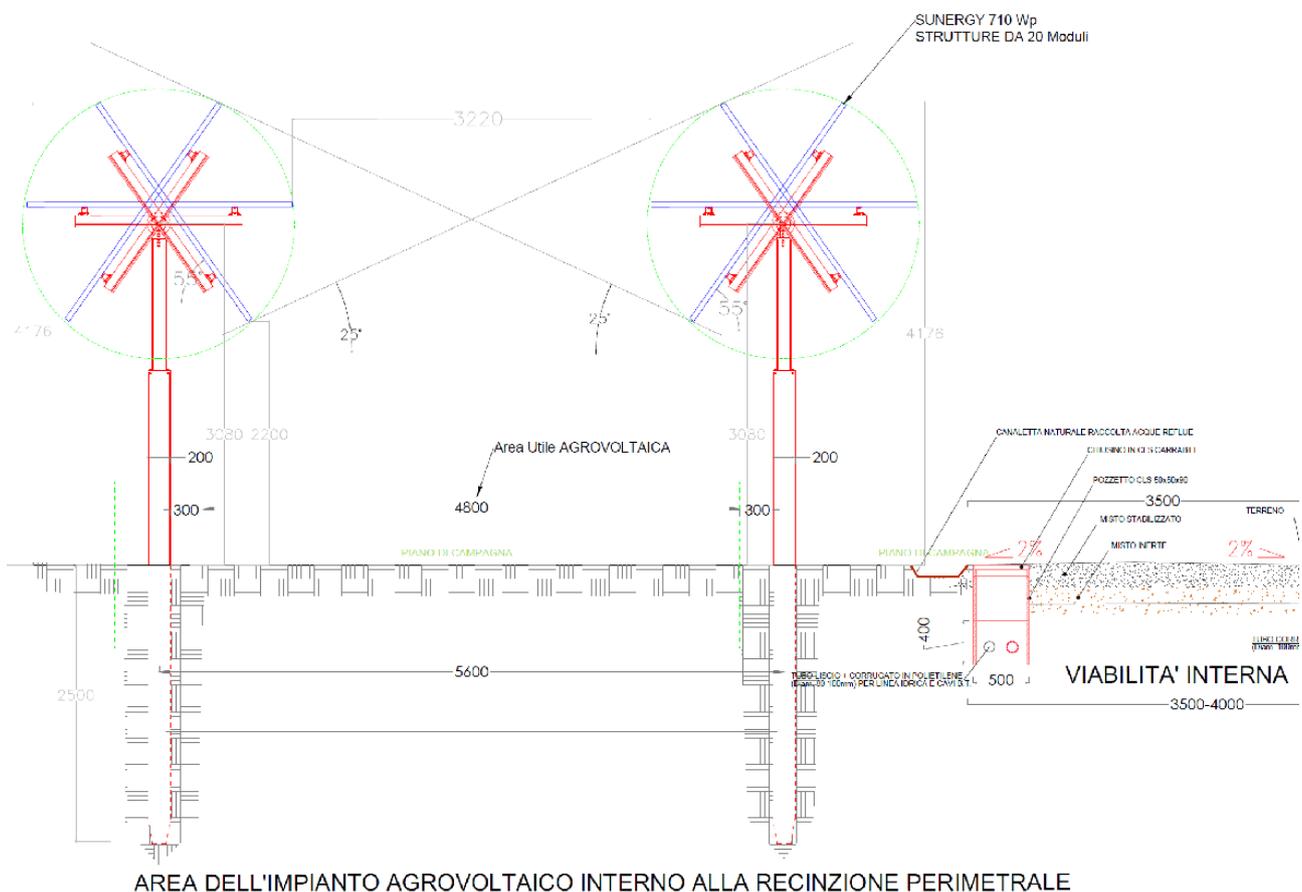


Figura 3.19: Sezione tipica impianto tracker dell'area Agrovoltaica.

Nei vari sotto campi che costituiscono il parco in oggetto, i tracker monoassiali lavorano singolarmente ed il movimento è regolato da un unico motore (anche del tipo autoalimentato) per tracker dotato di sistema backtracking per la massimizzazione della producibilità del sistema mentre i vari tracker comunicano tra loro con un sistema ibrido radio e RS485.

L'installazione dei tracker avverrà tramite macchinari battipalo che infiggono i pali ad una profondità mediamente pari a 2-2,5 metri, riducendo le movimentazioni di terra e l'uso di cemento, anche se in fase esecutiva, in funzione delle caratteristiche del terreno e in funzione dei calcoli strutturali, tale profondità potrebbe subire modifiche in termini di profondità di infissione.

I componenti principali del sistema sono:

- pali infissi nel terreno;
- travi orizzontali;
- giunti di rotazione;
- elementi vari di collegamento travi;

- elementi di supporto e di fissaggio dei moduli fotovoltaici

Le strutture sono dimensionate per supportare i carichi trasmessi dai pannelli e le sollecitazioni esterne a cui sono sottoposti (vento, neve, etc.) secondo le normative vigenti (Eurocodici, Norme ISO, ecc).

Il range di rotazione del tracker oscilla tra + 55° e – 55° mediante controllo software che ottimizza durante l'arco della giornata l'orientamento e massimizza la producibilità.



Figura 3.20: Esempio di filari unici di moduli su Tracker.

Il software di gestione include anche il sistema di backtracking che, onde evitare ombreggiamenti reciproci tra file di tracker, interviene riducendo la radiazione solare sulla superficie dei moduli rispetto all'orientamento ottimale ma aumenta comunque l'efficienza complessiva del sistema in quanto per effetto della riduzione dell'ombreggiamento ottimizza la producibilità stessa e quindi l'output complessivo del sistema.

I prodotti utilizzati risultano conformi alla Classe di Esecuzione EN 1090-2 EXC2, EXC3 e corredati da relazione di calcolo strutturale e certificazioni D.O.P. secondo le normative UNI EN 1090 e UNI EN ISO 9001:2015.

Il progetto prevede l'installazione di n. 5.800 strutture del tipo sopradescritto monoassiali da 20 moduli per un totale complessivo di 112.680 moduli fotovoltaici e quindi una potenza complessiva di generazione da fonte solare fotovoltaica, nell'attuale configurazione, di circa 80 MWp con plafond fino a 90 MWp come richiesta di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale AT (Terna).

3.6.10 Normativa di riferimento

a. esecuzione

UNI ENV 1090-1 - Esecuzione di strutture di acciaio e alluminio. Requisiti per la valutazione di conformità dei componenti strutturali;

UNI ENV 1090-2 - Esecuzione di strutture di acciaio e alluminio. Requisiti tecnici per strutture in acciaio;

UNI EN ISO 377 - Acciaio e prodotti di acciaio. Prelievo e preparazione dei saggi e delle provette per prove meccaniche;

b. elementi di collegamento

UNI EN ISO 898-1 - Caratteristiche meccaniche degli elementi di collegamento di acciaio. Viti e viti prigioniere;

UNI EN 20898-7 - Caratteristiche meccaniche degli elementi di collegamento. Prova di torsione e coppia minima di rottura per viti con diametro nominale da 1 mm a 10 mm;

UNI EN ISO 4016 - Viti a testa esagonale con gambo parzialmente filettato. Categoria C;

c. profilati cavi

UNI EN 10210-1 - Profilati cavi finiti a caldo di acciai non legati e a grano fine per impieghi strutturali.

UNI EN 10210-2 - Profilati cavi finiti a caldo di acciai non legati e a grano fine per impieghi strutturali;

UNI EN 10219-1 - Profilati cavi formati a freddo di acciai non legati e a grano fine per strutture saldate. Condizioni tecniche di fornitura;

UNI EN 10219-2 - Profilati cavi formati a freddo di acciai non legati e a grano fine per strutture saldate - Tolleranze, dimensioni e caratteristiche del profilo;

d. condizioni tecniche di fornitura

UNI EN 10025-1 - Prodotti laminati a caldo di acciai per impieghi strutturali. Parte 1: Condizioni tecniche generali di fornitura;

UNI EN 10025-2 - Prodotti laminati a caldo di acciai per impieghi strutturali. Parte 2: Condizioni tecniche di fornitura di acciai non legati per impieghi strutturali;

UNI EN 10025-3 - Prodotti laminati a caldo di acciai per impieghi strutturali. Parte 3: Condizioni tecniche di fornitura di acciai per impieghi strutturali saldabili a grano fine allo stato normalizzato/normalizzato laminato;

UNI EN 10025-4 - Prodotti laminati a caldo di acciai per impieghi strutturali. Parte 4: Condizioni tecniche di fornitura di acciai per impieghi strutturali saldabili a grano fine ottenuti mediante laminazione termomeccanica;

UNI EN 10025-5 - Prodotti laminati a caldo di acciai per impieghi strutturali. Parte 5: Condizioni tecniche di fornitura di acciai per impieghi strutturali con resistenza migliorata alla corrosione atmosferica;

UNI EN 10025-6 - Prodotti laminati a caldo di acciai per impieghi strutturali. Parte 6: Condizioni tecniche di fornitura per prodotti piani di acciaio per impieghi strutturali ad alto limite di snervamento, bonificati.

UNI EN 100884-4 - Acciai inossidabili: Condizioni tecniche di fornitura dei fogli, delle lamiere e dei nastri di acciaio resistente alla corrosione per impieghi nelle costruzioni;

UNI EN 100884-5 - Acciai inossidabili: Condizioni tecniche di fornitura delle barre, vergelle, filo, profilati e prodotti trasformati a freddo di acciaio resistente alla corrosione per impieghi nelle costruzioni.

3.6.11 Sistema di controllo

La posizione solare (azimut ed elevazione) viene calcolata, mediante un algoritmo, in base all'ora e alla geolocalizzazione del Tracker. I vantaggi del sistema sono una maggiore efficienza e un migliore sfruttamento dell'irraggiamento solare per ogni tracker.

La posizione angolare del Tracker viene calcolata in base alle informazioni fornite da un accelerometro a 3 assi ad alta precisione montato all'interno del Tracker Control Box (TCB). Il TCB è installato sotto l'asse di rotazione della struttura del Tracker; pertanto, il piano dell'accelerometro è parallelo alla superficie dei pannelli fotovoltaici.

Il Tracker segue il movimento apparente del Sole durante il giorno, rimane a 0 gradi durante la notte ed esegue il Backtracking (modalità tornare indietro) prima dell'inizio dell'alba.

È dotato di un sistema di sicurezza che lo imposta nella posizione 0 gradi o su una determinata pendenza (pendenza di sicurezza) in caso di forte vento o forte nevicata mediante un algoritmo (Algoritmo del vento - V DAL) attraverso il quale il sistema decide quale modalità o limitazione dell'angolo è necessaria, in base alla lettura in tempo reale della velocità del vento nell'impianto fotovoltaico. È responsabile del monitoraggio della posizione di sicurezza di tutti i Tracker dell'impianto.

3.6.12 Viabilità di accesso e di servizio, viabilità provvisoria (interventi)

Per l'accesso alla piattaforma si darà priorità agli accessi esistenti sulle SP 87 e Sp 88 per poi organizzare una viabilità interna dedicata alle attività di esercizio dell'impianto fotovoltaico, delle attività agronomiche e delle attività di produzione e stoccaggio dell'idrogeno come anche le attività manutentive delle attività sopraelencate.

Gli accessi saranno realizzati mediante infissione diretta nel terreno di inserti elicoidali muniti di piastra o cava per l'inserimento di montanti telescopici con funzione di supporto per i cancelli in acciaio zincato e dei montanti per l'allestimento della recinzione perimetrale.

Tale sistema non prevede l'utilizzo di calcestruzzo e/o fondazioni in cemento rendendo le strutture amovibili facilmente ed economicamente in fase di sostituzione/ dismissione.

La viabilità interna verrà sistemata mediante la preparazione di un fondo con un misto naturale e stabilizzato rullato-, non si prevede l'utilizzo di bitume, asfalti o leganti.

Si rimanda agli elaborati grafici a corredo del progetto per entrare nel dettaglio della viabilità di accesso, sistemazione e destinazione dell'area.

3.6.13 Cabine e Quadri elettrici

In ognuno dei 4 sottocampi elettrici, in cui è suddiviso l'impianto fotovoltaico, sarà installata una cabina di trasformazione BT/MT (0,8/30 kV), contenente al suo interno un trasformatore innalzatore di potenza pari a 5.000 kVA e, per la sola cabina n.4 del sottocampo FV1, un trasformatore innalzatore di potenza pari a 5.000 kVA.

Tali cabine saranno costituite da elementi prefabbricati, con dimensioni pari a circa 12.00×2.50 m in pianta per 2.90 m di altezza, poggiati su una fondazione in cls armato gettato in opera, e saranno composte internamente dai seguenti locali:

- locale misure;
- locale quadri;

- locale Trasformatore;
- locale Trasformatore AUX e relativo Quadro elettrico AUX.

A valle della trasformazione della tensione in MT è prevista la posa di un cavidotto interno in MT che collegherà tra loro le cabine di campo secondo i layout allegati alla presente per collegarsi tutte alla cabina generale di smistamento

In uscita dalla cabina di smistamento, in particolare, è prevista la posa di un cavidotto esterno in media tensione (MT), composta da 5 terne di cavi armati in Alluminio 18/30 kV tipo ARE4H1R, in grado di condurre l'energia prodotta fino alla cabina di condivisione e trasformazione da media ad alta tensione MT/AT situata in corrispondenza del punto di consegna in media tensione (MT) a circa 14 Km dal campo Agrovoltaico.

Caratteristiche tecniche delle cabine previste

Le Cabine di connessione alla rete MT prefabbricate e certificate munite di:

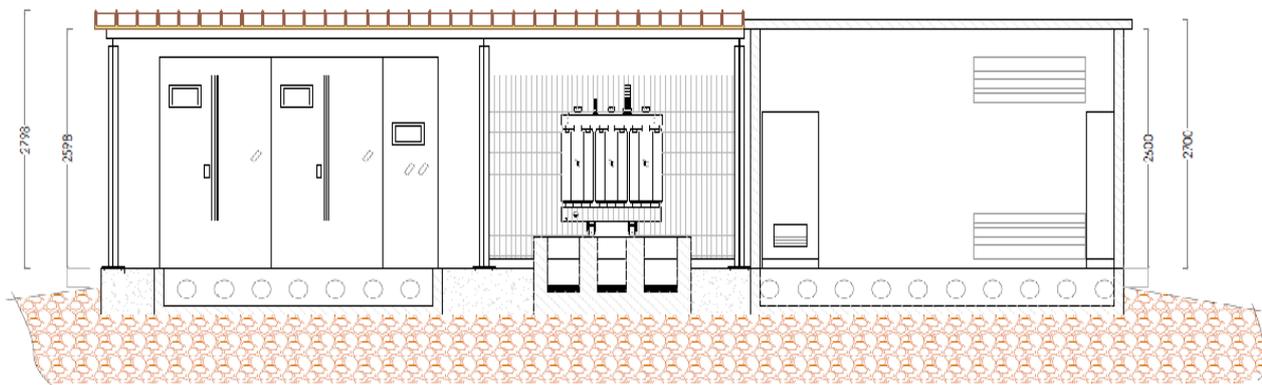
- certificato di agibilità dei locali se costruiti in loco;
- certificato di deposito nel caso di cabina a box prefabbricata;
- dichiarazione rilasciata dal costruttore della rispondenza dei locali alla norma CEI 99-2 o rispondenza alla norma CEI 17-103;

Provviste di manuale tecnico contenente:

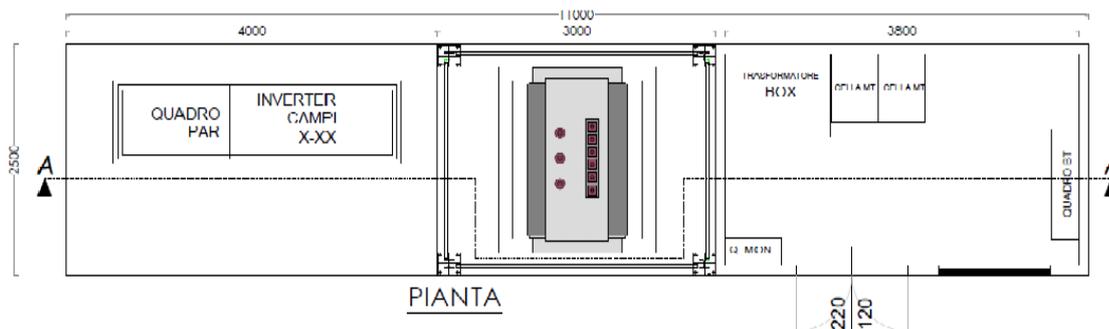
relazione tecnica del fabbricato;

disegni esecutivi del locale;

schema di impianto e della messa a terra.



SEZIONE A-A'



PIANTA

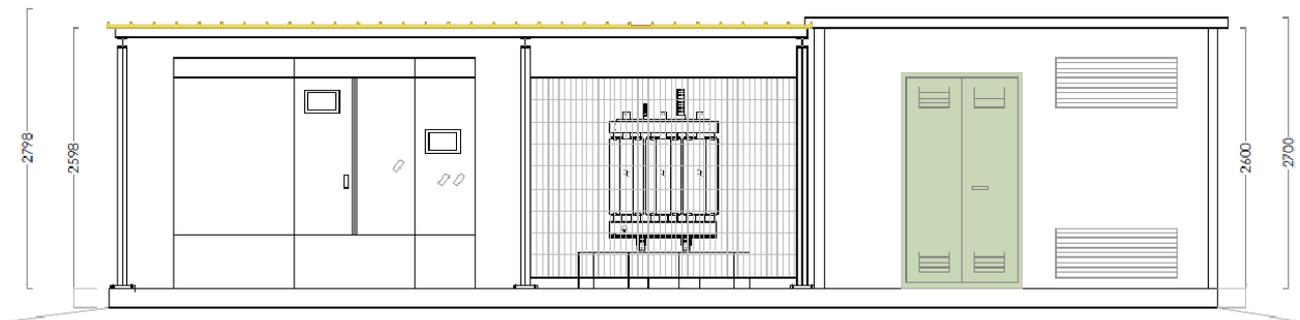
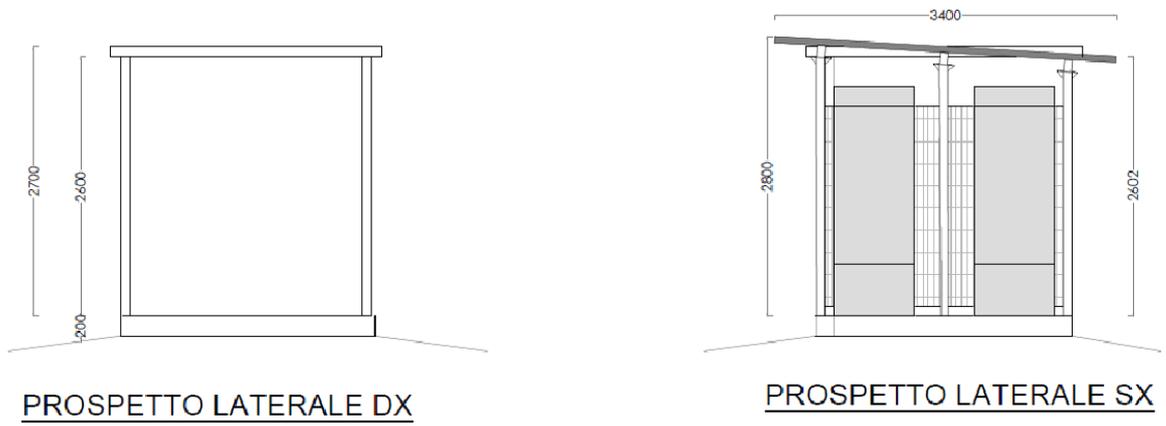


Figura 3.21: Pianta, Sezioni e Prospetti della Cabina di Campo con Trafo BT/MT.

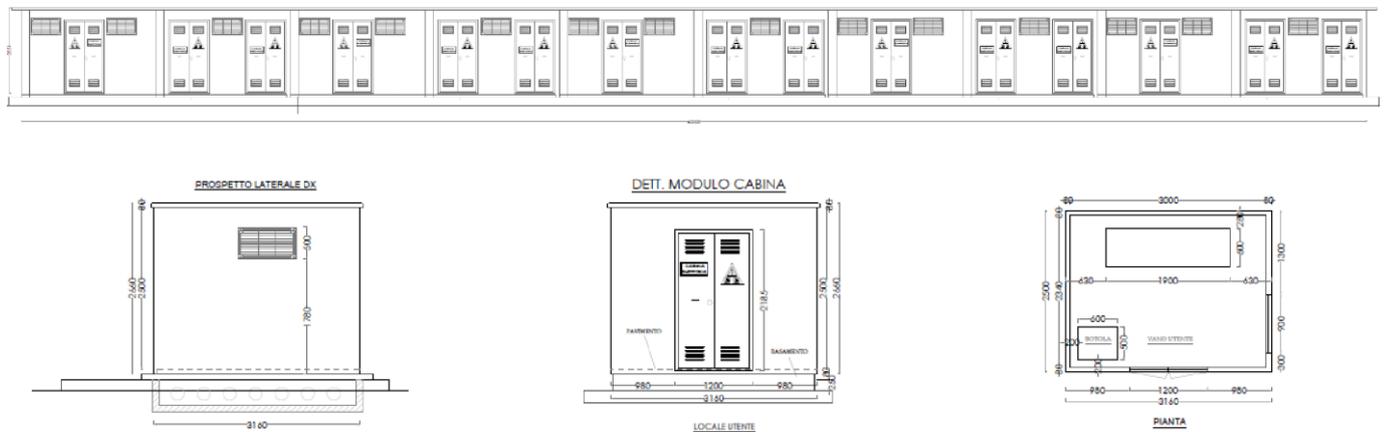


Figura 3.22: Costruttivo Cabina di parallelo ed inizio rete di connessione MT/MT verso la SE Deliceto.

3.6.14 Cavi elettrici e cavidotti

I cavi di potenza posati all'interno dell'impianto sono stati dimensionati in modo da limitare le cadute di tensione al massimo entro il 2%. La loro sezione è determinata anche in modo da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolanti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente per periodi prolungati ed in condizioni ordinarie di esercizio. Un'ulteriore nota riguarda l'attenzione

nella stesura dei cavi al fine di limitare le possibili interferenze prodotte dagli inverter. Per ridurle al minimo occorre seguire alcune regole precauzionali quali:

- Porre attenzione all'impianto di terra cercando di mantenerlo il più distanziato possibile dai cavi di potenza del campo fotovoltaico, per evitare accoppiamenti di disturbi che possono essere captati dalle apparecchiature attraverso l'impianto di terra.

- Evitare che l'impianto di terra formi una spira di grande dimensione che possa essere sede di correnti di disturbo indotte, che potrebbero richiudersi attraverso i circuiti delle apparecchiature sensibili.

- Si raccomanda di realizzare il cablaggio dei moduli che compongono ciascuna stringa in modo da formare due anelli nei quali la corrente circola in senso opposto, oppure realizzare l'area minore possibile. Questo serve sia per limitare le sovratensioni che i possibili disturbi indotti alle apparecchiature.

La tipologia e la lunghezza dei cavi considerate in questa fase progettuale risultano indicative. Maggiori dettagli saranno presenti nel progetto esecutivo a valle dell'autorizzazione, allo scopo di tenere conto anche di eventuali prescrizioni tecniche che dovessero emergere in fase istruttoria.

Le lunghezze e le sezioni indicate risultano in generale sovrastimate allo scopo di contenere le cadute di tensione dei vari tratti al di sotto del 2%. Le lunghezze effettive di ogni tratto di linea verranno dettagliatamente calcolate in sede di progettazione esecutiva.

I cavi dei sistemi di II categoria devono essere dotati di uno schermo o di una guaina metallica connessa a terra almeno ad una estremità del cavo.

Il cavo BT in corrente continua che porterà l'energia da ogni singola stringa alla rispettiva cassetta di parallelo stringhe dovrà avere una lunghezza massima di 100 m, con tensione di esercizio massima pari ad 1 kV e una potenza nominale massima pari a 20 kWp.

Il cavo BT in corrente continua che porterà l'energia elettrica da ogni Inverter di stringa dovrà essere di tipo SOLAR CABLE ALLUMINIO per posa fissa all'esterno e posa interrata diretta;

In merito al cavo che trasporterà l'energia dall'inverter alle cabine dei vari sottocampi sarà di tipo unipolare in alluminio AFG16M16 0,6/1kV direttamente interrato.

Si rappresenta che le lunghezze dei cavi sono indicative, e tendenzialmente sovrastimate in questa fase progettuale; esse fanno riferimento alle massime lunghezze possibili relativamente alla sezione del cavo per contenere le cadute di tensione dei vari tratti di linea al di sotto dell'1-2%, per ciascun tratto.

Per il dettaglio si rimanda alle relazioni specialistiche allegate alla presente ed agli elaborati grafici

Cavidotti

La maggior parte delle condutture in alluminio saranno interrate direttamente, saranno comunque realizzati dei cavidotti per i servizi ausiliari, per la posa dei cavi di segnale e della fibra ottica non armata, e dove la posa dei cavi interrati direttamente non possa garantire la durabilità dei cavi stessi.

I cavidotti saranno costituiti da tubi corrugati a doppia parete in PE, di diametro pari da 50 mm a 400 mm a seconda del caso. Dopo aver effettuato lo scavo a sezione obbligata di profondità pari a 1.50 m, essi saranno posati su un letto di sabbia; il rinterro dovrà avvenire con sabbione e materiale di risulta così come indicato nelle tavole di progetto.

All'interno dello scavo dovrà essere posato un nastro segnalatore in modo che la presenza della tubazione sia ben indicata.

All'interno di ogni sottocampo i cavidotti interni saranno interrati e posizionati al di sotto della viabilità stradale in progetto.

Il tratto di cavidotto esterno alle aree dei sottocampi, invece, sarà unico e sarà posizionato al di sotto della viabilità stradale esistente. Per la posa, in particolare, è prevista la demolizione della pavimentazione

impermeabile esistente e la sua integrale ricostruzione in seguito alle opportune operazioni di scavo, posa del cavidotto e rinterro. Nell'elaborato "Sezioni tipo stradali, ferroviarie, idriche e simili" sono indicate in dettaglio le modalità di posa.

Lungo il tracciato del cavidotto, inoltre, saranno realizzati dei giunti unipolari. Il posizionamento esatto dei giunti sarà determinato in sede di progetto esecutivo in funzione delle interferenze al di sotto il piano di campagna e della possibilità di trasporto, ma certamente saranno realizzati all'interno di pozzetti denominati "buche giunti".

Pozzetti di ispezione

Si prevede la posa in opera pozzetti di ispezione in calcestruzzo armato vibrato (necessari per l'infilaggio dei cavi) con un interasse di circa 200 m per i cavidotti interni e 5-800 m per il cavidotto esterno.

Essi dovranno essere confezionati con inerti selezionati di apposita granulometria e basso rapporto acqua-cemento e dovranno essere dotati di fori per il passaggio dei cavi; saranno posati su un letto di calcestruzzo magro.

I pozzetti dovranno essere carrabili, idonei a sopportare carichi stradali di 1° categoria, dotati di chiusino in ghisa e di dimensioni come da elaborati grafici di progetto.

Punto di consegna

Come descritto in precedenza, la scelta del collegamento dell'impianto al punto di consegna indicato deriva dalla Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) che è stata presentata dalla Società proponente ed esplicitamente accettata da Terna spa.

Come prevede la STMG (codice pratica 202100246) sarà realizzato un collegamento in antenna a 150 kV sul futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) a 380/150 kV della RTN denominata "Deliceto".

Impianto di terra

L'impianto di terra delle cabine sarà realizzato con un anello perimetrale in corda di rame nudo e ai quattro vertici verranno posti dei picchetti in acciaio zincato di lunghezza 2 m completi di collare per il fissaggio della corda di rame. È opportuno che siano presi tutti i provvedimenti per limitare gli effetti della corrosione con particolare attenzione agli accoppiamenti di metalli diversi.

Il terreno di riempimento intorno al dispersore dovrà essere del tipo vegetale e non contenere materiale di risulta.

L'impianto di terra realizza il collegamento equipotenziale di tutte le parti metalliche. La sezione dei conduttori equipotenziali principali sarà maggiore o uguale a metà di quella del conduttore di protezione principale di sezione maggiore, con un minimo di 6 mm².

L'impianto di dispersione sarà costituito da dispersori a puntazza di acciaio zincato $l = 2$ m e da treccia di rame nuda $S = 50$ mm².

Andrà realizzato il collegamento a terra delle strutture metalliche.

Gli impianti di terra delle strutture prefabbricate sono tutti tra essi collegati e da questi alle strutture metalliche dell'impianto, anch'esse connesse a terra. Si crea, in tal modo, una unica maglia equipotenziale comune a tutto l'impianto, tale da evitare l'insorgere di tensioni pericolose di passo e di contatto.

Al conduttore di protezione dell'impianto di terra andranno collegate tutte le masse metalliche che, per cedimento dell'isolamento, potrebbero assumere il potenziale dell'impianto (tubazioni, canaline, cassette e scatole metalliche, carcasse dei quadri elettrici).

Conoscendo la massima corrente di guasto a terra I_f e il tempo di eliminazione del guasto a terra t_f richiesti dall'ente distributore, e quindi il valore di contatto U_{tp} ammissibile in relazione al tempo di intervento delle protezioni (tabella C.3 della CEI 11-1), si può calcolare il massimo valore della resistenza di terra ammissibile.

Se la massima tensione di contatto rientra nei limiti $U_t \leq U_{tp}$ l'impianto di terra è considerato idoneo, altrimenti bisogna intervenire per riportare la tensione di contatto entro i limiti di sicurezza.

Se nei locali saranno presenti lavoratori subordinati anche solo stagionali si fa presente che si dovrà procedere alla verifica dell'impianto di terra e alla denuncia all'ISPESL e all'ASL/ARPA.

Verrà inoltre realizzato un impianto di terra per l'interconnessione di tutte le cabine posando una corda di rame nuda al fondo degli scavi previsti per i cavidotti precedentemente descritti.

3.6.15 Sistema di Controllo e monitoraggio

Videosorveglianza

La videosorveglianza sarà costituita da telecamere che saranno puntate su tutto lo spazio a ridosso del perimetro dei sottocampi. Ogni telecamera sorveglierà circa 30 metri di spazio perimetrale e funzionerà giorno e notte.

Il sistema di telecamere includerà un videoregistratore digitale in grado di acquisire, processare, archiviare, riprodurre le immagini, sia localmente, grazie al display fornito, che da accesso remoto tramite il protocollo dati di Lan-Wan Tcp/Ip.

Le telecamere ad uso perimetrale saranno a colori del tipo night&day, da esterno IP66, con riscaldamento.

Utilizzando i pali dell'illuminazione perimetrali del campo è possibile evitare l'installazione di ulteriori pali e sfruttare, per il passaggio del cavo, la canalizzazione progettata per l'illuminazione.

Per l'infrastruttura fisica di collegamento delle telecamere si utilizzerà il cavo UTP, il quale consente, a differenza del coassiale, di fare tratte sino a 1000 metri senza attenuazione percepibile del segnale. Il risultato sarà una maggiore nitidezza delle immagini di giorno e di notte.

Impianto di illuminazione

Saranno impiegati pali rastremati o conici con braccio zincato avente sezione terminale del braccio del diametro di 60 mm a partire da sezione di base del diametro minimo 110 mm, da incassare nel terreno, spessore minimo 3,2 mm, comprensivo di fori per alloggiamento fusibili. Sono compresi il basamento di sostegno delle dimensioni di 70x70x100 cm per pali di altezza oltre i 6500 mm in conglomerato cementizio con classe di resistenza C25/30, lo scavo, la tubazione del diametro 300 mm per il fissaggio del palo, la sabbia di riempimento tra palo e tubazione, il collare in cemento, il ripristino del terreno, il pozzetto 30x30 cm ispezionabile, il chiusino in P.V.C. pesante carrabile o in lamiera zincata.

Gli apparecchi di illuminazione saranno rispondenti all'insieme delle norme:

- CEI 34-21 fascicolo n. 1034 Novembre 1987 e relative varianti;
- CEI 34-30 fascicolo n. 773 Luglio 1986 e relative varianti "proiettori per illuminazione";
- CEI 34-33 fascicolo n. 803 Dicembre 1986 e relative varianti "apparecchi per illuminazione stradale".

In ottemperanza alla Norma CEI 34-21 i componenti degli apparecchi di illuminazione dovranno essere cablati a cura del costruttore degli stessi, i quali pertanto dovranno essere forniti e dotati completi di lampade ed ausiliari elettrici rifasati. Detti componenti dovranno essere conformi alle Norme CEI di riferimento.

Gli apparecchi di illuminazione destinati a contenere lampade a vapori di sodio ad alta pressione dovranno essere cablati con i componenti principali (lampade, alimentatori ed accenditori) della stessa casa costruttrice in modo da garantire la compatibilità tra i medesimi.

I riflettori per gli apparecchi di illuminazione destinati a contenere lampade a vapori di sodio ad alta pressione devono essere conformati in modo da evitare che le radiazioni riflesse si concentrino sul bruciatore della lampada in quantità tale da pregiudicarne la durata o il funzionamento.

Tali apparecchi devono essere provati secondo le prescrizioni della Norma CEI 34-24. Sugli apparecchi di illuminazione dovranno essere indicati in modo chiaro e indelebile, ed in posizione che siano visibili durante la manutenzione, i dati previsti dalla sezione 3 - Marcatura della Norma CEI 34-21.

Gli apparecchi dovranno inoltre essere forniti della seguente ulteriore documentazione:

▣ angolo di inclinazione rispetto al piano orizzontale a cui deve essere montato l'apparecchio in modo da soddisfare i requisiti di Legge. In genere l'inclinazione deve essere nulla (vetro di protezione parallelo al terreno);

- diagramma di illuminamento orizzontale (curve isolux) riferite a 1.000 lumen;

- diagramma del fattore di utilizzazione;

- classificazione dell'apparecchio agli effetti dell'abbagliamento con l'indicazione delle intensità luminose emesse rispettivamente a 90° (88°) ed a 80° rispetto alla verticale e la direzione dell'intensità luminosa massima (I max) sempre rispetto alla verticale.

Gli apparecchi illuminanti saranno parte integrante anche del sistema di videosorveglianza.

3.6.16 Opere di completamento

Recinzioni e cancelli di ingresso

Con lo scopo di proteggere le attrezzature descritte in precedenza, si prevede la realizzazione di una recinzione perimetrale costituita da una maglia metallica costituita da acciaio zincato di diametro pari a 3 mm e sostenuta da pali (saldati alla rete) di tipo IPE 100 con un interasse di 3 m che verranno ancorati al terreno mediante infissione di un inserto elicoidale telescopico: si rimanda nel dettaglio agli elaborati grafici allegati.

Per non ostacolare gli spostamenti della piccola fauna terrestre e il deflusso delle acque superficiali, tuttavia, è prevista la realizzazione di una luce libera tra il piano campagna e la parte inferiore della rete non inferiore a 7 cm.

Per ogni sottocampo, inoltre, si prevede la realizzazione di cancelli di ingresso mediante infissione di inserti elicoidali telescopici in grado di sostenere due battenti costituiti da tubolari in acciaio zincato e da una rete metallica in acciaio zincato.

Canali per la regimentazione delle acque di ruscellamento superficiale

Sono previsti interventi di regimentazione delle acque di ruscellamento superficiale mediante la realizzazione di canalette longitudinali e trasversali in terra rivestite con geostuoie antierosive inerbite ancorate al terreno. Tali canali, a sezione trapezoidale, avranno sezioni utili comprese tra 40/120×40 e 90/270×90 cm.

Ad essi si aggiungono anche piccoli canali di drenaggio, sempre trapezoidali, delle dimensioni di 20/60x20 cm, disposti a file alterne rispetto alle strutture dei pannelli, finalizzati ad aumentare i tempi di percorrenza.

Considerando la possibile interferenza con le aree inondabili TR200 anni individuale nell'area si rimanda alla Relazione Idraulica a firma della Dott.ssa Di Modugno allegata alla presente.

Interventi di riequilibrio e reinserimento ambientale

Sono previsti interventi di mitigazione dell'impatto paesaggistico e ambientale costituiti, in particolare, dalle seguenti tre tipologie di interventi:

- una siepe perimetrale ad unico filare di spessore variabile ma non inferiore a 50 cm costituita da essenze autoctone (tra cui, a titolo esemplificativo, quelle elencate nel seguito, cfr. tab. seguente) a portamento arbustivo;
- una serie di aree esterne alla viabilità perimetrale caratterizzate dalla piantumazione di essenze autoctone (cfr. RT specialistica Agronomica) a portamento arboreo e arbustivo; tali aree presentano una dimensione più importante in corrispondenza dei lati visibili sia dalle strade principali che da eventuali beni monumentali o punti panoramici;
- una serie di aree interne alla viabilità perimetrale caratterizzate dalla piantumazione di specie erbacee autoctone (cfr. capitolo seguente).

3.6.17 Impianto di rete di connessione alla Stazione Elettrica AT Terna

L'impianto fotovoltaico sarà connesso alla RTN, così come previsto nel preventivo di connessione (cod. pratica 20210246) all'ampliamento della Stazione Elettrica TERNA (SE) denominata "Deliceto", tramite cavidotto interrato di media tensione (30kV) fino alla sottostazione elettrica di trasformazione (SET) e successivamente con un cavidotto in alta tensione (150kV) fino alla stazione elettrica TERNA.

Il tracciato del cavidotto in media tensione, che sviluppa una lunghezza complessiva di circa 14 km, si articola prevalentemente su strade esistenti; infatti dopo aver attraversato, con il sistema "spingitubo teleguidato" (tecnica utilizzata per la realizzazione di attraversamenti sotto strade, ferrovie, corsi d'acqua, fabbricati e ostacoli che non possono essere rimossi) il vicino tratto di ferrovia e dopo aver percorso circa 1 km su strada privata e costeggiato i caseggiati il cavidotto MT giunge sulla area prevalentemente agricola.

Quindi una volta attraversato il torrente "Carapelle" e la strada statale 655 sempre con la suddetta tecnica dello spingitubo, il cavidotto di media tensione percorre una strada privata fino ad incrociare la SP105, attraversata la quale, raggiunge l'area dove verrà posizionata la sottostazione di trasformazione utente.

Il cavidotto sarà realizzato interrando direttamente 5 terne di cavi armati in Alluminio 18/30 kV tipo ARE4H1R di sezione di 630 mmq.

3.6.18 Connessione MT in sottostazione elettrica AT

Dalla sottostazione elettrica di trasformazione (SET), avrà origine il cavidotto in alta tensione che sviluppa una lunghezza complessiva di circa 1 km.

L'impianto condivide il punto di connessione, ovvero lo stallo all'interno della SE TERNA, con altre iniziative progettuali analoghe che fanno capo al produttore GRM Group Srl con una potenza complessiva di circa 1,6 GWp.

L'intero tracciato dell'elettrodotto interrato è stato studiato al fine di assicurare il minor impatto possibile sul territorio, prevedendo il percorso all'interno delle sedi stradali esistenti ed alle aree di progetto, attraversando invece i terreni agricoli privati solo dove strettamente necessario e per brevi tratti.

Si rimanda agli elaborati grafici per entrare nel dettaglio del percorso della rete di connessione.

3.6.19 Piano di dismissione degli impianti e di ripristino, reinserimento e recupero

Il piano di dismissione degli elementi costituenti l'impianto complessivo possono essere sintetizzati come segue:

- Espianto delle palificazioni perimetrali e dei pannelli metallici della recinzione
- Espianto delle strutture in acciaio precedentemente infisse nel terreno a sostegno dei moduli fotovoltaici
- Demolizione delle platee in cls di supporto ai container, cabine di campo e consegna e altri dispositivi e avvio al trattamento per il recupero del materiale (acciaio e stabilizzato)
-

Il piano di dismissione dei dispositivi elettrici ed elettronici prevede il recupero dei materiali riciclabili e reinseribili nel ciclo produttivo per le loro caratteristiche quali acciaio, rame, alluminio e materiali RAEE ovvero rifiuti da apparecchiature elettriche ed elettroniche disciplinati dalla Direttiva Europea 2012/19/EU ovvero il Dlg.49/2014 che sostituisce le precedenti 2002/96/EU e 2003/108/EU. Il Consorzio ECOEM supporta le aziende al corretto adempimento delle direttive vigenti.

- Direttiva RAEE – Dlg.49/2014
- Sostanze Pericolose AEE – Dlg.27/2014
- Uno contro Zero – DM. 121/2016
- Decreto Tariffe – DM.17/2016
- Decreto Garanzie Finanziarie – DM.68/2017

Normativa di riferimento

Con il recepimento della direttiva Europea 2002/96/EU i moduli fotovoltaici sono entrati a far parte del campo di applicazione AEE (ovvero apparecchiature elettriche ed elettroniche) e pertanto gestiti a fine vita alla stregua dei RAEE.

Il Consorzio che gestirà la dismissione sarà accreditato dal GSE per la raccolta, ritiro, trattamento e riciclo dei moduli fotovoltaici a fine vita.

Direttiva RAEE – Dlg.49/2014

Il Decreto Legislativo 14 marzo 2014, n. 49 ha incluso i pannelli fotovoltaici nel campo di applicazione delle normative RAEE (Rifiuti Apparecchiature Elettriche Elettroniche), ponendo a carico del detentore

dell'apparecchiatura (il Soggetto Responsabile dell'impianto per gli impianti fotovoltaici incentivati in Conto Energia) specifici obblighi per la corretta gestione del fine vita.

A tal riguardo il GSE ha pubblicato le "Istruzioni Operative per la gestione e lo smaltimento dei pannelli fotovoltaici incentivati" che fornisco le indicazioni in merito alla gestione tecnico-amministrativa del processo di trattenimento e restituzione delle quote a garanzia.

I Soggetti Responsabili degli impianti fotovoltaici incentivati in Conto Energia possono decidere, in alternativa al processo di trattenimento quote del GSE, di prestare la garanzia finanziaria, per le operazioni di raccolta, trasporto, trattamento adeguato, recupero e smaltimento mediante la partecipazione, ai sensi del D.lgs. 118/2020, a un Sistema Collettivo iscritto al Registro nazionale dei soggetti obbligati al finanziamento dei sistemi di gestione dei RAEE e consultabile al link <https://www.registroaee.it/RicercaSCF>.

Le modalità per l'adesione all'opzione del D.lgs. 118/2020 sono riportate al paragrafo 5.3 delle Istruzioni Operative, mentre le tempistiche sono indicate al paragrafo 5.3.1 per gli impianti di tipologia domestica e al paragrafo 5.3.2 per gli impianti di tipologia professionale.

Per quel che riguarda il piano di dismissione si rimanda quindi alla relazione specialistica allegata.

3.7 L'Agro-fotovoltaico: Sviluppo e valorizzazione agricola di un'area dotata di impianto fotovoltaico ad Ascoli Satriano (Foggia)

Giuseppe Ferrara¹, Maurizio Boselli²

¹Dipartimento di Scienze del Suolo, della Pianta e degli Alimenti, Università degli Studi di Bari 'Aldo Moro'

²Già Professore ordinario di Viticoltura, Università di Verona

3.7.1 Premessa

La seguente relazione tratta del progetto definitivo per la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare Agrivoltaica con Storage e Power to Gas in regime di Agrovoltaico denominato "CAPO D'ACQUA", da realizzarsi nei territori del Comune di Ascoli Satriano (FG) – Regione Puglia. Le attività di progettazione definitiva sono state sviluppate da un team di professionalità elencate nella "Scheda di Progetto" ed incaricate dalla società proponente EDIS Srl. Il team è costituito da selezionati e qualificati professionisti uniti dalla comune esperienza professionale nell'ambito delle consulenze ingegneristiche, tecniche, ambientali, gestionali, legali e di finanza agevolata. Sia le professionalità coinvolte sia EDIS Srl pongono a fondamento delle attività e delle proprie iniziative, i principi della qualità, dell'ambiente e della sicurezza come espressi dalle norme UNI CEI 11339:2009, UNI EN ISO 9001:2015, UNI EN ISO 14001:2015 e OHSAS 18001:2007 nelle loro ultime edizioni. Difatti, le Aziende citate, in un'ottica di sviluppo sostenibile proprio e per i propri clienti e fornitori, possiedono un proprio Sistema di Gestione Integrato Qualità – Sicurezza - Ambiente.

3.7.2 Proposta

Il sito per la realizzazione dell'impianto agrivoltaico si trova in agro di Ascoli Satriano (provincia di Foggia), a circa 3,5 km dal centro abitato e interesserà una complessiva superficie di 131 ettari.

La zona prende il nome di Capo dell'Acqua, ad una altitudine di circa 270-300 m s.l.m. ed è delimitata a sud dalla SP 88 e verso nord dalla SP 87. Il nome di tale località deriva probabilmente dall'accumulo, durante periodi particolarmente piovosi, di acqua nei compluvi che attraversano le diverse particelle dell'area. La zona ove sarà realizzato l'impianto agrivoltaico è attualmente caratterizzata dalla presenza dominante di seminativi (prevalentemente frumento duro) gestiti in asciutto, con porzioni in maggese nudo, ma negli appezzamenti limitrofi altre colture sono presenti come asparago, pomodoro e colture arboree quale olivo e vite, sebbene con superfici proporzionalmente più ridotte rispetto ai seminativi.

3.7.3 Agrivoltaico: attinenza con le Linee Guida nazionali.

Si evidenziano nel seguente capitolo le caratteristiche e le attinenze del parco agrivoltaico in progetto con le LINEE GUIDA NAZIONALI SUGLI IMPIANTI AGRIVOLTAICI prodotte nell'ambito di un gruppo di lavoro coordinato dal MINISTERO DELLA TRANSIZIONE ECOLOGICA - DIPARTIMENTO PER L'ENERGIA. Nello specifico l'obiettivo è perseguito in coerenza con le indicazioni del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) e tenendo conto del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) così Come definito dal decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 (di seguito anche decreto legislativo n. 199/2021⁴²) di recepimento della direttiva RED II.

⁴² D.lgs. 8/11/2021 n. 199 "Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili", pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n.285 del 30 novembre 2021, e in vigore dal 15 dicembre 2021

Superficie minima per l'attività agricola. Un parametro fondamentale ai fini della qualifica di un sistema agrivoltaico, richiamato anche dal decreto-legge 77/2021, è la continuità dell'attività agricola, atteso che la norma circoscrive le installazioni ai terreni a vocazione agricola. Tale condizione si verifica laddove l'area oggetto di intervento è adibita, per tutta la vita tecnica dell'impianto agrivoltaico, alle coltivazioni agricole, alla floricoltura o al pascolo di bestiame, in una percentuale che la renda significativa rispetto al concetto di "continuità" dell'attività se confrontata con quella precedente all'installazione (caratteristica richiesta anche dal DL 77/2021). Nel caso in esame la Piattaforma è organizzata secondo la seguente tabella:

Dato	Estensione [Ha]
Sup. Tot. AREA	131,12
<i>S agricola netta</i>	92,43
<i>S agricola = 70,49% · Stot</i> <i>S agricola ≥ 0,7 Stot</i> <u><i>verificato</i></u>	

Percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli (LAOR). La successiva Tabella esprime la Densità di potenza e occupazione di suolo per l'installazione agrivoltaica in progetto:

Tipologia di impianto	Colture	Densità di potenza [MW/ha]	Potenza moduli [W]	Superficie singolo modulo [m²]	Densità moduli [m²/kW]	Superficie moduli [m²/ha]	LAOR [%]
AGRIVOLTAICO ASCOLI SATRIANO	Vite, olivo, melograno, grano duro, leguminose, pomodoro	0,68	710-800	3,1	4,4	34,93 ha	26,64

La tabella di seguito riassume parametri di occupazione di suolo per l'impianto in progetto:

Dato	Estensione [Ha]
Sup. Tot. AREA	131,12
Area coperta dai moduli [Ha PV]	34,93
Densità di potenza [MW/H]	0,68
Percentuale complessiva coperta dai moduli [LAOR]	0,2664
LAOR = 26,64% LAOR < 40% <u>verificato</u>	

	Specie	Superficie netta ha	Reddito netto ad ettaro €	Reddito complessivo €
Coltura tradizionale	Grano duro	131,12	340	44.580
Coltura prevista	Vite da tavola	27,30	20.000	546.000
Coltura prevista	Olivo intensivo	10,00	5.000	50.000
Colture previste in rotazione	Grano duro, pomodoro, leguminose	27,10	2.000 (reddito medio)	54.200
Aree di mitigazione	Melograno, olivo superintensivo, bosco arboreo-arbustivo	10,50	5.000 (reddito medio)	52.500

Continuità dell'attività agricola e mantenimento dell'indirizzo produttivo. Al fine di valutare statisticamente gli effetti dell'attività concorrente energetica e agricola è importante accertare la destinazione produttiva agricola dei terreni oggetto di installazione di sistemi agrivoltaici. La produzione agricola prevista nel presente progetto e il confronto reddituale con la produzione agricola prevalente dell'area sono illustrati nella tabella seguente:

L'azienda agricola coltivava tradizionalmente grano duro.

Producibilità elettrica minima. In merito a tale requisito, si rappresenta che un impianto FV Standard con densità di potenza pari a 1,0 MW/Ha produrrebbe circa 171 GWh/Ha/anno e considerata la densità di potenza dell'impianto in progetto pari a 0,68 MW/Ha per una produzione annua pari a 116 GWh/Ha/anno $FV_{agri} = 0,68 FV_{standard}$

Il requisito risulta quindi verificato.

Monitoraggio del risparmio idrico. Il fabbisogno irriguo per l'attività agricola sarà soddisfatto attraverso auto-approvvigionamento ovvero l'utilizzo di acqua misurato tramite misuratori posti su pozzi aziendali o punti di prelievo da corsi d'acqua o bacini idrici, o tramite la conoscenza della portata concessa (l/s) presente sull'atto della concessione a derivare unitamente al tempo di funzionamento della pompa. L'azienda dispone attualmente di 4 pozzi artesiani della portata complessiva di circa 6 l/s. Il monitoraggio idrico sarà anche eseguito per le varie colture utilizzando appositi sensori di portata collegati a centraline poste nei diversi campi colturali. In tal modo saranno impiegati i volumi irrigui idonei nelle diverse fasi fenologiche di ciascuna coltura.

Monitoraggio della continuità dell'attività agricola. Come riportato nei precedenti paragrafi, gli elementi da monitorare nel corso della vita dell'impianto sono:

1. l'esistenza e la resa della coltivazione;
2. il mantenimento dell'indirizzo produttivo;

Tale attività sarà effettuata attraverso la redazione di una relazione tecnica asseverata da un agronomo con una cadenza stabilita. Alla relazione potranno essere allegati i piani annuali di coltivazione, recanti indicazioni in merito alle specie annualmente coltivate, alla superficie effettivamente destinata alle coltivazioni, alle condizioni di crescita delle piante, alle tecniche di coltivazione (sesto di impianto, densità di semina, impiego di concimi, trattamenti fitosanitari). I parametri relativi alla crescita, al vigore, alle caratteristiche produttive verranno anche monitorati tramite tecnologie proprie dell'agricoltura 4.0 (dendrometri, droni, etc.).

Monitoraggio del recupero della fertilità del suolo. Il monitoraggio di tale aspetto sarà effettuato nell'ambito della relazione di cui al precedente punto, o tramite una dichiarazione del soggetto proponente. Tale relazione sarà corredata da un'analisi del suolo, cadenzata nel tempo, focalizzando soprattutto sul contenuto di carbonio organico e sulla biomassa microbica in diversi punti dell'azienda.

Monitoraggio del microclima. Il microclima presente nella zona ove viene svolta l'attività agricola è importante ai fini della sua conduzione efficace. Infatti, l'impatto di un impianto tecnologico parzialmente in movimento sulle colture sottostanti e limitrofe è di natura fisica: la sua presenza diminuisce la superficie utile per la coltivazione in ragione della palificazione, intercetta la luce, le precipitazioni e crea variazioni alla circolazione dell'aria ed in generale al microclima. Tali aspetti saranno monitorati tramite sensori di temperatura, umidità relativa e velocità dell'aria, VPD, unitamente a sensori per la misura della radiazione posizionati al di sotto dei moduli fotovoltaici e, per confronto, nella zona immediatamente limitrofa ma non coperta dall'impianto (aree agricole e di mitigazione).

Monitoraggio della resilienza ai cambiamenti climatici. Come stabilito nella **circolare del 30 dicembre 2021, n. 32 recante " Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza – Guida operativa per il rispetto del principio di non arrecare danno significativo all'ambiente (DNSH)"**, sarà prevista una valutazione del rischio ambientale e climatico attuale e futuro in relazione ad alluvioni, nevicate, innalzamento dei livelli dei mari, piogge intense, ecc. per individuare e implementare le necessarie misure di adattamento in linea con il Framework dell'Unione Europea.

Applicazioni di agricoltura digitale e di precisione. L'applicazione dei moderni concetti di agricoltura di precisione, a seconda dell'ordinamento colturale e del livello tecnologico prescelto, può portare vantaggi sul piano produttivo ed ambientale non trascurabili. L'agricoltura di precisione può permettere una serie di vantaggi importanti in termini di:

- risparmi (economici e ambientali) in termini di fertilizzanti/antiparassitari rispetto alla gestione ordinaria,
- minor incidenza delle patologie per pronto rilevamento ed intervento sui patogeni,
- risparmi dei volumi irrigui impiegati per le diverse colture, calibrati secondo le effettive esigenze fisiologiche,
- sistemi puntuali di rilevazione del grado di maturazione delle produzioni per intervenire con raccolte solo nei momenti caratterizzati dalle migliori performance quantitative ed organolettiche, soprattutto per produzioni di nicchia o tipicità.

Autoconsumo. Al fine di perseguire gli scopi previsti dal PNRR ovvero anche la premialità dei casi in cui l'impianto agrivoltaico copra almeno una percentuale minima dei consumi elettrici aziendali su base annua, verificata a progetto in base alle caratteristiche dei consumi dell'azienda agricola interessata si rappresenta che tutta l'attività agricola sarà supportata da mezzi 'full electric' caricati mediante piattaforme di ricarica sistemate sull'intera area di progetto ed alimentate totalmente dall'impianto agrivoltaico e relativo sistema di accumulo elettrico (BESS).

Stato dell'arte. La valutazione dell'uso di pannelli fotovoltaici in combinazione con l'attività agricola ha una storia relativamente recente: infatti, circa 10 anni fa si menziona e si descrive per la prima volta un "agrivoltaic system", con pannelli fotovoltaici sollevati da terra. Da allora le ricerche sono proseguite sia sullo studio di modelli (prevalentemente), sia in situazione di reale coltivazione, anche se con sperimentazioni limitate e spesso sotto coperture serricole. Infatti, gli studi degli ultimi dieci anni hanno riguardato soprattutto l'applicazione dei pannelli fotovoltaici su serre (su specie quale lattuga, peperone, rucola, fragola, etc.) e molto meno in pieno campo dove la sperimentazione è stata condotta su specie quale patata, frumento duro, cocomero, etc. e quasi nulla è stato effettuato su specie arboree e/o arbustive. Il fattore

limitante dell'effetto dei pannelli fotovoltaici sulle piante è essenzialmente la limitazione della radiazione luminosa, in particolar modo la cosiddetta PAR (Photosynthetically Active Radiation), la cui riduzione può condizionare negativamente l'attività fotosintetica delle piante. Tra le specie vegetali ci sono differenze sostanziali per la risposta alle diverse intensità luminose, e molte riescono ad adattarsi a diverse condizioni di radiazione mediante modifiche morfo-fisiologiche. La realizzazione di impianti agrivoltaici in aree marginali e/o semi-abbandonate, a clima caldo-arido, potrebbe essere una soluzione per recuperare la produttività ecologica di terreni marginali dove i pannelli permetterebbero una temperatura del suolo più bassa ed un contenuto idrico maggiore, come riscontrato in tali condizioni pedoclimatiche in altri Paesi. Proprio questa notevole plasticità delle specie vegetali, di adattarsi a condizioni di luce variabili nel tempo e nello spazio, ha suggerito la via di applicare i pannelli fotovoltaici in combinazione con le colture agrarie così da unire la produzione alimentare con quella energetica, entrambe sotto pressione negli ultimi tempi per una serie di fattori ampiamente conosciuti, dalla pandemia al conflitto in Europa.

3.7.4 Proposta.

Il sito per la realizzazione dell'impianto agrivoltaico si trova in agro di Ascoli Satriano, a circa 3,5 km dal centro abitato, con gli appezzamenti individuati nel foglio 52 del Catasto Terreni del Comune citato, per una complessiva superficie catastale di ettari 131,1229. La zona prende il nome di Capo d'acqua, ad una altitudine di circa 270-300 m s.l.m. ed è delimitata a sud dalla SP 88 e verso nord dalla SP 87. Il nome di tale località deriva probabilmente dall'accumulo, durante periodi particolarmente piovosi, di acqua nei compluvi che attraversano le diverse particelle dell'area. La zona ove sarà realizzato l'impianto agrivoltaico è attualmente caratterizzata dalla presenza dominante di seminativi (prevalentemente frumento duro) gestiti in asciutto, con porzioni in maggese nudo, ma negli appezzamenti limitrofi altre colture sono presenti come asparago, pomodoro e colture arboree quale olivo e vite, sebbene con superfici proporzionalmente più ridotte rispetto ai seminativi.

La presente proposta vedrà l'impiego di colture, sia erbacee sia arboree (cereali, leguminose, vite, olivo), ben contestualizzate ed adattate nel contesto agroecologico dell'area considerata, con in più l'inserimento di specie idonee alle condizioni climatiche della zona e tali da favorire la biodiversità vegetale, animale e microbica.

Inquadramento geografico dell'area. L'ambito del Tavoliere è caratterizzato dalla dominanza di vaste superfici pianeggianti coltivate prevalentemente a seminativo che si spingono fino alle propaggini collinari dei Monti Dauni. La delimitazione dell'ambito si è attestata sui confini naturali rappresentati dal costone garganico, dalla catena montuosa appenninica, dalla linea di costa e dalla valle dell'Ofanto. Questi confini morfologici rappresentano la linea di demarcazione tra il paesaggio del Tavoliere e quello degli ambiti limitrofi (Monti Dauni, Gargano e Ofanto) sia da un punto di vista geolitologico (tra i depositi marini terrazzati della piana e il massiccio calcareo del Gargano o le formazioni appenniniche dei Monti Dauni), sia di uso del suolo (tra il seminativo prevalente della piana e il mosaico bosco/pascolo dei Monti Dauni, o i pascoli del Gargano, o i vigneti della Valle dell'Ofanto), sia della struttura insediativa (tra il sistema di centri della pentapoli e il sistema lineare della Valle dell'Ofanto, o quello a ventaglio dei Monti Dauni).

Struttura idro-geo-morfologica dell'area. La pianura del Tavoliere, certamente la più vasta del Mezzogiorno, è la seconda pianura per estensione nell'Italia peninsulare dopo la pianura padana. Essa si estende tra i Monti Dauni a ovest, il promontorio del Gargano e il mare Adriatico a est, il fiume Fortore a nord e il fiume Ofanto a sud. La pianura ha avuto origine da un ancestrale fondale marino, gradualmente colmato da sedimenti sabbiosi e argillosi pliocenici e quaternari, successivamente emerso. Attualmente si configura come la stratificazione di numerose piane alluvionali variamente estese e articolate in ripiani terrazzati digradanti verso il mare, aventi altitudine media non superiore a 100 m s.l.m., separati fra loro da scarpate più o meno elevate orientate alla linea di costa attuale. In merito ai caratteri idrografici, l'intera pianura è attraversata

da vari corsi d'acqua, tra i più rilevanti della Puglia (Carapelle, Candelaro, Cervaro e Fortore), che hanno contribuito significativamente, con i loro apporti detritici, alla sua formazione. Il regime idrologico di questi corsi d'acqua è tipicamente torrentizio, caratterizzato da prolungati periodi di magra a cui si associano brevi, ma intensi eventi di piena, prevalentemente nel periodo autunnale e invernale e soprattutto negli ultimi anni caratterizzati da piogge imponenti dopo lunghi periodi siccitosi. Molto limitati, e in alcuni casi del tutto assenti, sono i periodi a deflusso nullo.

3.7.5 I paesaggi rurali.

L'ambito del Tavoliere si caratterizza per la presenza di un paesaggio fondamentalmente pianeggiante la cui grande unitarietà morfologica pone come primo elemento determinante del paesaggio rurale la tipologia colturale. È possibile riconoscere all'interno dell'ambito del Tavoliere tre macropaesaggi: il mosaico di S. Severo, la grande monocoltura seminativa che si estende dalle propaggini subappenniniche alle saline in prossimità della costa e infine il mosaico di Cerignola. Il mosaico di S. Severo, che si sviluppa in maniera grossomodo radiale al centro urbano, è in realtà un insieme di morfotipi a sua volta molto articolati, che, in senso orario a partire da nord si identificano con: 1) l'associazione di vigneto e seminativo a trama larga caratterizzato da un suolo umido e l'oliveto a trama fitta, sia come monocoltura che come coltura prevalente; 2) la struttura rurale a trama relativamente fitta a sud resa ancora più frammentata dalla grande eterogeneità colturale che caratterizza notevolmente questo paesaggio; 3) una struttura agraria caratterizzata dalla trama relativamente fitta a est, in prossimità della fascia subappenninica, dove l'associazione colturale è rappresentata dal seminativo con l'oliveto.

Descrizione e valori dei caratteri agronomici e culturali. La coltura prevalente per superficie investita è rappresentata dai cereali. Seguono, per valore di produzione, i vigneti e le orticole localizzati principalmente nel basso tavoliere fra Cerignola e San Severo. La produttività agricola è di tipo estensivo nell'alto tavoliere coltivato a cereali, mentre diventa di classe alta o addirittura intensiva per le orticole e soprattutto per la vite, del basso Tavoliere. Il ricorso all'irriguo in quest'ambito è frequente, per l'elevata disponibilità d'acqua garantita dai bacini fluviali ed in particolare dal Carapelle e dall'Ofanto ed in alternativa da emungimenti. Nella fascia intensiva compresa nei comuni di Cerignola, Orta Nova, Foggia e San Severo la coltura irrigua prevalente è il vigneto. Seguono le erbacee di pieno campo e l'oliveto.

Caratterizzazione climatica dell'area. Il clima della zona in cui sarà ubicato l'impianto agrivoltaico è di tipo mediterraneo continentale. Nel periodo primaverile ed autunnale le temperature sono miti e generalmente gradevoli mentre nel periodo estivo le temperature superano agevolmente i 30 °C, come accaduto nell'ultima stagione (2022) già a partire dai primi giorni di giugno. Nel periodo invernale la temperatura può scendere per più giorni all'anno al di sotto di 0 °C. La piovosità, come in tutto il subappennino dauno, risulta abbastanza limitata (500/600 mm annui), ma certamente superiore ad altri areali della capitanata. Sulla base di queste informazioni climatiche e con le temperature massime che raggiungono i 32 °C nei mesi di luglio e agosto, con circa 12 ore di sole ed una umidità media dell'aria inferiore al 50%, i pannelli fotovoltaici potrebbero condizionare favorevolmente il microclima delle colture agrarie poste a dimora. Da recenti dati sperimentali, la temperatura massima dell'aria al di sotto dei pannelli fotovoltaici risulta sempre inferiore a quella esterna, con differenze anche di 2-3 °C nelle giornate di piena estate, una differenza che nelle ore più calde della giornata può condizionare notevolmente l'attività fotosintetica delle piante in maniera positiva. Appare quindi evidente l'effetto climatizzante dei pannelli nel moderare le oscillazioni termiche più estreme (temperature massime giornaliere), riducendo così potenziali stress termici/idrici a carico della vegetazione in ambienti Mediterranei, come questo areale nell'agro di Ascoli Satriano. Il modello colturale con pannelli fotovoltaici proposto, applicato anche in un altro areale pugliese (Gioia del Colle-Laterza), ha inoltre mostrato una minore perdita idrica e un più contenuto innalzamento termico generato dalle ondate di calore che hanno contraddistinto l'areale di prova nel periodo estivo (annate 2021 e 2022) con notevoli vantaggi per la coltura in oggetto, la vite da vino.

Ripristino della biodiversità e gestione sostenibile per contrastare la tendenza alla desertificazione dell'area. La quantificazione dell'impatto di molteplici fattori alla base del rischio di desertificazione è obbligatoria per qualsiasi politica di mitigazione e adattamento dei sistemi locali al degrado del territorio e per un efficace contenimento del rischio di desertificazione. La visione delle Nazioni Unite dell'Agenda 2030 e la strategia Zero Net Land Degradation (ZNLND) attribuiscono ancora più valore agli approcci olistici, evidenziando come la governance del degrado del territorio richieda una conoscenza approfondita dei meccanismi alla base dei driver e delle politiche che agiscono contemporaneamente sul contenimento dei loro effetti sinergici. In questo senso, le azioni di mitigazione e adattamento sono considerate efficaci se adeguatamente contestualizzate, in quanto inserite in un quadro basato sulla conoscenza delle varie forze che fanno leva sul grado di sensibilità del territorio alla desertificazione. Nell'Italia meridionale il degrado è dovuto principalmente all'erosione dovuta all'aridità, alla salinizzazione e alla perdita di nutrienti come conseguenza della diminuzione delle precipitazioni e dell'aumento dei periodi siccitosi e all'utilizzo di acque irrigue di bassa qualità. A questo proposito si prevede un effetto particolarmente negativo a scala locale nell'Italia meridionale, dove sia la vegetazione sia il territorio stanno già sperimentando un regime di approvvigionamento idrico marginale con effetti devastanti sulle coltivazioni. Con il presente progetto si intendono perseguire le seguenti linee guida: 1. Protezione del suolo, compresa la gestione degli arboreti, la protezione dei pendii e il controllo delle inondazioni. 2. Gestione sostenibile delle risorse idriche, identificazione del fabbisogno idrico e controllo della domanda di acqua in risposta alle reali esigenze colturali. 3. Riduzione dell'impatto delle attività produttive; prevenzione dei danni fisici, chimici e biologici al suolo; produzione e utilizzo di compost in loco. 4. Riequilibrio del territorio, compresa la bonifica e la rinaturalizzazione; rivalutazione delle conoscenze tradizionali; politiche di pianificazione integrata con l'impiego di colture a basse esigenze idriche, di tradizionale coltivazione nell'area, favorendo la biodiversità con la costituzione anche di boschi fruttiferi naturali a scopo dimostrativo, didattico ma anche produttivo con la valorizzazione di produzioni che sono state dimenticate negli anni. Quando si parla di biodiversità il concetto è molto ampio e bisogna considerare le diverse forme di biodiversità che caratterizzano i sistemi agricoli, soprattutto quelli più complessi. L'agrobiodiversità, che riguarda le specie coltivate in azienda (arboree, arbustive, erbacee, ortive) a scopo produttivo, ed è quella che viene essenzialmente presa in considerazione, ma in realtà sono presenti in azienda molte altre specie che coesistono con quelle produttive in un perfetto e sostenibile equilibrio che spesso viene alterato in molti contesti colturali. In questo secondo caso, quando parliamo di agrobiodiversità andiamo a considerare una biodiversità funzionale relativamente alle specie che sono ritenute utili ad un determinato processo (specie vegetali che fungono da rifugio per gli insetti utili, necessarie alle micorrize o ai microrganismi che decompongono la sostanza organica, al miglioramento della struttura del terreno, alla percorribilità ai mezzi, etc.). Raggiungere la più elevata biodiversità possibile è oggi ritenuto non solo un valore aggiunto di alcuni specifici sistemi colturali, ma anche un importante indicatore di sostenibilità di ogni sistema agricolo, ancor più se in una 'coabitazione' con un sistema produttivo di energia che era notoriamente avulso dal contesto agricolo. Il successo iniziale ottenuto nell'adattare l'agricoltura ai bisogni dell'uomo ha comportato una progressiva riduzione della biodiversità delle specie/varietà adottate, ma nei nuovi sistemi agricoli tale sistema va aggiornato e bisogna considerare una maggiore diversità di specie e varietà con favorevoli risvolti economici, ambientali e salutistici. In tale visione, basti pensare a diverse filiere produttive che utilizzano varietà locali che valorizzano le importanti tradizioni culinarie delle aree interessate e si basano anche su importanti aspetti nutrizionali a cui il consumatore è particolarmente attento.

Per quanto riguarda la biodiversità faunistica, data anche la notevole semplificazione dell'agroecosistema originario, risulta limitata sia in termini qualitativi sia quantitativi (volpi, ricci, lucertole, etc.), soprattutto per le specie sedentarie. L'area coltivata è attualmente in grado di offrire solo disponibilità alimentari (granaglie, semi) e limitatissime disponibilità di rifugio. La creazione di un agroecosistema più articolato, con l'inserimento di diverse colture (soprattutto arboree ed arbustive), potrà creare condizioni più favorevoli sia per l'alimentazione della fauna (bacche, drupe e frutti vari) sia per il loro rifugio grazie alla presenza del bosco frutticolo e di colture arboree e arbustive per la nidificazione.

La biodiversità al di sopra del suolo favorisce anche la biodiversità presente nel suolo, ove vi sono organismi che agiscono sul ciclo dei nutrienti ed interagiscono con i diversi apparati radicali delle specie presenti favorendone l'assorbimento di acqua e nutrienti rendendo così efficiente tutto il sistema, non solo dal punto meramente produttivo ma anche da quello ambientale-paesaggistico.

La lavorazione dei campi nell'area è attuata con pratiche intensive che hanno portato quindi all'eliminazione di gran parte degli ambienti naturali posti anche ai margini dei coltivi. Complessivamente l'ambiente è poco diversificato e le differenti unità ecosistemiche sono isolate tra loro con una scarsissima rete ecologica. La gestione del suolo nel nuovo contesto vedrà l'impiego di tecniche più conservative come l'impiego dell'inerbimento, l'uso di materiale pacciamante e di composto prodotto in loco.

Con la presente progettualità, ci si è mossi quindi verso una continuità della coltivazione dei suoli come richiesto dalle linee guida, ed anche nel rispetto delle tradizioni colturali e culturali della zona. Nel contempo ci si è posti l'obiettivo di incrementare la biodiversità colturale e naturale al fine di una migliore **autosostenibilità del sistema**, non solo dal punto di vista ambientale ma anche economico, considerando colture che forniscano un reddito adeguato all'imprenditore agricolo. Quindi sarà rispettato il mantenimento dell'indirizzo produttivo preesistente (cerealicolo) ma sarà integrato con l'inserimento di indirizzi produttivi di valore economico più elevato, come nel caso di alcune colture arboree e/o orticole.

Disponibilità idrica dell'area e caratteristiche del suolo. Il sito è caratterizzato dalla presenza di reticoli artificiali creati dall'uomo per la bonifica dell'area avvenuta tra gli anni Trenta e gli anni cinquanta del secolo scorso. La circolazione idrica sotterranea dell'area è riferibile a quella del Tavoliere, ed è caratterizzata dalla presenza di una "falda profonda" e di una "falda superficiale".

L'accertamento della **presenza di pozzi per l'acqua irrigua** riferibili alla falda profonda ha consentito di reperire quattro pozzi artesiani con una portata complessiva di 5,8 litri al secondo che potranno essere utili per praticare irrigazione di soccorso e/o fisiologica alle piante arboree coltivate e di rifornire le piante orticole delle loro necessità idriche. Per la localizzazione delle colture e l'accertamento della fertilità intrinseca dei suoli, sull'area interessata dall'impianto agrivoltaico sono state eseguite 20 analisi del suolo (vedi allegato 'Analisi del suolo') con campioni prelevati alla profondità del franco di coltivazione per comprendere la potenziale variabilità presente e poter valutare le principali caratteristiche chimico-fisiche e quindi eventuali limiti per la coltivazione delle diverse specie da utilizzare. La tessitura del suolo è risultata fondamentalmente di tipo franco-argilloso, con presenza di sabbia maggiore nelle zone ad altimetria più bassa. Lo scheletro è presente ma con valori che rientrano nella norma, presenza di pietre in alcune particelle che saranno utilizzate durante la fase di cantierizzazione. Generalmente buoni i valori sia della conducibilità elettrica che della sostanza organica, mentre l'azoto totale è risultato generalmente al di sotto di valori normali, probabilmente anche per la coltivazione di colture depauperanti come i cereali in successione. Al fine di migliorare la dotazione di azoto del suolo, rotazioni con leguminose e inerbimenti nell'interfila con trifogli potranno avere effetti sicuramente migliorativi. Considerate le disponibilità di alcuni elementi nutritivi la gestione della fertilizzazione può essere gestita in maniera molto equilibrata.

Destinazione agricola dell'area e sua sostenibilità. L'area di studio è caratterizzata dalla prevalente presenza di colture agricole. Tali colture sono rappresentate da seminativi e piccoli oliveti. I seminativi comprendono in prevalenza colture cerealicole e gli oliveti sono di piccole dimensioni e ubicati spesso vicino alle poche abitazioni rurali. Sulla base delle colture tradizionali dell'area si prevede la coltivazione di varietà di grano duro in rotazione con leguminose (lenticchia, cece, pisello), pomodoro e orticole in generale, adottando tecniche di minima lavorazione (sod seeding). Inoltre, come specie miglioratrice, sarà coltivata in rotazione una coltura da rinnovo (colza da granella, girasole) per il controllo dei patogeni del suolo con una equilibrata rotazione tra le diverse superfici.

Si prevede, inoltre, l'impianto esteso di colture arboree adatte all'ambiente di coltivazione, cioè in grado di fornire buoni livelli produttivi con meno input rispetto ad altre tipologie di colture arboree/arbustive. La progettualità degli impianti arborei sarà orientata, nel limite delle possibilità offerte dalle singole specie, a impianti di tipo intensivo, in modo che possa essere combinata la massima densità d'impianto con dimensioni

delle piante che non interferiscano con l'impianto fotovoltaico. Le specie scelte sono adatte a condizioni climatiche caldo-aride e richiedono solo sporadici interventi irrigui durante determinate fasi fenologiche. Le colture arboree saranno gestite con un inerbimento autunno-vernino dello spazio interfilare sia per permettere un passaggio più agevole dei macchinari aziendali (per la gestione delle colture e dell'impianto fotovoltaico), sia per favorire il mantenimento (o l'incremento) della sostanza organica nel suolo ed in generale quella biodiversità naturale favorevole a mantenere in equilibrio tutto il sistema. I frutteti, i vigneti e gli oliveti hanno in genere un bilancio dei flussi di carbonio 'C' (differenza tra fotosintesi da una parte, e respirazione e il carbonio presente nei frutti raccolti, dall'altra) moderatamente negativo, il che è un aspetto favorevole perché essi tendono a sottrarre C dall'atmosfera, quindi con un effetto positivo sul bilancio ambientale. Tutto il sistema agrario aziendale risulterà 'sostenibile', ma tale sostenibilità non intende riferirsi solo agli aspetti ecologici. Infatti, una gestione per definirsi sostenibile deve essere tale anche sotto il profilo economico e sociale, altrimenti i risvolti sono solo limitati sia nello spazio sia nel tempo. In assenza di un adeguato livello di sostenibilità dal punto di vista economico, ogni pratica virtuosa nei confronti dell'ambiente rischia infatti di non venir adottata. La presenza di colture arboree ed ortive favorirà l'impiego di manodopera agricola, rispetto alle sole cerealicole, con un positivo impatto sociale sulla comunità locale. Questa considerazione è risultata alla base della presente progettualità che ha portato poi alla scelta delle diverse specie e modalità di gestione che verranno illustrate nei successivi paragrafi e che si inseriscono perfettamente nel contesto socio-economico dell'area. Nel complesso più del 70% della superficie aziendale sarà destinata alla coltivazione di diverse specie agricole, dai cereali alle ortive e per finire alle diverse specie arboree mantenendo il concetto di "continuità" dell'attività agricola come caratteristica richiesta anche dal DL 77/2021. Inoltre, il LAOR risulterà inferiore al 30%, ben al di sotto al limite indicato nelle linee guida del 40%.

Specie arboree di possibile coltivazione in impianto agrivoltaico nell'area di Ascoli Satriano. L'orientamento del presente progetto è di impiegare, oltre alle tradizionali coltivazioni praticate nell'area, anche specie arboree in grado sia di migliorare la redditività agricola unitaria e sia di incrementare l'occupazione di forza lavoro, con un incremento significativo delle giornate operaio.

Per questo motivo si intende eseguire una disamina delle colture arboree suscettibili di coltivazione nell'impianto agrivoltaico per poi orientare la scelta su alcune di esse ritenute maggiormente idonee per aspetti colturali, economici e culturali.

Melograno: la **coltivazione del melograno** in Italia ha avuto negli anni recenti un certo successo, insperato fino a 10 anni fa. Oggi si possono stimare oltre 1.500 ha già a coltura in Italia, soprattutto con le varietà Wonderful e Akko, entrambe libere da brevetto, a cui bisogna sommare altre varietà israeliane, locali e di altri Paesi coltivate su piccole superfici. Sicilia, Puglia, Calabria, Campania e Lazio sono le regioni maggiormente interessate da questa improvvisa diffusione, in special luogo le prime due.

Mandorlo: la **coltivazione del mandorlo** in Italia sta vivendo un periodo di rinnovato interesse, dopo anni di forte contrazione. La mandorlicoltura ha da sempre rappresentato per il nostro Paese un comparto estremamente importante della frutticoltura, sia in termini di superficie coltivata che per le produzioni, che fino a qualche decennio addietro hanno fornito un apporto considerevole alla produzione mondiale. Basti pensare che all'inizio del XX secolo l'Italia deteneva il primato produttivo mondiale, con la coltivazione in due regioni del Mezzogiorno, Puglia e Sicilia.



Figura 3.23-24: *Pianta di melograno e mandorlo*

Melo: la **coltivazione del melo** in provincia di Foggia ha già fatto registrare nel 2021 una produzione di 12.000 quintali, confermando le capacità adattative della specie all'areale del Nord della Puglia. Oltre alle varietà di melo più diffuse a ridotto fabbisogno in freddo invernale (Fuji, Gala, Red Delicious, ecc.) possono essere prese in considerazione varietà autoctone che presentano interessanti sbocchi di mercato.

Nocciolo: la **coltivazione del nocciolo** non richiede particolari accorgimenti essendo caratterizzata da notevole rusticità. La scelta varietale si basa ancora oggi sulle cosiddette "vecchie varietà" selezionate da lungo tempo e tipiche delle principali aree di coltivazione: *Tonda gentile trilobata* in Piemonte, *Tonda gentile romana* e *Nocchione* in Lazio, *Mortarella*, *San Giovanni*, *Tonda di Giffoni* in Campania, *Mansa* in Sicilia, tutte certificabili attraverso analisi biomolecolari.



Figura 3.25-26: *Piante di Melo e Nocciolo*

Fico: la **coltivazione del fico** in Italia ha subito negli ultimi decenni un notevole declino, anche se recentemente alcune aziende stanno rivalutando le potenzialità e l'importanza di questo fruttifero attualmente definito 'minore' valutando nuovi investimenti sia per il mercato fresco sia per la trasformazione. Secondo i più recenti dati ISTAT il fico è diffuso in Italia su una superficie complessiva di circa 2.100 ettari, principalmente in Campania, Calabria e Puglia che da sole forniscono oltre il 90% della produzione nazionale.

Pero: la **coltivazione del pero** ha avuto una elevata importanza soprattutto negli areali settentrionali del nostro Paese. Esistono varietà a cosiddetta maturazione estiva, molto diffuse negli areali meridionali, e che quindi ben si adattano alle condizioni climatiche dell'areale considerato. Sebbene non ci siano le prospettive

per impiantare migliaia di ettari, la coltivazione della ‘pera estiva’ potrebbe rappresentare un’opportunità per la diversificazione del reddito degli agricoltori, soprattutto se collocate in mercati di nicchia o sfruttando la tipologia di commercializzazione a km 0.



Figura 3.27-28: Ficheto in irriguo e Pereto in produzione

Uva da tavola: la **viticoltura da tavola** ha da sempre giocato un ruolo importante sul panorama frutticolo mondiale. L’Italia rappresenta il leader produttivo europeo, e 4° a livello globale, con una produzione annua di circa un milione di tonnellate (ISMEA, 2021), provenienti da due principali regioni del Mezzogiorno, quali Puglia (con oltre 24 mila ettari) e Sicilia (con circa 19 mila), che insieme producono il 92% dell’uva italiana (ISTAT, 2021). Le prospettive mercantili riguardo alla commercializzazione e al ritorno economico della coltivazione dell’uva da tavola rimangono interessanti nel breve, medio e lungo periodo.

Olivo: l’**olivicoltura** in Italia rappresenta il 48% della superficie dedicata alle colture arboree da frutto con oltre 1.150 milioni di ettari, destinati principalmente alla trasformazione per l’olio. La coltivazione dell’olivo è prevalentemente praticata nel Mezzogiorno d’Italia, con la Puglia che da sola fornisce il 50% della produzione nazionale, seguita da Calabria e Sicilia. Al pari di altre colture, l’adozione di sesti di impianto molto ravvicinati, sta contribuendo in alcuni ambienti alla diffusione di impianti superintensivi.



Figura 3.29-30: Vigneto a spalliera e Oliveto superintensivo in fase di raccolta.

Giuggiolo: il **giuggiolo** è una specie appartenente alla famiglia delle Ramnaceae, originatasi in Cina, Paese che attualmente detiene il primato mondiale di coltivazione e produzione. Conosciuto anche come dattero cinese, fu diffuso in Europa grazie ai romani, e da lì anche in Italia raggiungendo quasi tutte le regioni. Da sempre considerato come frutto minore, negli ultimi anni diversi studi hanno dimostrato le importanti

proprietà del frutto (tal quale ma anche trasformato o sotto forma di estratti, concentrati, etc.), e per tale ragione si sta assistendo ad un ritorno alla sua coltivazione anche se su superfici molto limitate.



Figura 3.31: Impianto di giuggiolo.

Piccoli frutti: il **comparto dei piccoli frutti** continua a mostrare importanti segnali di crescita negli ultimi anni in Italia. Ciò è dovuto soprattutto al mutamento dei comportamenti di consumo, ma anche all'innovazione varietale che permette anche una presenza costante e continua di questi frutti durante l'intero anno. Tra questi una coltivazione che negli ultimi anni si è discretamente affermata negli ambienti meridionali è quella della mora, che in ordine di diffusione segue quella del mirtillo e dei lamponi, ma che si conferma però in forte ascesa. Tale coltura ben si adatta agli ambienti meridionali.



Figura 3.32: More inermi.

3.7.6 Specie ad uso agricolo adottate nel progetto e gestione 4.0.

Per una razionale conduzione della parte agricola del progetto agrivoltaico saranno impiantate piante di vite ad uva da tavola per una superficie complessiva netta di ettari 27,3 con un sesto di impianto di m 2,40 x 1,50

corrispondenti all'incirca a 2800 piante per ettaro. Su una superficie di ettari di 10,0 si prevede la realizzazione di un oliveto con un sesto di impianto di m 4,8 x 3,5 per un totale di circa 600 piante per ettaro. Su una superficie di ettari 27,1 si prevede di coltivare cereali, pomodoro da industria, leguminose come cece, lenticchia, pisello proteico, orticole come broccoletto in rotazione agraria fra di loro. La gestione complessiva del comparto agricolo sarà affidata ad un imprenditore agricolo che già opera in zona con un'azienda di proprietà e con esperienza nella gestione di colture arboree, cereali ed ortive. La Puglia è da sempre stata una regione particolarmente vocata all'agricoltura, con diverse colture "trainanti", tra le quali uva da tavola, olivo, cereali, colture per le quali la Puglia è leader mondiale nel settore agricolo e agroalimentare. Per anni le strategie introdotte per tali colture hanno avuto come obiettivo principale quello di rendere più produttivo il processo di coltivazione, non considerando l'impatto sull'ambiente dei cambiamenti climatici, la variabilità spaziale, la diminuzione delle risorse naturali (acqua su tutte) e l'inquinamento ambientale. Oggi, per mezzo dell'Agricoltura di Precisione (AdP), è possibile usare tecnologie innovative (es. sensori, droni, software, satelliti, etc.) al fine di integrarle ad azioni agronomiche mirate che si basino sulle effettive esigenze colturali. Tecnologie che sono in grado di fornire informazioni su piccole zone del singolo appezzamento, con particolare riferimento al fabbisogno idrico e nutrizionale. Infatti, in Puglia, come confermato da dati ANBI 2020, la situazione idrica è ormai abbastanza critica obbligando gli agricoltori a un'irrigazione sempre più razionata e senza sicurezza di continuità. La stessa nutrizione viene applicata in maniera omogenea e generalizzata senza tener conto delle reali situazioni presenti in campo, spesso di notevole disformità. Per limitare l'uso di risorse sempre più scarsamente disponibili e di quelle non rinnovabili si dovrà quindi maggiormente fare uso di sensori e tecnologie proprie dell'agricoltura 4.0 che, abbinate a metodologie più tradizionali e basate su bilanci idrici e nutrizionali, consentano di identificare in maniera più razionale i momenti in cui apportare acqua e nutrienti. Le centraline con i diversi sensori (temperatura ed umidità dell'aria, temperatura ed umidità del suolo, VPD, potenziale matriciale, radiazione, velocità del vento, etc.) saranno poste in diverse aree dell'impianto e permetteranno di controllare la gestione idrica delle diverse colture ma anche i parametri climatici anche per il loro utilizzo e supporto nella gestione di problematiche fitosanitarie. L'effettivo utilizzo dell'acqua potrà essere monitorato con sensori misuratori di portata posti nei diversi lotti al fine di registrare i volumi irrigui utilizzati rispetto ad una gestione tradizionale normalmente adottata per la coltura in oggetto nel medesimo areale. Saranno utilizzati anche sensori per valutare la crescita e lo sviluppo delle colture, quali dendrometri e misuratori di LAI insieme all'impiego di droni per monitorare il vigore delle colture. Tutte le suddette informazioni potranno essere gestite anche da remoto facendo uso di app su smartphone, tablet, etc da parte degli agronomi di campo.

Caratteristiche delle aree di mitigazione. Nelle tre aree di mitigazione previste dal progetto, quindi senza l'installazione di tracker fotovoltaici, saranno installate siepi con funzione di corridoi ecologici. Per alcune specie animali abituate a spostarsi in precisi momenti dell'anno alla ricerca di cibo o di luoghi adatti alla riproduzione, la frammentazione dell'habitat causata dalle attività umane ha avuto un impatto fortemente negativo. Per la progettazione delle aree di mitigazione si è tenuto conto che ogni rete ecologica nasce da un'area centrale, o *core area*, zona naturale già soggetta a un regime di protezione, come possono essere i parchi naturali o le riserve. Le aree centrali sono delimitate da fasce di protezione, o *buffer zones*, che garantiscono la lieve progressione da habitat naturale ad habitat artificiale e che sono connesse tra loro tramite i corridoi ecologici, elementi fondamentali che definiscono gli spostamenti degli animali da un'area centrale a un'altra. I corridoi, oltre a consentire il passaggio tra *core areas*, favoriscono il transito delle specie anche in altre aree di superfici ridotte, dette anche *stepping zones*, come stagni o laghetti, che possono essere fondamentali per la sopravvivenza di alcune specie. In questo modo, i corridoi determinano la concentrazione in aree in cui l'uomo ha costruito e diviso degli ecosistemi naturali. Oltre alla rete ecologica e a completamento di questa, si prevede inoltre la realizzazione di boschi frutticoli con piante distanziate in modo da consentire un agevole transito per le visite e per la manutenzione stessa delle piante. I boschi frutticoli costituiti nelle aree di mitigazione saranno realizzati adottando le seguenti specie arboree: mandorlo, fico, corbezzolo, giuggiolo, pere estive e nashi, nespole germaniche, sorbo, pero mandorlino, more, etc. Oltre al bosco frutticolo verrà impiantato un oliveto superintensivo per una superficie complessiva di 5,3 ha. In un'area di mitigazione più prossima alle masserie e di circa 5,2 ha verrà anche realizzato un campo collezione di più di un centinaio di biotipi di melograno provenienti da tutto il mondo con funzione di conservatorio per fini di miglioramento genetico, dimostrativi e didattici. Il suolo sarà ricoperto di essenze erbacee autoctone con eventuale semina di alcune leguminose (esempio trifogli).

Conclusioni. A fronte di un investimento iniziale sicuramente molto oneroso dell'impianto fotovoltaico, rimane rilevante il grande beneficio che questa tecnologia può assumere sulle colture in territori meridionali caratterizzati da scarse piogge e disponibilità idriche complessivamente limitate. A sua volta, la risorsa radiativa permetterebbe una produzione elettrica rilevante nei periodi di insolazione prolungata che si verificano durante la stagione estiva. Tutto ciò porterebbe a pensare che l'integrazione fra produzione agricola e fotovoltaica è possibile e con cauto ottimismo immaginare che la competizione con l'uso fotosintetico possa essere limitata e sostenibile. Tali impianti sarebbero addirittura auspicabili in terreni più marginali e in stato di semi abbandono anche per un loro recupero alla coltivazione e quindi all'attività agricola piuttosto che a fini edonistici. Nel caso specifico verrebbe massimizzato l'efficientamento dell'impianto portando alla possibile implementazione di distretti energetici agricoli funzionali con il fine ultimo di ridurre le emissioni di CO₂ in atmosfera e poter raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione «EU-2050». Una decisa inversione di rotta per una transizione su cui va posto il massimo impegno e la più rapida urgenza nell'attuazione delle misure di contrasto al cambiamento climatico. Dal punto di vista agricolo sono state scelte sia specie che sono diffusamente coltivate in zona e che richiedono una competenza tecnica ampiamente acquisita dagli imprenditori agricoli e dalle maestranze che operano nel circondario, sia specie che presentano una gestione semplificata e possono favorire lo sviluppo di filiere produttive economicamente interessanti per il conto socio-economico della zona. Le estensioni per ogni singola coltivazione sono state modulate per bilanciare gli eventuali disequilibri nei rispettivi ricavi, dovuti agli andamenti di mercato assai oscillanti di anno in anno in dipendenza di fattori nazionali e internazionali e per meglio bilanciare i rischi 'culturali' nelle diverse annate. Considerati i limitati effetti negativi, in termini di ombreggiamento, esercitato dalla parte industriale, tutta la superficie è idonea alle coltivazioni sia di specie erbacee, sia di quelle arboree in grado di fornire, anche in relazione alle condizioni odierne caratterizzate da un incremento rilevante dei mezzi di produzione, redditi di assoluto interesse favorendo anche lo sviluppo di filiere locali legate alla trasformazione delle diverse tipologie di produzioni.

3.7.7 Riferimenti bibliografici

Barron-Gafford, G. A., Pavao-Zuckerman, M. A., Minor, R. L., Sutter, L. F., Barnett-Moreno, I., Blackett, D. T., Thompson, M., Dimond, K., Gerlak, A. K., Nabhan, G. P., & Macknick, J. E. (2019). Agrivoltaics provide mutual benefits across the food–energy–water nexus in drylands. *Nature Sustainability*, 2(9), 848–855. <https://doi.org/10.1038/s41893-019-0364-5>.

Dupraz, C., Marrou, H., Talbot, G., Dufour, L., Nogier, A., Ferard, Y. (2011). Combining solar photovoltaic panels and food crops for optimising land use: Towards new agrivoltaic schemes. *Renewable Energy*, 36(10), 2725–2732. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.03.005>.

Weselek, A., Bauerle, A., Zikeli, S., Lewandowski, I., Högy, P. (2021). Effects on crop development, yields and chemical composition of celeriac (*Apium graveolens* L. var. *rapaceum*) cultivated underneath an agrivoltaic system. *Agronomy*, 11, 733. <https://doi.org/10.3390/agronomy11040733>.

Wu, C., Liu, H., Yu, Y., Zhao, W., Liu, J., Yu, H., Yetemen, O. (2022). Ecohydrological effects of photovoltaic solar farms on soil microclimates and moisture regimes in arid Northwest China: A modeling study. *Science of The Total Environment*, 802, 149946. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2021.149946>.

3.8 Impianto Storage

All'interno della piattaforma su area dedicata si prevede la realizzazione di un sistema di accumulo di energia (ESS) modulare e compatto integrato al sistema di generazione allo scopo di facilitare l'implementazione e l'ottimizzazione dell'energia prodotta rendendo il sistema programmabile alle diverse condizioni di carico elettrico sulla rete.

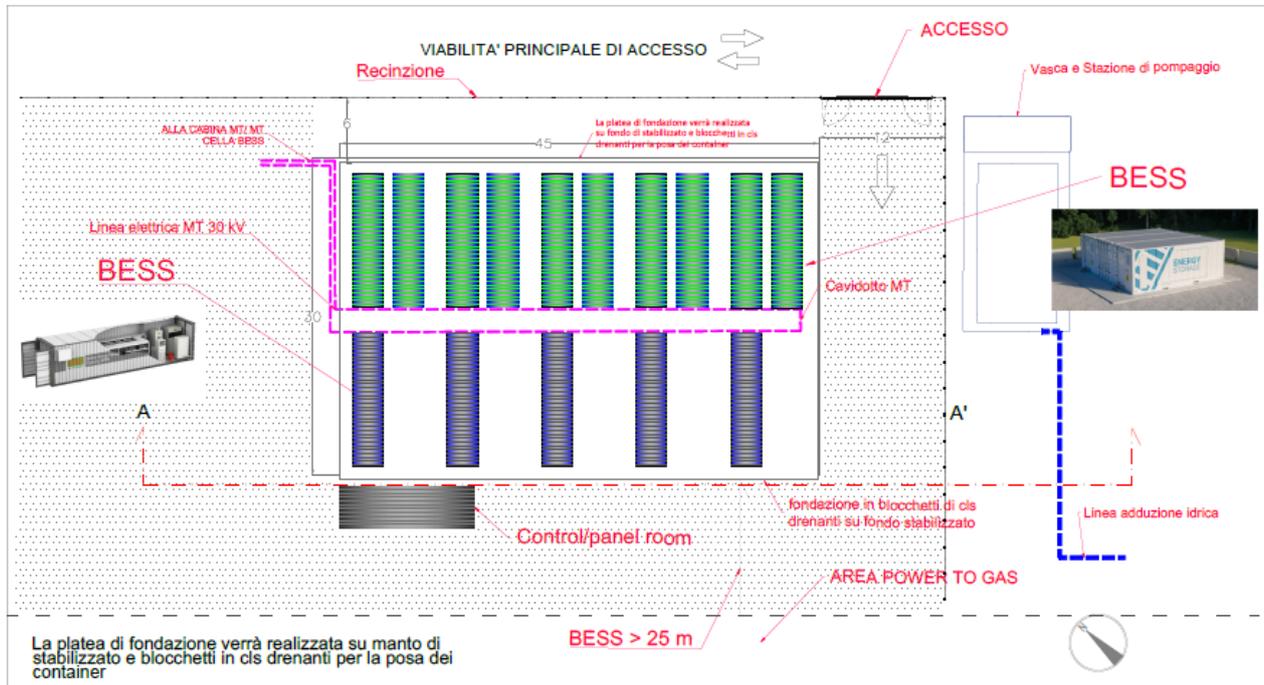


Fig. 3.33 - Piattaforma della transizione energetica: Area dedicata al BESS



Figura 3.33 A: FOTOINSERIMENTO – Vista a volo d'uccello dall'accesso principale all'area (SP87) del BESS

3.8.1 Descrizione della tecnologia

I sistemi di storage a batterie sono in grado di immagazzinare l'energia elettrica prodotta dagli impianti rinnovabili. Il loro funzionamento è paragonabile a quello degli accumulatori in miniatura dei nostri dispositivi di uso quotidiano: sono in grado di convertire una reazione chimica in energia elettrica, immagazzinando energia da rilasciare poi a seconda delle necessità. Come un power-bank quando il nostro smartphone va in riserva.

Quando la frequenza della rete elettrica diminuisce a causa dell'elevata domanda, il sistema di storage è in grado di avviare l'erogazione dell'energia accumulata entro pochi secondi; in caso di aumento della frequenza a causa di un calo della domanda, la batteria si carica con l'energia in eccesso. Una duplice funzione fondamentale per la stabilizzazione delle reti elettriche.

La diffusione dei sistemi di storage è strettamente legata all'innovazione tecnologica e alla sostenibilità dei prodotti. Le tipologie attualmente più diffuse si basano su sistemi di batterie al litio o a flusso, assieme ad altre tecnologie emergenti che renderanno i sistemi di accumulo del futuro ancora più performanti e vantaggiosi.

3.8.2 Riferimenti normativi

La disciplina di autorizzazione dei sistemi di accumulo è contenuta nell'Articolo 1, comma 2 quater e 2 quinquies della l. 7/2002, come recentemente modificati dall'Articolo 9 comma 1 sexies del DL 17/2022 convertito in legge il 27 aprile 2022.

Altri riferimenti normativi relativamente agli storage (BESS)

- La Direttiva 2009/73/EC
- Regolamenti Comunitari n. 714/2009, 715/2009 e 713/2009
- Decreto Legislativo n. 257 del 16 Dicembre 2016 - recepimento della direttiva europea 2014/94/EU per la creazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi tra i quali l'idrogeno.
- MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO DECRETO 4 luglio 2019 - Incentivazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti eolici on-shore, solari fotovoltaici, idroelettrici e a gas residuati dei processi di depurazione

3.8.3 Dati generali impianto

L'impianto di Storage verrà realizzato allo scopo di bilanciare in parte la rete in assenza della produzione solare (ore notturne o scarso irraggiamento) o per l'eccessiva domanda o per un calo della frequenza di rete ovvero situazioni per cui si renda necessario un apporto dell'impianto fotovoltaico a supporto della palese discontinuità della fonte.

L'impianto sarà costituito da accumuli al litio stoccati in container e posizionati in area dedicata.

Il cablaggio dello storage prevedrà la connessione ai trasformatori BT/MT per rendere l'energia disponibile alla rete di connessione MT.

3.8.4 Sito di installazione

L'impianto di Storage verrà realizzato in area dedicata nei pressi della cabina di consegna MT/MT e della piattaforma Power to gas. Si rimanda all'elaborato grafico di riferimento ED-EG-Tav_8.pdf

I dispositivi containerizzati verranno disposti su platea in cls e cablati su Quadro Elettrico dedicato BT/MT.



Fig.3.34 – Storage (BESS) in container in aree dedicate

Si prevedono alternative di ubicazione insieme all'impianto Power to Gas come descritto nel par. 1.2.8 Alternative di ubicazione del Power to Gas e BESS

3.8.5 Descrizione dell'impianto

La maggior parte dei sistemi di storage attualmente operativi nel mondo utilizza batterie al litio. L'universo delle batterie al litio si basa su un gruppo variegato di tecnologie, in cui il filo conduttore per accumulare energia è l'utilizzo degli ioni di litio, particelle con una carica positiva libera che possono facilmente entrare in reazione con altri elementi.

Funzionamento e caratteristiche

Il funzionamento di carica e scarica delle batterie al litio, la cui struttura è composta da un elettrodo positivo (catodo in litio) ed un elettrodo negativo (costituito da un anodo in carbonio), si realizza tramite reazioni chimiche che consentono di accumulare e restituire l'energia. Le batterie al litio presentano caratteristiche tecnologiche molto interessanti per le applicazioni energetiche, tra cui la modularità, l'elevata densità energetica e l'alta efficienza di carica e scarica, che può superare il 90% a livello di singolo modulo.

La tecnologia basata su Nichel, Manganese e Cobalto (NMC) ha conosciuto negli ultimi anni una vera e propria rivoluzione dal punto di vista dell'aumento della produzione e della discesa dei prezzi, scesi secondo i dati di Bloomberg di circa l'85% dal 2010 al 2018.

Il futuro del litio

La difficoltà anche per questioni socio-politiche nel reperimento di alcuni materiali, in primis il cobalto, sta spingendo i ricercatori a testare soluzioni innovative, in cui la percentuale di cobalto è sempre minore o in cui il litio può lavorare in abbinamento con altri elementi di più facile reperibilità come il silicio o, addirittura, l'ossigeno.

In aggiunta, vi è una sempre maggiore attenzione alla gestione del fine vita attraverso lo studio di processi che permettano di “chiudere” il ciclo di produzione valorizzando il riciclo dei materiali più critici. Secondo i dati del Global Battery Alliance, entro il 2030, 11 milioni di tonnellate di batterie agli ioni di litio arriveranno a fine vita. Sono allo studio diverse possibilità di riutilizzare le batterie al litio (ad esempio quelle dei veicoli elettrici) per una possibile integrazione nei sistemi di storage degli impianti rinnovabili o per fornire servizi alla rete elettrica, creando così un processo virtuoso di economia circolare



Fig. 3.35– Storage (BESS) interno del container

3.8.6 Dispositivi

I dispositivi utilizzati sono precablati e caratterizzati da una capacità nominale di accumulo pari a 2,752 MWh per container.

Si prevede quindi la posa di n. 20 container per una capacità nominale complessiva di 55 MWh, suddivisi in 5 gruppi da 4 container cadauno raffreddati a liquido.

Ognuno dei 5 gruppi farà capo a una cabina di conversione DC/AC/MT DA 5500 KVA, che sarà collegate in anello alla cabina principale di consegna

Ogni container presenta le seguenti caratteristiche:

- ESS altamente integrato per un facile trasporto e O&M
- modulo preassemblato, nessuna manipolazione del modulo batteria in loco
- basso n. di ore di installazione e cablaggi collegamenti elettrici
- La gestione della sicurezza del circuito elettrico CC include sezionamenti rapidi e protezione antiarco
- Protezione della batteria a più livelli ed a sistemi autonomi
- Raffreddamento a liquido intelligente per una maggiore efficienza e maggiore durata del ciclo di vita della batteria
- Il design modulare supporta la connessione parallela e l'espansione del sistema
- Cablino esterno IP55 e anticorrosione C5
- Dotato di sistema di monitoraggio rapido dello stato e la registrazione dei guasti
- Preallarme e localizzazione guasti
- Monitoraggio integrato delle prestazioni della batteria e registrazione

ST2752UX

Liquid Cooling Energy Storage System

Preliminary

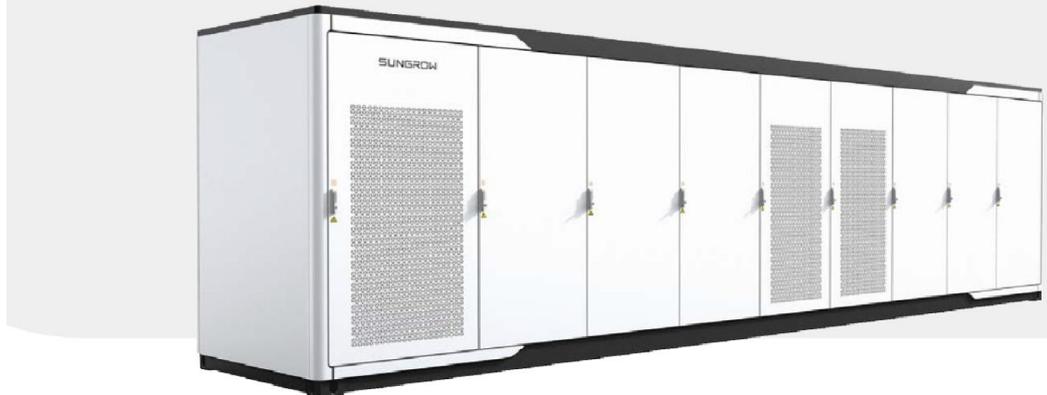


Fig. 3.36 – Storage (BESS) Modulo previsto

Caratteristiche tecniche del modulo ST2752UX e SC5500UD-MV

Di seguito le schede tecniche dei dispositivi

Type designation	ST2752UX
Battery Data	
Cell type	LFP
Battery capacity (BOL)	2752 kWh
System output voltage range	1300 – 1500 V
General Data	
Dimensions of battery unit (W * H * D)	9340*2520*1730 mm
Weight of battery unit	26,000 kg
Degree of protection	IP 55
Operating temperature range	-30 to 50 °C (> 45 °C derating)
Relative humidity	0 ~ 95 % (non-condensing)
Max. working altitude	3000 m
Cooling concept of battery chamber	Liquid cooling
Fire safety standard/Optional	Deluge sprinkler heads (standard), Fused sprinkler heads (optional), NFPA69 explosion prevention and ventilation IDLH gases (optional)
Communication interfaces	RS485, Ethernet
Communication protocols	Modbus RTU, Modbus TCP
Compliance	CE, IEC 62477-1, IEC 61000-6-2, IEC61000-6-4, IEC62619

2 HOURS APPLICATION-ST2752UX*4-5000UD-MV	
BOL kWh (DC/AC LV Side)	11,008 kWh DC / 10,379 kWh AC
ST2752UX Quantity	4
PCS Model	SC5000UD-MV
4 HOURS APPLICATION-ST2752UX*8-5000UD-MV	
BOL kWh (DC/AC LV Side)	22,016 kWh / 21,448 kWh
ST2752UX Quantity	8
PCS Model	SC5000UD-MV
Grid Connection Data	
Max.THD of current	< 3 % (at nominal power)
DC component	< 0.5 % (at nominal power)
Power factor	> 0.99 (at nominal power)
Adjustable power factor	1.0 leading – 1.0 lagging
Nominal grid frequency	50 / 60 Hz
Grid frequency range	45 – 55 Hz / 55 – 65 Hz
Transformer	
Transformer rated power	5,000 kVA
LV/MV voltage	0.95 kV / 33 kV
Transformer cooling type	ONAN (Oil Natural Air Natural)
Oil type	Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request

Fig. 3.37 – Storage (BESS) schede tecniche del Moduli BESS previsti

SC5500UD-MV

Power Conversion System



HIGH YIELD

- Advanced three-level technology, max. efficiency 99%
- Effective forced air cooling, no derating up to 45°C
- Wide DC voltage operation window, full power operation at 1500V

SMART O&M

- Modular design, easy for maintenance
- IP65 protection degree, easy for outdoor installation
- C5 anti-corrosion degree, adjust to applications close to the sea

FLEXIBLE APPLICATION

- Bidirectional power conversion system with full four-quadrant operation
- Compatible with high voltage battery system, low system cost
- Battery charge & dis-charge management and black start function integrated

GRID SUPPORT

- Compliant with CE, IEC 62477, IEC 61000 and grid regulations
- Fast active/reactive power response
- L/HVRT/FRT, soft start/stop, specified power factor control and reactive power support

CIRCUIT DIAGRAM

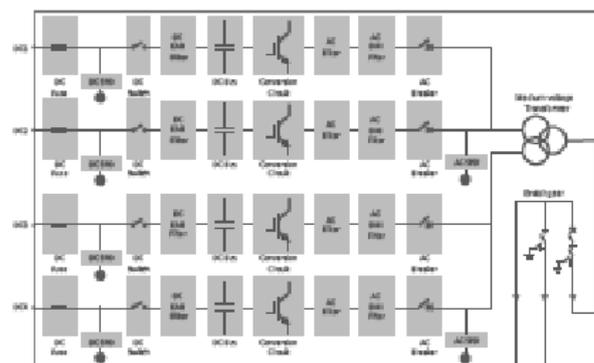


Fig. 3.38 – Storage (BESS) schede tecniche del Moduli SC5500UD-MV

Type Designation	SC5500UD-MV	SC6300UD-MV	SC6900UD-MV
DC side			
Max. DC voltage		1500 V	
Min. DC voltage	800 V	915 V	1000 V
DC voltage range	800 – 1500 V	915 – 1500 V	1000 – 1500 V
Max. DC current		1935 A * 4	
No. of DC inputs		4	
AC side (Grid)			
AC output power	5500 kVA @ 45 °C 6050 kVA @ 30 °C	6300 kVA @ 45 °C 6930 kVA @ 30 °C	6900 kVA @ 45 °C 7590 kVA @ 30 °C
Converter port max. AC output current		1587 A*4	
Converter port nominal AC voltage	550 V	630 V	690 V
Converter port AC voltage range	484 – 605 V	554 – 693 V	607 – 759 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range		50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz	
Harmonic (THD)		< 3 % (at nominal power)	
Power factor at nominal power / Adjustable power factor		>0.99 / 1 leading – 1 lagging	
Adjustable reactive power range		-100 % – 100 %	
Feed-in phases / AC connection		3 / 3	
AC side (Off-Grid)			
Converter port nominal AC voltage	550 V	630 V	690 V
Converter port AC voltage range	484 – 605 V	554 – 693 V	607 – 759 V
AC voltage Distortion		< 3 % (Linear load)	
DC voltage component		< 0.5 % Un (Linear balance load)	
Unbalance load Capacity		100 %	
Nominal frequency / Frequency range		50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz	
Efficiency			
Converter max. efficiency		99%	
Transformer			
Transformer rated power	5500 kVA	6300 kVA	6900 kVA
Transformer max. power	6050 kVA	6930 kVA	7590 kVA
LV / MV voltage	0.55 kv / 20 – 35 kv	0.63 kv / 20 – 35 kv	0.69 kv / 20 – 35 kv
Transformer vector		Dy11y01	
Transformer cooling type		ONAN	
Oil type		Mineral oil(PCB free) or degradable oil on request	
Protection			
DC input protection		Load break switch + fuse	
Converter output protection		Circuit breaker	
AC output protection		Circuit breaker	
Surge protection		DC Type II / AC Type II	
Grid monitoring / Ground fault monitoring		Yes / Yes	
Insulation monitoring		Yes	
Overheat protection		Yes	
General Data			
Dimensions (W*H*D)		12192*2896*2438 mm	
Weight		29000 kg	
Degree of protection		IP54 (Converter: IP65)	
Operating ambient temperature range		-35 to 60 °C (> 45 °C derating)	
Allowable relative humidity range		0 – 100 %	
Cooling method		Temperature controlled forced air cooling	
Max. operating altitude		4000 m (> 3000 m derating)	
Display		LED, WEB HMI	
Communication		RS485, CAN, Ethernet	
Compliance		CE, IEC 62477-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-4	
Grid support		L/HVRT, FRT, active & reactive power control and power ramp rate control, Volt-var, Volt-watt, Frequency-watt	

Fig. 3.39 – Storage (BESS) caratteristiche elettriche del Moduli SC5500UD-MV

3.8.7 Strutture di Fondazione

Le strutture di fondazione dell'impianto consistono in una platea in cls armato per lo stoccaggio dei container contenenti i dispositivi precedentemente elencati.

Si rimanda agli elaborati grafici e alla relazione geotecnica specialistica a corredo del progetto

3.8.8 Viabilità di accesso e di servizio

La Viabilità all'area dedicata è costituita dagli accessi esistenti che insistono sulla SP 88 nella zona Nord-Ovest e prosegue internamente all'area di progetto con innesto sulla viabilità principale di servizio al campo Agrivoltaico; l'area verrà dislocata nei pressi della cabina di collegamento alla rete MT .

Si rimanda nel dettaglio alle relazioni specialistiche allegate alla presente.

3.8.9 Piano di dismissione degli impianti e di ripristino, reinserimento e recupero

Il piano di dismissione dei dispositivi interessati prevede il recupero dei materiali riciclabili e reinseribili nel ciclo produttivo per le loro caratteristiche quali acciaio, rame, alluminio e materiali RAEE ovvero rifiuti da apparecchiature elettriche ed elettroniche disciplinati dalla Direttiva Europea 2012/19/EU ovvero il Dlg.49/2014 che sostituisce le precedenti 2002/96/EU e 2003/108/EU. Il Consorzio individuato supporta le aziende al corretto adempimento delle direttive vigenti.

- Direttiva RAEE – Dlg.49/2014
- Sostanze Pericolose AEE – Dlg.27/2014
- Uno contro Zero – DM. 121/2016
- Decreto Tariffe – DM.17/2016
- Decreto Garanzie Finanziarie – DM.68/2017

NORMATIVA PILE E ACCUMULATORI

Le Pile e Accumulatori sono disciplinate dal Dlg. n°188/2008, che ha recepito in Italia la Direttiva Europea 2006/66/CE. Il Consorzio ECOEM supporta le aziende al corretto adempimento delle direttive vigenti.

- Direttiva P&A – Dlg.188/2008

Per quel che riguarda il piano di dismissione si rimanda alla relazione specialistica allegata.

3.9 Impianto di Power to Gas

3.9.1 Introduzione

L'energia, il trasporto e l'industria sono i maggiori fattori nella transizione verso un'economia sostenibile e a basse emissioni di CO₂. L'attuale obiettivo in Europa è di ridurre dell'80-95% le emissioni di gas serra al 2050 (Roadmap del 2011). Nel 2019 è sul tavolo una strategia europea per la realizzazione di un'economia competitiva azzerando completamente le emissioni nette di CO₂, in linea con l'Accordo di Parigi e l'obiettivo di mantenere ben al di sotto dei 2°C il riscaldamento globale, limitandolo a 1,5°C. Importanti traguardi di percorso sono stati definiti in merito, accompagnati da relative direttive UE^{1,2}.

L'idrogeno può contribuire significativamente alle soluzioni necessarie, grazie alle sue qualità come combustibile, agente chimico e vettore energetico e di accumulo. Agevola il trasporto a zero emissioni, può aumentare la flessibilità della rete elettrica, aiuta nell'abbattimento di emissioni di inquinanti e di gas climalteranti nell'industria, favorisce la penetrazione di fonti energetiche rinnovabili e consente di aumentare l'efficienza nell'utilizzo finale dell'energia.

All'interno della piattaforma su area dedicata si prevede la realizzazione di un impianto per la produzione di Idrogeno Verde mediante elettrolisi dell'acqua alimentata dalla tecnologia solare fotovoltaica per una potenza pari a 20 MW rendendo la produzione del vettore totalmente ecosostenibile.

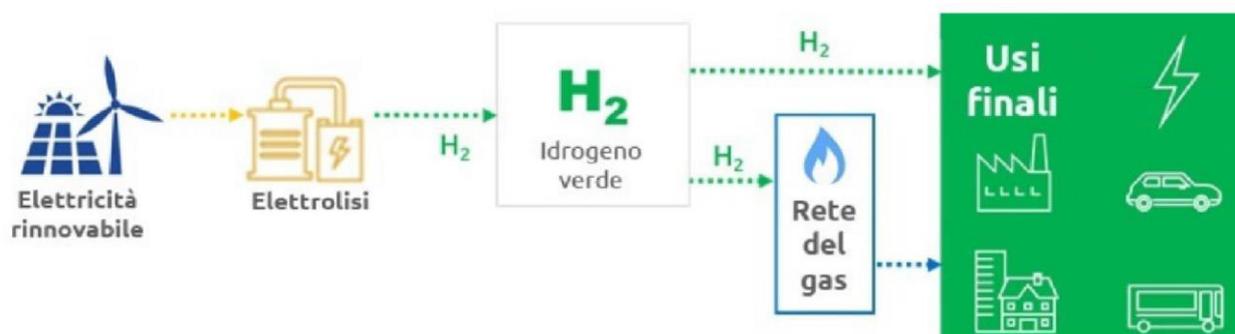


Fig. 3.40– Schema del processo produttivo e destinazione d'uso dell'Idrogeno Verde

3.9.2 Definizioni

La tecnologia power-to-gas (P2G) è utilizzata per trasformare l'energia elettrica in un altro vettore energetico allo stato gassoso, per mezzo del processo di elettrolisi, ossia la separazione dell'acqua in idrogeno e ossigeno tramite elettricità. Se il combustibile prodotto è l'idrogeno si parla più propriamente di power-to-hydrogen (P2H). L'idrogeno così prodotto può anche essere utilizzato come vettore di accumulo per produrre nuovamente elettricità con sistemi reversibili a celle a combustibile (power-to-power, P2P), può essere trasportato presso un altro punto di utilizzo tramite la rete del gas naturale (in miscela con il gas naturale, c.d. blending) oppure convogliato in infrastrutture dedicate e utilizzato tal quale ad es. per rifornire mezzi di trasporto. In alternativa l'idrogeno può essere combinato con CO₂ per produrre gas metano (processo di c.d. metanazione), che può essere immesso nella rete del gas naturale senza limiti tecnici, necessitando però di una fonte di CO₂ per la sua produzione.

Affinché il gas prodotto venga considerato rinnovabile è necessario che l'elettricità impiegata nel processo sia prodotta da fonti rinnovabili. La tecnologia power-to-gas è particolarmente interessante se usata in combinazione con la produzione di surplus di energia elettrica da fonti intermittenti, quali il solare e l'eolico, in quanto offre una possibilità di stoccaggio dell'energia prodotta nei momenti di elevata produzione ma domanda bassa, permettendo una più efficiente integrazione delle fonti rinnovabili.

In entrambi i casi (produzione di metano o idrogeno) il contributo all'effetto di stoccaggio può essere assai rilevante a livello di sistema, potenzialmente molto superiore in termini di quantità e durata a quello consentito dalle tecnologie di stoccaggio per via elettrochimica: il sistema gas europeo, infatti, è già oggi in grado di garantire una capacità di accumulo sotterraneo pari a oltre 1.000 TWh.

3.9.3 Riferimenti normativi

La Regione Puglia ha emanato la già richiamata legge regionale (**n. 34 del 23 luglio 2019**) "Regolamento sulla promozione dell'uso dell'idrogeno e disposizioni riguardanti il rinnovo degli impianti esistenti per la produzione di energia elettrica da fonti eoliche e per la conversione fotovoltaica della fonte solare e disposizioni urgenti nel campo dell'edilizia".

Con questa legge, la Regione riconosce l'idrogeno come sistema di accumulo, vettore energetico e combustibile alternativo alle fonti fossili e ne favorisce la produzione attraverso l'utilizzo di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili.

Attualmente la Regione Puglia è leader nazionale nella produzione di energia rinnovabile da fonti eoliche e solari ed è caratterizzata da problemi tipici di discontinuità e picchi di sovrapproduzione legati a fonti non programmabili. Pertanto, l'interesse regionale per la questione del bilanciamento dell'elettricità è molto alto. La piattaforma energetica in esame è una soluzione innovativa per affrontare questo problema consentendo di accumulare il surplus di elettricità, che altrimenti andrebbe perso, sotto forma di idrogeno, per reintrodurre il surplus di elettricità con metodi e tempistiche appropriate nella stessa rete nazionale o utilizzarla in contesti in cui il trasporto di energia è difficile o direttamente sotto forma di idrogeno pulito per usi in che questo vettore energetico è ottimale.

I principali obiettivi da raggiungere ad Ascoli Satriano sono:

- Integrare efficacemente le fonti energetiche rinnovabili, salvaguardando l'affidabilità e la sicurezza delle reti di distribuzione;
- Preservare le caratteristiche di sfruttamento dei terreni in linea con le linee guida paesaggistiche della Regione Puglia alternando strutture fotovoltaiche a colture tipiche locali, creando una esemplare infrastruttura agro-fotovoltaica.
- Progettare e rendere disponibili strumenti avanzati per le smart grid (strumenti di simulazione, piattaforma ICT del sistema di gestione dell'energia);
- Dimostrare l'utilizzo di tecnologie innovative di produzione e stoccaggio dell'idrogeno combinate con lo stoccaggio dell'energia, da integrare in un ciclo chiuso combinato con elettrolizzatori d'acqua e sistemi di celle a combustibile con l'obiettivo di ottenere un'elevata efficienza ciclo di rigenerazione (superiore al 60%);
- Implementare un sistema alternativo di mobilità urbana elettrica e a idrogeno alimentato da energia verde sui percorsi stradali con maggiore traffico veicolare, che costeggiano le proprietà su cui ricade l'infrastruttura.
- Attivare un nuovo modello di sviluppo sostenibile del territorio che sfrutti la presenza della piattaforma per un coinvolgimento attivo delle amministrazioni locali e del mondo accademico.

L'utilizzo dell'energia immagazzinata avrà come destinazione d'uso:

- stazione di ricarica per auto elettriche;
- vendita e utilizzo di idrogeno tout-court;
- reimmissioni programmate di energia elettrica nella rete elettrica nazionale
- sfruttamento in loco per attività in laboratori di ricerca da allestire negli edifici rurali appartenenti alla proprietà fondiaria in cui verrà costruita sulla piattaforma.

ART. 38 D.Lgs. 199/2021 (Semplificazioni per la costruzione ed esercizio di elettrolizzatori)

1. 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).

3.9.4 IDROGENO: ASPETTI TECNICI

Nel 1783, Antoine Lavoisier assegnò all'elemento il nome di idrogeno (dal greco "generatore di acqua") quando provò, insieme a Laplace, la scoperta di Cavendish che la combustione del gas genera acqua.

L'idrogeno allo stato elementare esiste sotto forma di molecola biatomica, H_2 , che a pressione atmosferica e a temperatura ambiente è un gas incolore, inodore, altamente infiammabile. Per renderlo liquido a pressione ambiente è necessario ricorrere ad un processo di liquefazione, fortemente energivoro che, tipicamente, prevede una serie di cicli di compressione del gas e raffreddamento ad una temperatura di $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$ (20 K).

Tra tutti i combustibili, l'idrogeno possiede la maggiore **densità energetica: 142 MJ/Kg [PCS]** rispetto ai 46 della benzina. Semplificando, un kg di idrogeno permette di:

- **muovere un'automobile a cella combustibile per 100 km;**
- **fornire riscaldamento per due giorni a un'abitazione;**
- **produrre 9 kg di acciaio a partire dal ferro grezzo** ⁴³.

Uno dei primi usi che si fece dell'idrogeno gassoso fu come gas di riempimento per aerostati e la famosa tragedia del dirigibile Hindenburg⁴⁴ è stata storicamente (ma probabilmente a torto) collegata all'uso dell'idrogeno, da cui è nata anche una sopravvalutazione circa la sua pericolosità.

L'idrogeno è l'elemento più leggero e abbondante di tutto l'universo osservabile, è presente nell'acqua e in tutti i composti organici. Le stelle sono principalmente composte di idrogeno nello stato di plasma di cui rappresenta il combustibile delle reazioni termonucleari. Il fatto che l'idrogeno sia l'elemento più abbondante dell'universo potrebbe far pensare che sia facile da ottenere, ma ciò non è vero perché l'idrogeno atomico e molecolare è assai scarso sulla Terra, in quanto esso si trova combinato assieme ad altri elementi in vari composti, generalmente molto stabili, come l'acqua.

L'idrogeno deve quindi essere isolato artificialmente, spendendo energia, per separarlo dalle molecole in cui è combinato e, per questa ragione, non può quindi essere considerato una fonte primaria di energia come lo sono gas naturale, petrolio e carbone, ma piuttosto come un vettore energetico, cioè come un mezzo per immagazzinare e trasportare l'energia disponibile ove occorra, una sorta di batteria, per semplificare.

Tra i processi oggi comunemente usati per la produzione commerciale di idrogeno è possibile annoverare il reforming degli idrocarburi e del biogas (95% circa dell'idrogeno prodotto attualmente ogni anno), un processo di conversione termochimica che determina la produzione di CO_2 equivalente all'idrocarburo usato, l'elettrolisi dell'acqua (4-5%), nonché la produzione per gassificazione del carbone che copre attualmente più del 20 della produzione mondiale (specialmente in Cina). Oltre a questi, vi sono ulteriori 50 metodi per produrre l'idrogeno (es. l'idrogeno ottenuto dalla fotosintesi, dalle alghe o dagli elettrolizzatori ad acqua marina), ma si tratta di soluzioni al momento costose, sebbene i passi avanti della ricerca siano notevoli, visto l'enorme interesse a trovare soluzioni economiche e sostenibili per produrre il prezioso vettore energetico.

All'interno della piattaforma su area dedicata si prevede la realizzazione di un impianto Power to Gas per la produzione di Idrogeno Verde mediante elettrolisi di acqua disponibile in situ, produzione alimentata tramite connessione diretta dalla tecnologia solare fotovoltaica per una potenza pari a 20 MW.

⁴³ Consultabile al seguente link: https://www.snam.it/it/transizione_energetica/idrogeno/idrogeno/

⁴⁴ Il 6 maggio 1937 lo Zeppelin LZ 129 Hindenburg esplose durante le manovre di atterraggio in New Jersey.

La tecnologia power-to-gas (P2G) è utilizzata per trasformare l'energia elettrica in un altro vettore energetico allo stato gassoso, per mezzo del processo di elettrolisi, ossia la separazione dell'acqua in idrogeno e ossigeno tramite elettricità. Se il combustibile prodotto è l'idrogeno si parla più propriamente di power-to-hydrogen (P2H). L'idrogeno così prodotto può anche essere utilizzato come vettore di accumulo per produrre nuovamente elettricità con sistemi reversibili a celle a combustibile (power-to-power, P2P), può essere trasportato presso un altro punto di utilizzo tramite la rete del gas naturale (in miscela con il gas naturale, c.d. blending) oppure convogliato in infrastrutture dedicate e utilizzato tal quale ad es. per rifornire mezzi di trasporto. In alternativa l'idrogeno può essere combinato con CO₂ per produrre gas metano (processo di c.d. metanazione), che può essere immesso nella rete del gas naturale senza limiti tecnici, necessitando però di una fonte di CO₂ per la sua produzione.

Affinché il gas prodotto venga considerato rinnovabile è necessario che l'elettricità impiegata nel processo sia prodotta da fonti rinnovabili. La tecnologia power-to-gas è particolarmente interessante se usata in combinazione con la produzione di surplus di energia elettrica da fonti intermittenti, quali il solare e l'eolico, in quanto offre una possibilità di stoccaggio dell'energia prodotta nei momenti di elevata produzione ma domanda bassa, permettendo una più efficiente integrazione delle fonti rinnovabili.

In entrambi i casi (produzione di metano o idrogeno) il contributo all'effetto di stoccaggio può essere assai rilevante a livello di sistema, potenzialmente molto superiore in termini di quantità e durata a quello consentito dalle tecnologie di stoccaggio per via elettrochimica: il sistema gas europeo, infatti, è già oggi in grado di garantire una capacità di accumulo sotterraneo pari a oltre 1.000 TWh.

Di seguito verranno descritte le tecnologie, i dispositivi previsti e la loro interazione; l'immagine seguente riporta un diagramma di flusso che rappresenta la sequenza delle operazioni tipiche per la realizzazione della tecnologia Power to Gas (la parte di ritrasformazione in energia elettrica tramite fuel cells NON è prevista nell'attuale progetto).

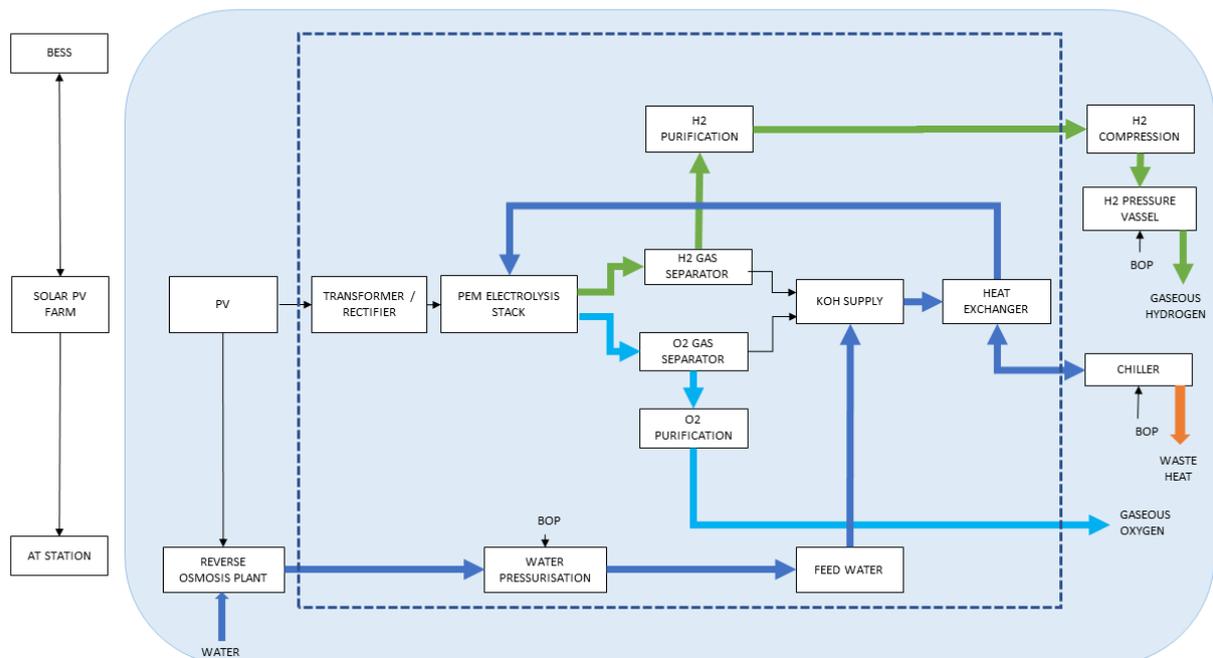


Fig. 3.43 – Diagramma di flusso della produzione di Idrogeno verde per elettrolisi Power to Gas.

Nel caso in esame si prevede la produzione e l'immissione nella rete SNAM dell'idrogeno prodotto e uno stoccaggio utile per garantire la pressione idonea alla trasmissione del gas.

3.9.5 Dati generali impianto

Trattasi uno dei primi impianti nel mondo con queste caratteristiche: i progetti Agrovoltaici generalmente si limitano ad uno storage elettrochimico di complemento, mentre i pochi impianti solari che alimentano i sistemi di elettrolisi, sono fotovoltaici “puri” (non agrovoltaici, come l’impianto di Iberdrola in Spagna, a servizio dell’azienda di produzione di fertilizzanti Fertiberia, a Ciudad Real).

3.9.6 Sito di installazione

L’impianto di Power to Gas verrà realizzato in area dedicata nei pressi della cabina di consegna MT/MT e della piattaforma Power to gas. Si rimanda all’elaborato grafico di riferimento ED-EG-Tav_09.

Relativamente al sito di realizzazione vengono prese in considerazione n. 3 soluzioni già richiamate al par. 1.2.8 Alternative di ubicazione del Power to Gas e BESS utili per la giusta collocazione dei dispositivi in esame.

I dispositivi containerizzati verranno comunque disposti su platea in cls, collegati ai sottoservizi idrici e cablati su Quadro Elettrico dedicato BT/MT; sulle alternative del sito di installazione si rimanda alla RT specialistica ED-RT-H2V a corredo.

3.9.7 Descrizione dell'impianto

Il progetto della piattaforma energetica per la decarbonizzazione di Ascoli Satriano prevede oltre al parco Agrovoltaico ed alla sezione di storage elettrochimico, anche “a realizzazione di un impianto di produzione di idrogeno per elettrolisi che sarà composto da 4 elementi principali:

1. Sistema di trattamento Acque
2. Elettrolizzatore
3. Sistema di compressione (utile per l’immissione nella Rete Gas)
4. Serbatoi di stoccaggio

L’impianto contempla inoltre le infrastrutture connesse per l’approvvigionamento idrico, i sottoservizi elettrici e un’area dedicata attrezzata per la messa in servizio e l’esercizio pari a 2.800 mq complessivi.

Per un approfondimento di dettaglio si rimanda agli elaborati grafici e alla relazione tecnica specialistica a corredo del progetto.

L’impianto di produzione di idrogeno verde è stato dimensionato sulla base dei dati di produzione dell’impianto fotovoltaico che risulta quindi a servizio della rete di distribuzione, del sistema di accumulo elettrochimico (BEES) utile per stabilizzare la rete e, in caso di eventuali picchi, di porre in carica lo storage per mettere a disposizione l’energia in momenti diversi dalla produzione e a servizio del Power to Gas che quindi alimenta la rete di distribuzione in metanodotto come precedentemente descritto e rende disponibile il vettore per applicazioni in Fuel Cells.

Dato	U.M.		note
Potenza nominale impianto FV	[MW _p]	90	
Potenza Elettrolizzatore	[MW _{ele}]	20	
Produzione unitaria PV	kWh/kW _p	1902	Produzione media annua unitaria
Ore di idrolisi medie	[h/anno]	3500	Ore di produzione H2 stimate
Energia prodotta FV	[kWh/anno]	171.180.000	Produzione media annua del FV
Emissioni evitate	[ton CO ₂ /anno]	66.053	Mix ele. nazionale
Energia spesa per idrolisi	[kWh/anno]	70.000.000	En IN all'elettrolizzatore

Tab. 6 1: Dati generali di produzione della Piattaforma

Considerando quindi le efficienze dei sottosistemi e le dovute trasformazioni vengono considerati i seguenti parametri

Dato	Valore	U.M.
1 L H ₂ O	0,1119	Kg H ₂
1 kg H ₂	11,1	Nm ³ H ₂
Energy content 1 kg H ₂ - LHV	33,39	kWh/kg
Energy content 1 Nm ³ H ₂ - LHV	3	kWh/Nm ³
Energy content 1 kg NG - LHV	9,97	kWh/kg
Energy content 1 Sm ³ NG - LHV	10,94	kWh/Sm ³
Energy content 1 Nm ³ NG - LHV	11,55	kWh/Nm ³
1 Nm ³ =	1,0549	Sm ³
η_{convH2}	0,65	
Energy need for 1 kg H ₂	51,37	kWh/kg H ₂
Water requirement for 1 kg H ₂	9	kg

Tab. 6 2: Dati generali di conversione e trasformazione

Dato	U.M.	valore
Produzione	H ₂ [kg/anno]	1.362.597
Produzione H ₂	[Nm³/anno]	15.124.825
Contenuto energetico H ₂ LHV	[MWh/anno]	45.500
Equivalenza natural gas	[Nm ³ /anno]	3.941.016
Equivalenza natural gas	[Sm ³ /anno]	4.157.377
Consumo H ₂ O	[kg/anno = l/anno]	12.263.372
Consumo H ₂ O	[m ³ /anno]	12.263

Tab. 6 3: Dati generali di produzione energetica e consumo di acqua della Piattaforma

3.9.8 Dispositivi

Sistema di trattamento H₂O

Il primo dispositivo nell'ordine è il **sistema di trattamento delle acque** per il successivo passaggio all'elettrolizzatore.

Nello specifico la disponibilità idrica dedicata per la sola stazione di produzione H₂ è di 18 m³/h mentre il fabbisogno della stazione alla massima potenza sarà di 3,5 l/h max.

Il SISTEMA DI OSMOSI INVERSA CONTAINERIZZATO sarà composto da una linea e completamente preassemblato su uno skid e containerizzato. L'impianto sarà implementato da collegamenti idraulici ed elettrici.

La linea sarà composta da:

- Accumulo in ingresso (fuori portata).
- Pompa dell'acqua grezza
- Pre-trattamento composto da:

o Filtro autopulente

- Sistema di dosaggio del controllo del pH.
- Sistema di dosaggio del coagulante.
- Sistema di dosaggio dell'antincrostante.
- Filtro a cartuccia da 20 μm
- Filtro a cartuccia da 5 μm
- Impianto a osmosi inversa.
- Disinfezione UV.
- Clorazione finale in linea.
- Quadro elettrico generale.

L'impianto è dimensionato per il trattamento di Acqua grezza da emungimento pozzi esistenti in situ.

Caratteristiche dell'acqua trattata

Outlet flow rate of the line	-5 m ³ /h
Outlet pressure	0,5 bar (*)

(*) Si noti che questa pressione è sufficiente a riempire per gravità un serbatoio di accumulo finale situato vicino all'impianto.

Si prevede, date le distanze tra i punti di emungimento e la stazione di trattamento, l'installazione di un serbatoio distante 50 m circa dall'impianto di osmosi inversa e una stazione di sollevamento tra l'impianto e il serbatoio di accumulo.

Di seguito il diagramma di flusso del sistema di trattamento

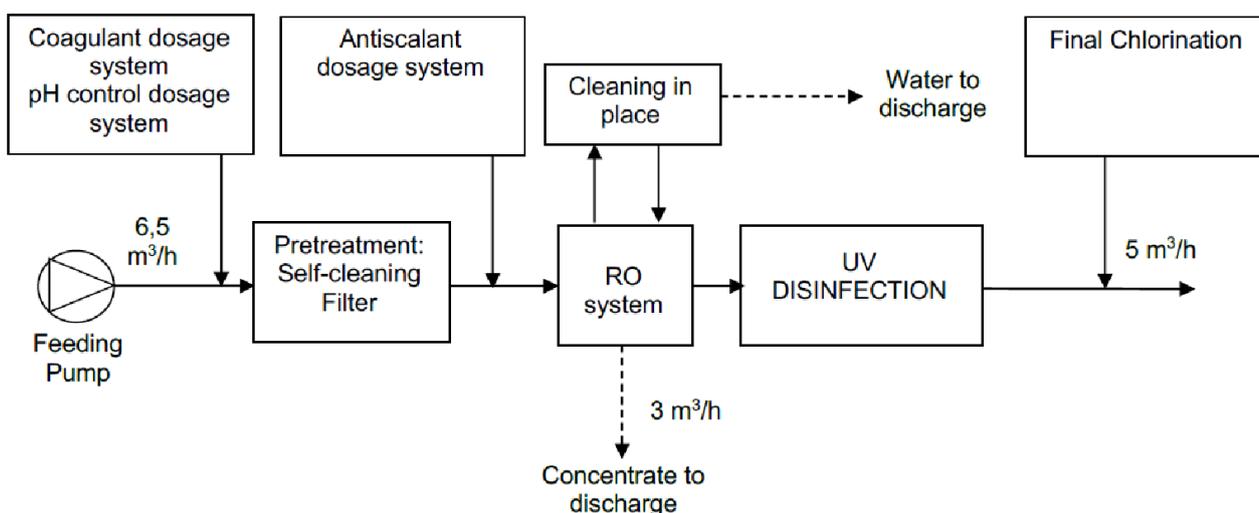


Fig 3.44 – Diagramma di flusso sistema di trattamento acque

L'Elettrolizzatore

Il principale dispositivo per la produzione di idrogeno verde per elettrolisi dell'acqua è evidentemente l'elettrolizzatore

Si prevede un impianto di elettrolizzazione del tipo HyLYZER® modulare in container e completo dei dispositivi per raggiungere la capacità richiesta verrà affiancato ai seguenti componenti:

- Impianto di trattamento dell'acqua per purificare l'acqua di rubinetto in entrata e trasformarla in acqua demineralizzata per il processo di elettrolisi.
- Alimentazione elettrica AC/DC.
- “Dispositivi di processo” in cui sono installati gli stack 1500E. Le funzioni principali di questa parte di processo altamente automatizzata sono:
 - Alimentazione e circolazione continua dell'acqua attraverso gli stack 1500E
 - Raffreddamento del processo di elettrolisi
 - Separazione di H₂ e O₂ dall'acqua
 - Controllo della pressione di H₂ e O₂ prodotti
 - Dispositivi di sicurezza

Un sistema di purificazione dell'idrogeno per ridurre le ultime tracce di O₂ e acqua nell'H₂ prodotto. L'H₂ prodotto è puro al 99,998%.

Apparecchiature periferiche per il funzionamento dell'impianto: sistemi di raffreddamento, alimentazione dell'aria dello strumento, pannello di controllo ...

Per le capacità necessarie Hydrogenics ha elaborato un approccio integrato in container per ospitare tutte le apparecchiature di cui sopra.



Fig. 3.45- HyLYZER 400/30 con una potenza assorbita di 2 MW

Tutti i dispositivi saranno installati in container; il lay-out compatto dell'Elettrolizzatore HyLYZER® modulare da 2,50 MW avrà la seguente configurazione:

- Container da 40 piedi da 5 MW' con parte di processo, 2 X stack da 1500E, trattamento dell'acqua e attrezzature periferiche.
- N. 5 Container da 40 piedi da 5 MW' con AC/DC controllato e un trasformatore HV esterno
- N. 2 Container da 20 piedi con sistemi di purificazione dell'idrogeno.

Di conseguenza viene previsto un ingombro di 50 X 25 m sufficiente per l'impianto di elettrolisi dell'acqua HyLYZER® della potenza complessiva di 20 MW

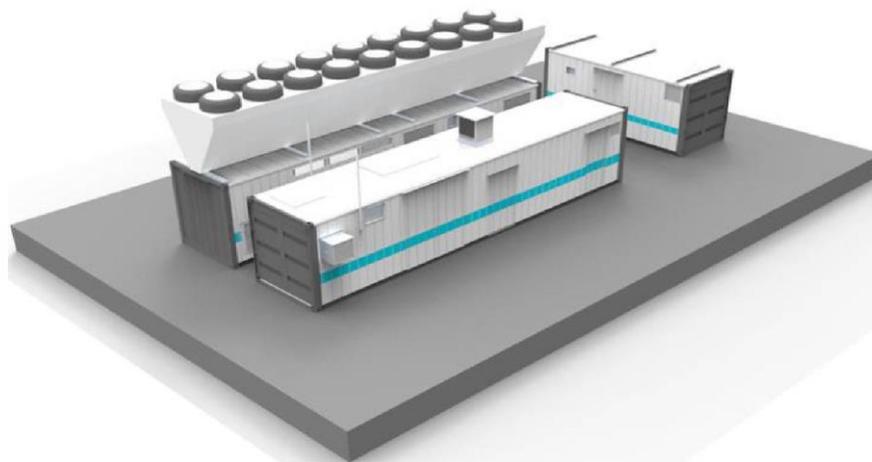


Fig. 3.46- Layout dell'elettrolizzatore "HyLYZER"

SPECIFICHE PRINCIPALI

- Pressione di uscita 30 bar
- Qualità H₂ 99,998% (dopo il sistema di purificazione dell'idrogeno)
- Tempo di rampa min-max 10s
- Avvio del sistema da "freddo" meno di 2 minuti
- 5-100%, possibile un sovraccarico temporaneo (nell'intervallo 10-20%, ma non più di 15 minuti)
- Consumo specifico di elettricità 5,2 kWh/Nm³
- Capacità nominale di produzione di H₂ 100 - 1000Nm³
- Temperatura operativa ± 60°C (acqua di raffreddamento rilasciata a 50°C max.) Regola empirica: per ogni Nm³ di H₂ prodotto circa 1 kWh di energia termica viene ceduto al circuito di raffreddamento.
- Consumo specifico di acqua di rubinetto ±1,5 l/Nm³
- Temperatura ambiente da -20 a +40°C (possibile da -40 a +40°C)

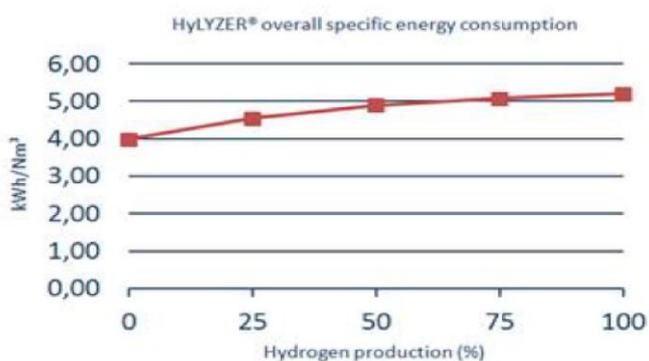


Fig. 3.47 - Degrado previsto dell'efficienza di processo dell'elettrolizzatore: 0,05 kWh/Nm³ in più ogni 10.000 ore. Durata stimata del camino: 80.000 ore

3.9.9 Strutture di Fondazione

Le strutture di fondazione dell'impianto consistono in una platea in cls armato o supporti in cls drenanti per lo stoccaggio dei container contenenti i dispositivi precedentemente elencati.

Si rimanda agli elaborati grafici e alla relazione tecnica specialistica a corredo del progetto

3.9.10 Viabilità di accesso e di servizio

L'accesso all'impianto verrà predisposta presso l'accesso generale N-O della piattaforma mediante viabilità dedicata. Si prevede movimentazione di mezzi e personale sia nella fase di cantiere che nella fase di esercizio della piattaforma; l'area dedicata si presenta in forma pressoché pianeggiante e sarà dotata dei sottoservizi utili per la connessione alla cabina di parallelo MT.

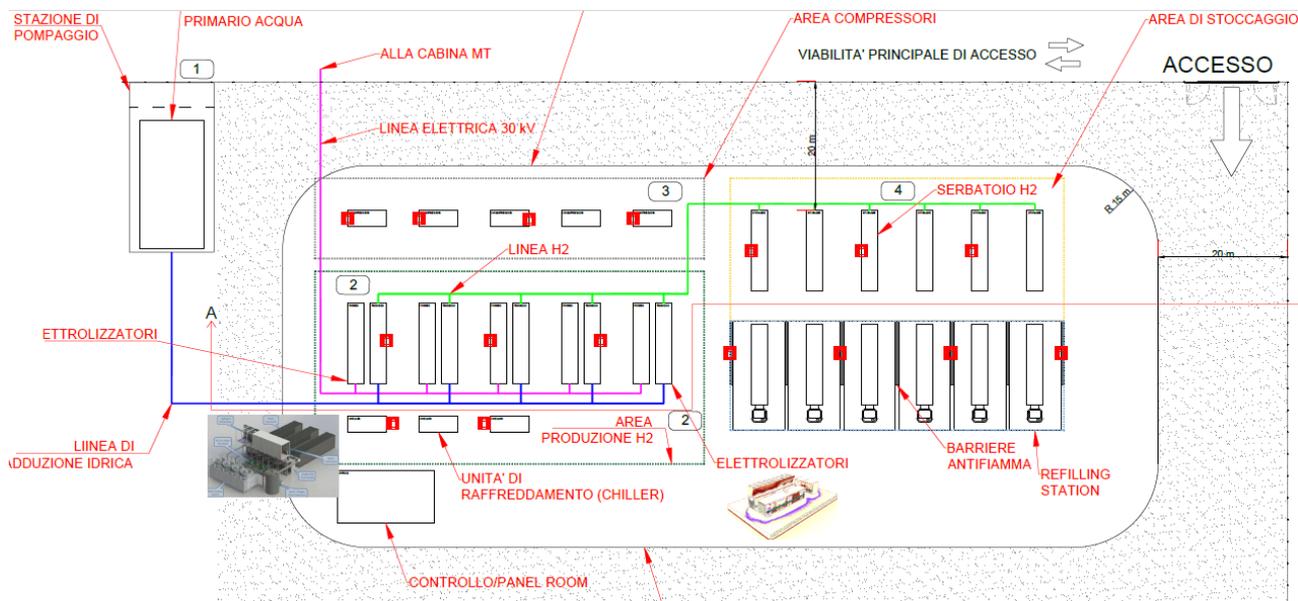


Fig. 3.48 – Piattaforma: Area dedicata al Power to Gas



Figura 3.49: FOTOINSERIMENTO – Power To Gas : Vista direttrice NE-SO

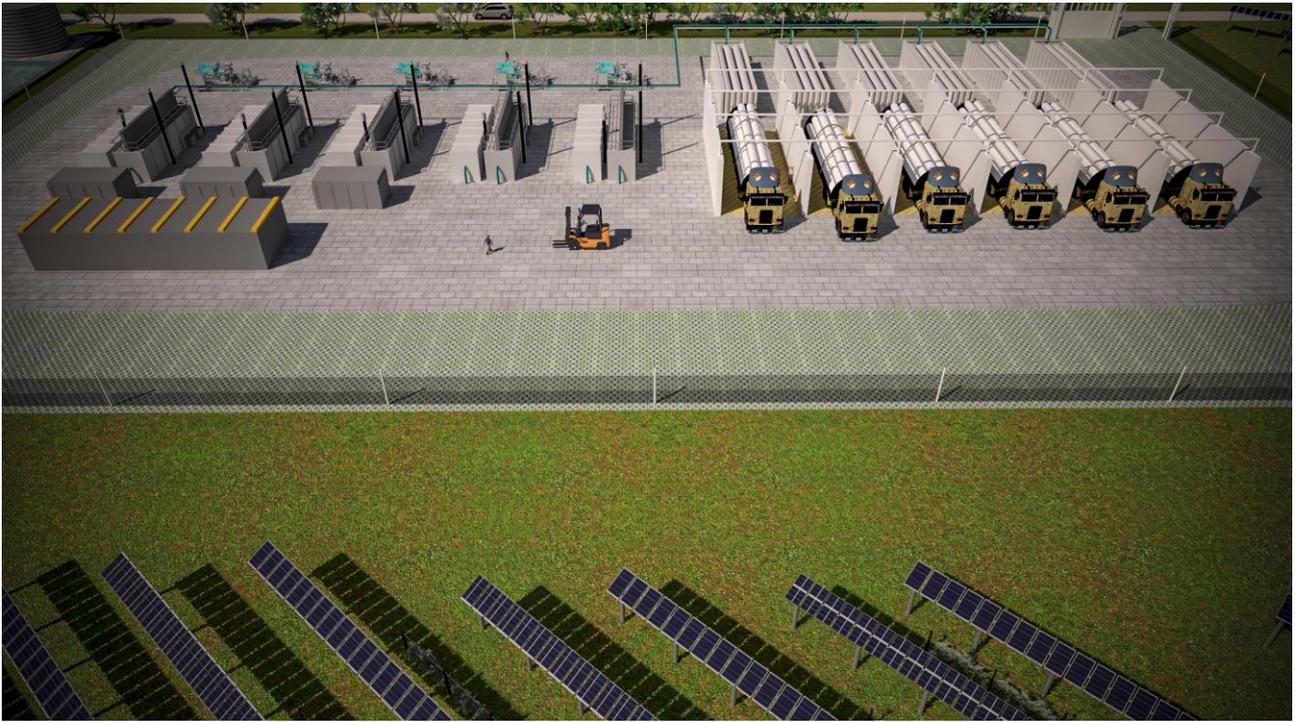


Figura 3.50: FOTOINSERIMENTO – Vista direttrice SO-NE del Power to gas

3.9.11 Piano di dismissione degli impianti e di ripristino, reinserimento e recupero

Il piano di dismissione dei dispositivi interessati prevede il recupero dei materiali riciclabili e reinseribili nel ciclo produttivo per le loro caratteristiche quali acciaio, rame, alluminio e materiali RAEE ovvero rifiuti da apparecchiature elettriche ed elettroniche disciplinati dalla Direttiva Europea 2012/19/EU ovvero il Dlg.49/2014 che sostituisce le precedenti 2002/96/EU e 2003/108/EU. Il Consorzio individua e supporta le aziende al corretto adempimento delle direttive vigenti.

- Direttiva RAEE – Dlg.49/2014
- Sostanze Pericolose AEE – Dlg.27/2014
- Uno contro Zero – DM. 121/2016
- Decreto Tariffe – DM.17/2016
- Decreto Garanzie Finanziarie – DM.68/2017

Per un approfondimento di dettaglio si rimanda agli elaborati grafici, alla relazione tecnica specialistica e al Piano di Dismissione a corredo del progetto.