

IMPIANTO FOTOVOLTAICO FLOTTANTE E RELATIVE OPERE PER LA
CONNESSIONE ALLA RETE DENOMINATO "SUNFLO - MEDESANO"
DI POTENZA PARI A CIRCA 7,54 MWP
PROVINCIA DI PARMA
COMUNI DI MEDESANO E COLLECCHIO



Elaborato

RELAZIONE TECNICA GENERALE

Codice elaborato

02_1.1DIT081

Proponente

Progettista



Titicaca Invest s.r.l. - sede legale corso Magenta 56, Milano 20123 (MI), P.IVA 12563990964

Revisione	Data	Redatto	Note	Scala
0	08/11/2023	GG		Nome file 02_1.1_Relazione_tecnica_generale

Sommario

1	PRESENTAZIONE DEL PROGETTO	4
1.1	Premesse	4
1.2	Inquadramento geografico e catastale	4
1.3	Obiettivi del progetto	7
1.3.1	Transizione energetica	7
1.4	Processo autorizzativo	9
1.4.1	Idoneità delle aree secondo la normativa vigente	9
1.4.2	Procedure autorizzative alla costruzione	12
1.4.3	Procedure paesaggistico-ambientali	13
1.4.4	Riferimenti normativi	14
2	DESCRIZIONE DELLA TECNOLOGIA FLOTTANTE	15
2.1	Caratteristiche della tecnologia utilizzata	15
2.2	Esempi già realizzati	16
3	DESCRIZIONE PROGETTUALE	21
3.1	Configurazione progettuale	21
3.2	Accorgimenti tecnici	24
3.3	Allaccio alla rete	26
3.4	Norme tecniche di riferimento	28
3.5	Scelte tecniche	29
3.5.1	Scelta dei moduli	29
3.5.2	Scelta degli inverter	30
3.5.3	Scelta del sistema galleggiante	32
3.5.4	Cablaggio	33
3.5.5	Cabine di trasformazione e consegna	34
3.5.6	Ancoraggio del sistema galleggiante	36
3.5.7	Sistema di gestione e di controllo a distanza	39
3.5.8	Altri elementi considerati all'interno della progettazione	40

3.5.9	Produzione annuale.....	40
3.5.10	Sicurezza dei lavoratori	41
3.5.11	Prevenzione incendi	41
3.6	Dismissione.....	42
4	ALLEGATI	43

1 PRESENTAZIONE DEL PROGETTO

1.1 Premesse

La presente Relazione tecnico illustrativa riguarda il progetto, a nome della società ***Titicaca Invest S.r.l.***, per la realizzazione di un ***impianto fotovoltaico in modalità flottante di circa 7,54 MWp denominato “SUNFLO – MEDESANO”, completo delle relative opere funzionali alla connessione a rete elettrica, da realizzarsi presso il bacino di ex cava denominato “Oasi de Castella” nel comune di Medesano, provincia di Parma (PR).*** L'impianto sarà connesso alla cabina primaria esistente tra la SP 49 e la Strada Comunale Varra Superiore del comune di Collecchio (PR) tramite cavidotto interrato (**Codice rintracciabilità richiesta connessione ad e-distribuzione: 358142848**).

1.2 Inquadramento geografico e catastale

L'ex cava in cui si intende proporre la realizzazione di un impianto fotovoltaico flottante denominato ***“SUNFLO – MEDESANO”***, è ubicata in sinistra orografica del Fiume Taro, in adiacenza al tracciato dell'Autocamionale A15 della Cisa, nelle vicinanze della stazione di servizio di Medesano, dalla quale dista circa 475 m. Il centro abitato di Medesano rimane ad una distanza di circa 1,4 km in direzione Nord-Ovest. Il bacino è raggiungibile da Str. Case Rettori e da un'altra strada minore che intersecano la S.P. 357 (Figura 1).

Come è possibile osservare, il bacino si trova in adiacenza all'area estrattiva attivata per la successiva realizzazione di bacini irrigui in attuazione del Piano degli interventi urgenti per affrontare il deficit irriguo sempre più frequente nella regione dovuto alla diminuzione delle precipitazioni.

Catastalmente il bacino è identificato al Foglio 40 mappali 28, 89, 304, 84, 93, 96, 27, 92 del Comune di Medesano in provincia di Parma (Figura 2).

La società ***Titicaca Invest S.r.l.***, tramite contratto preliminare sottoscritto con i proprietari, ha la disponibilità delle aree d'impianto di produzione interessate.

Attualmente il bacino è in proprietà privata e non viene utilizzato per alcuna attività ricreativa o di pesca sportiva. Lungo il suo perimetro esterno è stata realizzata una pista per l'equitazione attiva.



Figura 1: Localizzazione su ortofoto (Google Earth agg. 9/2022) – in arancio il bacino dell'ex cava



Figura 2: Inquadramento catastale su base ortofoto (elaborazione GIS WMS Agenzia delle entrate)

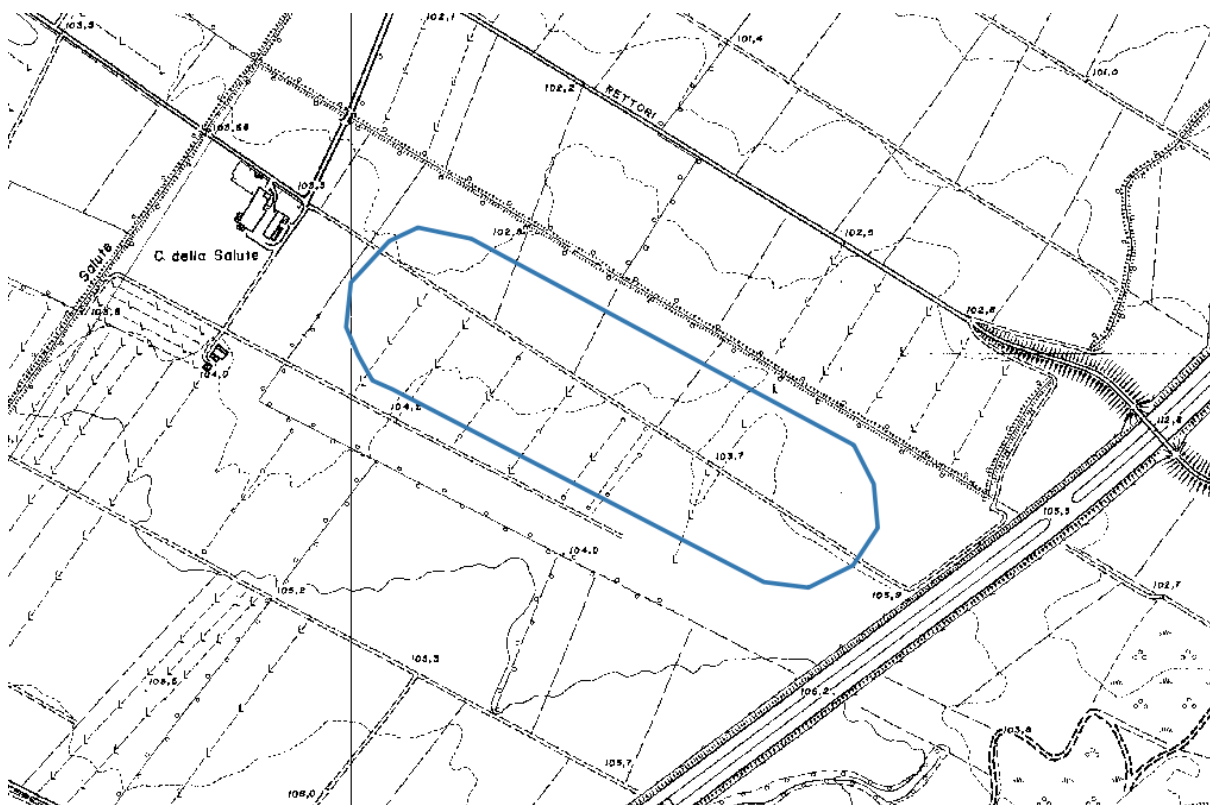


Figura 3: Inquadramento su CTR Carta Tecnica Regionale (WMS CTR regionale)



Figura 4: Vista ortofoto dell'area in esame (Google Earth agg. 9/2022 Landsat Copernicus)

1.3 Obiettivi del progetto

1.3.1 Transizione energetica

La realizzazione dell'impianto fotovoltaico flottante, denominato "SUNFLO – MEDESANO", si inserisce nel processo di transizione energetica nazionale che ha l'obiettivo di:

- Differenziare le fonti di approvvigionamento attraverso la ricerca di nuove soluzioni per lo sfruttamento delle fonti di energia rinnovabili per la produzione di energia elettrica;
- Evitare l'utilizzo di fonti non rinnovabili e di sistemi di produzione di energia che comportino emissioni inquinanti e climalteranti.

Il progetto in oggetto mira a contribuire, in particolare, al soddisfacimento degli obiettivi di "Energia Verde" e "Sviluppo Sostenibile" invocate dal *Protocollo di Kyoto* nel 1997 e dalle varie Conferenze sul clima e l'ambiente (in particolare Copenaghen 2009 e Parigi 2015).

Ad oggi, la produzione di energia elettrica è per una quota ancora troppo elevata proveniente da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili sostanzialmente di origine fossile. L'Italia non possiede riserve significative di fonti fossili, ma da esse ricava circa una buona parte dell'energia che consuma, con una rilevante dipendenza dall'estero. I costi della bolletta energetica hanno avuto anche per questo motivo incrementi elevatissimi nel corso della fine del 2021 e 2022, rischiando di diventare ancor più insostenibili per la nostra economia con le sanzioni previste in caso di mancato rispetto degli impegni presi.

In Italia il 30 novembre 2021 è stato pubblicato sul S.O. della GU n. 285 il Decreto Legislativo 8 novembre 2021, n. 199 recante "*Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili*" (c.d. Decreto Red II). Il Decreto è entrato in vigore in data 15 dicembre 2021 ed è uno dei passaggi chiave per la promozione della transizione energetica del nostro Paese, predisposto in coerenza con gli obiettivi del "Green New Deal". Esso si colloca nel quadro degli strumenti delineati dal PNIEC ("Piano Nazionale Integrato per l'energia e il Clima") e dal PNRR Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza.

L'Italia si pone obiettivi ambiziosi consistenti:

- (i) nel raggiungimento di una quota pari al 30% come quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo (rispetto al target europeo del 32%);
- (ii) nell'adesione all'obiettivo europeo di cui al regolamento 2021/1119 UE di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030.

Come illustrato dal MITE, il target è l'installazione di almeno 60 GW di nuova potenza installata da qui al 2030, di cui almeno 40 GW di fotovoltaico e oltre 12 GW di eolico. Altri 3 GW dovrebbero arrivare dal biogas, 1,5 GW dall'idroelettrico (settore in parte saturo, dove si prevede di recuperare 0,5 GW dal

repowering degli impianti esistenti); geotermico (0,2 GW) e altre fonti minori per 0,8 GW (solare termodinamico, energia oceanica, etc.).

Il progetto in oggetto ricade nelle tipologie di opere, impianti ed infrastrutture a cui dare priorità in quanto necessarie al raggiungimento degli obiettivi prefissati dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), predisposto in attuazione del Regolamento (UE) 2018/1999, riportate nell'Allegato I-bis alla Parte seconda del DECRETO LEGISLATIVO 3 aprile 2006, n. 152 al punto 1.2.1:

Allegati alla Parte Seconda - ALLEGATO I-bis

Opere, impianti e infrastrutture necessarie al raggiungimento degli obiettivi fissati dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), predisposto in attuazione del Regolamento (UE) 2018/1999.

1 Dimensione della decarbonizzazione

1.2 Nuovi impianti per la produzione di energia e vettori energetici da fonti rinnovabili, residui e rifiuti, nonché ammodernamento, integrali ricostruzioni, riconversione e incremento della capacità esistente, relativamente a:

*1.2.1 Generazione di energia elettrica: impianti idroelettrici, geotermici, eolici e **fotovoltaici** (in terraferma e in mare), solari a concentrazione, produzione di energia dal mare e produzione di bioenergia da biomasse solide, bioliquidi, biogas, residui e rifiuti;*

Il progetto risponde agli obiettivi di soddisfare, attraverso fonti rinnovabili, una maggior quota dei fabbisogni energetici al 2030, prevedendo:

- una potenza di picco pari a 1 MWp (pari a 1.000 kWp)
- una producibilità conservativa di circa 1.158,4 kWh all'anno per ogni kWp di moduli fotovoltaici installati;
- un consumo medio annuo a famiglia tra 2.500-3.000 kWh (secondo un rapporto di TERNA¹ il consumo medio annuo per abitante è di circa 1.100 kWh mentre il numero medio per famiglia su base ISTAT² è di 2,24 componenti).

Per ogni MWp con un impianto flottante posizionato in questa zona geografica potrebbe essere soddisfatto il fabbisogno di energia elettrica annua di circa 460 famiglie³. Il progetto in esame ha una potenza di picco di circa 7,54 MWp e pertanto potrebbero soddisfare il fabbisogno di energia elettrica annua di circa **3.500 famiglie**.

Per dare un termine di paragone, dai dati ISTAT del 2021 in Comune di Medesano la popolazione residente totale era di 10.693 abitanti con circa 4.780 **nuclei famigliari**⁴.

¹ Rapporto di TERNA S.P.A. E GRUPPO TERNA "Dati statistici sull'energia elettrica in Italia" del 2018

² <http://dati-censimentipermanenti.istat.it/>

³ $1.000 \text{ kWp} * 1.158,4 \text{ kWh/kWp} = 1.158.400 \text{ kWh} / 2.500 \text{ kWh/fam} = \text{circa } 460 \text{ famiglie}$

⁴ <https://www.tuttitalia.it/emilia-romagna/85-medesano/statistiche/popolazione-andamento-demografico/>

1.4 Processo autorizzativo

1.4.1 Idoneità delle aree secondo la normativa vigente

- **Normativa nazionale**

Il Piano nazionale integrato per l'energia e il clima, inviato alla Commissione europea dal Governo italiano a fine 2019 in attuazione del regolamento (UE) 2018/1999,

*“ha stabilito (...) un cambio di approccio rispetto a quello delineato dall'attuale quadro normativo di settore, demandando alle Regioni, sulla base di criteri previamente prestabiliti e condivisi, l'individuazione delle aree idonee e non idonee per la localizzazione di impianti a fonte rinnovabile. A tali fini, nell'ambito nel quadro delle misure complessivamente volte al raggiungimento degli obiettivi in materia di energia da fonti rinnovabili, particolare rilievo è stato ascrivito alla individuazione delle aree adatte alla realizzazione degli impianti nonché' alla condivisione degli obiettivi nazionali con le Regioni, da perseguire attraverso la definizione di un quadro regolatorio nazionale che, in coerenza con le esigenze di tutela delle aree agricole e forestali, del patrimonio culturale e del paesaggio, della qualità dell'aria e dei corpi idrici, stabilisca criteri (previamente condivisi con il livello regionale) sulla cui base le Regioni stesse procedano alla definizione delle superfici e delle aree idonee e non idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili. Ciò al fine di favorire lo sviluppo coordinato di impianti, rete elettrica e sistemi di accumulo, con **procedure autorizzative rese più semplici e veloci** (e coordinate con i meccanismi di sostegno), proprio **grazie alla preventiva condivisione dell'idoneità di superfici e aree**. (...) tenendo in considerazione la dislocazione della domanda, gli eventuali vincoli di rete e il potenziale di sviluppo della rete stessa (...) e della sostenibilità dei costi correlati al raggiungimento dell'obiettivo di installare di impianti a fonti rinnovabili di tale obiettivo”.*⁵

Con l'**articolo 20** del decreto legislativo 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 (cd RED II), sono stati stabiliti i **criteri con cui le Regioni possono individuare le aree classificate idonee** per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili, ovvero come le definisce l'art. 2, lett. ggg, l'“*area con un elevato potenziale atto a ospitare l'installazione di impianti di produzione elettrica da fonte rinnovabile, anche all'eventuale ricorrere di determinate condizioni tecnico-localizzative*” per il raggiungimento degli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili.

Nelle more dell'individuazione da parte delle Regioni delle “aree idonee”, valgono i criteri e delle modalità stabiliti dell'art. 20, comma 8, lett. c del D.Lgs. 199/2021.

⁵ <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2022/02/02/22C00010/s1>

Il bacino in esame può essere considerato area idonea in quanto ricadente all'interno delle seguenti definizioni di cui all'art. 20, comma 8:

*c) le **cave** e miniere **cessate**, non recuperate o abbandonate o in condizioni di degrado ambientale, o le porzioni di cave e miniere **non suscettibili di ulteriore sfruttamento**.*

c-ter) esclusivamente per gli impianti fotovoltaici, anche con moduli a terra, e per gli impianti di produzione di biometano, in assenza di vincoli ai sensi della parte seconda del codice dei beni culturali e del paesaggio (BENI CULTURALI n.d.r.), di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42:

- 1) le **aree classificate agricole**, racchiuse in un perimetro i cui punti distino non piu' di **500 metri da zone a destinazione industriale, artigianale e commerciale**, compresi i siti di interesse nazionale, nonche' le **cave** e le miniere;*

Inoltre ricade parzialmente anche nel punto 2) della stessa lettera c) di cui all'art. 20, comma 8:

- 3) le **aree adiacenti alla rete autostradale** entro una distanza non superiore a **300 metri**.*

▪ Normativa regionale

La Regione Emilia - Romagna ha espressamente disciplinato la realizzazione di impianti fotovoltaici flottanti in area di cava con Delibera n. 1458 del 20.9.2021, adottando indirizzi attuativi per promuovere la realizzazione di questi impianti in aree di cava dismesse. Dalla suddetta Delibera si ricava che rientrano nella definizione di aree di cava dismesse **“gli ambiti del territorio regionale che siano stati interessati da attività estrattiva, secondo quanto previsto dalla legge regionale 18 luglio 1991, n. 17 (Disciplina delle attività estrattive), nonché le aree di cava abbandonate e non sistemate”**.

Nella stessa DGR la Regione distingue:

*“in considerazione delle opere di sistemazione finale realizzate a) aree di cava a destinazione finale ambientale (o agrovegetazionale), qualora alla conclusione dell'attività estrattiva sia stato effettuato, quale sistemazione finale, un intervento di recupero ambientale (...); b) aree di cava a destinazione finale agricola, qualora sia stato posto in essere un recupero attraverso tombamento, idoneo a consentire il riutilizzo agricolo cui l'area è destinata; c) **aree di cava a destinazione finale ad invaso (o bacino)**, qualora sia stata posta in essere una sistemazione finale a bacino idrico; d) aree di cava abbandonate e non sistemate, qualora non sia stato effettuato alcun ripristino finale e la cava versi in uno stato di abbandono e degrado, secondo quanto accertato dalla pianificazione settoriale (PIAE e PAE) e attestato dal “Catasto delle attività estrattive” di cui all'art. 28, L.R. n. 17/1991. La destinazione finale ambientale, agricola o a invaso si considera in essere qualora: - sia stata rilasciata la certificazione di collaudo dei lavori di sistemazione finale, previsti dall'autorizzazione convenzionata all'attività estrattiva; - l'amministrazione comunale abbia operato il conseguente svincolo della fidejussione”*.

Detta DGR è stata successivamente integrata e modificata dalla D.G.R. n. 214 del 13.2.2023, volta ad incentivare ulteriormente la realizzazione di impianti in area di cava. Ciascuna delle aree sopra indicate (le quali comprendono, quindi, sia le aree di cava oggetto di ripristino ambientale che quelle abbandonate e non sistemate) può essere pertanto ricondotta alla definizione di cui all'art. 20 del D. lgs. n. 199 del 2021.

La DGR stabilisce dei **criteri per l'inserimento** e l'integrazione degli impianti flottanti sotto il profilo ambientale in cave dismesse aventi destinazione finale a invaso o bacino, nelle more delle indicazioni Ministeriali di cui all'art. 9-ter comma 4 del decreto legge 1 marzo 2022, n. 17⁶:

2.3. IMPIANTI FOTOVOLTAICI FLOTTANTI

Con esclusione dei bacini d'acqua situati all'interno di Aree Naturali Protette comunque denominate o di siti della Rete Natura 2000, nelle aree di cava dismesse a destinazione finale invaso o bacino e nelle aree di cava abbandonate e non sistemate nelle quali a seguito delle attività estrattive si sia formato un invaso idrico è promossa la realizzazione sperimentale di impianti fotovoltaici c.d. "flottanti" o "galleggianti".

Al fine di favorirne l'integrazione ambientale, l'impianto flottante deve possedere le seguenti caratteristiche:

*a) la superficie del bacino occupata dall'impianto non può essere superiore al **70% della superficie dello specchio d'acqua**, calcolato con riferimento alla massima estensione del bacino nell'anno precedente all'istallazione, al fine di limitare l'impatto complessivo causato dalla riduzione del soleggiamento sul bacino;*

*b) considerato che la nidificazione e lo svezamento degli individui giovanili degli uccelli acquatici avviene sulle rive dei bacini d'acqua, e che le medesime rive rivestono rilevante importanza per la conservazione di piante acquatiche, mammiferi, rettili, anfibi, pesci, invertebrati, è necessario concentrare l'istallazione dei pannelli nella parte centrale del bacino, mantenendo comunque una **distanza** minima del perimetro dell'impianto **dalle sponde non inferiore a 10 metri**;*

c) considerato, inoltre, che gli uccelli acquatici si alimentano per lo più in acque poco profonde, da pochi centimetri per limicoli, trampolieri e anatre di superficie, a pochi metri per anatre e altre specie di uccelli tuffatori, è necessario comunque escludere l'istallazione nelle aree del bacino in cui la profondità sia uguale o inferiore ai 3 m;

d) al fine di compensare gli impatti dell'impianto fotovoltaico sull'ecosistema del bacino, la sua realizzazione richiede di effettuare un contestuale ampliamento delle aree naturali e delle aree di foraggiamento degli animali presenti nel sito, mediante la realizzazione di siepi perimetrali di almeno 5 metri di larghezza, possibilmente alberate, all'esterno dell'eventuale fascia di elofite (canneto) che cinge il bacino; tali fasce arbustive e arboree devono essere realizzate con le specie igrofile caratteristiche degli ambienti ripariali regionali.

Il progetto dell'impianto in esame è stato predisposto cercando di rispondere a pieno a questi criteri per un corretto inserimento e integrazione dell'impianto fotovoltaico flottante sotto il profilo ambientale.

⁶ all'art. 9-ter comma 4 del decreto legge 1 marzo 2022, n. 17 convertito con dalla L. 27 aprile 2022, n. 34, poi modificato con legge 13 giugno 2023, n. 68 in sede di conversione del decreto-legge 14 aprile 2023, n. 39

1.4.2 Procedure autorizzative alla costruzione

Il **DECRETO-LEGGE 1 marzo 2022, n. 17**, convertito con modificazioni dalla L. 27 aprile 2022, n. 34 “*Misure urgenti per il contenimento dei costi dell'energia elettrica e del gas naturale, per lo sviluppo delle energie rinnovabili e per il rilancio delle politiche industriali. (22G00026)*” e ss.mm.e ii., ha introdotto delle specifiche “*Misure strutturali e di semplificazione in materia energetica*” (Capo II). In particolare, per gli impianti fotovoltaici flottanti l’art. 9-ter “**Semplificazioni per l'installazione di impianti fotovoltaici flottanti**” prevede:

Art. 9-ter (Semplificazioni per l'installazione di impianti fotovoltaici flottanti)

(...)

*3. Ferme restando le disposizioni tributarie in materia di accisa sull'energia elettrica, per l'attività di costruzione e di esercizio degli impianti di cui al comma 1 di **potenza fino a 10 MW, comprese le opere funzionali alla connessione alla rete elettrica, si applica la procedura abilitativa semplificata** di cui all'articolo 6 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, fatte **salve le disposizioni in materia di valutazione di impatto ambientale e di tutela delle risorse idriche** di cui al decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152.*

***La procedura** di cui al primo periodo **non si applica** agli impianti di cui al comma 1 ubicati all'interno delle aree previste all'**articolo 136** del codice dei beni culturali e del paesaggio, di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, delle **aree naturali protette** di*

*cui alla legge 6 dicembre 1991, n. 394, o di siti della **rete Natura 2000**. Per gli impianti di cui al comma 1 di potenza superiore a 10 MW si applica la procedura di autorizzazione unica di cui all'articolo 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387. Nell'ambito del procedimento di autorizzazione unica sono rilasciati tutti gli atti di assenso necessari, compresi quelli di competenza della Soprintendenza e, nel caso delle dighe e degli invasi di cui all'articolo 1 del decreto-legge 8 agosto 1994, n. 507, convertito, con modificazioni, dalla legge 21 ottobre 1994, n. 584, del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti.*

*4. Con decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, di concerto con il Ministro delle infrastrutture e dei trasporti e con il Ministro dell'economia e delle finanze, da adottare entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, previa intesa in sede di Conferenza unificata di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, sono stabiliti i **criteri per l'inserimento** e l'integrazione degli impianti di cui al comma 3 sotto il profilo ambientale, anche al fine di assicurare un'adeguata superficie di soleggiamento dello specchio d'acqua e una corretta posizione dell'impianto rispetto alle sponde e alla profondità del bacino, nonché i criteri connessi alla sicurezza delle dighe e degli invasi di cui all'articolo 1 del decreto-legge 8 agosto 1994, n. 507, convertito, con modificazioni, dalla legge 21 ottobre 1994, n. 584.*

Il bacino in esame non ricade:

- in aree di notevole interesse pubblico di cui all’art. 136 del Codice del Paesaggio, i cosiddetti “beni decretati”;
- in aree iscritte all’EUAP - Elenco ufficiale delle aree naturali protette;
- all’interno di siti della Rete Natura 2000.

Nel caso in esame potrebbe quindi essere utilizzato lo strumento autorizzativo della P.A.S. Procedura Abilitativa Semplificata di competenza comunale di cui all'articolo 6, comma 1, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28.

Tuttavia, la società proponente, in considerazione della complessità della soluzione per la rete di connessione proposta da e-distribuzione all'interno della STMG, ha scelto di procedere con istanza di **Autorizzazione Unica** di competenza regionale, prevista dall'art. 12 del D.Lgl. 387/2003, tramite procedimento unico, comprensivo delle valutazioni ambientali di cui al titolo III della parte seconda del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 affrontati con procedura di Valutazione di Assoggettabilità alla VIA (vedasi paragr. 1.4.3).

1.4.3 Procedure paesaggistico-ambientali

La potenza prevista per l'impianto in oggetto rientra tra le soglie di cui all'All. IV (>1 MW) e All. II alla Parte II del D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii. (< 10 MW) e dovrà quindi essere sottoposto a procedura di verifica di assoggettabilità a VIA (Valutazione di Impatto Ambientale), detto anche Screening ambientale, di competenza regionale.

Anche volendo applicare l'innalzamento della soglia prevista per le aree idonee, la presenza del vincolo paesaggistico di cui all'art. 142 comma 1, lettera b) "territori contermini ai laghi compresi in una fascia della profondità di 300 metri dalla linea di battigia" di cui al D.Lgs. 42/2004 obbliga all'applicazione del dimezzamento della soglia di screening da 10 a 5 MW, rendendo comunque necessaria la procedura ambientale.

Il progetto non ricade in siti Natura 2000 né interferisce con reti ecologiche significative per la coerenza complessiva della Rete Natura 2000. Nello Studio Preliminare ambientale verranno comunque fatte specifiche valutazioni per evidenziare l'assenza di incidenze sulla conservazione di specie ed habitat dei siti della Rete Natura 2000 presenti nell'area vasta.

Il vincolo paesaggistico richiede anche la richiesta di specifica autorizzazione paesaggistica.

1.4.4 Riferimenti normativi

Si riportano inoltre i principali riferimenti legislativi per l'autorizzazione e la costruzione di impianti alimentati da fonti rinnovabili in Italia:

- Decreto-legge 24 febbraio 2023 n. 13, coordinato con la legge di conversione 21 aprile 2023 n. 41,
- Decreto-legge 1° marzo 2022, n. 17, convertito con modificazioni dalla L. 27 aprile 2022, n. 34 “Misure urgenti per il contenimento dei costi dell'energia elettrica e del gas naturale, per lo sviluppo delle energie rinnovabili e per il rilancio delle politiche industriali. (22G00026)” e ss.mm.ii;
- Decreto Legislativo 8 novembre 2021, n. 199 recante *“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”* (c.d. Decreto Red II).
- PNIEC Dicembre 2019 - Piano Nazionale Integrato per l'Energia ed il Clima
- Decreto Legislativo n.28 03/03/2011 e ss.mm.ii, attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE;
- Decreto Legislativo n.104 16/06/2017, *“Attuazione della direttiva 2014/52/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, che modifica la direttiva 2011/92/UE, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, ai sensi degli articoli 1 e 14 della legge 9 luglio 2015, n. 114.*
- Decreto Ministeriale del 10/09/2010 e ss.mm.ii *“Linee guida per l’autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili”*;
- Decreto Legislativo n 152 del 03/04/2006 e ss.mm.ii *“Norme in materia ambientale”*;
- Decreto Legislativo n.42 del 22/01/2004 e ss.mm.ii *“Codice dei beni culturali e del paesaggio”*.
- Decreto Legislativo n.387 del 29/12/2003, attuazione della direttiva 2001/77/CE

2 DESCRIZIONE DELLA TECNOLOGIA FLOTTANTE

2.1 Caratteristiche della tecnologia utilizzata

Il progetto, durante il suo esercizio, non comporta emissioni di inquinanti in atmosfera, contribuendo anzi a limitare la produzione di CO₂ rispetto ad altre forme di produzione di energia basate su combustibili fossili.

L'uso di un moderno sistema fotovoltaico galleggiante, rispetto ad un più classico fotovoltaico a terra, presenta numerosi vantaggi tra i quali:

1. **nessun consumo di suolo:** a differenza degli impianti a terra non è previsto alcun consumo significativo di terre a vocazione agricola, significativi disboscamenti o eliminazione di vegetazione preesistente, anche di carattere agricolo, con connesso aumento di rischio di impoverimento o erosione del suolo;
2. **basso impatto visivo:** i moduli flottanti, a differenza di quelli a terra, permettono di mantenere una altezza massima di non più di 50 cm sul livello dell'acqua, riducendo notevolmente la loro visibilità dai punti di osservazione circostanti;
3. **completa reversibilità dell'intervento:** Al termine della vita utile dell'impianto, infatti, sarà possibile rimuovere completamente il sistema flottante e gli ancoraggi ottenendo un ripristino dei luoghi allo stato antecedente senza necessità di particolari interventi di ricomposizione. Le uniche opere che rimarranno saranno la cabina di consegna e la connessione alla cabina primaria che resteranno di competenza del gestore di rete.
4. **alta densità installativa:** la realizzazione degli impianti fotovoltaici in modalità flottante permette di ottenere una maggiore densità installativa, consentendo di ridurre di quasi la metà la superficie necessaria, a parità di potenza producibile, rispetto agli impianti a terra;
5. **sfruttamento della rifrazione dell'acqua:** la superficie dell'acqua funziona come uno specchio e migliora l'irradiazione, aumentando la produzione di energia rispetto alla realizzazione a terra. La capacità dell'acqua di riflettere e amplificare la luce solare permette all'impianto di captare maggiori quantità di luce e di generare più energia;
6. **compatibilità con altri usi:** possibilità di rendere compatibile, a determinate condizioni di sicurezza e di fattibilità, la presenza dell'impianto con altri usi (irrigazione, pesca sportiva, fruizione turistica, zone umide, ecc.);
7. **aumento dell'efficienza dei moduli per minore surriscaldamento:** l'acqua su cui poggiano i moduli fotovoltaici costituisce un sistema di raffreddamento naturale, che evita il surriscaldamento e quindi limita le inefficienze. Ogni pannello fotovoltaico ha una temperatura ottimale di funzionamento tra i 20 e 25 gradi, all'aumentare della temperatura

diminuisce il rendimento delle celle. Nelle installazioni a terra, in alcuni periodi dell'anno possono verificarsi significativi cali di rendimento, a causa dell'eccessivo surriscaldamento dei moduli fotovoltaici;

8. **riduzione dei consumi di acqua per la pulizia dei** moduli fotovoltaici: i moduli fotovoltaici, essendo installati in acqua, sono soggetti a minore copertura di polvere rispetto a quelli a terra, con conseguente riduzione delle frequenze di lavaggio e minore consumo di acqua (comunque utilizzata senza additivi).
9. **Invarianza idraulica:** La natura flottante del progetto presentato permette anche di assicurare l'invarianza idraulica in quanto non è previsto alcun intervento che modifichi la permeabilità dei suoli, i deflussi o il sistema di drenaggio idraulico del territorio a seguito di precipitazioni meteoriche.

2.2 Esempi già realizzati

La modalità flottante degli impianti fotovoltaici si è inizialmente sviluppata in paesi, soprattutto asiatici, dove, similamente all'Italia⁷, è molto importante preservare le terre limitate e pregiate, nel rispetto del loro valore agricolo paesaggistico. Un esempio su tutti è il Giappone⁸, dove i sistemi fotovoltaici flottanti hanno trovato dal 2012 ad oggi un particolare interesse da parte di popolazione e autorità locali.

I sistemi flottanti proposti nel progetto in oggetto si basano proprio su know-how ed esperienza accumulati in questi contesti, dove l'attenzione al territorio è molto alta.

La copertura dello specchio d'acqua limita inoltre gli effetti negativi legati ai sempre più evidenti cambiamenti climatici, limitando l'evaporazione, l'eccessivo surriscaldamento delle acque e la conseguente proliferazione di formazioni algali, a volte anche tossiche.⁹

Si riportano alcuni esempi degli impianti sviluppati e già realizzati internamente, con specificato:

paese e anno in sono stati realizzati / tipologia di bacino / potenza di picco dell'impianto / tipo di ancoraggio / percentuale di copertura dello specchio d'acqua / profondità massima del bacino / variazione massima del livello idraulico. Si allega una brochure con alcuni altri esempi di impianti realizzati, dalle taglie più piccole a quelle fino a 90 MW.

⁷ In Italia, secondo l'edizione 2022 del "Rapporto su consumo di suolo, dinamiche territoriali e servizi ecosistemici" curato da ISPRA, la perdita irreversibile di aree naturali e agricole ha superato nel 2021 la soglia dei 2 metri quadrati al secondo, sfiorando i 70 chilometri quadrati in un anno. <https://www.snpambiente.it/2022/07/26/consumo-di-suolo-dinamiche-territoriali-e-servizi-ecosistemici-edizione-2022/>

⁸ <https://ciel-et-terre.net/ciel-terre-japan-creation-history-and-evolution/>

⁹ <http://climadat.isprambiente.it/conoscere-i-cambiamenti-climatici/impatti-vulnerabilita-adattamenti/ecosistemi-di-acque-interne-e-di-transizione/>

In Italia le realizzazioni sono molte meno, tra le quali possiamo citare: il Consorzio di Bonifica Valle Liri ne ha realizzati tre nel Frosinone in alcune vasche di accumulo in Comune di S. Elia Fiumerapido, in loc. Olivella¹⁰, in comune di Pontecorvo in loc. Fontana Merola¹¹ e S. Ermete¹².

Impianti di minor dimensione sono stati realizzati in comune di Mordano, nel bacino di Bubano, in comune di San Giuliano Terme, nel laghetto di Colignola, e in comune di Sella Giudicarie nel bacino di Dampone.



Figura 5: Installazione su bacino di irrigazione nella prefettura di Hyogo in Giappone realizzata nel 2020 da Laketricity del gruppo Ciel&Terre (1.860 kWp, ancoraggio con corpi morti sul fondo, copertura del 42%, profondità massima 10 m, variazione del livello dell'acqua 3 m)

¹⁰ https://maps.app.goo.gl/ZyCH3PeCeRXxRzk18?g_st=ic

¹¹ https://maps.app.goo.gl/UfLvepMzftvB2ofZ8?g_st=ic

¹² https://maps.app.goo.gl/wbRyFajxoJnACSZv9?g_st=ic



Figura 6: Installazione su vasca di trattamento in California USA realizzata nel 2020 da Laketricity del gruppo Ciel&Terre (53 kWp, ancoraggio a percussione, copertura del 6%, profondità massima 4,8 m, variazione del livello dell'acqua 4,8 m)



Figura 7: Installazione su bacino di irrigazione nella prefettura di Nara in Giappone realizzata nel 2021 da Laketricity del gruppo Ciel&Terre (2.204 kWp, ancoraggio a percussione, copertura del 67%, profondità massima 5 m, variazione del livello dell'acqua 2 m)



Figura 8: Installazione su bacino naturale a Tainan in Taiwan realizzata nel 2020 da Laketricity del gruppo Ciel&Terre (1.251 kWp, ancoraggio sulle sponde, copertura del 66%, profondità massima 6 m, variazione del livello dell'acqua 2,5 m)



Figura 9: Installazione su bacino di cava a Piolenc in Francia all'interno di un sito Natura 2000 nel 2019 da Laketricity del gruppo Ciel&Terre (17.015 kWp, ancoraggio con corpi morti sul fondo, copertura del 39%, profondità massima 12 m, variazione del livello dell'acqua 4 m)

Dall'esperienza maturata, la fauna acquatica e terrestre continua a frequentare lo specchio d'acqua su cui viene realizzato l'impianto che viene sfruttato per l'appostamento e per la protezione.

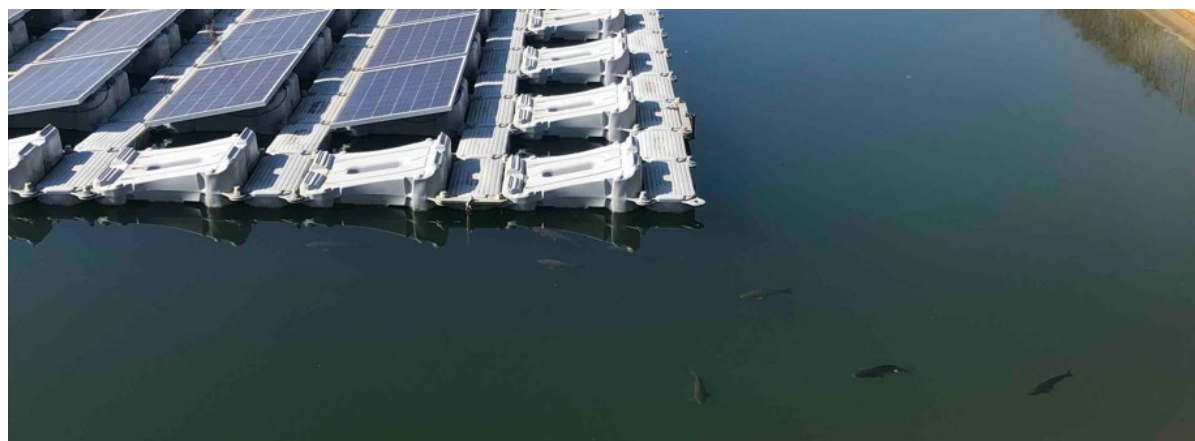


Figura 10: Esempi di convivenza tra fauna e impianti già realizzati

3 DESCRIZIONE PROGETTUALE

3.1 Configurazione progettuale

L'impianto fotovoltaico in oggetto sarà sviluppato in modalità flottante all'interno della superficie d'acqua di circa 9,68 ha creatasi a seguito dell'escavazione sottofalda della ex cava in comune di Medesano (PR). L'area presenta una buona esposizione ed è facilmente raggiungibile tramite l'infrastruttura di viabilità presente.

La superficie totale dell'impianto fotovoltaico flottante comporterà un'area di 4,81 ha con una **copertura non superiore al 50% della superficie dello specchio d'acqua attuale**. La potenza di picco dell'impianto solare fotovoltaico prevista è di **circa 7,54 MWp**, con moduli orientati a Sud e inclinati di 5°.

La configurazione esecutiva dell'impianto sarà affinata in base ad un dettagliato e approfondito studio esecutivo dello ancoraggio, curato da un team specializzato.



Figura 11: Layout dell'impianto fotovoltaico flottante (in blu)

L'impianto sarà costituito da:

- piattaforme galleggianti in HDPE (High-Density Polyethylene idoneo al contatto con acque potabili), ancorate a sostenere le condizioni più gravose di carico previste;
- moduli fotovoltaici e inverter, installati sul sistema in HDPE attraverso strutture metalliche leggere di sostegno;
- cabina per la raccolta dell'energia elettrica prodotta dall'impianto e per la trasformazione della tensione (detta cabina "di trasformazione");
- cabina "di consegna" e linee di connessione, così come indicate nella Soluzione Tecnica Minima Garantita (STMG) dal gestore di rete, per la connessione alla rete elettrica nazionale.

La posa dell'impianto avverrà con rampe appositamente studiate per il varo del sistema galleggiate per evitare di danneggiare le sponde (Figura 12).

A costruzione avvenuta, le opere relative all'impianto di rete per la connessione saranno comprese nella rete di distribuzione del gestore, acquisite al patrimonio di e-distribuzione S.p.A. e verranno utilizzate per l'espletamento del servizio pubblico di distribuzione dell'energia di cui e-distribuzione S.p.A. è concessionaria.



Figura 12: Elementi che caratterizzano queste tipologie di impianto flottanti e della sua installazione



Figura 13: Tipologie di varo su rampa in legno o su tappeti, anche gonfiabili

Relativamente al fissaggio dell'impianto a terra, si prevede un ancoraggio specifico (Figura 14) per evitare spostamenti indesiderati e assicurare la completa sicurezza e la tenuta della struttura galleggiante in caso di eventi ambientali (vento, onde, correnti).

Il numero e la soluzione tecnica progettuale finale dei punti di ancoraggio saranno determinati sulla base di specifici studi geotecnici di dettaglio.

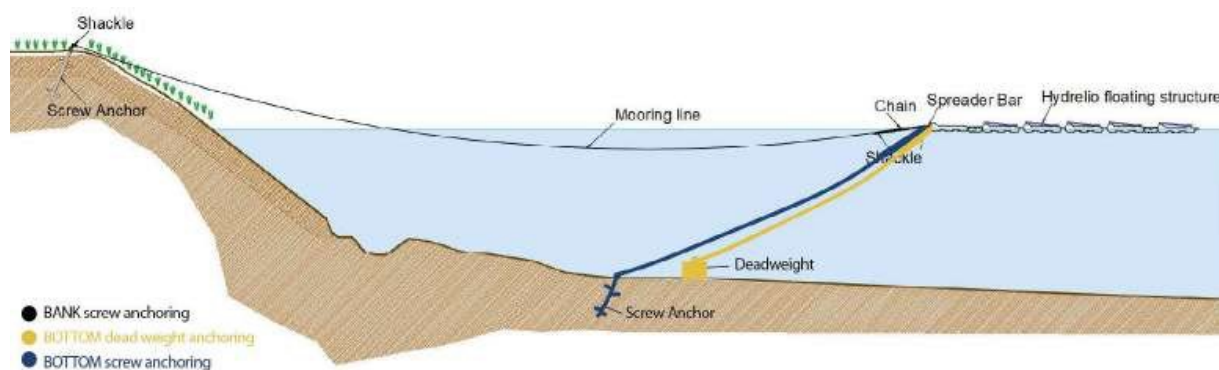


Figura 14: Possibili tipologie alternative di fissaggio a terra, sul fondo o sulle sponde

Le cabine necessarie alla trasformazione dell'energia ed alla consegna alla rete pubblica saranno gli unici altri elementi fuori terra, oltre ad un brevissimo tratto di cavidotto aereo, così come concordati con il gestore della rete all'interno della STMG sottoscritta.

L'impianto flottante, adagiato sulla superficie dell'acqua, non emergerà più di 50 cm, grazie alla scelta di un sistema di installazione che consente una limitata inclinazione dei moduli fotovoltaici.

3.2 Accorgimenti tecnici

Nelle more dell'emanazione del decreto del Ministro della transizione ecologica, che dovrebbe stabilire i criteri per l'inserimento e l'integrazione degli impianti flottanti sotto il profilo ambientale, al fine di assicurare un'adeguata superficie di soleggiamento dello specchio d'acqua e una corretta posizione dell'impianto rispetto alle sponde e alla profondità del bacino, il progetto è stato impostato in base alle indicazioni della delibera n. 214/2023 della regione Emilia Romagna denominata *"Specificazione dei criteri localizzativi per garantire la massima diffusione degli impianti fotovoltaici e per tutelare i suoli agricoli e il valore paesaggistico e ambientale del territorio"* approvata dall'assemblea legislativa della Regione Emilia-Romagna (vedasi paragr. 1.4.1, sottoparagr. "Normativa nazionale").

In particolare, la progettazione ha previsto:

- Di limitare la copertura del bacino fino ad un massimo del 50% della sua superficie, andando ad interessare circa 4,81 ha (superficie massima dell'impianto) sul totale di circa 9,68 ha della superficie totale dello specchio d'acqua;
- Di utilizzare un sistema di galleggiamento non opaco ma con spaziature che consentano la penetrazione della luce tra i galleggianti;
- Di posizionare l'impianto nella parte centrale del bacino, mantenendo libere le sponde dove sono concentrate le attività delle specie animali e la presenza di specie vegetali con abitudini e affinità acquatiche, mantenendo una distanza minima del perimetro dell'impianto dalle

sponde cautelativamente non inferiore a 20 metri (migliorativo rispetto ai 10 m previsti dalla delibera n. 214/2023 della regione Emilia Romagna);

- Di posizionare l'impianto evitando le aree meno profonde del bacino, per le quali è più probabile la presenza di fauna e flora acquatiche, evitando le zone in cui la profondità sia uguale o inferiore ai 3 m;
- Di porre attenzione al mantenimento ed alla implementazione delle aree naturali e delle aree di foraggiamento delle specie eventualmente presenti nel sito, per assicurare la biodiversità dell'ecosistema del bacino.

3.3 Allaccio alla rete

Titicaca Invest SRL ha presentato la richiesta di allaccio alla rete pubblica a e-distribuzione S.p.A. (codice rintracciabilità 358142848) nel rispetto del T.I.C.A. (Testo Integrato delle Connessioni Attive).

Questo passaggio consente di stabilire anticipatamente la fattibilità tecnica e i costi per l'allacciamento della centrale fotovoltaica galleggiante alla rete elettrica pubblica, stabilendo con precisione i dettagli tecnici per la miglior soluzione di connessione dell'impianto (chiamata STMG Soluzione Tecnica Minima Generale) alla rete pubblica, coerentemente alla configurazione della rete nazionale e del territorio attraversato.

L'impianto di rete per la connessione entra a far parte della rete di distribuzione nazionale, e di conseguenza diventa opera di pubblico interesse in quanto essenziale per l'espletamento del pubblico servizio di distribuzione dell'energia.

Il preventivo per la STMG è stato accettato in data 31/07/2023. A partire dalla data di accettazione, il preventivo avrà una validità di 210 giorni lavorativi, decorsi i quali assumerà un valore indicativo rendendo necessario verificare, con il gestore di rete, la persistenza delle condizioni di disponibilità della rete.

Le opere funzionali alla connessione alla rete MT dell'impianto in progetto alla rete elettrica prevedono:

- la connessione degli inverter dell'impianto fotovoltaico galleggiante alla cabina di trasformazione tramite un adeguato sistema di cablaggio, in parte galleggiante (vedasi paragr. 3.5.4) e in parte interrato;
- cavidotto interrato dalla cabina di trasformazione alla cabina di **consegna dell'energia prodotta** (cabina chiamata "Cabina consegna DG 2061 ee 9 da posare nella STMG). La posizione della cabina di consegna è stata concordata con e-distribuzione per assicurare l'accessibilità della stessa dalla viabilità (Figura 15).

Dalla cabina di consegna partiranno le opere per la connessione dell'impianto fotovoltaico alla rete pubblica di competenza del gestore e-distribuzione fino alla **cabina primaria esistente** più vicina (Cabina Primaria a Collecchio (PR)) tra la SP 49 e la Strada Comunale Varra Superiore (Figura 15).

I dettagli dei lavori sono riportati a pagina 5 dell'STMG ricevuta, mentre le planimetrie con le specifiche tecniche si trovano a pagina 41, 42, e 43 della stessa.

Le connessioni verranno eseguite a regola d'arte secondo le più recenti norme tecniche.

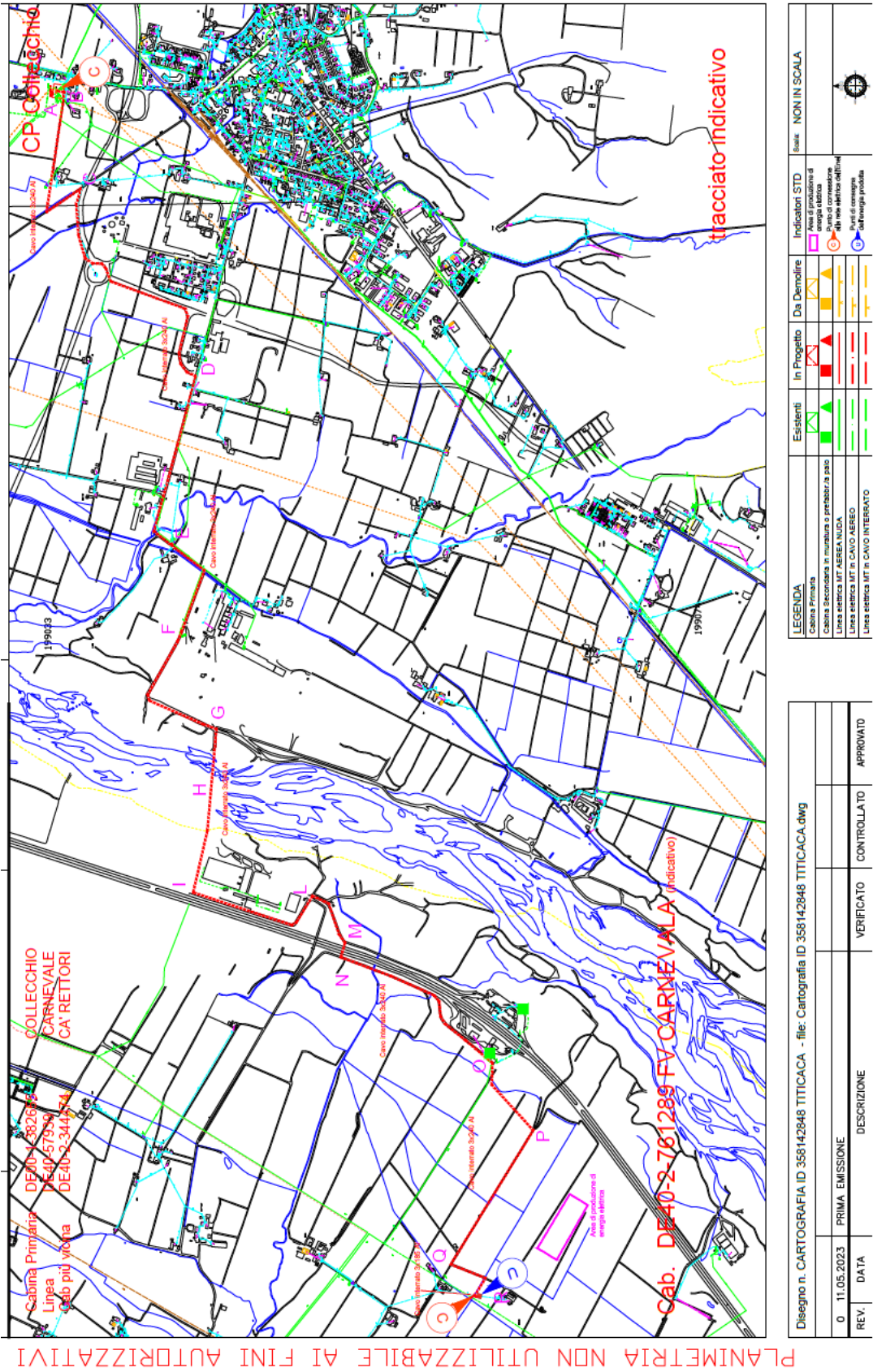


Figura 15: Planimetria opere di connessione alla rete elaborata da e-distribuzione nella STMG

3.4 Norme tecniche di riferimento

Si riportano i principali riferimenti tecnici normativi relativi a questa tipologia di impianti:

- Guida CEI 0-2 II Ed. 2002, "Guida per la definizione della documentazione di progetto per gli Impianti Elettrici".
- D.Lgs. 81/2008 del 9/4/2008 "Testo unico sulla sicurezza".
- DM 37/2008 del 22/1/2008.
- Norma CEI EN 61936-1, "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a. Parte 1: Prescrizioni comuni".
- Norma CEI EN 50522, "Messa a terra degli impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a".
- Norma CEI EN 60529, "Gradi di protezione degli involucri- Classificazione".
- Norma CEI EN 60271-1, "Classificazione delle condizioni ambientali. Parte 1 Parametri ambientali e loro severità".
- Norma CEI EN 61000-2-4, "Ambiente – Livelli di compatibilità per disturbi condotti in bassa frequenza negli impianti industriali".
- Norma CEI 11-17, "Linee in cavo".
- Norma IEC 62271-200, "A.C. metal-enclosed switchgear and controlgear for rated voltages above 1 kV and up to and including 52 kV".
- Norma CEI 64-8, "Impianti elettrici utilizzatori".
- Norma CEI EN 60076, "Trasformatori di potenza".
- Regolamento 548 del 21 maggio 2014.
- DM 15 luglio 2014, "Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, l'installazione e l'esercizio delle macchine elettriche fisse con presenza di liquidi isolanti combustibili in quantità superiore ad 1 m³".
- Norma 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".
- Codice di rete Terna
- Testo Integrato delle Connessioni Attive

Gli impianti saranno realizzati a regola d'arte, come prescritto dalle normative vigenti, ed in particolare dal D.M. 22 gennaio 2008, n. 37.

3.5 Scelte tecniche

3.5.1 Scelta dei moduli

L'impianto prevede l'installazione di un totale di circa 11.250 moduli fotovoltaici con tecnologia Mono PERC.

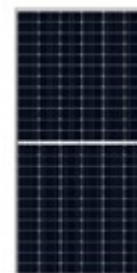
I moduli solari fotovoltaici sono quegli elementi che assicurano la conversione dei raggi solari in corrente elettrica continua.

I moduli fotovoltaici saranno a marchio Canadian Solar o similari. La potenza unitaria di tali moduli è di 670 Wp, con una tolleranza di potenza positiva. Tali moduli si compongono di 132 celle (mezze celle). Le dimensioni di un pannello sono pari a 1303 mm x 2384 mm x 35 mm.

Specifiche tecniche dei moduli:

Tecnologia: Mono PERC

- **Potenza di picco nominale:** 670 Wp (con una tolleranza positiva di 10W);
- **Impronta al carbonio:** 500 kg eq CO₂/kWp;
- **Vetro:** temperato antiriflesso (3,2 mm);
- **Numero di celle:** 132;
- **Scatola di giunzione:** IP 68;
- **Connettore:** MC4-EVO 2 / T4 o T6;
- **Struttura:** alluminio anodizzato;
- **Resistenza meccanica:** 5.400 Pa sul + e 2.400 Pa sul -;
- **Intervallo di temperatura di funzionamento:** da -40°C a +85°C ;
- **Garanzia del prodotto:** 12 anni;
- **Garanzia sulla produzione:** 87,6% alla fine del 25^{esimo} anno e di tipo lineare su 30 anni.



Il lavaggio dei moduli fotovoltaici verrà effettuato con acqua senza additivi e non comporta il rilascio di sostanze inquinanti nelle acque. I moduli sono protetti da vetro antiriflesso.

La scheda tecnica dei moduli viene allegata con la presente relazione.

3.5.2 Scelta degli inverter

L'impianto prevede l'installazione di un totale di circa 30 inverter di stringa.

Gli inverter sono adeguati alla potenza dei moduli. Assicurano la conversione continua/alternata dell'energia prodotta, adattandosi alla frequenza normalizzata della rete elettrica italiana (50 Hz).

Per motivi legati ai limiti di perdita di produzione eventuale e di semplicità delle operazioni di manutenzione, lo studio di progetto ha portato a scegliere la tecnologia detta **inverter di stringa**, chiamati anche inverter a catena o decentralizzati.

Gli inverter verranno selezionati da un produttore e da una gamma di prodotti il cui ritorno di esperienza consente di attestarne un alto grado di affidabilità in ambienti esterni e aperti, come ad esempio **HUAWEI** e la gamma è **SUN2000** o inverter con simili caratteristiche.

Tale scelta consente un'architettura elettrica modulabile, garantendo al tempo stesso delle prestazioni di produzione elevate.



Figura 17. Inverter fotovoltaico SUN2000 – 215KTL – H3

Tali inverter disporranno inoltre delle seguenti caratteristiche tecniche:

- Una sincronizzazione rapida alla rete di distribuzione;
- Un'attivazione automatica in caso di guasto o malfunzionamento della rete (conformemente alla norma **DIN VDE 0126-1-1/A1**);
- Un ripristino automatico in caso di guasto;
- Un basso tasso di distorsione (segnale sinusoidale e conforme alle norme **CEN 50006** e **60555**);
- Tasso armonico conforme alla norma **CEI 61000-3x**;
- Frequenza: 50/60 Hz;
- Un rendimento di conversione elevato: rendimento europeo > **98%**;

- Temperatura di funzionamento tra -25 °C e +60 °C (ambiente);
- Monitoraggio dei difetti di isolamento;
- Regolazione del fattore di potenza: **0,8 capacitivo e 0,8 induttivo**;
- Basso consumo notturno: inferiore a 2 W;
- Ingressi MPPT: 14;
- Indice di protezione: IP 66;
- Protezione contro le inversioni di polarità;
- Tensione nominale di uscita: **800 V** AC trifase bilanciata;
- Comunicazione: tramite un collegamento RS485 o equivalente e compatibile con il dispositivo di acquisizione dei dati e il sistema operativo;
- Possibilità di limitare la potenza prodotta tra lo 0 e il 100%.

Gli inverter previsti per la realizzazione dei lavori sono i SUN2000 – 215KTL – H3 o modelli con caratteristiche simili:

- Massima potenza apparente in AC 215 kW
- Potenza nominale AC 200 kW
- Numero di MPPT: 3
- Indice di protezione: IP 66
- Protezione da sovratensioni (lato DC): tipo II
- Massa: 86 kg
- Dimensioni AxLxP (mm) 700x1035x365

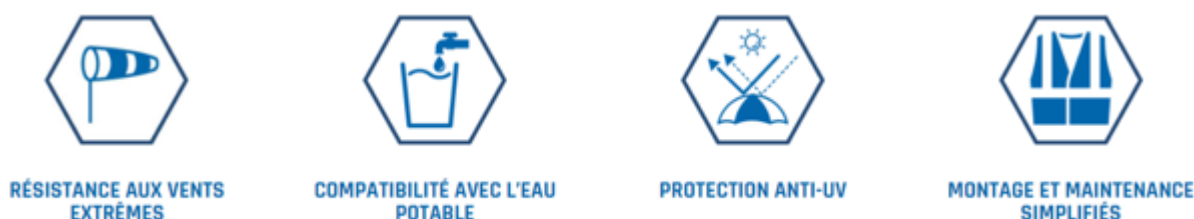
In generale viene data preferenza alle caratteristiche di leggerezza, che consente di posizionare gli inverter sopra all'impianto fotovoltaico galleggiante, evitando ulteriore occupazione di suolo sulle sponde, e di bassa rumorosità.

La scheda tecnica degli inverter viene allegata con la presente relazione.

3.5.3 Scelta del sistema galleggiante

Per il progetto si intende utilizzare la tecnologia brevettata Hydrelío®, il primo sistema di fotovoltaico galleggiante a essere industrializzato, che si compone di galleggianti modulari in HDPE (High-Density Polyethylene) che consentono di supportare una struttura metallica idonea al fissaggio dei moduli fotovoltaici per mantenerli sopra la superficie dell'acqua, garantendo una resistenza a lungo termine agli eventi ambientali quali vento, onde, corrente e neve.

In alternativa si sceglieranno altre tecnologie che possano assicurare gli stessi standard di qualità.



La tecnologia Hydrelío® fornisce:

- Modularità
- Garanzia di 25 anni.
- Resistenza a venti estremi fino a 210 km/h, anche se i progetti possono essere studiati e adattati in modo specifico per offrire una resistenza superiore.
- Compatibilità con l'acqua potabile (Hydrelío® è conforme alla norma **BS 6920:2000** in quanto è prodotto con materiali riciclabili che preservano la qualità di origine dell'acqua, anche potabile).
- Protezione anti-UV: il sistema Hydrelío® assicura una elevata resistenza agli effetti UV per più di 20 anni grazie a un trattamento specifico ed ecologico.
- Messa in servizio semplice e veloce, grazie all'esperienza più che decennale maturata sul campo;
- Montaggio e manutenzione semplificati, grazie ad un accesso facilitato ai moduli per l'assistenza, il monitoraggio e la manutenzione.

Il modello di galleggiante utilizzato nella gamma Hydrelío® è in grado di sostenere la struttura di supporto metallica che assicura l'inclinazione dei moduli fotovoltaici. Il design specifico consente all'aria e alla luce di circolare intorno ai moduli fotovoltaici, diminuendo quindi la temperatura generale del sistema, le perdite elettriche dovuto all'effetto Joule e l'ombreggiamento.

Sono disponibili diverse inclinazioni che consentono di ottimizzare la produzione di elettricità in funzione della posizione geografica. Per il caso in esame verrà utilizzata una inclinazione minima di 5° e un modello di galleggiante che consente un minor contatto tra acqua e il modulo galleggiante che sostiene i moduli fotovoltaici.

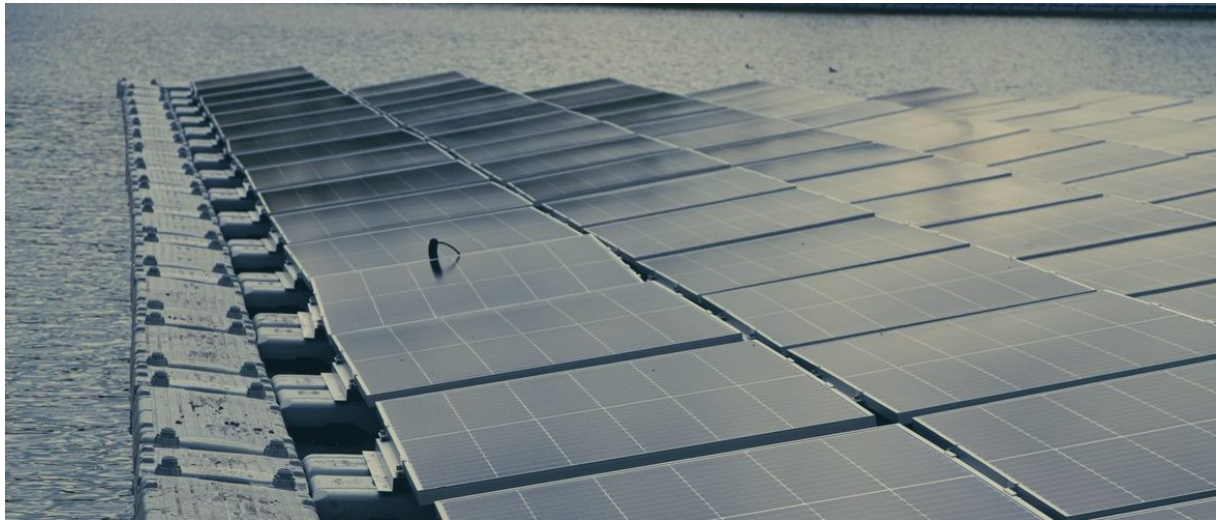


Figura 16: Struttura tipologica galleggiante Hydrelia®

3.5.4 Cablaggio

In fase di progettazione sarà data molta cura nel posizionamento dei cavi per il trasporto della corrente elettrica dall'impianto fotovoltaico galleggiante e la sponda.

Il cablaggio DC (Direct Current – corrente continua) sarà isolato, fissato sulla struttura metallica galleggiante e situato in guaine in plastica per assicurare la protezione necessaria (protezione UV e impermeabilità). Dei rinforzi consentiranno di proteggere i cavi dalle sollecitazioni meccaniche dovute al movimento della centrale galleggiante sull'acqua. Il cablaggio DC si collegherà direttamente agli inverter posizionati sulla piattaforma galleggiante, limitando quindi le perdite di energia e l'utilizzo di cavi DC di diametro importante.

Il cablaggio AC (Alternating Current – corrente alternata) in uscita dagli inverter sarà collegato alle cabine di trasformazione, posizionate vicino la sponda del bacino. Tale cablaggio si collegherà alla sponda tramite dei galleggianti, prima di essere posato in trincee sotterranee per raggiungere la cabina tecnica.



Figura 17

Per sistemi, cabine e linee elettriche verranno rispettati i limiti previsti dalla normativa per l'esposizione ai campi elettromagnetici, prevedendo sempre cavidotti interrati (unici elementi a richiedere degli scavi).

3.5.5 Cabine di trasformazione e consegna

Il cablaggio interrato porterà l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico flottante fino alla cabina di trasformazione (Figura 18) e, successivamente, a quella di consegna (Figura 19) da realizzare in posizione accessibile (come concordato con e-distribuzione). Le cabine saranno poggiate su un basamento, che avrà caratteristiche tipologiche standard, tipiche di questo tipo di manufatti tecnici e saranno suddivise internamente per ospitare i vari impianti elettro-meccanici (trasformatori, quadri elettrici, ecc.)

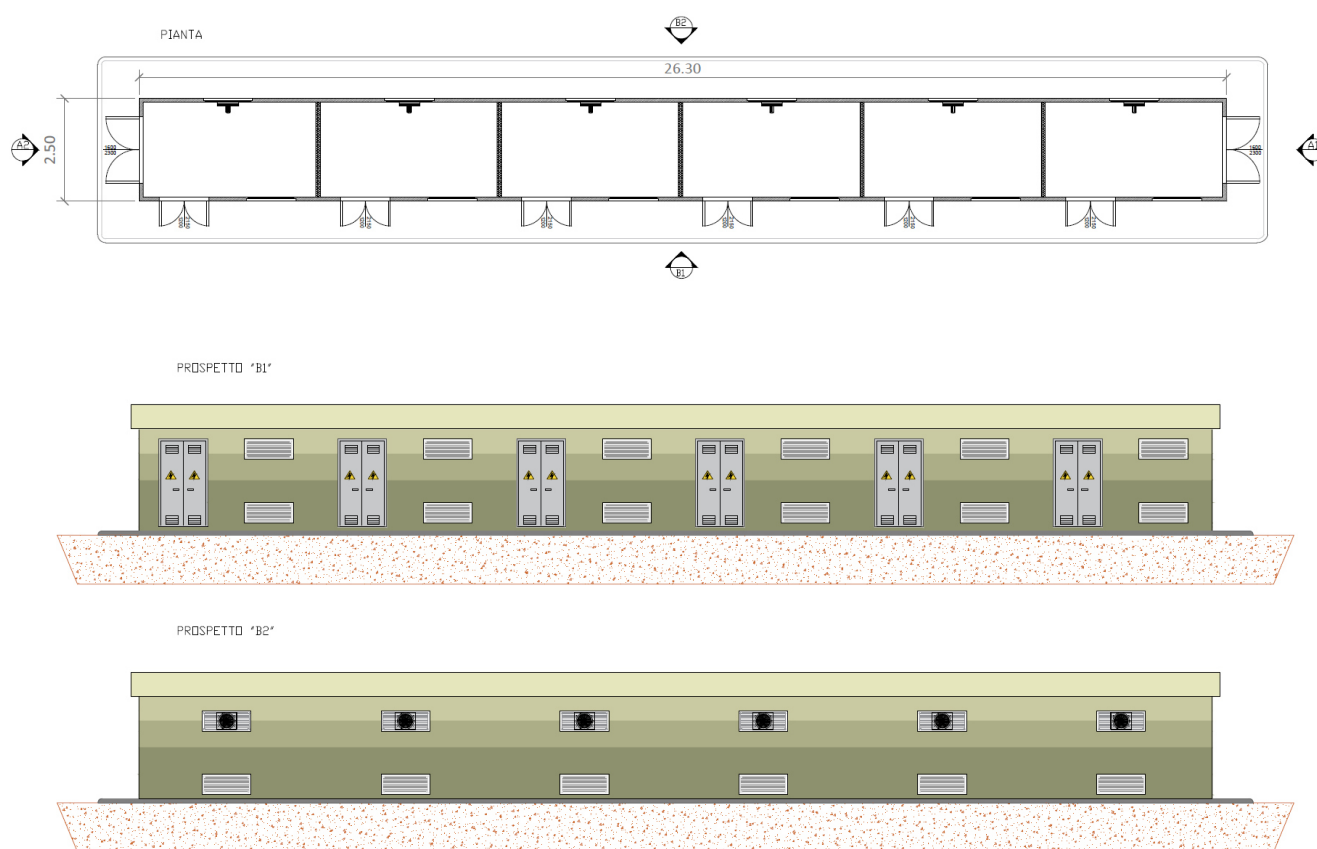


Figura 18: Pianta e prospetti tipologici di una cabina di trasformazione dell'impianto di produzione (dimensioni indicative 26 x 2,5 m, altezza 2,5 m)

3.5.6 Ancoraggio del sistema galleggiante

Il tipo di ancoraggio dipende da diversi parametri legati alla disposizione del sistema e alle condizioni del sito, come le caratteristiche geotecniche del terreno, lo spazio disponibile intorno al bacino, la morfologia del fondo, le sollecitazioni del vento o le variazioni prevedibili del livello dell'acqua. Questi parametri sono definiti grazie agli studi batimetrici, topografici e geotecnici di dettaglio realizzati durante lo sviluppo del progetto esecutivo.

Una volta assemblata con i moduli fotovoltaici, l'impianto fotovoltaico galleggiante viene messa in acqua e spostata nel luogo definito dalle squadre di progettazione. L'impianto viene quindi ancorato in modo da assicurare il mantenimento di una posizione fissa evitando rischi di urto con sponde o altri elementi, anche in caso di variazione del livello dell'acqua o fenomeni atmosferici significativi (forte vento, ecc.).

Il sistema di ancoraggio è generalmente formato come segue:

- Le barre di ancoraggio in alluminio o in acciaio vengono fissate ai galleggianti per consentire il collegamento delle linee di ancoraggio all'impianto fotovoltaico e per suddividere il peso attraverso i due occhielli di collegamento dei galleggianti.
- Le linee fungono da collegamento tra le barre di ancoraggio e le ancore e hanno una dimensione definita in base alle variazioni del livello dell'acqua.
- Le catene sono situate alle estremità dei cavi per regolare la lunghezza della linea di ancoraggio.
- Le ancore consentono di ormeggiare l'impianto fotovoltaico al fondo o tramite le sponde per resistere al vento e per ridurre i movimenti dell'isolotto sulla superficie dell'acqua.
- I grilli (moschettoni) servono per collegare i vari componenti tra loro: ancora e cavo, cavo e catena, catena e barra di ancoraggio.

Per tutti questi elementi è necessario un corretto e attento dimensionamento, che verrà effettuato da un team specializzato.



Figura 20: Esempi degli elementi di ancoraggio

Al fine di garantire che la struttura non subisca strappi, in fase di progettazione vengono sempre considerate in via cautelativa tutte le peggiori condizioni di sforzo a cui l'isola galleggiante potrebbe essere sottoposta in modo da fare in modo che gli ancoraggi resistano e riescano ad assorbire le forze indotte previste in ogni punto. Il loro dimensionamento verrà condotto da personale specializzato che andrà a considerare tutte le massime tensioni e resistenze a cui potrebbe essere soggetto l'impianto flottante derivanti da:

- vento, in condizioni normali e in caso di eventi atmosferici eccezionali, analizzando i dati meteorologici storici ma anche gli eventi estremi derivanti dai cambiamenti climatici;
- variazione massima del livello dell'acqua, considerando i livelli minimi di magra nei periodi di siccità, le escursioni della falda e i livelli massimi, previsti anche in base ad eventuali rischi di idraulici e alla morfologia del territorio;
- velocità massima e direzione di flusso e gli eventuali moti ondosi attesi in condizioni normali e in caso di eventi esondativi, che aiutano a stabilire correttamente il grado di elasticità da prevedere per le linee di ancoraggio;
- coefficienti di attrito e perturbazioni da considerare in base alla forma delle isole fotovoltaiche flottanti e alla direzione e velocità dei flussi;
- eventuale presenza di trasporti solidi in caso di esondazioni o allagamenti;
- presenza di ostacoli (rive, altre isole flottanti, ecc.) per dimensionare la lunghezza delle linee di ancoraggio in modo tale da non creare pericoli di collisione in base alla libertà di movimento delle isole fotovoltaiche galleggianti;
- caratteristiche morfologiche e geotecniche del terreno sul fondo del bacino e sulle sponde, per stabilire la modalità di ancoraggio più adeguata ad assicurare la tenuta anche in caso delle peggiori condizioni attese.

Tutte queste diverse variabili vengono prese in considerazione nei calcoli grazie all'utilizzo di software dedicati ma anche in base alla ormai decennale esperienza accumulata su questi aspetti progettuali, sia sul campo che attraverso i risultati dei banchi di prova presenti nei laboratori di ricerca utilizzati per testare la resistenza e la tenuta dei materiali alle diverse condizioni:

- Banco trazione con camera di 'Riscaldamento e Raffreddamento';
- Panca PFS (Panel Fixation System);
- Panca per la fatica delle onde.

Grazie a questa solida metodologia di calcolo per l'ancoraggio in questi anni sono state superate numerose sfide legate alla presenza di fenomeni meteorologici estremi (tifoni in Giappone), di profondità importanti (anche di 80 m) e con escursioni del livello dell'acqua (in zone soggette ad allagamento o in bacini idroelettrici con escursioni anche di 30 m).



Figura 21: Laboratorio di ricerca con vari banchi di prova per testare resistenza materiali utilizzati

3.5.7 Sistema di gestione e di controllo a distanza

Per garantire il monitoraggio da remoto dell'impianto, e per facilitare le operazioni di manutenzione e il funzionamento ottimale dei moduli, è necessario utilizzare un dispositivo di raccolta dati con gateway aperto che consenta:

- ✓ La raccolta e la trasmissione di tutte le informazioni tecniche necessarie al monitoraggio del funzionamento della centrale;
- ✓ Il monitoraggio delle prestazioni della centrale (gli inverter saranno forniti di sistemi informatici di misurazione).

Un sistema di controllo generale garantisce h24 la messa a disposizione di tutte le informazioni utili, tra le quali potenza istantanea, l'eventuale auto consumo in sito dell'energia e, ove fosse necessario, anche il livello dell'acqua. Tutti i dati saranno disponibili in tempo reale.

L'impianto fotovoltaico galleggiante, una volta realizzato, sarà accessibile dal personale tecnico incaricato per la manutenzione ordinaria e straordinaria.



Figura 22: Esempio di operazioni di manutenzione

3.5.8 Altri elementi considerati all'interno della progettazione

La progettazione di dettaglio sarà definita in base a studi di approfondimento e tenendo conto di:

- Eventuali prescrizioni indicate nel corso delle procedure autorizzative dagli enti competenti, relative all'area, all'impianto e alle varie strutture a essa collegate anche relative alla connessione;
- Considerazioni emerse durante il confronto, in fase di progettazione, con i consulenti ambientali incaricati della valutazione della sostenibilità del progetto;
- Indicazioni tecnico-realizzative indicate dagli enti gestori della rete elettrica pubblica per una corretta connessione;
- Dimensionamento esecutivo del sistema di ancoraggio;
- Vista la veloce evoluzione del settore, novità tecniche e proposte di nuovi dispositivi elettrici che permettano di migliorare le prestazioni di efficienza e sicurezza, mantenendo invariata la potenza di picco.

3.5.9 Produzione annuale

Lo studio della produzione è stato realizzato con il software professionale HELIOSCOPE, riconosciuto nel campo del fotovoltaico.

Tale software consente di simulare la produzione del parco fotovoltaico tramite l'utilizzo di un insieme di dati, quali i dati meteorologici del sito, l'orientamento e l'inclinazione dei moduli fotovoltaici, la modellizzazione in 3D delle ombreggiature vicine, le ipotesi di perdite e la scelta del materiale.

Il risultato di tale studio delinea una producibilità di circa **1.158,4 kWh/kWp/anno¹³**, ovvero una produzione nell'ordine dei **8.73 GWh/anno**. Il rendimento totale della centrale (Performance Ratio) è dell'**81,6%**.

La base di dati utilizzata è METEONORM, riconosciuta come la base di dati più affidabile per la stima della producibilità solare.

Il calcolo della producibilità si basa anche su un'esperienza maturata sul campo su moltissime installazioni realizzate dal 2001 ad oggi.

In generale la realizzazione degli impianti fotovoltaici in modalità flottante consente un'alta densità installativa, grazie alla quale è possibile ridurre di quasi la metà la superficie necessaria, a parità di potenza producibile, rispetto agli impianti a terra.

¹³ Vedasi paragrafo 3.5.9

3.5.10 Sicurezza dei lavoratori

Nel corso della progettazione dell'opera, così come previsto dall'arti. 91 comma 1 lett. a) e b) del D.lgs. 81/2008, dovrà essere steso il Piano di Sicurezza e di Coordinamento e il Fascicolo dell'Opera.

Durante la fase di esercizio dell'impianto fotovoltaico, è prevista la presenza di lavoratori esclusivamente per attività a basso rischio incidenti tra le quali:

- ispezione e pulizia dei moduli fotovoltaici;
- controllo integrità dei sistemi di ancoraggio;
- controllo integrità e corretto posizionamento dei cavi di connessione;
- controllo integrità delle strutture di galleggiamento, in particolare nei punti di giuntura;
- manutenzione elettro-meccanica;
- manutenzione delle eventuali misure di mitigazione ambientale.

Tale presenza è saltuaria e composta da poche unità in quanto l'impianto fotovoltaico non presenta componenti mobili e ha bisogno di una minima manutenzione durante il suo ciclo vita, tipicamente 25-30 anni.

La piattaforma fotovoltaica galleggiante è progettata per consentire il passaggio degli operatori tra una fila di moduli fotovoltaici e la successiva, creando così delle passerelle per la manutenzione della struttura in agilità e sicurezza.

Rispetto ad un impianto tradizionale, stringenti protocolli di sicurezza sono presi nella trasmissione di potenza dal bacino alla terraferma, per assicurare che tutte le strutture possano essere sicure al tocco dei lavoratori.

Il personale interessato dalle attività menzionate sarà esclusivamente rappresentato da personale addestrato e abilitato a operare su impianti elettrici e su piattaforme galleggianti.

Tutti i lavoratori saranno informati – formati ed eventualmente equipaggiati di D.P.I. in linea con le disposizioni del Testo Unico sulla sicurezza sul lavoro (D.lgs. 81/08) e successive modificazioni e/o integrazioni.

Nella stesura della documentazione tecnica di sicurezza verrà consultato tale piano al fine di una integrazione profonda tra le realtà del bacino irriguo e del parco fotovoltaico.

3.5.11 Prevenzione incendi

L'impianto fotovoltaico in progetto, ai sensi del D.P.R. 01/08/2011, n. 1513, non è soggetto ai controlli di prevenzione incendi di cui all'Allegato 1 e non presenta, ai fini della valutazione antincendio, elementi di pericolosità in quanto:

- non utilizza combustibile di alcuna forma, né è previsto il deposito anche solo temporaneo di combustibile di alcuna forma;
- non è una centrale termoelettrica, né vi sono macchine elettriche fisse con presenza di liquidi isolanti in quantitativi superiori a 1 m³;
- non presenta gruppi per la produzione di energia elettrica sussidiaria con motore endotermico di potenza complessiva superiore a 25 kW.

Non si individuano aree a rischio specifico all'interno dell'impianto fotovoltaico per l'assenza di sostanze pericolose ai fini antincendio.

Si sottolinea inoltre che non si individua rischio di propagazione degli incendi in virtù di:

- assenza di elementi di pericolosità ai fini della valutazione antincendio;
- caratteristiche di funzionamento dell'impianto;
- localizzazione delle apparecchiature elettrica in tensione ad una distanza adeguata dalla sezione di produzione della energia elettrica;
- presenza di fasce di rispetto tra tutti corpi dell'impianto e gli elementi esterni.

È comunque previsto l'impiego di estintori mobili all'interno dei cabinati.

Essendo l'impianto flottante soggetto a leggeri movimenti a causa di forze esterne come vento e variazioni di livello del bacino, nella progettazione del parco, ed in particolar modo del cablaggio, si terrà conto di tali libertà di movimento per impedire che si possano generare stress locali tali da danneggiare i cavi elettrici.

Si sottolinea come l'ingresso dell'impianto fotovoltaico, in relazione all'eventuale sviluppo di un incendio, consenta il rapido abbandono della intera area dell'impianto stesso ed il facile ingresso degli operatori e dei mezzi dei VV.FF. L'area di impianto è accessibile anche con autobotti o mezzi speciali.

3.6 Dismissione

Al termine della vita utile dell'impianto è possibile rimuovere completamente il sistema flottante e gli ancoraggi ottenendo un ripristino dei luoghi allo stato antecedente senza necessità di particolari interventi di ricomposizione.

Le uniche opere che rimarranno saranno quelle funzionali all'impianto di rete per la connessione, ovvero la porzione di impianto per la connessione che, compresa tra il punto di inserimento sulla rete esistente (cabina di consegna compresa) e il punto di connessione, che rimarranno nel patrimonio di e-distribuzione S.p.A. e utilizzate per l'espletamento del servizio pubblico di distribuzione dell'energia di cui e-distribuzione S.p.A. è concessionaria.

4 ALLEGATI

Con la presente relazione si allega:

02_1.2 Schede tecniche moduli

02_1.3 Schede tecniche inverter

02_1.4 Simulazione HELIOSCOPE sulla produzione dell'impianto

02_1.5 Laketricity references

02_1.6 Ciel & Terre references