

IMPIANTO IDROELETTRICO DI BUDRIESSE

Comuni di Maccastorna e Castelnuovo Bocca d'Adda (LO)
Comune di Crotta d'Adda (CR)

Relazione tecnica particolareggiata

Progettista: Ing. Luigi Lorenzo Papetti

STRATEGIES FOR WATER

FROSIO
next 

| | | | | | |
|-----------------|--------------------|---------------------|-----------------------|---------------------|-------------|
| File | rel01tec23r1 | | | | |
| Commessa | 1419 | | | | |
| Note | | | | | |
| | | | | | |
| Rev. | Descrizione | Preparato da | Controllato da | Approvato da | Data |
| 1 | Revisione Edison | G. Frosio | F. Frosio | L. Papetti | 16/12/2023 |

Questo documento non può essere riprodotto, né utilizzato altrove, né ceduto a terzi in tutto o in parte senza il consenso scritto degli autori

INDICE

| | | |
|----------|--|-----------|
| 1 | Premessa | 4 |
| 2 | Localizzazione del progetto | 5 |
| 3 | Finalità del progetto | 6 |
| 3.1 | Valorizzazione delle risorse locali | 6 |
| 3.2 | Presidio del territorio | 6 |
| 3.3 | Riduzione delle emissioni climalteranti | 7 |
| 3.4 | Ripetibilità dell'intervento sul territorio | 12 |
| 4 | Inquadramento rispetto alla pianificazione energetica | 13 |
| 4.1 | Comunitaria | 13 |
| 4.2 | Nazionale | 14 |
| 4.3 | Regionale | 16 |
| 4.3.1 | Piano di Azione per l'Energia | 16 |
| 4.3.2 | Piano Energetico Ambientale Regionale | 17 |
| 4.3.3 | Programma regionale energia, ambiente e clima | 20 |
| 4.3.4 | Conclusioni | 21 |
| 5 | Descrizione delle opere in progetto | 22 |
| 5.1 | Sbarramento | 22 |
| 5.2 | Opera di presa | 23 |
| 5.3 | Passaggio per i pesci | 24 |
| 5.4 | Canali di carico | 25 |
| 5.5 | Centrale e restituzione | 26 |
| 5.6 | Linea elettrica | 28 |
| 6 | Quadro degli utilizzi esistenti | 29 |
| 7 | Vincoli e inquadramento del progetto | 30 |
| 8 | Sintesi delle caratteristiche della derivazione | 31 |
| 8.1 | Portate | 31 |
| 8.2 | Salti | 31 |
| 8.3 | Potenza e producibilità | 31 |
| 8.4 | Riassunto dei dati caratteristici della derivazione | 31 |
| 8.4.1 | Dati nominali di concessione | 31 |
| 8.4.2 | Potenza ed energia producibili | 31 |

1 PREMESSA

In data 1/3/2023, mediante l'apposito portale regionale SIPIUI, Edison SpA ha inoltrato alla Regione Lombardia - UTR Lodi l'istanza di concessione per la Grande Derivazione d'acqua del fiume Adda a uso idroelettrico per l'impianto denominato "Budriesse", da realizzarsi nell'omonima località in comune di Castelnuovo Bocca d'Adda (LO).

Poiché, come illustrato nella *Relazione idrologica e idraulica* del progetto, l'impianto e più in particolare lo sbarramento genera a monte un invaso superiore a 1.000.000 m³, il progetto deve essere assoggettato alla procedura di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) statale ai sensi del punto 13 dell'Allegato II alla parte II del D.Lgs. 152/2006.

La presente relazione illustra le caratteristiche tecniche del progetto definitivo a corredo dell'istanza di VIA statale.

Altri aspetti di dettaglio (idrologici e idraulici, geologici e geotecnici, strutturali, ecc.) sono trattati nelle relazioni specialistiche allegate.

2 LOCALIZZAZIONE DEL PROGETTO

Il progetto in esame riguarda l'utilizzazione idroelettrica delle portate del fiume Adda, poco a monte della sua confluenza nel fiume Po, dove funge da confine tra le Province di Lodi in sponda idrografica destra e Cremona in sponda sinistra. L'area interessata è situata sulla sponda destra (lodigiana) in località Budriesse del comune di Castelnuovo Bocca d'Adda, immediatamente a valle dello scarico del Collettore Adda-Maccastorna, localmente detto anche "Chiavicone".

Le opere in alveo saranno realizzate su aree demaniali, mentre le opere (vie d'acqua e centrale) nell'area golenale in destra idrografica interessano aree per cui saranno definiti accordi bonari di acquisizione con i proprietari.

Poiché il fiume Adda è un affluente in sponda idrografica sinistra del Po, l'asta fluviale interessata dal progetto appartiene al bacino idrografico del fiume Po.



Figura 1 – Foto aerea del sito di progetto (Google Earth ®)

3 FINALITÀ DEL PROGETTO

Obiettivo del progetto di realizzazione dell'impianto idroelettrico "Budriesse" sul fiume Adda è l'utilizzo della risorsa di energia rinnovabile costituita dai deflussi del medesimo fiume in corrispondenza d'un salto di fondo esistente nel comune di Castelnuovo Bocca d'Adda, in prossimità della confluenza nel fiume Po.

La realizzazione dell'impianto idroelettrico, oltre ai noti benefici su grande scala connessi con l'utilizzo di una fonte di energia rinnovabile come la riduzione della dipendenza da combustibili fossili e la riduzione di emissioni nocive (ossidi di zolfo e di azoto, particolati) o responsabili delle alterazioni climatiche (CO₂, metano, ecc.), ha una ricaduta positiva anche locale. Infatti l'utilizzo di una risorsa naturale ha certamente l'effetto di valorizzarla agli occhi della popolazione, considerando anche le ricadute positive sulle attività agroalimentari della zona, stimolandone quindi il rispetto e la cura.

Il progetto infatti, a fronte d'un basso impatto ambientale per via della tipologia d'impianto e delle scelte progettuali adottate, porterà un grande valore aggiunto al territorio, legato soprattutto alla percezione locale della valorizzazione della risorsa rinnovabile idraulica. Infine, la presenza di un'opera produttiva come l'impianto in progetto è motivo di presidio e manutenzione del territorio.

3.1 VALORIZZAZIONE DELLE RISORSE LOCALI

La realizzazione di un impianto idroelettrico rappresenta per la comunità un'attraente possibilità di reperire risorse finanziarie per mantenere competitivo l'interesse a investire nelle aziende che operano nella zona.

Si inserisce inoltre nella tradizione di utilizzo consapevole del territorio e rappresenta un'occasione di rinnovata attenzione a esso: la presenza di una iniziativa economica che interessa direttamente l'ambiente rurale può infatti costituire, se ben gestita, un motore di manutenzione e di salvaguardia di fasce fluviali altrimenti abbandonate.

3.2 PRESIDIO DEL TERRITORIO

Oltre a quanto testé esposto sulla valorizzazione delle risorse locali, l'iniziativa ha alcune ricadute positive più specificatamente sul territorio, in termini di sicurezza e presidio dello stesso. Nel caso in esame, in particolare, si prevede l'ispezione e il ripristino secondo necessità dei canali di drenaggio esistenti in sponda sinistra per risolvere l'eventuale allagamento dei terreni per l'innalzamento della falda dovuto all'impianto e in particolare allo sbarramento. Questa misura, che va a mitigare un impatto non permanente¹, avrà un effetto positivo permanente, legato al miglioramento della rete di drenaggio, di cui beneficerà un'ampia area in sinistra idrografica.

¹ Infatti il livello di normale ritenuta di 35,50 m s.l.m. corrisponde a normali condizioni di morbida, che si verificano in media 10 giorni all'anno, per cui l'effetto di rigurgito rispetto allo stato di fatto non è permanente, ma di entità variabile in funzione delle condizioni idrologiche del fiume Adda.

3.3 RIDUZIONE DELLE EMISSIONI CLIMALTERANTI

I diffusi e perduranti fenomeni di caldo estremo del 2022 hanno portato ulteriore attenzione sull'emergenza ambientale e climatica che il mondo sta attraversando.

In particolare, il periodo attuale ha visto raggiungere valori record a livello globale di:

- aumento della temperatura media;
- concentrazione di CO₂ in atmosfera (421 ppm, cioè il 50% in più dei livelli pre-industriali, nel maggio 2022);
- aumento di livello dei mari;
- riscaldamento e acidificazione degli oceani.

Per quanto riguarda il clima:

- la temperatura media globale è aumentata di 1,2 °C (sui livelli preindustriali);
- attualmente si stima che vi sia una possibilità del 50% di superare la soglia di +1,5 °C nei prossimi 5 anni;
- in Europa i danni legati a eventi climatici estremi ammontano a quasi 50 miliardi di euro (dati del 2021);
- l'Italia è il secondo paese europeo per danni legati al cambiamento climatico;
- nel 2022 l'Italia ha sperimentato la siccità più grave degli ultimi 70 anni.

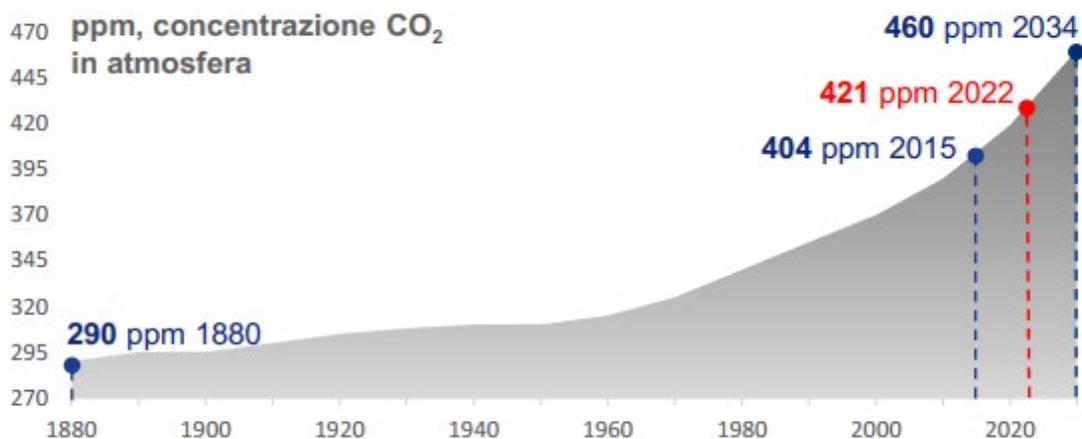


Figura 2 – Andamento nel tempo della concentrazione di CO₂ in atmosfera

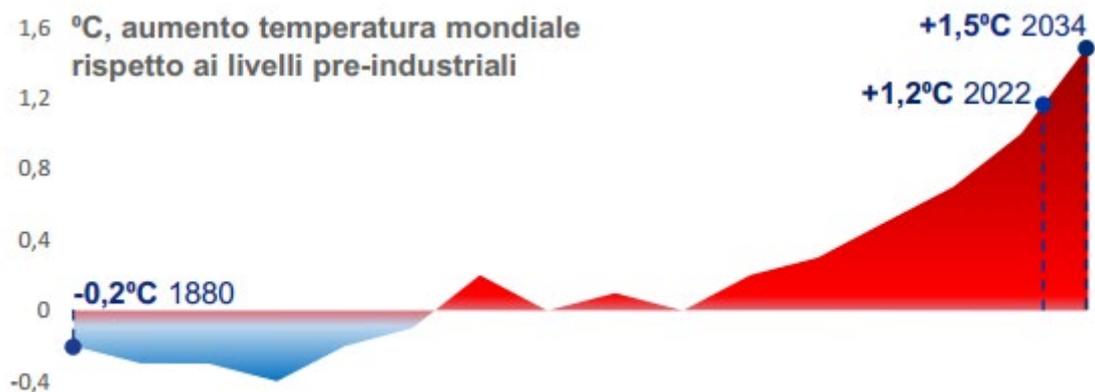


Figura 3 – Andamento nel tempo della temperatura media globale

Concentrandosi sul contesto italiano, all'emergenza climatica appena illustrata corrisponde anche un'emergenza energetica, testimoniata dall'aumento dei prezzi:

- il prezzo del gas è aumentato di quasi sette volte rispetto alla media degli ultimi anni;
- il prezzo dell'energia elettrica è aumentato di oltre sei volte, poiché quasi il 60% dell'elettricità in Italia è ancora prodotto da fonti fossili e prevalentemente da gas.

Questa emergenza energetica ha definitivamente chiarito che le energie rinnovabili sono quelle che costano meno. Inoltre sono le uniche risorse nazionali che permettono di produrre energia elettrica sostenibile, in abbondanza e in poco tempo. La transizione energetica è la soluzione più efficace per azzerare la dipendenza energetica dalla Russia e in generale dagli altri Paesi.

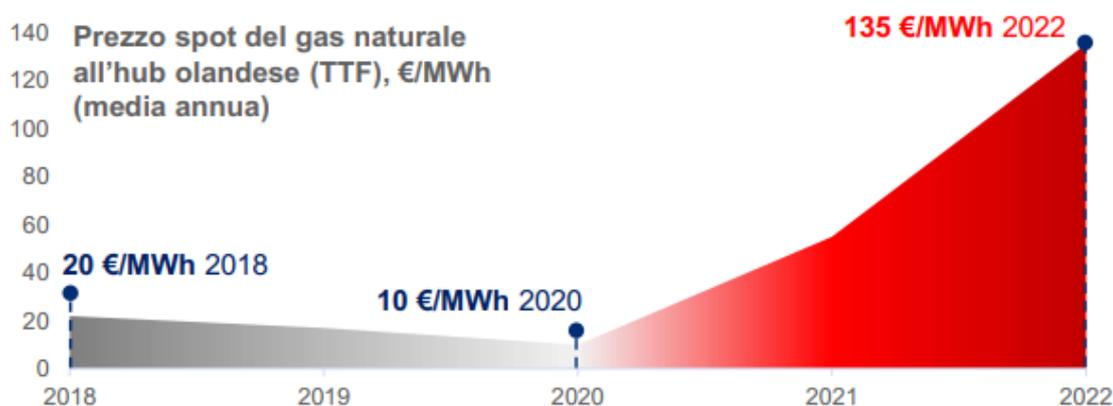


Figura 4 – Andamento del prezzo del gas naturale negli ultimi 5 anni

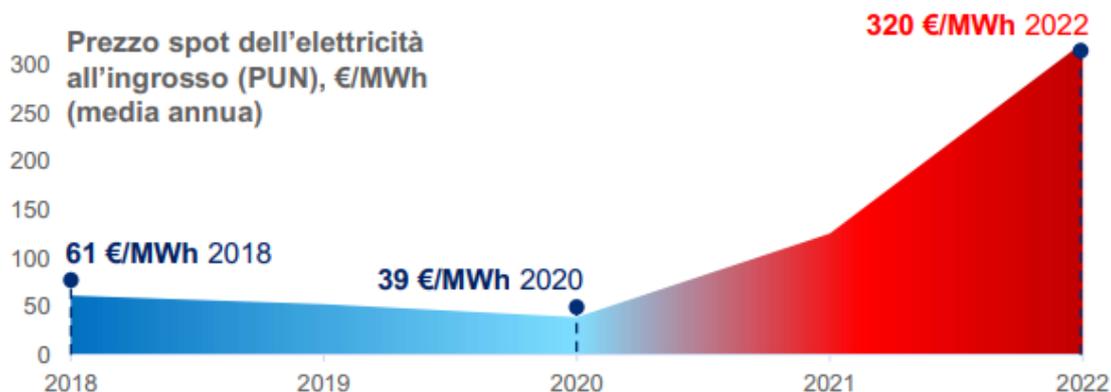


Figura 5 – Andamento del PUN in Italia negli ultimi 5 anni

Rispetto al quadro sopra delineato, la produzione di energia da fonti rinnovabili permette un minore consumo di energia da fonti convenzionali (derivati del petrolio, carbone, gas, ecc.) il cui processo di produzione genera invece emissioni atmosferiche responsabili sia di fenomeni di inquinamento che di alterazioni climatiche. In particolare, l'ulteriore incremento della già elevata concentrazione di CO₂ in atmosfera è fonte di preoccupazione nell'opinione pubblica mondiale in relazione alle variazioni climatiche già in essere.

A seguito della conferenza mondiale di Kyoto e della COP21 di Parigi, l'Unione Europea e la stessa Italia hanno assunto impegni precisi relativamente alla riduzione delle emissioni di CO₂ e degli altri gas responsabili delle alterazioni del clima, come il metano. Da tali impegni sono nate negli anni passati politiche di incentivazione nazionali dell'uso delle fonti di energia rinnovabili, dai cosiddetti "certificati verdi" alle tariffe *feed-in*. Il contributo dell'Italia alla riduzione delle emissioni di CO₂ non può che passare per un utilizzo sostenibile delle risorse idriche per la produzione di energia idroelettrica che rappresenta pur sempre, è bene non dimenticarlo, la maggior fonte di produzione di energia elettrica nel parco delle rinnovabili, come testimonia il seguente grafico tratto dalla pubblicazione "Rapporto Statistico - Energia da fonti rinnovabili - Anno 2020" del GSE.

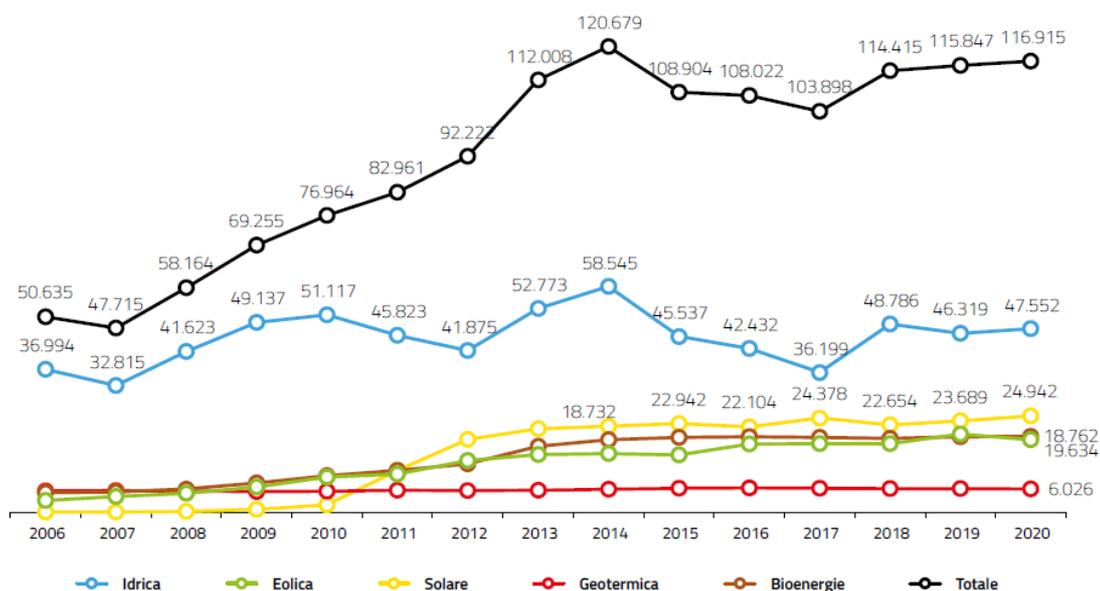


Figura 6 - Grafico estratto dal "Rapporto Statistico - Energia da fonti rinnovabili - Anno 2020" pubblicato dal GSE (Gestore dei Servizi Energetici)

Come si vede, l'idroelettrico ha contribuito nell'anno 2020 per 47.552 GWh su un totale di 116.915 GWh da fonte rinnovabile, cioè per circa il 41% dell'intera produzione; il 74% dell'elettricità generata dagli impianti idroelettrici è stata prodotta da impianti di potenza superiore a 10 MW, il 19% da quelli di potenza compresa tra 1 e 10 MW e il restante 7% da impianti di piccola dimensione (inferiore a 1 MW).

3.4.1 Dati di sintesi sugli impianti idroelettrici nel 2020

| Classi di potenza | Numero | Potenza (MW) | Produzione (GWh) |
|-------------------|--------------|---------------|------------------|
| P ≤ 1 MW | 3.271 | 871 | 3.094 |
| 1 MW < P ≤ 10 MW | 922 | 2.756 | 9.065 |
| P > 10 MW | 310 | 15.479 | 35.392 |
| Totale | 4.503 | 19.106 | 47.552 |

Figura 7 - Tabella estratta dal "Rapporto Statistico - Energia da fonti rinnovabili - Anno 2016" del GSE

I grafici che seguono, anch'essi tratti dalla pubblicazione del GSE, rivelano che, nonostante i notevoli investimenti nel settore e l'aumento della potenza complessiva installata, la produzione complessiva da fonte rinnovabile ha presentato sino al 2007 un andamento stazionario. Gli anni dal 2008 al 2020, al contrario, hanno registrato un aumento della produzione da fonte rinnovabile, confermando peraltro il ruolo dell'idroelettrico come principale fonte d'energia rinnovabile, che ha raggiunto nel 2014 il record storico di produzione di 58.545 GWh.

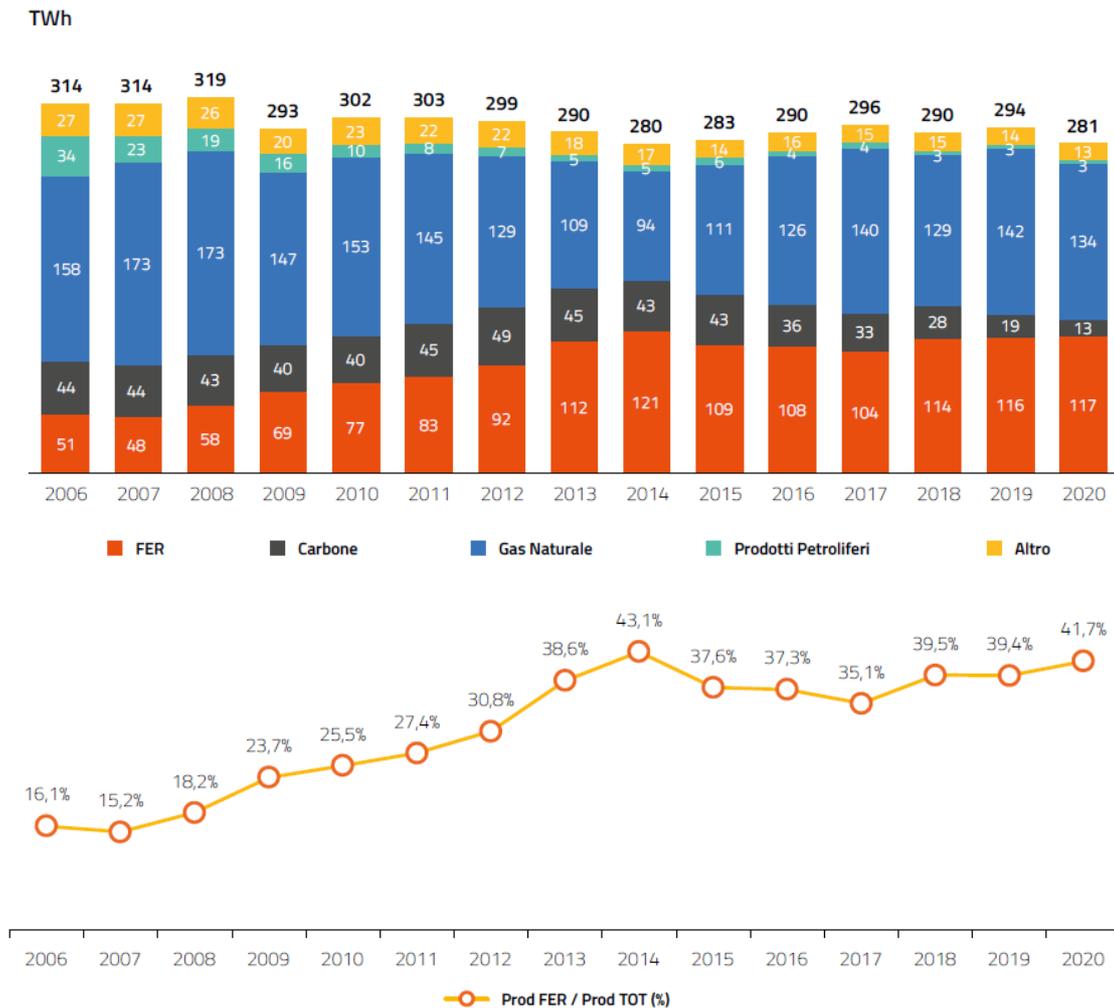


Figura 8 - Grafico e tabella estratti dalla sopra citata pubblicazione del GSE

3.4.3 Evoluzione del numero e della potenza degli impianti idroelettrici

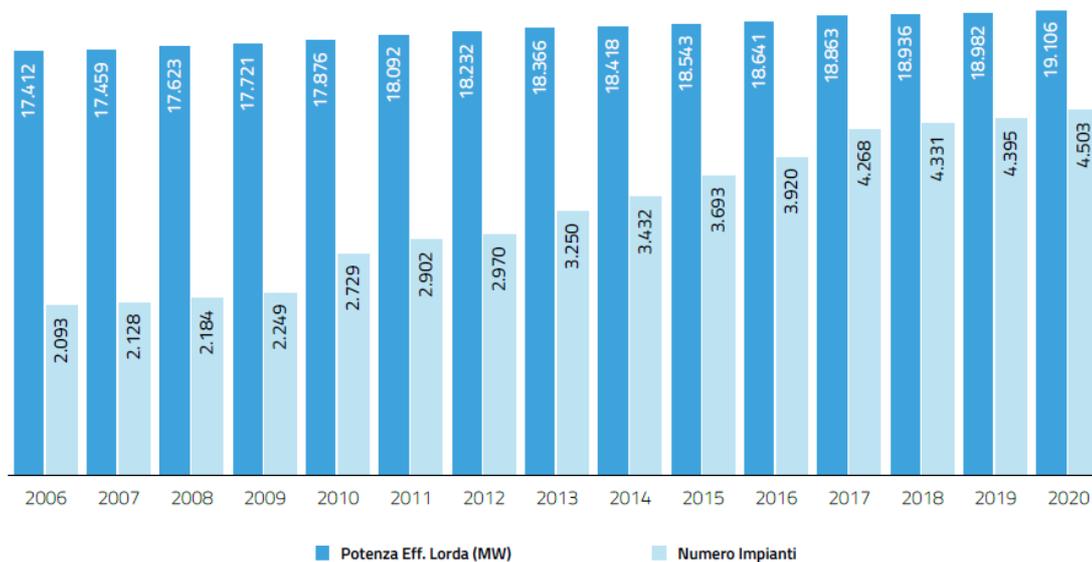


Figura 9 - Grafico estratto dalla sopracitata pubblicazione del GSE

L'arco temporale compreso tra il 2006 e il 2020 è stato caratterizzato principalmente dall'installazione di impianti di piccole dimensioni, con un tasso di crescita medio annuo dello 0,70%; conseguenza di questo fenomeno è la contrazione della taglia media degli impianti, che si è ridotta da 8,3 MW nel 2006 a 4,2 MW nel 2020.

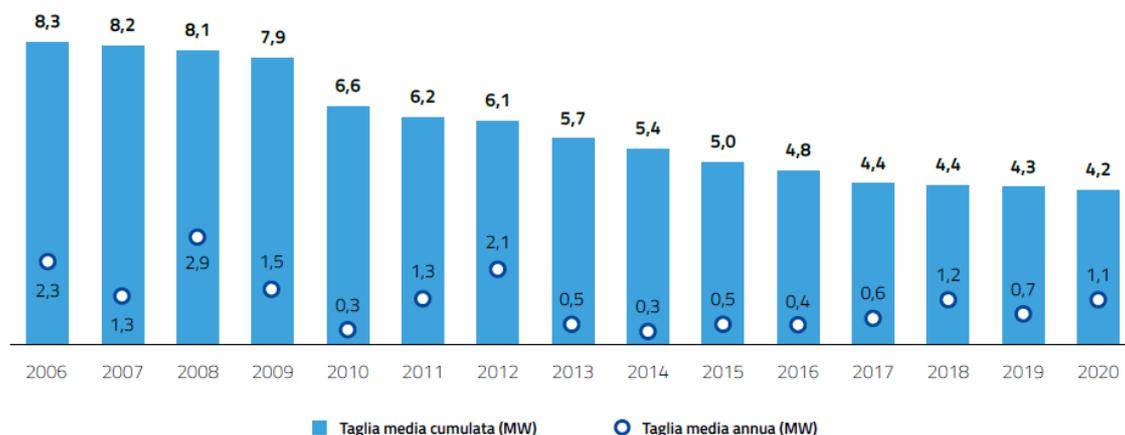


Figura 10 - Grafico estratto da "Rapporto Statistico - Energia da fonti rinnovabili - Anno 2020" pubblicato dal GSE

Ulteriormente, in riferimento agli anni più recenti, per cui non sono ancora disponibili i rapporti statistici del GSE, il report statistico di Terna per il 2021 mostra che:

- la produzione lorda nazionale nel 2021 è stata pari a 289 TWh, coperta per il 32% circa (93,4 TWh) da FER
- la produzione idroelettrica, con 47,5 TWh, ha rappresentato il 51% della produzione nazionale da FER (93,5 TWh)

Infine, si fa presente che la grave siccità protrattasi per buona parte del 2022 ha avuto effetti significativi sul comparto idroelettrico, che nel periodo gennaio - agosto 2022 ha

registrato una produzione di 21 TWh, inferiore di quasi il 40% rispetto ai 34 TWh registrati nel medesimo periodo del 2021.

In conclusione si rimarca che il nostro Paese non potrà raggiungere gli obiettivi europei al 2030, senza un aumento anche della produzione idroelettrica, che resta ed è destinata a restare ancora a lungo la principale fonte di energia rinnovabile.

3.4 RIPETIBILITÀ DELL'INTERVENTO SUL TERRITORIO

Le problematiche relative alla realizzazione d'un impianto idroelettrico in ambiente a vocazione prevalentemente agricola e al suo corretto inserimento nell'ambiente sono in gran parte indipendenti dalla localizzazione puntuale dell'impianto stesso. Comuni sono le difficoltà logistiche imposte per non alterare la rete infrastrutturale presente; altresì comune è la collocazione in aree di discreto valore ambientale, mediamente antropizzate, talvolta inserite all'interno di parchi naturali; così come è comune la storia sociale ed economica dei luoghi caratterizzata dallo sfruttamento della risorsa idrica, prima ai fini dell'agricoltura e poi dell'industria.

Queste caratteristiche sono simili a gran parte delle iniziative realizzate nell'intera area rurale Lombarda e non solo; tali realizzazioni hanno dimostrato la piena compatibilità di iniziative del tipo qui proposto con le caratteristiche ambientali del territorio.

Con particolare riferimento agli impianti realizzati a cavallo di una traversa come quello in progetto, si cita l'esempio della D.G.R. 1793/2008 dell'Emilia-Romagna, che al fine di tutelare i corpi idrici da un'eccessiva artificializzazione stabilisce l'incompatibilità tecnica di nuove domande di derivazione idroelettrica a distanza inferiore al doppio del tratto sotteso da derivazioni preesistenti, ma non si applica agli impianti puntuali, con prelievo immediatamente a monte dello sbarramento e rilascio immediatamente a valle, poiché essi sottendono solo il tratto artificiale occupato dallo sbarramento stesso.

Anche la L.R. 5/2010 della Lombardia esclude dalla procedura di verifica di assoggettabilità a VIA gli impianti idroelettrici ad acqua fluente con centrale collocata nel corpo o in adiacenza della traversa e restituzione dell'acqua turbinata immediatamente a valle della stessa, asseverando implicitamente con tale provvedimento l'irrilevanza di questa tipologia d'impianti idroelettrici riguardo agli impatti ambientali.

Infine, la cosiddetta *Direttiva Derivazioni* dell'Autorità di bacino distrettuale del fiume Po valuta la compatibilità delle derivazioni idroelettriche nuove o da rinnovare con il metodo ERA, basato essenzialmente sulla lunghezza del tratto sotteso e sul rapporto tra portata massima derivata e portata media naturale; l'applicazione di tale metodo fornisce esito positivo (espresso dal risultato di *Attrazione*) per gli impianti a cavallo di traverse esistenti quale quello in esame, come illustrato nell'apposita relazione allegata al progetto per concessione.

4 INQUADRAMENTO RISPETTO ALLA PIANIFICAZIONE ENERGETICA

In primo luogo, è opportuno premettere che il quadro normativo delineato nei seguenti paragrafi è in rapida e continua evoluzione a causa degli eventi di portata internazionale (pandemia da Coronavirus del 2020, invasione russa dell'Ucraina e aumento dei prezzi dell'energia e delle materie prime nel 2022) che si sono succeduti negli ultimi 3 anni.

Ad ogni modo, nel seguito del presente capitolo, viene riepilogato il contesto normativo vigente alla fine del 2022 in campo energetico.

4.1 COMUNITARIA

La valorizzazione delle risorse idriche per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile rientra nelle priorità stabilite dall'Unione Europea nell'ambito degli impegni da essa e dai suoi Stati Membri assunti con l'adesione al protocollo di Kyoto.

A questo specifico scopo è stata emanata il 27 settembre 2001 la Direttiva 2001/77/CE, del Parlamento europeo e del Consiglio, sulla "promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità", Direttiva recepita dall'Italia con D. Lgs. 29 dicembre 2003 n. 387, il quale ribadisce che *le opere per la realizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, (...) sono di pubblica utilità ed indifferibili e urgenti.*

Con l'approvazione della Direttiva 2009/28/CE sulla *promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili* il Parlamento Europeo ha posto l'obiettivo globale del 20% e del 17% per l'Italia del consumo interno lordo di energia nel 2020 da fonti rinnovabili, obiettivo che a livello nazionale è stato superato dalla quota del 20,4% raggiunta alla fine del 2020.

La suddetta Direttiva è stata quindi sostituita dalla 2018/2001/UE, sempre relativa alla *promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili*, con cui il Parlamento Europeo ha posto un obiettivo globale decisamente più ambizioso e pari al 32% del consumo lordo di energia da fonti rinnovabili entro il 2030. Questa Direttiva prevede inoltre che gli Stati Membri fissino contributi nazionali per conseguire collettivamente il suddetto obiettivo, come parte dei rispettivi Piani nazionali integrati per l'energia e il clima (PNIEC).

Ulteriormente, il pacchetto "Fit for 55", ovvero "Pronti per il 55%", è un insieme di misure volte a rivedere e aggiornare le normative comunitarie e ad attuare nuove iniziative al fine di garantire che le politiche dell'UE siano in linea con gli obiettivi climatici concordati dal Consiglio e dal Parlamento Europeo, in particolare con quello di ridurre le emissioni nette di gas a effetto serra di almeno il 55% al 2030. Le misure del suddetto pacchetto e in generale del *Green Deal* europeo sono oggetto di continui confronti e accordi (gli ultimi dei quali, risalenti al 19/12/2022, riguardano il monitoraggio e la riduzione delle emissioni di metano nel settore energetico) tra gli Stati Membri.

In ultimo, il Piano REPowerEU rappresenta la risposta alle difficoltà e perturbazioni del mercato energetico mondiale, in buona parte legate all'invasione russa dell'Ucraina. In sostanza si tratta di un insieme di misure finanziarie e legislative finalizzate a costruire in Europa le infrastrutture e il sistema necessari per raggiungere gli obiettivi fondamentali

di risparmiare energia, produrre energia pulita e diversificare l'approvvigionamento energetico; in questo modo si potrà accelerare drasticamente la transizione verso l'energia pulita e aumentare l'indipendenza energetica dell'Europa.

In quest'ambito strategico di settore si inquadra la normativa italiana sull'incentivazione alle energie rinnovabili, su cui però l'impianto in progetto non fa più conto, come illustrato in premessa.

4.2 NAZIONALE

Con D.M. del Ministero dello Sviluppo Economico e del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare del 10/11/2017, è stata adottata la Strategia Energetica Nazionale (SEN) 2017, il piano decennale del Governo italiano per anticipare e gestire il cambiamento del sistema energetico.

L'Italia ha raggiunto in anticipo gli obiettivi europei - con una penetrazione di rinnovabili del 17,5% sui consumi complessivi al 2015 rispetto al target del 2020 di 17% - e sono stati compiuti importanti progressi tecnologici che offrono nuove possibilità di conciliare contenimento dei prezzi dell'energia e sostenibilità.

La SEN si pone l'obiettivo di rendere il sistema energetico nazionale più:

- competitivo → migliorare la competitività del Paese, continuando a ridurre il gap di prezzo e di costo dell'energia rispetto all'Europa, in un contesto di prezzi internazionali crescenti;
- sostenibile → raggiungere in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione europei, in linea con i futuri traguardi stabiliti nella COP21;
- sicuro → continuare a migliorare la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture energetiche, rafforzando l'indipendenza energetica dell'Italia.

Fra i target quantitativi previsti dalla SEN vi sono:

- efficienza energetica → riduzione dei consumi finali da 118 a 108 Mtep con un risparmio di circa 10 Mtep al 2030;
- fonti rinnovabili → 28% di rinnovabili sui consumi complessivi al 2030 rispetto al 17,5% del 2015; in termini settoriali, l'obiettivo si articola in una quota di rinnovabili sul consumo elettrico del 55% al 2030 rispetto al 33,5% del 2015; in una quota di rinnovabili sugli usi termici del 30% al 2030 rispetto al 19,2% del 2015; in una quota di rinnovabili nei trasporti del 21% al 2030 rispetto al 6,4% del 2015;
- riduzione del differenziale di prezzo dell'energia → contenere il gap di costo tra il gas italiano e quello del nord Europa (nel 2016 pari a circa 2 €/MWh) e quello sui prezzi dell'elettricità rispetto alla media UE (pari a circa 35 €/MWh nel 2015 per la famiglia media e al 25% in media per le imprese);
- cessazione della produzione di energia elettrica da carbone con un obiettivo di accelerazione al 2025, da realizzare tramite un puntuale piano di interventi infrastrutturali razionalizzazione del downstream petrolifero, con evoluzione verso le

bioraffinerie e un uso crescente di biocarburanti sostenibili e del GNL nei trasporti pesanti e marittimi al posto dei derivati dal petrolio verso la decarbonizzazione al 2050: rispetto al 1990, una diminuzione delle emissioni del 39% al 2030 e del 63% al 2050;

- raddoppiare gli investimenti in ricerca e sviluppo tecnologico *clean energy* da 222 Milioni nel 2013 a 444 Milioni nel 2021;
- promozione della mobilità sostenibile e dei servizi di mobilità condivisa;
- nuovi investimenti sulle reti per maggiore flessibilità, adeguatezza e resilienza; maggiore integrazione con l'Europa; diversificazione delle fonti e rotte di approvvigionamento gas e gestione più efficiente dei flussi e punte di domanda;
- riduzione della dipendenza energetica dall'estero dal 76% del 2015 al 64% del 2030 (rapporto tra il saldo import/export dell'energia primaria necessaria a coprire il fabbisogno e il consumo interno lordo), grazie alla forte crescita delle rinnovabili e dell'efficienza energetica.

È evidente come i dati e gli obiettivi quantitativi sopra elencati siano attualmente in gran parte superati alla luce dell'evoluzione, sintetizzata al paragrafo precedente, del quadro normativo e programmatico comunitario.

Il Ministero dello Sviluppo Economico ha inviato l'8/1/2019 alla Commissione Europea la proposta di **Piano nazionale integrato per l'Energia e il Clima** (PNIEC) come previsto dal Regolamento del Parlamento Europeo e del Consiglio 2016/0375 sulla Governance dell'Unione dell'energia. Il Piano è strutturato secondo 5 dimensioni: decarbonizzazione; efficienza energetica; sicurezza energetica; mercato interno dell'energia; ricerca, innovazione e competitività. In seguito alle osservazioni della Commissione Europea e alla luce delle novità contenute nel Decreto Legge sul Clima e nella Legge di Bilancio 2020 in merito agli investimenti per il *Green Deal* comunitario, il testo è stato redatto nella sua forma definitiva (dicembre 2019) e oggi vigente.

I principali obiettivi al 2030 del PNIEC sono: una percentuale di produzione di energia da FER nei consumi finali lordi di energia pari al 30% (a fronte del 32% previsto a livello comunitario) in linea con gli obiettivi previsti per il nostro Paese dalla UE e una quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia nei trasporti del 22% (a fronte del 14% a livello UE). Inoltre, il Piano prevede una riduzione (rispetto allo scenario PRIMES 2007) dei consumi di energia primaria del 43% a fronte di un obiettivo a livello comunitario del 32,5% e la riduzione dei gas serra vs 2005 per tutti i settori non ETS del 33%, obiettivo superiore del 3% rispetto a quello previsto da Bruxelles.

Infine, il D.Lgs. 199/2021 è lo strumento normativo di attuazione della precitata (v. § 4.1) Direttiva 2018/2001 del Parlamento Europeo e del Consiglio sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili. La finalità enunciata nell'art. 1 del Decreto è accelerare il percorso di crescita sostenibile del Paese, recando disposizioni in materia di energia da fonti rinnovabili, in coerenza con gli obiettivi europei di decarbonizzazione del sistema

energetico al 2030 e di completa decarbonizzazione al 2050. A tale fine, il D.Lgs. definisce gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari a raggiungere gli obiettivi di incremento della quota di energia da fonti rinnovabili al 2030, in attuazione della Direttiva 2018/2021. Inoltre il Decreto reca disposizioni necessarie all'attuazione delle misure del PNRR in materia di energia da fonti rinnovabili, conformemente al PNIEC, con la finalità di individuare un insieme di misure e strumenti coordinati già orientati all'aggiornamento degli obiettivi nazionali da stabilire ai sensi del Regolamento UE 2021/1119, con il quale si prevede l'obiettivo vincolante a livello comunitario di ridurre di almeno il 55% (rispetto ai livelli del 1990) le emissioni di gas a effetto serra entro il 2030. Tra i contenuti fondamentali del Decreto, è ribadito l'obiettivo minimo del 30% come quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo; sono inoltre definiti i principi e le caratteristiche generali dei regimi di sostegno e dei meccanismi di incentivazione della produzione energetica da fonti rinnovabili, che per i grandi impianti (potenza ≥ 1 MW) prevedono ancora procedure competitive di aste al ribasso in riferimento a contingenti di potenza.

Ad ogni buon conto, l'impianto idroelettrico di Budriesse è stato progettato per essere sostenibile anche in uno scenario di assenza d'incentivazione; in questa sede, pertanto, non si entra nel merito di questo argomento.

4.3 REGIONALE

4.3.1 PIANO DI AZIONE PER L'ENERGIA

Al fine di raggiungere gli obiettivi strategici fissati nell'Atto di Indirizzo del 2002, Regione Lombardia ha individuato specifiche linee di intervento a seguito dell'aggiornamento del Bilancio energetico regionale al 31 dicembre 2004. Nel Piano d'Azione per l'Energia (PAE) s'è provveduto a ricostruire integralmente il Bilancio energetico regionale, che di fatto rappresenta il nuovo contesto energetico lombardo sia dal lato della domanda sia da quello dell'offerta.

Gli indirizzi di politica energetica del Piano Energetico Regionale si ponevano come risultanza di ipotesi di sviluppo maturate sulla base del Bilancio energetico elaborato al 31 dicembre 2000.

Le seguenti linee d'intervento del PAE, redatto a seguito dell'aggiornamento del bilancio energetico del 2004 e approvato il 7-3-2007, contengono, in una riformulazione più definita e netta, tutti gli elementi indicati nella D.C.R. del 2002:

1. *raggiungimento, per quanto attiene alla quota parte attribuibile al territorio lombardo, degli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra fissati dal Protocollo di Kyoto e contestuale contributo al miglioramento della qualità dell'aria;*
2. *incremento della quota di copertura del fabbisogno elettrico attraverso le fonti energetiche rinnovabili e contributo della Lombardia al raggiungimento degli obiettivi della Direttiva 2001/77/CE;*
3. *diminuzione dei consumi energetici negli usi finali, nel rispetto della Direttiva 2006/32/CE concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici;*

4. *incremento della sicurezza dell'approvvigionamento del sistema energetico regionale e contestuale miglioramento del mercato energetico, che tenga conto delle esigenze delle utenze, tramite il contenimento dei costi, la riduzione degli impatti ambientali locali e regionali, la valorizzazione delle vocazioni territoriali e lo sviluppo di imprenditoria specializzata che inneschi dinamiche positive di incremento dell'occupazione.*

Dall'analisi dello stato di fatto del sistema impiantistico idroelettrico lombardo al 2005 emerge come la risorsa idroelettrica mantenga, nonostante una contrazione della producibilità media annua verificatasi negli ultimi anni, un ruolo significativo in termini di soddisfacimento del fabbisogno elettrico regionale, contribuendo con una quota pari al 17,8% e un ruolo preponderante tra le fonti rinnovabili, dove rappresenta oltre l'80%.

Le linee d'intervento del PAE sono riconducibili a due ambiti operativi:

- promozione degli impianti di piccola taglia, definiti come mini-idroelettrico, cioè con potenza nominale < 3 MW;
- mantenimento in efficienza dell'attuale capacità produttiva, in buona parte correlata ad un parco impianti vetusto e bisognoso di importanti interventi di manutenzione straordinaria, insieme a una più generale razionalizzazione del sistema impiantistico e dei prelievi a livello di singola asta e di bacino idrografico coerenti con gli obiettivi del Piano di Tutela delle Acque, quale nuovo strumento di pianificazione integrata delle risorse idriche.

In particolare, per quanto riguarda il settore idroelettrico, in uno scenario medio il Piano prevedeva un incremento della produzione energetica dalla risorsa idrica di 500 GWh all'anno dal *repowering* di impianti esistenti e di 128 GWh all'anno dall'incremento del mini-idroelettrico su canali irrigui.

4.3.2 PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE

Il Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR) è lo strumento di programmazione introdotto nell'ambito della L.R. 26/2003, che definisce il quadro strategico di riferimento con il quale vengono stabiliti *“i fabbisogni energetici regionali e le linee di azione, anche con riferimento:*

1. *alla riduzione delle emissioni di gas responsabili di variazioni climatiche, derivanti da processi di carattere energetico;*
2. *allo sviluppo della produzione di energia da fonti rinnovabili e assimilate;*
3. *al contenimento dei consumi energetici nei settori produttivo, residenziale e terziario;*
4. *al miglioramento dell'efficienza nei diversi segmenti della filiera energetica.”* (art. 30, L.R. 26/2003).

Nel 2012, è stato introdotto un elemento aggiuntivo che riguarda il collegamento con gli obiettivi definiti a livello regionale dal cosiddetto decreto “Burden sharing”: il PEAR costituisce lo strumento attraverso il quale Regione Lombardia definisce le modalità di raggiungimento di tali obiettivi.

Il PEAR, nella versione attualmente vigente, è stato approvato in via definitiva con D.G.R. n. 3905 del 24 luglio 2015, nell’ambito di un percorso di valutazione ambientale strategica avviato a ottobre del 2013.

Il Programma articola le azioni nei diversi settori a partire da un unico obiettivo-driver: la riduzione dei consumi di energia da fonte fossile, che ha come corollario immediato la riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra. L’orizzonte temporale adottato è fino all’anno 2020, in coerenza con il dettato normativo, che prescrive una programmazione quinquennale, e fa propri gli obiettivi definiti a livello nazionale con il “burden sharing”, considerando anzi - negli scenari di penetrazione più spinti - il raggiungimento di obiettivi più ambiziosi.

Nella figura seguente è mostrata la potenza elettrica installata, ripartita per le diverse fonti utilizzate, relativa al bilancio 2000-2015.

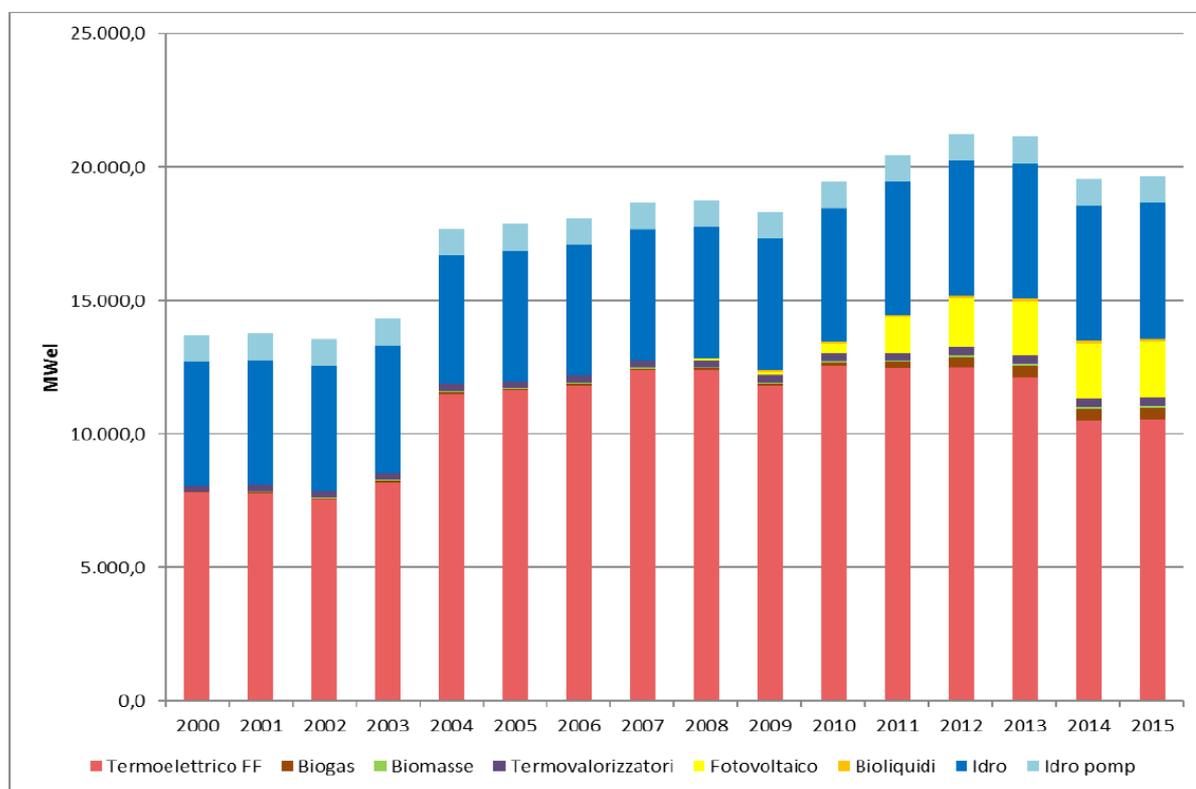


Figura 11 - Potenza elettrica installata per fonte 2000-2015 - Primo rapporto monitoraggio PEAR Lombardia

Le fonti energetiche rinnovabili totali (elettriche e termiche) nel 2015 superano i 3.200 ktep. L’obiettivo posto per l’anno 2018 è stato largamente superato, e l’obiettivo 2020 non è molto distante dei valori attuali. Per il suo raggiungimento è necessario, tuttavia, che la produzione di energia da fonti rinnovabili mantenga un trend crescente, nonostante gli effetti derivanti da mutamenti del clima a medio termine.

La Lombardia possiede un parco impiantistico idroelettrico installato importante, la cui produzione si aggira intorno al 21% della produzione idroelettrica complessiva nazionale. L’evoluzione della producibilità è influenzata da diversi fattori esterni, la cui dinamica appare ad oggi difficile da prevedere: ci si riferisce in particolare ai cambiamenti

climatici in atto, che comportano variazioni nel regime pluviometrico, nella consistenza dei ghiacciai e nella copertura nevosa.

In questo quadro, la potenzialità di sviluppo indicata nel PEAR è intorno ai 230 MW di potenza installata, equivalenti a meno del 5% del parco impiantistico attuale. A questo valore va aggiunto quanto ricavabile da piccoli impianti su acquedotti e canali di derivazione, e dall'aumento di producibilità del parco esistente: nello scenario al 2020 più ottimistico (scenario FER alto) questo comporta un aumento della produzione idroelettrica del 9% nel 2020 rispetto al 2012.

Con il PEAR è stata introdotta una ulteriore misura, che consiste nell'individuazione delle aree non idonee all'installazione di impianti da fonte rinnovabile. Attraverso una ricognizione complessiva dell'esistente vincolistica (idrogeologica, naturalistica, paesaggistica, ecc.) sono state definite le tipologie di aree sulle quali l'installazione di impianti è vietata, o limitata ad alcune specifiche tipologie.

Per quanto riguarda nello specifico gli impianti idroelettrici, le tipologie impiantistiche sono state classificate come riportato nella tabella sotto, che indica anche la tipologia di autorizzazione necessaria nel quadro normativo esistente.

Per ciascuna tipologia di vincolo operante su una determinata area, sono state identificate le eventuali limitazioni all'installazione di nuovi impianti.

La misura consente di orientare le attività degli operatori verso le aree prive di vincoli, e quindi con maggiori possibilità di autorizzazione entro tempi brevi.

| SIGLA | DESCRIZIONE | SOGLIA DIMENSIONALE | PROCEDURA AUTORIZZATIVA ⁽¹⁾ |
|-------|---|---------------------|--|
| I.1.1 | impianto realizzato in edificio o impianto industriale per il quale l'intervento: - non alteri i volumi e le superfici delle singole unità Immobiliari; - non comporti modifiche delle destinazioni di uso; - non riguardi le parti strutturali; - non comporti aumento del numero delle unità immobiliari; - non implichi incremento dei parametri urbanistici. | ≤ 200 kWe | CEL |
| I.2.1 | impianto realizzato su acquedotto e fognatura. | ≤ 1 MWe | PAS |
| I.2.2 | | > 1 MWe | AU |
| I.3.1 | impianto idroelettrico comunque realizzato non ricadente nei casi precedenti. | < 100 kWe | PAS |
| I.3.2 | | ≥ 100 kWe | AU |

(1)

PROCEDURA AUTORIZZATIVA

CEL = comunicazione in edilizia libera

PAS = procedura autorizzativa semplificata

AU = autorizzazione unica

Figura 12 – Tabella, tratta dal PEAR della Lombardia, di classificazione delle tipologie di impianti idroelettrici e relative procedure autorizzative

Il PEAR non modifica il regime vincolistico esistente, limitandosi a sistematizzare le informazioni relative ai diversi regimi in atto. Una previsione specifica riguarda tuttavia il

Piano Paesistico Regionale, ed in particolare i vincoli posti negli ambiti di elevata naturalità (corrispondenti a vaste porzioni del territorio regionale) dall'art. 17 delle Norme Tecniche di Attuazione del Piano, che vieta l'installazione di nuove grandi derivazioni (di potenza superiore ai 3 MW). In adempimento dell'art. 30 della L.R. 26/2003, che dispone che il PEAR recepisca gli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili definiti a livello nazionale, è previsto l'avvio del processo di revisione del Piano Paesistico, per verificare la compatibilità del vincolo di cui all'art. 17, comma 8 delle NTA con gli obiettivi di tutela del paesaggio e di incremento delle fonti energetiche rinnovabili.

La definizione delle aree non idonee è entrata in vigore con l'approvazione del PEAR. Per quanto riguarda in specifico il Piano Paesaggistico, il procedimento di revisione è stato avviato – nell'ambito della revisione del Piano Territoriale Regionale (PTR). Con D.G.R. n. 6995 del 31 luglio 2017 la Giunta ha preso atto della nuova proposta di Piano, che dovrà proseguire il procedimento di approvazione VAS.

Infine, il monitoraggio del PEAR mostra lo scenario tendenziale al 2030, elaborato a partire dai dati di bilancio al 2015. Il confronto tra lo scenario tendenziale attuale e quello utilizzato nel PEAR mostra, al netto dell'andamento stagionale, una differenza di circa 300 ktep: si ritiene ragionevole considerare questa differenza un elemento strutturale del bilancio, imputabile all'effetto delle misure di razionalizzazione dei consumi energetici e a cambiamenti strutturali nel sistema lombardo: si tratta cioè di un andamento che evidenzia come lo scenario tendenziale si muova verso lo scenario di piano. Il nuovo scenario tendenziale elaborato a partire da tali dati differisce pertanto dallo scenario tendenziale adottato nel PEAR di tale valore.

Lo scenario tendenziale al 2030 vede un andamento praticamente costante dei consumi negli usi finali (ca. 25 Mtep) ed è segnato da una ripresa dei consumi nei primi prossimi anni e una successiva contrazione. L'effetto del clima (che segna significativamente i dati storici) dovrebbe costituire una oscillazione intorno al valore stimato.

Per quanto riguarda i vettori, si nota una contrazione delle fossili (altre fossili; il gas naturale rimane circa costante) a favore dell'energia elettrica (+8% dal 2015 al 2030) e delle FER (+30% dal 2015 al 2030).

4.3.3 PROGRAMMA REGIONALE ENERGIA, AMBIENTE E CLIMA

I processi di revisione e aggiornamento del PEAR accennati nel paragrafo precedente sono proseguiti e, tenendo conto dell'integrazione tra gli obiettivi strategici in materia di energia e la penetrazione incisiva dei temi climatici, hanno portato a una nuova denominazione del documento, che ora è detto *Programma regionale energia, ambiente e clima* (PREAC). Nello specifico, con D.C.R. n. 1445 del 24/11/2020 è stato approvato l'atto di indirizzi per la definizione del PREAC; con D.G.R. n. 6843 del 2/8/2022 è invece stata approvata la presa d'atto della proposta di aggiornamento del PREAC. A seguito di tale approvazione, i documenti del Programma e della relativa VAS (rapporto ambientale e sintesi non tecnica) sono stati messi a disposizione del pubblico per la consultazione e la formulazione di osservazioni. Infine, nel dicembre 2022, il percorso si è concluso con l'approvazione definitiva del PREAC da parte della Giunta regionale.

Per quanto riguarda i contenuti, il Programma è il documento fondamentale che delinea la traiettoria della transizione energetica al 2030 in Lombardia, coniugando la prospettiva della transizione verso le fonti rinnovabili sia come strumento di mitigazione dei cambiamenti climatici (per ridurre le emissioni dei gas climalteranti) sia come scelta strategica, tenendo conto anche delle condizioni particolari createsi nel 2022, sul fronte energetico e politico-internazionale. Le direttrici fondamentali su cui insiste il PREAC sono due:

- riduzione dei consumi energetici (~35% sui consumi negli usi finali) e iniziative di efficientamento energetico;
- investimenti sulle fonti rinnovabili, con particolare attenzione al fotovoltaico, che devono più che raddoppiare.

Seguendo queste direttrici si sviluppano le molteplici linee di azione (valorizzazione dei territori locali e delle loro vocazioni e risorse, riduzione dei consumi energetici, sviluppo delle rinnovabili, crescita del sistema produttivo, iniziative di ricerca e sviluppo al servizio della decarbonizzazione e della *green economy*, risposta adattativa e resistente ai cambiamenti climatici) del Programma.

Come sopra accennato, il PREAC è stato approvato definitivamente con D.G.R. n. 7553 del 15/12/2022 in esito alla VAS ed è stato pubblicato sul BURL del 27/12/2022.

4.3.4 CONCLUSIONI

L'impianto idroelettrico di Budriesse è conforme agli indirizzi della pianificazione energetica regionale, poiché da un lato contribuisce all'incremento dell'energia prodotta da fonti rinnovabili, dall'altro è dimensionalmente di piccola taglia² e non modifica l'attuale utilizzo della risorsa, trattandosi di un impianto di tipo puntuale (*on flow*) con opera di presa e restituzione immediatamente a monte e valle di una briglia esistente.

² Su scala europea, l'idroelettrico minore (*Small Hydro*) ha come soglia superiore la potenza installata di 10 MW, limite adottato anche dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas del nostro Paese nella definizione della materia relativa a trasmissione e dispacciamento. In tal senso l'impianto in progetto può essere definito di piccola taglia. La normativa italiana relativa alle concessioni idroelettriche distingue invece tra piccole e grandi derivazioni; la soglia limite tra le due è pari a 3.000 kW di potenza nominale, valore che l'impianto in esame supera, ma si tratta di una distinzione puramente amministrativa.

5 DESCRIZIONE DELLE OPERE IN PROGETTO

L'impianto in progetto sarà realizzato in corrispondenza di una briglia di massi esistente sul fiume Adda; la sua conformazione compatta - caratteristica di un impianto *on-flow*, ovvero a cavallo di una traversa - fa sì che le varie componenti (opere di presa e sbarramento, canali di carico, edificio di centrale e canale di restituzione) illustrate separatamente nei paragrafi seguenti costituiscano in realtà un tutt'uno funzionale.

5.1 SBARRAMENTO

Lo sbarramento in progetto sul fiume Adda, a valle dell'esistente corpo idrico (scarico a fiume di un impianto di pompaggio – sollevamento idraulico - del Consorzio di Bonifica della Muzza) denominato "Chiavicone", consiste in una traversa tracimabile costituita da una soglia fissa di calcestruzzo armato, situata a monte dell'esistente briglia di pietrame e avente la stessa quota (32,50 m s.l.m.) della briglia medesima. Su tale briglia esistente sarà ancorato un *gommone*, ovvero un elemento flessibile e completamente abbattibile, costituito da una struttura tubolare di tessuto gommato riempito d'aria e protetto a monte da scudi di acciaio, con quota massima di ritenuta pari a 35,50 m s.l.m.; tale elemento mobile, che si eleva di 2,95 m sopra la soglia fissa, è suddiviso in tre campate da 42,50 m, più una luce sghiaiatrice larga 5,00 m in destra idraulica, per una larghezza complessiva della traversa di circa 135 m.

In condizioni di normale esercizio, sopra lo scudo sarà mantenuta una lama d'acqua sfiorante di 5 cm, per mascherare a fini "scenici" la struttura dello sbarramento. La luce sghiaiatrice sopra citata sarà preceduta da un breve canale sommerso (avente la funzione di raccogliere e convogliare il materiale che si depositerebbe davanti alle luci di presa) e sarà mascherata da una paratoia piana alta 3,00 m, sormontata da ventolino abbattibile largo 4,00 e alto 1,00 m, che permetterà di far defluire il materiale spinto a valle dallo sgrigliatore. Sul ventolino sarà lasciata defluire una portata continua di circa 400 l/s, corrispondente a una lama d'acqua di 15 cm, al fine di attirare l'ittiofauna verso l'imbocco di valle della scala pesci.

In sponda sinistra, infine, sarà predisposto un approdo per le canoe sia a monte che a valle della traversa per consentire di superare lo sbarramento in entrambe le direzioni. La spalla sinistra della traversa sarà raccordata con la sponda dell'alveo mediante una scogliera di massi, analoga alle esistenti.

Di seguito si riporta uno stralcio di planimetria di progetto che mostra lo sbarramento sopra descritto.

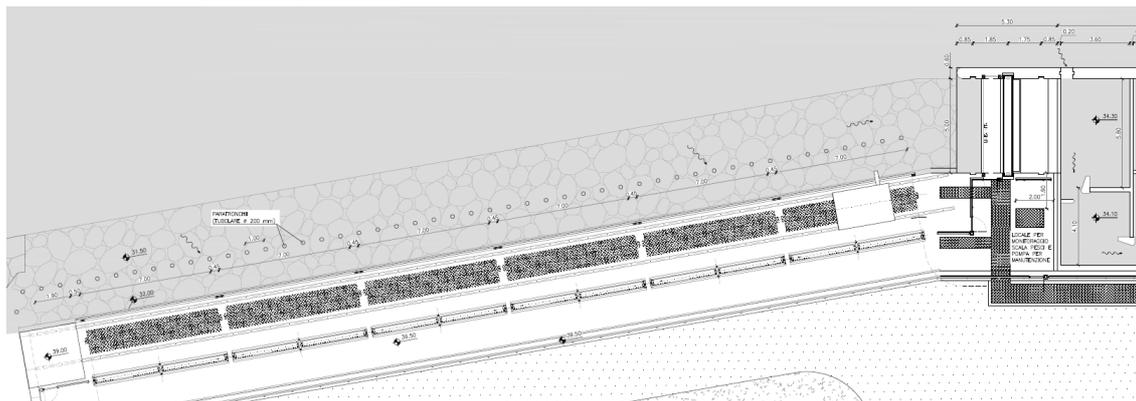


Figura 14 – Planimetria delle opere di presa

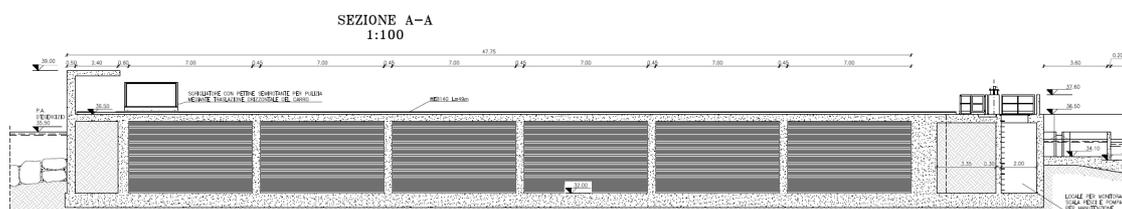


Figura 15 – Sezione delle opere di presa

5.3 PASSAGGIO PER I PESCI

Nella zona compresa fra lo sghiaiatore e la struttura della centrale, sarà inserito un passaggio per pesci del tipo *vertical slots*, cioè costituito da bacini separati da setti in calcestruzzo, con fessure verticali estese su tutta la loro altezza per consentire un agevole passaggio delle varie specie ittiche presenti.

Tale soluzione tecnica è in generale la migliore per la sua capacità di adattarsi alle variazioni di livello (sia di monte che di valle) e di portata senza ridurre significativamente la propria efficienza e attrattività per la fauna ittica.

A tutto vantaggio della continuità fluviale, si è scelto di adottare un primo tratto (a monte) con andamento planimetrico serpeggiante, con bacini realizzati in parte al di sopra del canale di sghiaio, mentre il tratto di valle sarà rettilineo, con pendenza di fondo costante e pari al 7%. Riguardo al dimensionamento del passaggio, il dislivello idraulico di progetto è pari a 5,00 m, risultante dalla differenza tra il livello di normale ritenuta di 35,50 m s.l.m. a monte e il livello di magra di 30,50 m s.l.m. a valle; in questo modo si assicura che la potenza dissipata dalla corrente idraulica nei bacini sia adeguatamente bassa anche con il massimo dislivello tra il livello idrico di monte e valle.

Le grandezze da controllare ed i relativi criteri di buona progettazione per la tipologia di manufatto in esame sono di seguito riportate:

- velocità massima (torricelliana) nelle fessure $v_{\max} = \sqrt{2g \cdot \Delta h}$, che non deve superare i 2 m/s; tale condizione si può esprimere anche imponendo che il dislivello Δh tra due bacini successivi sia minore di 20 cm;
- dissipazione energetica, espressa dalla potenza P_v dissipata per unità di volume idrico di un bacino, che deve essere minore di 200 W/m³ per garantire una limitazione adeguata della turbolenza;

- profondità dell'acqua, il cui valore minimo (appena a valle del setto separatore, quindi all'estremità di monte del bacino) è indicativamente $h_{\min} = 0,50$ m;
- portata Q_{pesci} , che può variare da 140-150 l/s a molti m^3/s .

Nel caso in esame sono previsti 24 bacini (25 setti); pertanto, il dislivello a cavallo di ogni setto sarà $\Delta h = 5,00/25 = 0,20$ m, pari al valore limite sopra citato.

Le quote di fondo dei bacini sono state previste in modo tale da assicurare sempre una profondità d'acqua minima di 1,00 m. Nel caso in esame i battenti a valle e monte di ciascun setto sono rispettivamente $h_v = h_{\min} = 1,00$ m e $h_m = h_v + \Delta h = 1,20$ m.

I calcoli illustrati in maggiore dettaglio nella *Relazione idrologica e idraulica* del progetto consentono di definire la portata di alimentazione del passaggio $Q_p = 927$ l/s e la potenza unitaria dissipata nei bacini $P_v = 134$ W/ m^3 , inferiore anche al valore di 150 m^3/s consigliato per le specie con minori capacità natatorie e quindi pienamente adeguata.

Per quanto riguarda il richiamo dell'ittiofauna all'imbocco di valle del passaggio, tale importante funzione sarà assolta primariamente dalla restituzione a fiume della portata turbinata, fino a 180 m^3/s , in adiacenza al suddetto imbocco di valle.

Oltre a ciò, come già accennato, sarà rilasciata in continuo una lama d'acqua sfiorante di 15 cm sul ventolino, di larghezza $b = 4,00$ m, per attenuare l'effetto di disorientamento della fauna ittica causato dallo sfioro diffuso dal ciglio dello sbarramento; in questo modo sarà sempre garantita una portata di richiamo pari a $Q_{\text{ric}} = 396$ l/s.

Infine, per monitorare l'efficacia del manufatto, si prevede un alloggiamento dotato di oblò per l'osservazione diretta e di sistema d'acquisizione e trasmissione dei dati in un pozzetto da realizzarsi in corrispondenza del bacino più a monte, cioè l'ultimo che sarà attraversato dall'ittiofauna in risalita.

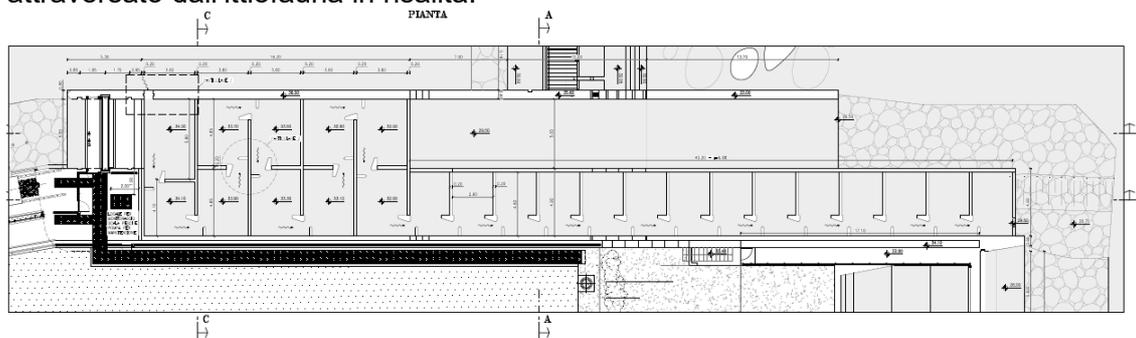


Figura 16 – Pianta del passaggio per pesci

5.4 CANALI DI CARICO

In destra idraulica della traversa, appena a valle dell'opera di presa, iniziano i tre canali di carico, che si è scelto di mantenere separati per consentire di intervenire in caso di necessità su un singolo gruppo idroelettrico. I canali sono larghi 12 m ed intervallati da pile da 40 cm, per una larghezza totale di circa 38 m. La canalizzazione è lunga all'incirca 55 m lungo l'asse centrale; il fondo è posto a quota 32,00 m s.l.m. per i primi 35 m - sempre lungo l'asse centrale - di lunghezza. Inizia quindi il tratto rettilineo che porta ai gruppi idroelettrici. A questo punto il fondo dei canali inizialmente resta a 32,00 m s.l.m., poi si approfondisce fino alla quota minima di 24,34 m s.l.m., tale geometria è dettata

principalmente dalle esigenze d'installazione delle turbine che in questa fase progettuale si è ipotizzato d'installare. Quindi, in fase di appalto dell'opera, quando il costruttore delle turbine fornirà i disegni costruttivi, tali quote potrebbero subire lievi variazioni, senza però che ciò modifichi l'ingombro complessivo e la sagoma fuori terra dell'impianto.

L'intera canalizzazione di carico sarà coperta con una soletta di calcestruzzo armato, posta a quota inferiore al piano di campagna, al fine di permettere la posa di terreno vegetale inerbito, che fungerà da mascheramento morfologico dell'opera. Tuttavia, sono state previste n.4 botole metalliche (a tenuta stagna) necessarie per eventuali manutenzioni. Pertanto, non sono necessarie altre griglie a valle di quelle poste a protezione della presa, proprio perché la camera è completamente tombata e quindi non v'è alcun rischio d'ingresso di materiale a valle delle griglie di presa.

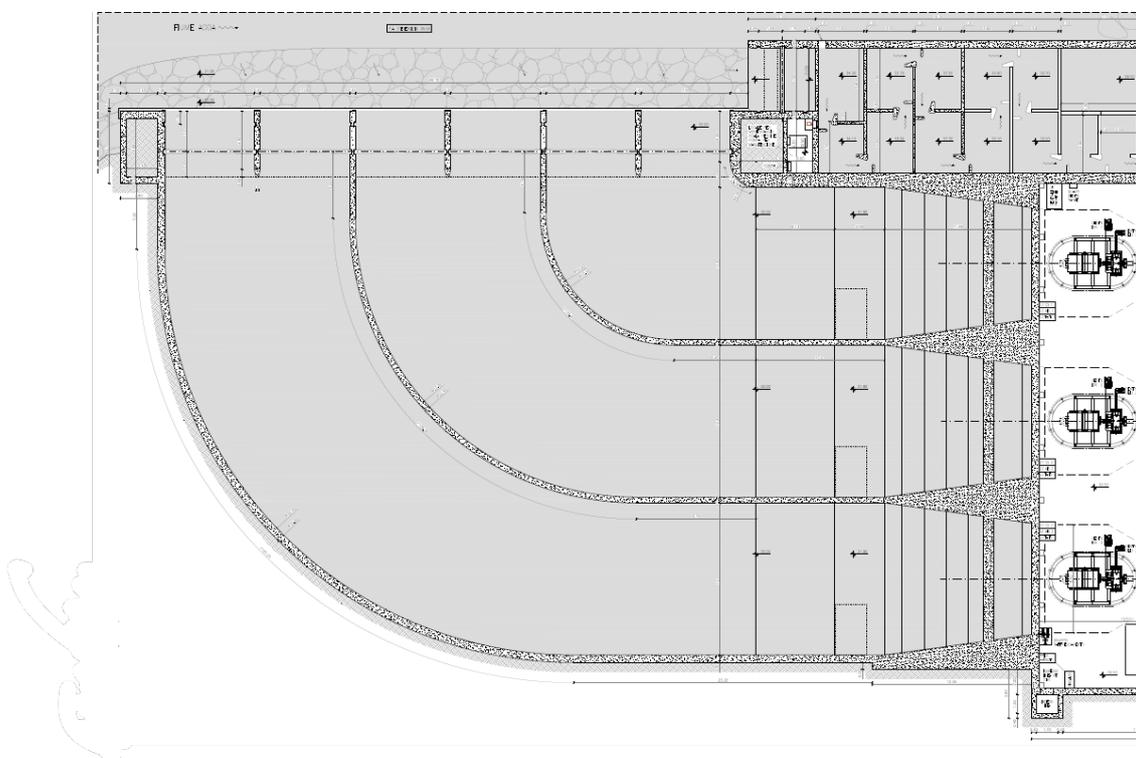


Figura 17 – Pianta dei canali di carico

5.5 CENTRALE E RESTITUZIONE

La centrale idroelettrica è ubicata in adiacenza all'opera di presa, in sponda destra idrografica del fiume Adda: l'accesso avviene tramite la strada sterrata arginale.

L'edificio di centrale ha dimensioni indicative di 20 x 41 m in pianta, è totalmente interrato e ospita i gruppi di produzione.

In questa fase progettuale si è ipotizzato di installare tre gruppi generatori, ciascuno costituito da una turbina Kaplan (biregolante) ad asse orizzontale accoppiata tramite moltiplicatore ad assi paralleli a un generatore sincrono trifase.

In fase di appalto e trattativa con i fornitori potranno essere scelte altre tipologie di gruppo adatte alle caratteristiche (salto e portata) e al layout dell'impianto, ma in ogni caso ciò non influenzerà l'ingombro della centrale né la sua configurazione visibile fuori terra.

In centrale saranno alloggiati i quadri di controllo e comando dei gruppi generatori e dell'intero impianto, i trasformatori e le centraline di comando. Sarà inoltre installato un carroponete indicativamente da 60 t per la movimentazione dei gruppi e degli accessori suddetti, che saranno calati in centrale tramite un'unica botola ricavata sulla copertura. L'accesso all'edificio della centrale è garantito attraverso un piccolo corpo superiore d'acciaio CORTEN, unica struttura sporgente dal piano campagna, costituito da una torretta profilata idraulicamente per offrire il minimo ostacolo al flusso delle piene, la quale integra anche i camini di ingresso ed espulsione dell'aria. Poiché l'intero impianto funzionerà automaticamente, controllato a distanza, non sono previsti locali per la permanenza continua del personale, riducendo al minimo la volumetria e l'impatto dell'edificio sul paesaggio, che in definitiva si limitano all'anzidetta torretta di accesso.

I deflussi derivati dall'impianto saranno restituiti al fiume Adda immediatamente a valle della traversa tramite un brevissimo canale di restituzione di calcestruzzo, lungo solo una decina di metri; il canale partirà dalla quota di circa 24,80 m s.l.m. al termine del diffusore della turbina e risalirà - con un allargamento planimetrico per compensare la riduzione della sezione bagnata - fino alla quota di fondo di 28,00 m s.l.m. allo sbocco. In corrispondenza dello sbocco del canale di restituzione sarà realizzata una scogliera di massi a secco, intasati con terreno vegetale e calcestruzzo in fondazione.

Sono previste scogliere di massi a secco in sponda destra, per prevenire l'erosione delle sponde. Saranno altresì realizzati rilevati di terra, con materiale di risulta proveniente dagli scavi, per il raccordo tra il terreno, la strada sterrata esistente e il piazzale di progetto. Infine, nel terreno circostante la centrale è previsto il rimboschimento mediante impianto di essenze autoctone miste arboree e arbustive.

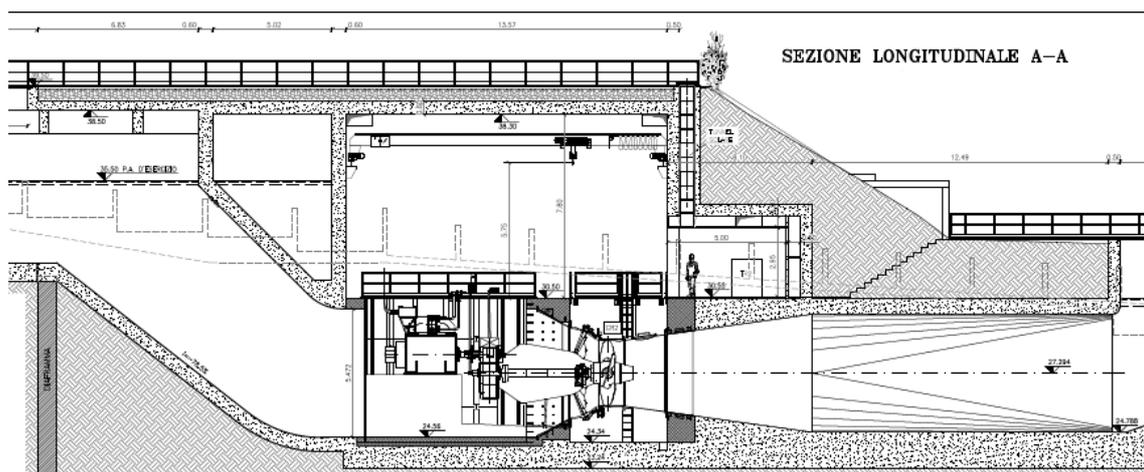


Figura 18 – Sezione longitudinale della centrale

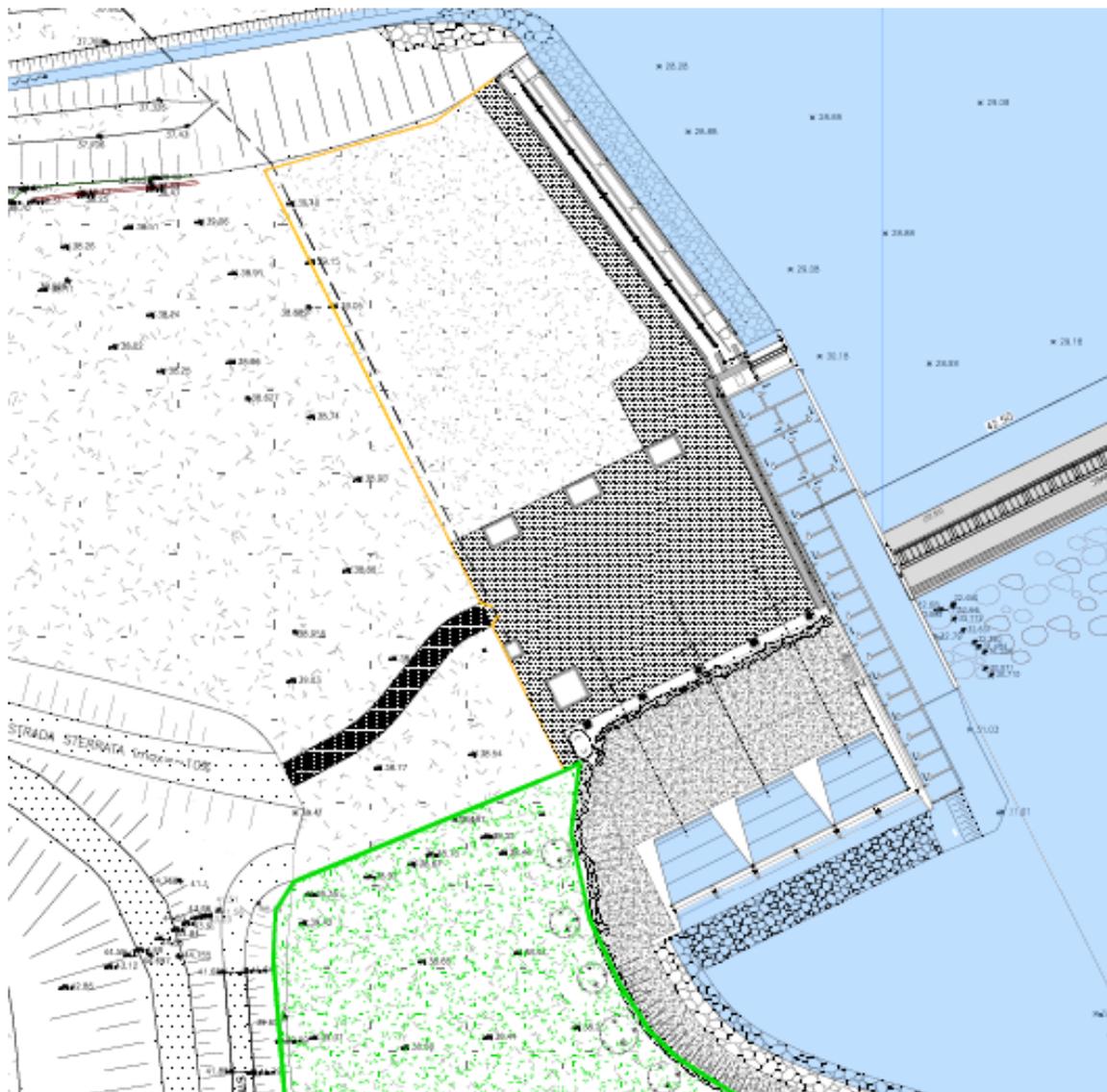


Figura 19 – Planimetria di progetto con la centrale interrata e l'area verde di mitigazione

5.6 LINEA ELETTRICA

L'energia prodotta sarà immessa nella rete di distribuzione a 15 kV, a cui la centrale sarà collegata tramite un cavidotto interrato.

La linea di collegamento con la rete di elettrica, lunga poco più di 2 km, uscirà da un pozzetto situato all'estremità nord-ovest della centrale, da cui avrà origine la tubazione interrata (costituita da un tubo corrugato di plastica di diametro 160 mm) che sottopasserà il "Chiavicone" e sovrappasserà l'argine; al fine di evitare il benché minimo scavo nel corpo arginale, sarà eseguito un rinfianco su entrambe le scarpate, sia lato fiume sia lato campagna, con il materiale di risulta degli scavi.

La tubazione passacavi sarà coperta con un rinterro compattato di spessore minimo di 1,0 m sulle scarpate dell'argine e con un tubo d'acciaio imballato nel calcestruzzo sulla sommità dell'argine, per consentire il transito anche di carichi pesanti senza danni al manufatto; proseguirà quindi fino all'area dove sarà realizzata la nuova cabina di consegna, in località Cascina Risi nel comune di Maccastorna.

6 QUADRO DEGLI UTILIZZI ESISTENTI

Innanzitutto, a valle dell'impianto, nel breve tratto prima della confluenza in Po, non vi sono altri utilizzi dell'acqua del fiume Adda.

A monte, invece, vi sono alcuni impianti di pompaggio non lontani da dove sorgerà lo sbarramento, che avrà su di essi un effetto benefico, in quanto ridurrà l'energia e quindi il costo del pompaggio a causa dell'innalzamento del livello di monte in condizioni di normale esercizio.

Poiché queste utenze sono situate a monte dell'impianto, non sono necessari specifici apprestamenti per garantire che sia mantenuta la priorità dell'uso irriguo.

Sempre a monte dell'impianto vi è lo scarico a fiume del depuratore del Comune di Crotta d'Adda. Padania Acqua, gestore del depuratore, ha fornito la quota assoluta del punto di scarico, pari a 34,47 m s.l.m.; ciò vuol dire che già attualmente condizioni di morbida non è in grado di scaricare per gravità nel fiume Adda.

Ad ogni buon conto, avendo evidenziato tale interferenza, il proponente si impegna fin d'ora a farsi carico della sua risoluzione, sviluppando di concerto col gestore la soluzione più idonea tra il rifacimento del tratto terminale dello scarico a quota più alta o, se questo non fosse possibile, l'inserimento di una pompa per consentire di scaricare sopra il p.a. di ritenuta dell'impianto di Budriesse.

Infine, ad una certa distanza - circa 14 km lungo l'asse del fiume - a monte sorge una briglia di massi situata al confine tra i comuni di Maleo (LO) in sponda destra idrografica e Pizzighettone (CR) in sponda sinistra.

Sulle due sponde sono presenti altrettanti impianti idroelettrici, denominati per l'appunto Maleo e Pizzighettone, entrambi gestiti da Edison, proponente della presente iniziativa. In sede di messa in servizio provvisorio del nuovo impianto, nonché durante l'esercizio provvisorio del medesimo, sarà possibile verificare sul campo l'assenza di interferenze con gli impianti esistenti ed eventualmente regolare in funzione della portata in arrivo il livello mantenuto dallo sbarramento in progetto; questo sarà reso possibile dal fatto che i tre impianti saranno tutti gestiti dalla medesima società, sicché costituiranno un sistema di impianti in cascata.

Poco a valle della briglia suddetta vi è una stazione idrometrica di ARPA Lombardia; la modellazione idraulica descritta nella *Relazione idrologica e idraulica* ha evidenziato una possibile influenza del rigurgito a monte dello sbarramento con tale stazione, pertanto, in fase esecutiva, il proponente si coordinerà con ARPA per spostarla a proprie spese.

7 VINCOLI E INQUADRAMENTO DEL PROGETTO

L'impianto in progetto ricade nel territorio del Parco Regionale Adda Sud e, ovviamente, nella fascia di rispetto di 150 m dalle sponde del fiume Adda; in particolare le opere ricadono principalmente nelle fasce fluviali A e B del PAI.

Inoltre, in ragione del volume d'invaso dello sbarramento³, maggiore di 100.000 m³, a norma del punto 13 dell'Allegato II alla parte II del D.Lgs. 152/2006 il progetto sarà assoggettato a Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) presso il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (ex Ministero della Transizione Ecologica).

Poiché l'area interessata dal progetto si trova nel corridoio fluviale del Fiume Adda, elemento primario nella Rete Ecologica Regionale, che collega siti di Natura 2000, esterni all'area, in riferimento alle Linee guida nazionali e alla normativa lombarda di riferimento (DGR n. 4488/2021 e 5523/2021) è avviata la fase di screening per la Valutazione di Incidenza. A tal fine viene compilato il Modulo per lo Screening di incidenza per il proponente Allegato F alla D.G.R.5523/2021, allegato al SIA.

³ Si precisa che non si tratta di un volume "fisicamente" invasato, come nel caso delle dighe, che alterano la continuità idraulica tra portate defluenti a monte e valle dell'opera; per le traverse fluviali, come quella in esame, si tratta di un invaso "teorico", costituito ai sensi della normativa vigente dal volume compreso tra il profilo di rigurgito più elevato e il profilo naturale di magra del corso d'acqua.

8 SINTESI DELLE CARATTERISTICHE DELLA DERIVAZIONE

Di seguito si ricapitolano i dati caratteristici dell'impianto in progetto.

8.1 PORTATE

Come illustrato in maggiore dettaglio nella *Relazione idrologica e idraulica*, l'impianto in progetto è caratterizzato dalle portate seguenti.

- Portata massima derivabile $Q_{\max} = 180 \text{ m}^3/\text{s}$
- Portata media annua $Q_{\text{med}} = 133,68 \text{ m}^3/\text{s}$

8.2 SALTI

Come illustrato nei punti precedenti, il sistema di regolazione dello sbarramento mobile manterrà il livello di monte costante a 35,50 m s.l.m. in condizioni di normale esercizio dell'impianto. Invece il livello di valle è fortemente influenzato dal livello del fiume Po, in cui l'Adda confluisce poco a valle dal sito dell'impianto; il valore medio è stato pertanto determinato mediante misure dirette, iniziate a fine 2014, da cui si è ottenuto un livello medio di 31,21 m s.l.m. appena a valle della briglia.

Di conseguenza il salto nominale di concessione è:

$$H_{\text{nom}} = 35,50 - 31,21 = \mathbf{4,29 \text{ m.}}$$

8.3 POTENZA E PRODUCIBILITÀ

La potenza nominale di concessione si calcola con la formula seguente:

$$P_{\text{nom}} = Q_{\text{med}} \times H_{\text{nom}} \times 1000 / 102 = \mathbf{5.622,42 \text{ kW.}}$$

La producibilità media annua dell'impianto deriva invece dall'integrazione della curva di durata delle portate e dei livelli dell'Adda; come illustrato nella *Relazione idrologica e idraulica* allegata, essa risulta pari a **31.927 MWh**.

8.4 RIASSUNTO DEI DATI CARATTERISTICI DELLA DERIVAZIONE

8.4.1 DATI NOMINALI DI CONCESSIONE

- Portata massima 180,00 m^3/s
- Portata media 133,68 m^3/s
- Salto nominale 4,29 m
- Potenza nominale 5.622,42 kW

8.4.2 POTENZA ED ENERGIA PRODUCIBILI

- Potenza massima 6,8 MW
- Potenza totale installata 7,8 MVA
- Producibilità media annua⁴ 31.927 MWh

⁴ S'intende l'energia immessa in rete.



Tel: +39 030 3702371 – Mail: info@frosionext.com - Sito: www.frosionext.com
Via Corfù 71 - Brescia (BS), CAP 25124
P.Iva e Codice fiscale: 03228960179