

DERIVAZIONE IDROELETTRICA SUL FIUME ADDA *a valle del nuovo ponte sulla SS591*

"Piccola derivazione" ai sensi dell'art. 6 del R.D. 1775/1933

Valutazione di impatto ambientale artt. 23-24-25-26 D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii.

RELAZIONE TECNICA ED IDRAULICA

DATA PROGETTO Dicembre 2012	AGGIORNAMENTO Novembre 2013	SCALA	ELABORATO 1
---------------------------------------	---------------------------------------	-------	-----------------------

GRUPPO DI PROGETTAZIONE

PROPONENTE



STUDIO DI INGEGNERIA
Dott. Ing. ANTONIO CAPELLINO
Via Rosa Bianca, 18
12084 Mondovì - (CN)
☎ 0174/551247
335/6560172
✉ studiocapellino@alice.it



Sis.Co. In.
Dott. Ing. BARTOLOMEO DOMINICI
Via Bucci, 2
10022 CARMAGNOLA - (TO)
☎ 011/9711820
337-221887
✉ ing.dominici@virgilio.it



EDISON S.p.a.
Sede Legale:
Foro Buonaparte, 31 - 20121 Milano
Partita IVA 12921540154
☎ 02/6222.7534
02/6222.8480
www.edison.it
✉ PEC: asee@pec.edison.it



Studio Sintesi
Ingegneria e Paesaggio

Dott. Agr. STEFANO ASSONE
Via Mongrando, 41/a - 10153 Torino
☎ 011/6598961
✉ stefano.assone@studio-sintesi.com

Dott. Arch. DANIELE BORGNA
Via G. Pascoli, 39/6 - 12084 Mondovì (CN)
☎ 339-3131477
✉ arch.borgna@virgilio.it

Geom. ALBERTO BALSAMO
S.S. 28 Nord, 6 - 12084 Mondovì (CN)
☎ 347-4097196
✉ alberto.balsamo@geopec.it

Dott. Ing. ALBERTO BONELLO
Strada di Pascomonti - 12084 Mondovì (CN)
☎ 328-4541205
✉ alberto.bonello@ingpec.eu

Sommario

1.	INTRODUZIONE.....	3
2.	LOCALIZZAZIONE TOPOGRAFICA.....	6
3.	COORDINATE GEOGRAFICHE ED U.T.M. DELL'IMPIANTO.....	8
4.	QUADRO NORMATIVO.....	9
4.1.	Introduzione.....	9
4.2.	Inquadramento legislativo.....	9
5.	INQUADRAMENTO PROGRAMMATICO.....	14
5.1.	Il Piano Territoriale Regionale (P.T.R.).....	14
5.2.	Il Piano Territoriale di Coordinamento della Provincia di Lodi (P.T.C.P.).....	18
5.3.	I Piani sull'ambiente idrico (P.A.I., P.T.U.A.).....	19
5.3.1.	Piano stralcio per l'Assetto Idrogeologico (P.A.I.).....	19
5.3.2.	Programma di tutela e uso della acque (P.T.U.A.).....	20
5.4.	Il Piano di Governo del Territorio (P.G.T.).....	23
5.5.	Il Piano Territoriale di Coordinamento del Parco Adda Sud.....	24
5.6.	Norme regionali in materia di espropriazione per pubblica utilità L.R. 3 del 04/03/2009.	25
5.7.	Programmazione in materia di energia.....	25
5.7.1.	Pianificazione energetica Internazionale.....	25
5.7.2.	Evoluzione della normativa italiana in materia di produzione di energia.....	26
5.7.3.	Fabbisogno energetico in Italia.....	30
5.7.4.	Il Programma Energetico Regionale Lombardo.....	31
5.8.	L'interesse economico verso le fonti di energia rinnovabili.....	35
5.9.	Compatibilità dell'intervento in merito al Quadro Programmatico.....	36
6.	CARATTERI ESSENZIALI DELLE SCELTE PROGETTUALI.....	39
7.	SCELTE PROGETTUALI ALTERNATIVE.....	41
8.	ELENCO ELABORATI.....	45
9.	SINTESI IDROLOGICA.....	46
9.1.	Portate medie.....	47
9.2.	Curva di durata delle portate.....	48
9.3.	Portate derivabili.....	49
10.	DESCRIZIONE DELL'AREA DI INTERVENTO.....	51
11.	INQUADRAMENTO GENERALE DELL'IMPIANTO.....	53
12.	TRAVERSA FLUVIALE.....	55
12.1.	Descrizione della traversa fluviale in progetto.....	55
12.2.	Invaso a monte della traversa.....	57
12.3.	Platea a valle dello sbarramento.....	57
12.4.	Sedimentatore e scarico.....	58
12.5.	Gestione della portata.....	59
12.5.1.	Rilascio del deflusso minimo vitale.....	59
12.5.2.	Dispositivi di modulazione della portata.....	59
12.5.3.	Dispositivi di misura della portata.....	60
12.5.4.	Distribuzione della portata.....	60
12.6.	Rilascio del deflusso minimo vitale.....	62
12.6.1.	Passaggio artificiale per l'ittiofauna.....	62

12.6.2.	Stramazzo sullo sbarramento mobile.....	63
13.	CENTRALE IDROELETTRICA.....	64
13.1.	Opera di presa ed adduzione.....	64
13.1.1.	Descrizione.....	64
13.1.2.	Verifica idraulica.....	64
13.2.	Edificio e meccanismi di produzione.....	65
13.2.1.	Canali di derivazione e vasche di carico.....	66
13.2.2.	Centrale idroelettrica e gruppi di produzione.....	68
13.3.	Canale di restituzione.....	70
13.4.	Salto idraulico.....	70
13.5.	Scelta delle turbine da installare.....	72
14.	SCHEMA UNIFILARE DELL'IMPIANTO.....	73
15.	CABINA DI CESSIONE DELL'ENERGIA.....	75
15.1.	Edificio per la cessione dell'energia.....	75
16.	CONCA DI NAVIGAZIONE.....	77
17.	PRODUZIONE.....	80
18.	POTENZA NOMINALE.....	84
19.	VERIFICHE IDRAULICHE DEL FIUME ADDA.....	85
20.	OPERE DI DIFESA SPONDALE E SCAVI.....	86
20.1.	Opere di difesa spondale.....	86
20.2.	Scavi.....	86
21.	ACCESSIBILITÀ DELL'AREA.....	87
22.	OPERE DI RIPRISTINO E MITIGAZIONE AMBIENTALE.....	88
22.1.1.	Il varco per la fauna terrestre.....	88
22.1.2.	Gli interventi di rivegetazione.....	89
22.1.3.	Componente paesaggistica.....	91
23.	SOMMARIO DI SPESA E PIANO ECONOMICO FINANZIARIO.....	93
23.1.	Stima dei costi.....	93
23.2.	Valutazione oneri di dismissione dell'impianto.....	95
23.3.	Costo di manutenzione delle opere.....	99
23.4.	Finanziamento dell'opera.....	100
23.5.	Canoni e sovracanonni annui.....	101
23.6.	Tariffa omnicomprensiva.....	102
23.7.	Ricavi ottenuti dalla vendita dell'energia prodotta oltre i 25 anni.....	105
23.8.	Quadro economico riassuntivo e quadro Ricavi – Costi.....	111
23.9.	Bilancio con leasing finanziario.....	112
	APPENDICE 1: DETERMINAZIONE DEL VOLUME D'INVASO DELLA TRAVERSA.....	114
	APPENDICE 2: PLANIMETRIA DELL'INVASO.....	115

1. INTRODUZIONE

Il presente progetto di derivazione idroelettrica dal fiume Adda è stato commissionato dalla **Edison S.p.A.**, con sede in Milano, Foro Buonaparte 31.

L'impianto idroelettrico è situato nel Comune di Bertonico (LO) e marginalmente nel Comune di Ripalta Arpina (CR). Inoltre il Comune di Gombito (CR) è rivierasco per quanto riguarda il tratto di fiume sotteso dalla derivazione.

Gli studi di progettazione ing. Antonio Capellino e Si.Sco.in di ing. Bartolomeo Dominici, sono stati incaricati di redigere il progetto per la realizzazione di una centrale per la produzione di energia idroelettrica sul fiume Adda per valorizzare il salto idraulico presso il marcato meandro di Gombito.

Per la redazione del progetto gli studi professionali si sono avvalsi per gli aspetti ingegneristici, idraulici ed idrologici dell'impianto di collaboratori interni all'ufficio, per la progettazione architettonica - ambientale della collaborazione dell'Arch. Daniele Borgna.

Le tematiche ambientali in genere e lo Studio di Impatto Ambientale sono state affrontate da Studio Sintesi Ingegneria e Paesaggio di Torino.

Le tematiche geologiche sono state affrontate dal dott. Geologo Luca Bertino.

Il progetto si basa su un rilievo topografico dettagliato, che ha permesso di studiare con precisione non solo il sito d'intervento ma anche l'area circostante su entrambe le sponde del fiume al fine trovare la migliore collocazione delle opere ingegneristiche ed idrauliche.

Le caratteristiche tecniche e costruttive proposte in questa fase progettuale sono il frutto di una collaborazione tra gli studi professionali sopra citati che hanno lavorato in modo sinergico sotto il coordinamento dell'Ing. Antonio Capellino, al fine di definire le soluzioni tecniche che conciliano la necessità di una razionale utilizzazione idroelettrica della risorsa idrica con le esigenze di salvaguardia ambientale.

Il progetto di derivazione idroelettrica prevede la realizzazione di una nuova traversa con sistema di paratoie a ventola abbattibili, che permettono di eliminare l'effetto della presenza dello sbarramento in caso di piena.

L'impianto si configura come un taglio di meandro, ma poiché i due rami del fiume Adda sono molto prossimi, esso è compatto come fosse una centrale affiancata al corpo traversa.

La derivazione è esercitata nel rispetto della continuità idraulica e biologica del fiume sia attraverso il rilascio del deflusso minimo vitale calcolato secondo i canoni normativi sia con la realizzazione di un passaggio artificiale per l'ittiofauna. Inoltre, una conca di navigazione permette il transito di natanti attraverso i canali di adduzione e scarico in modo da garantire anche la navigabilità attualmente esercitata.

L'impianto idroelettrico è classificabile in funzione delle proprie caratteristiche nei seguenti modi:

- piccolo impianto ($1000 \text{ kW} \leq P < 10000 \text{ kW}$) :
l'impianto idroelettrico ha una potenza nominale massima di 5824 kW e media di 2998 kW; le tre turbine installate hanno potenza singola di 1550 kW e complessiva di 4651 kW e nell'anno idrologico medio producono 21,8 GWh;
- impianto ad acqua fluente:
l'impianto idroelettrico non possiede capacità d'invaso, se non per i piccoli volumi d'acqua contenuti nelle varie opere idrauliche che compongono la centrale, che non possono essere sfruttati in modo proficuo per la modulazione della portata;
- impianto a bassa caduta ($H < 50 \text{ m}$) :
l'impianto idroelettrico utilizza mediamente un salto idraulico di 3,96 m;
- impianto a grande portata ($100 \text{ m}^3/\text{s} \leq Q < 1000 \text{ m}^3/\text{s}$) :
l'impianto idroelettrico valorizza energeticamente portate comprese tra 10,000 m^3/s e 150,000 m^3/s , mediamente la centrale deriva la portata di 77,215 m^3/s .

La **Edison S.p.A.** ha trasmesso alla Provincia di Lodi la domanda di Concessione di Derivazione di acqua superficiale ad uso energetico, per la quale è richiesta l'espletazione delle procedure ambientali connesse.

L'impianto è soggetto alle seguenti procedure di carattere ambientale:

- Verifica di assoggettabilità alla V.I.A. di competenza provinciale
il progetto idroelettrico ricade nella categoria m2 del punto 2. "Industria energetica ed estrattiva" dell'Allegato B della Legge Regionale 5/2010 e ss.mm.ii.:
Impianti per la produzione di energia idroelettrica con potenza installata superiore a 100 kW escluse le seguenti fattispecie:
 - *impianti già compresi in progetti di concessioni derivazione d'acqua pubblica già assoggettati a verifica ai sensi del punto 7.d) del presente allegato;*
 - *impianti realizzati in serie su acquedotti o canali artificiali che utilizzano, in subordine, acque già oggetto di concessione di derivazione;*
 - *impianti che utilizzano il Deflusso Minimo Vitale (DMV) di concessione di derivazione esistenti senza alterare le garanzie ecosistemiche garantite dal DMV;*
 - *impianti ad acqua fluente con centrale collocata nel corpo della traversa o in adiacenza della stessa, che restituiscono le acque turbinate immediatamente al piede della traversa medesima garantendo la continuità idraulica del corso d'acqua.*
- Valutazione di Impatto Ambientale di competenza statale
il progetto idroelettrico ricade nella categoria 13) dell'Allegato II Del D.lgs 152/2006 e ss.mm.ii.:
Impianti destinati a trattenerne, regolare o accumulare le acque in modo durevole, di altezza superiore a 15 m o che determinano un volume d'invaso superiore ad 1'000'000 m³, nonché impianti destinati a trattenerne, regolare o accumulare le acque ai fini energetici in modo durevole, di altezza superiore a 10 m o che determinano un volume d'invaso superiore ad 100'000 m³.

2. LOCALIZZAZIONE TOPOGRAFICA

L'area di intervento è sita sul fiume Adda, il quale in questo tratto rappresenta il confine tra i comuni lombardi di Bertinico (LO), Ripalta Arpina (CR) e Gombito (CR). Più specificamente l'area di intervento si trova a circa 300 m a valle del nuovo ponte sul fiume Adda della Strada Statale 591 Crema – Codogno.

L'area è identificabile cartograficamente su Carta Tecnica Regionale Foglio n° C7B2 alla scala 1:10.000.

Il fiume Adda nasce dal Monte del Ferro nelle Alpi Retiche. Dopo aver disceso la Valle di Fraele giunge nel comune di Bormio, ove raccoglie le acque del torrente Frodolfo, prosegue lambendo anche la parte sud della città di Sondrio attraversando l'intera Valtellina, successivamente si immette presso Colico (Lecco) nel lago di Como. Le sue acque, dopo aver alimentato questo bacino lacustre, escono come suo emissario dall'estremità meridionale del Lario, nei pressi di Lecco, dove formano i piccoli bacini naturali di Garlate e di Olginate, (da qui fino a dove riceve il Villoresi fa da confine est della Brianza). Dopo aver attraversato il territorio del Meratese si dirige quindi verso Sud ricevendo il fiume Brembo presso Canonica d'Adda (Bergamo). Nei dintorni di Cassano d'Adda (Milano) sbocca nella Pianura Padana e versa la maggior parte delle proprie acque nel canale della Muzza, che riacquisterà a Castiglione d'Adda (Lodi). Da Cassano piega in direzione Sud-Est e perde altre acque in favore del canale Vacchelli a Merlinò (Lodi), attraversa la città di Lodi, per poi accogliere le acque del fiume Serio presso Montodine (Cremona). Subito dopo attraversa Pizzighettone (CR) e confluisce nel fiume Po presso Castelnuovo Bocca d'Adda (Lodi) a circa 36 m s.l.m., tra Piacenza e Cremona.

Il tratto di fiume Adda in questione appartiene al ramo sublacuale, emissario del Lago di Como e maggiore tributario sinistro del Fiume Po. In particolare il tratto in oggetto è quello finale, più prossimo all'immissione nel Fiume Po, dove il corso d'acqua presenta andamento particolarmente sinuoso.

L'impianto valorizza energeticamente un marcato meandro attraverso un taglio molto breve.

Nel tratto sublacuale il Fiume Adda è particolarmente laminato. Ciò è evidenziato dallo sviluppo unicursale del fiume e dall'alveo inciso con sponde definite. Nel tratto in questione, il fiume presenta argini rilevati sia in destra sia in sinistra orografica, che formano aree golenali più o meno estese. Circa 1,1 km a monte della derivazione in progetto è presente l'immissione del fiume Serio, in sinistra orografica.

Il vecchio sedime stradale rilevato, di accesso al ponte ormai demolito, forma un argine invalicabile anche in caso di piena eccezionale. Tale sbarramento, che si insinua all'interno dell'ansa, impedisce alla corrente il taglio di meandro.

Come anticipato, la traversa fluviale in progetto, oltre che nel comune di Bertonico, ricade nei confini amministrativi del comune di Ripalta Arpina il cui centro abitato è situato a circa 5 km a NNE.

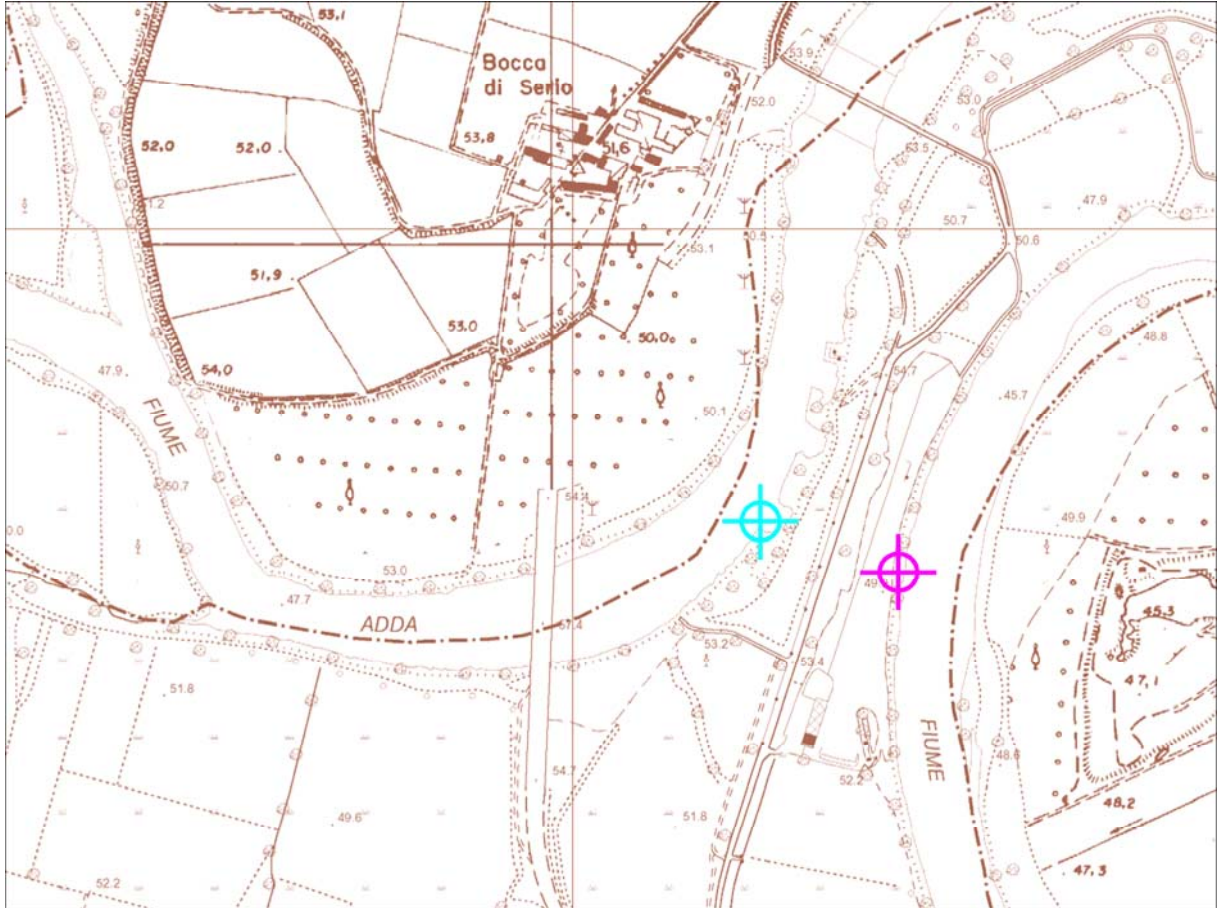
Nel circondario del sito di intervento, si trovano, oltre al già citato comune di Gombito (CR) ed il comune di Ripalta Arpina (CR), i comuni di Montodine (CR) c.ca 2,5 km a N, Moscazzano (CR) a c.ca 4 Km a NNW, Turano Lodigiano (LO) c.ca 6 Km ad E. Il centro abitato di Bertonico (LO) dista circa 3,5 Km a SW dell'area di intervento mentre c.ca 3,8 Km a S si trova il comune di Castiglione d'Adda (LO). Circa 4 Km a SE si trova inoltre il comune di Cornaleto (CR)

Nei pressi dell'area in esame si trovano inoltre diversi insediamenti rurali tra i quali si citano la località Vinzasca del comune di Gombito a circa 1 Km a SE, le C.ne Giardino e Colombare a N del sito, le C.ne Piva, Gora e Gallinera nel comune di Bertonico a circa 1,5 Km a SW.



La viabilità principale è costituita dalla *S.P. 591 "Cremasca" (ex S.S.591)* che si snoda pressoché parallelamente al F. Serio collegando Bergamo con Crema; attraversa il Fiume Adda tramite il citato ponte in località Bocca di Serio (CR) ed entrando in provincia di Lodi termina innestandosi nella S.S. 234 presso Codogno (LO), in prossimità della S.S. 9 "Via Emilia" e del casello autostradale di Piacenza Nord sulla A1.

La *S.P. 415 "Paullese" (ex S.S. 415)* a circa 7 km ad E del sito, rappresenta un'altra importante arteria del territorio in esame collegando Milano a Cremona passando per Crema.

3. COORDINATE GEOGRAFICHE ED U.T.M. DELL'IMPIANTO



Si riportano di seguito le coordinate geografiche e U.T.M. del punto di presa e di restituzione nel Fiume Adda

Oggetto	Simbolo	Coordinate	Est	Nord
Punto di presa		Geografiche	9° 42' 15,06"	45° 15' 17,98"
		U.T.M.	555256	5011612
Punto di restituzione		Geografiche	9° 42' 23,39"	45° 15' 15,75"
		U.T.M.	555438	5011545

4. QUADRO NORMATIVO

4.1. Introduzione

L'ipotesi progettuale risponde alla necessità di produrre energia rispettando, al contempo, l'esigenza, ormai da tempo sentita sia a livello nazionale sia internazionale, di una maggiore sostenibilità ambientale dell'attività.

Questa implica, nel caso specifico, l'impiego privilegiato di risorse energetiche rinnovabili ed il ricorso a metodologie produttive più compatibili con l'ambiente.

Il sito oggetto di intervento presenta caratteristiche morfologiche, ambientali e paesaggistiche idonee allo scopo: il fiume Adda presenta un meandro particolarmente pronunciato i cui rami sono molto vicini e presentano un salto idraulico favorevole alla valorizzazione energetica della portata. Inoltre, l'area di intervento, anche se prossima al corso d'acqua, è già utilizzata sia a fini agricoli sia a scopo industriale e si presenta come un ambiente sensibilmente antropizzato.

L'opera proposta risulta oggetto della procedura di Valutazione di Impatto Ambientale ai sensi dell'art. 32 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., in quanto la stessa risulta ascrivibile al punto 2, lettera m) *“impianti per la produzione di energia idroelettrica con potenza installata superiore a 100 kW”* di cui all'allegato IV del decreto medesimo, così come modificato dal D.Lgs. 4/2008 - *Progetti sottoposti alla Verifica di assoggettabilità di competenza delle regioni e delle province autonome di Trento e di Bolzano.*

4.2. Inquadramento legislativo

Per quanto riguarda la realizzazione dell'opera in progetto e la presenza di vincoli sull'area, sono stati verificati gli adempimenti normativi dettati dalle seguenti disposizioni di legge:

- R.D.L. 30 dicembre 1923, n. 3267 - Riordino e riforma della legislazione in materia di boschi e di terreni montani. Titolo I, Capo I, Sezione 1: Vincolo per scopi idrogeologici.
- Legge 29 giugno 1939, n. 1497 - Protezione delle bellezze naturali.
- Decreto legislativo 27 giugno 1985, n. 312 - Disposizioni urgenti per la tutela delle zone di particolare interesse ambientale.
- Legge 8 agosto 1985, n. 431 - Conversione in legge, con modificazioni, del D.L. 312/85.
- Legge 28 gennaio 1977, n. 10 - Norme per la edificabilità dei suoli. Art.4: rilascio della concessione edilizia; Testo unico dell'edilizia D.P.R. del 06/06/2001 n. 380.
- Decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42 – “Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137”.
- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 12 dicembre 2005 – Individuazione della documentazione necessaria alla verifica della compatibilità paesaggistica degli interventi proposti, ai sensi dell'articolo 146, comma 3, del Codice dei beni culturali e del paesaggio di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42.

- Legge 22 febbraio 2001, n. 36 – Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici.
- Decreto legislativo 03 aprile 2006, n. 152 “Norme in materia ambientale”.
- Decreto legislativo 16 gennaio 2008, n. 4 – Ulteriori disposizioni correttive ed integrative del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 recante norme in materia ambientale.
- Decreto Ministeriale 10 settembre 2010 – Linee guida per l’autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili.
- Legge Regionale 26 settembre 1992 n. 32 - Subdelega di funzioni amministrative in materia di beni ambientali;
- Legge Regionale 28 aprile 1995 n. 31 - Modifiche delle norme regionali concernenti la subdelega di funzioni amministrative in materia di beni ambientali;
- Legge Regionale 9 giugno 1997 n. 18 - Riordino delle competenze e semplificazione delle procedure in materia di tutela dei beni ambientali e di piani paesistici. Subdeleghe agli enti locali;
- Decreto Legislativo 29 Ottobre 1999, n.490 - Testo unico delle disposizioni legislative in materia di beni culturali e ambientali, a norma dell'art. 1 della legge 8 ottobre 1997, n. 352;
- Legge Regionale 24 marzo 2003, n. 3 - Modifiche a leggi regionali in materia di organizzazione, sviluppo economico, territorio e servizi alla persona;
- Legge Regionale 11 marzo 2005, n.12 - Legge per il governo del territorio;
- Legge Regionale 14 luglio 2006, n. 12 - Modifiche ed integrazioni alla legge regionale 11 marzo 2005, n. 12 “Legge per il governo del territorio”;
- Legge Regionale 16 luglio 2007 n. 16 - Testo unico delle leggi regionali in materia di istituzione di parchi.

Nella fattispecie il sito di intervento non risulta essere interessato da vincolo idrogeologico (R.D. n. 3267/23) ed è soggetto a vincolo ambientale e paesaggistico ai sensi del D.Lgs n. 42/04.

L'opera è inoltre interessata dalle seguenti leggi in materia di acque pubbliche, aria e produzione di energia elettrica:

- R.D. 25 luglio 1904, n. 523 - Testo unico delle disposizioni di legge intorno alle opere idrauliche delle diverse categorie.
- R.D. 11 dicembre 1933, n. 1775 - Testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e sugli impianti elettrici. Art.7: rilascio della concessione di derivazione.
- D. Lgs. 12 luglio 1993, n. 275 - Riordino in materia di concessione di acque pubbliche. Art.3: parere dell'Autorità di Bacino del Fiume Po.
- D. Lgs. 9 aprile 2008, n. 81 – Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro.
- D.M. 22 gennaio 2008, n. 37 – Regolamento per le installazioni degli impianti all'interno degli edifici.
- D.P.R. 28 novembre 1987, n. 592 – Attuazione della direttiva 84/532/CEE relativa alle attrezzature macchine per cantieri.
- D.P.R. 18 aprile 1994, n. 392 – Regolamento recante disciplina del procedimento di riconoscimento delle imprese ai fini dell'installazione, ampliamento e trasformazione degli impianti nel rispetto delle norme di sicurezza.
- Legge 1 marzo 1968, n. 186 - Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici.
- Direttiva 17 maggio 2006, n. 2006/42/CE – Nuova Direttiva Macchine.
- Direttiva 15 dicembre 2004, n. 2004/108/CE – Direttiva Compatibilità Elettromagnetica.
- Direttiva 12 dicembre 2006, n. 2006/95/CE – Direttiva Bassa Tensione.
- Legge 9 gennaio 1991, n. 9 - Norme per l'attuazione del nuovo Piano energetico nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia, autoproduzione e disposizioni fiscali. Art. 22: Regime giuridico degli impianti di produzione di energia elettrica a mezzo di fonti rinnovabili e assimilate; Art. 23: Circolazione dell'energia elettrica prodotta da impianti di produzione di energia elettrica a mezzo di fonti rinnovabili e assimilate.
- Legge 9 gennaio 1991, n. 10 - Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia.
- D.M. 25 settembre 1992 - Approvazione della convenzione 9 tipo prevista dall'art. 22 L.9/91.
- D. Lgs. 16 marzo 1999, n. 79 - Attuazione della direttiva 96/92/CE, recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica. Art. 11: Fonti rinnovabili.
- Delibera C.I.T.A.I. del 4 febbraio 1977 – Criteri, metodologie e norme tecniche generali di cui all'art. 2) lettere b), d) ed e) della L 10 Maggio 1976, n. 319, recante norme per la tutela delle acque dall'inquinamento;
- Legge Regionale 16 agosto 1982 n. 52 - Norme in materia di opere concernenti linee ed impianti elettrici fino a 150.000 volt;
- Legge 5 gennaio 1994, n. 36 - Disposizioni in materia di risorse idriche;
- Legge 5 gennaio 1994, n. 37 - Norme per la tutela ambientale delle aree demaniali dei fiumi, dei torrenti, dei laghi e delle altre acque pubbliche;

- Direttiva 19 dicembre 1996, n. 96/92/CE - Norme comuni per il mercato interno di energia elettrica;
- Delibera Autorità per l'energia elettrica e il gas 18 febbraio 1999, n. 13 (G.U. n. 49 del 1 marzo 1999) - Disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di vettoriamento dell'energia elettrica e di alcuni servizi di rete;
- Decreto Legislativo 11 maggio 1999, n. 152 - Disposizioni sulla tutela delle acque dall'inquinamento e recepimento della direttiva 91/271/CEE concernente il trattamento delle acque reflue urbane e della direttiva 91/676/CEE relativa alla protezione delle acque dall'inquinamento provocato dai nitrati provenienti da fonti agricole", a seguito delle disposizioni correttive ed integrative di cui al decreto legislativo 18 agosto 2000, n. 258;
- Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79 - Attuazione della direttiva 96/92/CE, recante norme comuni per il mercato interno dell' energia elettrica. Art. 11: Fonti rinnovabili;
- Decreto Legislativo 11 maggio 1999, n. 152 - Disposizioni sulla tutela delle acque dall'inquinamento e recepimento della direttiva 91/271/CEE concernente il trattamento delle acque reflue urbane e della direttiva 91/676/CEE relativa alla protezione delle acque dall'inquinamento provocato dai nitrati provenienti da fonti agricole;
- Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79 - Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica;
- Decreto Legislativo 4 agosto 1999, n. 351 – Attuazione della Direttiva 96/62/CE in materia di valutazione e di gestione della qualità dell'aria ambiente;
- Legge Regionale 10 agosto 2001, n. 13 - Norme in materia di inquinamento acustico;
- Direttiva 27 settembre 2001, n. 2001/77/CE - promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno di energia elettrica;
- Decreto Legge 7 febbraio 2002, n.7 - Misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale;
- Legge 9 aprile 2002, n. 55 - Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 7 febbraio 2002, n. 7, recante misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale;
- Decreto Ministeriale 2 aprile 2002, n. 60 - Recepimento della direttiva 1999/30/CE del Consiglio del 22 aprile 1999 concernente i valori limite di qualità dell'aria ambiente per il biossido di zolfo, il biossido di azoto, gli ossidi di azoto, le particelle e il piombo e della direttiva 2000/69/CE relativa ai valori limite di qualità aria ambiente per il benzene ed il monossido di carbonio;
- Legge Regionale 12 dicembre 2003 , n. 26 - Disciplina dei servizi locali di interesse economico generale. Norme in materia di gestione dei rifiuti, di energia, di utilizzo del sottosuolo e di risorse idriche;
- Deliberazione del Consiglio della Regione Lombardia 28 luglio 2004, n. VII/1048 - Approvazione del Programma di Tutela e Uso delle Acque (P.T.U.A.);

- Legge Regionale 28 ottobre 2004, n. 27 - Tutela e valorizzazione delle superfici, del paesaggio e dell'economia forestale;
- Regolamento Regionale 24 marzo 2006, n.2 – Disciplina dell'uso delle acqua superficiale e sotterranee, dell'utilizzo delle acque ad uso domestico, del risparmio idrico e del riutilizzo dell'acqua, in attuazione dell'articolo 52, comma 1, lettera c) della L.R. 12 dicembre 2003, n. 26;
- Legge Regionale 8 agosto 2006, n. 18 - Conferimento di funzioni agli enti locali in materia di servizi locali di interesse economico generale. Modifiche alla legge regionale 12 dicembre 2003, n. 26 "Disciplina dei servizi locali di interesse economico generale. Norme in materia di gestione dei rifiuti, di energia, di utilizzo del sottosuolo e di risorse idriche";
- Legge Regionale 11 dicembre 2006, n. 24 - Norme per la prevenzione e la riduzione delle emissioni in atmosfera a tutela della salute e dell'ambiente;
- Legge Regionale 12 luglio 2007, n. 12 - Modifiche alla legge regionale 12 dicembre 2003, n. 26 (Disciplina dei servizi locali di interesse economico generale. Norme in materia di gestione dei rifiuti, di energia, di utilizzo del sottosuolo e di risorse idriche) ed altre disposizioni in materia di gestione dei rifiuti;
- Deliberazione della Giunta Regionale della Regione Lombardia n. 6232 del 19 dicembre 2007 – Determinazioni in merito all'adeguamento delle derivazioni al rilascio del deflusso minimo vitale e contestuale revoca della D.G.R. n. 3863/2006;
- D.D.G. 9001 del 08 agosto 2008 – Linee guida per l'avvio di sperimentazioni sul deflusso minimo vitale in tratti del reticolo idrico naturale regionale;
- D.L. 29 Dicembre 2003 n. 387 – Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità;
- Legge Regionale N. 3, 4 marzo 2009 Norme regionali in materia di espropriazione per pubblica utilità.

5. INQUADRAMENTO PROGRAMMATICO

Nel presente capitolo saranno analizzati i principali documenti di programmazione, di carattere sia generale sia settoriale, vigenti a livello regionale, provinciale e comunale, che possono essere di rilievo ai fini della realizzazione del progetto.

L'individuazione e l'esame delle **disposizioni** e dei **vincoli** in essi contenuti consente di verificare la rispondenza del progetto ai medesimi, intervenendo con opportune modifiche laddove risultino delle incompatibilità; l'analisi delle **linee di sviluppo** previste, invece, consente di valutare la compatibilità con riferimento sia alla situazione attuale, sia a quella prevista a seguito della realizzazione delle opere in oggetto.

Pertanto il Quadro Programmatico è strumento complementare del "Quadro Legislativo", in quanto, non soltanto indirizza la progettazione verso il rispetto delle regole esistenti, ma garantisce il corretto inserimento dell'opera nel contesto territoriale.

Nel caso in esame sono stati considerati i seguenti strumenti di programmazione generale:

- Il Piano Territoriale Regionale (P.T.R.);
- Il Piano Territoriale di Coordinamento della Provincia (P.T.C.P.);
- Piani sull'ambiente idrico (P.A.I., P.T.U.A.);
- Il Piano di Governo del Territorio (P.G.T.);
- Il Piano Territoriale di Coordinamento del Parco Adda Sud
- La Pianificazione energetica.

5.1. Il Piano Territoriale Regionale (P.T.R.)

Il Piano Territoriale Regionale (PTR), adottato nel luglio 2009, è stato approvato dal Consiglio Regionale con DCR n. 951 del 19 Gennaio 2010. Come definito dall'art. 19 della LR 12/05, il PTR *"costituisce atto fondamentale di indirizzo, agli effetti ambientali, della programmazione di settore della Regione, nonché di orientamento della programmazione e pianificazione territoriale dei comuni e delle province"*. Il PTR *"indica gli elementi essenziali del proprio assetto territoriale e definisce altresì i criteri e gli indirizzi per la redazione degli atti di programmazione territoriale di province e comuni"*.

Il Consiglio Regionale della Lombardia, con dcr n. 56 del 28 settembre 2010 ha approvato le modifiche e le integrazioni al Piano Territoriale Regionale. Tali modifiche riguardano il Documento di Piano gli Strumenti Operativi.

Il PTR si pone come strumento di supporto all'attività di governance territoriale della Regione. Si propone di rendere coerente la visione strategica della programmazione generale e di settore con il contesto fisico, ambientale, economico e sociale, di cui analizza i punti di forza e di debolezza, evidenzia potenzialità ed opportunità per le realtà locali e per i sistemi territoriali, quindi, per l'intera regione.

Gli obiettivi proposti dal Piano derivano dalla sintesi dei principali orientamenti della programmazione comunitaria e nazionale, dalle previsioni del Programma Regionale di Sviluppo e dal dialogo con le pianificazioni di settore, attraverso un percorso di partecipazione e confronto con il territorio. Il PTR si configura come un patto condiviso tra Regione ed Enti territoriali per contemperare le diverse esigenze locali e verificarne la compatibilità con gli obiettivi di sviluppo territoriale più generale.

La proposta di progetto territoriale definita dal PTR si pone non solo in senso "ordinatorio", ovvero finalizzata a regolare le funzioni sul territorio, ma anche come strumento che consente di incidere su una nuova qualità complessiva del territorio, orientando ed indirizzando le condizioni di trasformazione in termini di compatibilità e di migliore valorizzazione delle risorse, riconoscendo nel territorio stesso la risorsa primaria da salvaguardare.

Il Piano assume la duplice valenza di strumento di conoscenza strutturata delle caratteristiche, potenzialità e dinamiche della Lombardia e di mezzo di orientamento e cooperazione finalizzato a dare corpo alle proposte maturate ai diversi livelli territoriali e a realizzare la coesione tra i molteplici interessi in gioco.

Il Documento di Piano è la componente del PTR che contiene gli obiettivi e le strategie, articolate per temi e sistemi territoriali, per lo sviluppo della Lombardia. In particolare il Documento di Piano:

- indica i principali obiettivi di sviluppo socio-economico del territorio regionale;
- individua gli elementi essenziali e le linee orientative dell'assetto territoriale;
- definisce gli indirizzi per il riassetto del territorio;
- costituisce elemento fondamentale quale quadro di riferimento per la valutazione di compatibilità degli atti di governo del territorio di comuni, province, comunità montane, enti gestori di parchi, nonché di ogni altro ente dotato di competenze in materia;
- identifica i principali effetti del PTR in termini di obiettivi prioritari di interesse regionale e di individuazione dei Piani Territoriali d'Area Regionali.

I tre macro-obiettivi, individuati dal PTR quali basi delle politiche territoriali lombarde per il perseguimento dello sviluppo sostenibile, sono:

- rafforzare la competitività dei territori della Lombardia, dove per competitività si intende la capacità di una regione di migliorare la produttività rispetto ad altri territori, incrementando anche gli standard di qualità della vita dei cittadini;
- riequilibrare il territorio lombardo, cercando di valorizzare i punti di forza di ogni sistema territoriale e favorire il superamento delle debolezze e mirando ad un “equilibrio” inteso quindi come sviluppo di un sistema policentrico;
- proteggere e valorizzare le risorse della regione, siano esse risorse primarie (naturali, ambientali, capitale umano) o prodotte dalle trasformazioni avvenute nel tempo (paesaggistiche, culturali, d’impresa).

Essi discendono dagli obiettivi di sostenibilità della Comunità Europea: coesione sociale ed economica, conservazione delle risorse naturali e del patrimonio culturale, competitività equilibrata dei territori.

Sulla base delle strategie per il rafforzamento della struttura policentrica regionale e di pianificazione per il sistema rurale-paesistico-ambientale nel suo insieme, il PTR identifica, su scala regionale:

- i principali poli di sviluppo regionale;
- le zone di preservazione e salvaguardia ambientale;
- le infrastrutture prioritarie.

I tre macro-obiettivi sono successivamente articolati in 24 obiettivi specifici. Al fine di consentire una lettura più immediata sia da parte delle programmazioni settoriali, sia da parte dei diversi territori della Regione, i 24 obiettivi del PTR vengono declinati secondo due punti di vista, tematico e territoriale.

I temi individuati, sono: ambiente (aria e fattori climatici, acqua, suolo, flora, fauna e biodiversità, rumore, radiazioni); assetto territoriale (infrastrutture e mobilità, diffusione urbana, utilizzo del suolo, rifiuti, reti commerciali); assetto economico/produttivo (energia, agricoltura, industria, turismo, competitività, fiere), paesaggio e patrimonio culturale; assetto sociale.

Ogni tema è declinato in obiettivi e linee di azione atte al loro perseguimento. Ogni obiettivo tematico permette il raggiungimento di uno o più dei 24 obiettivi del PTR.

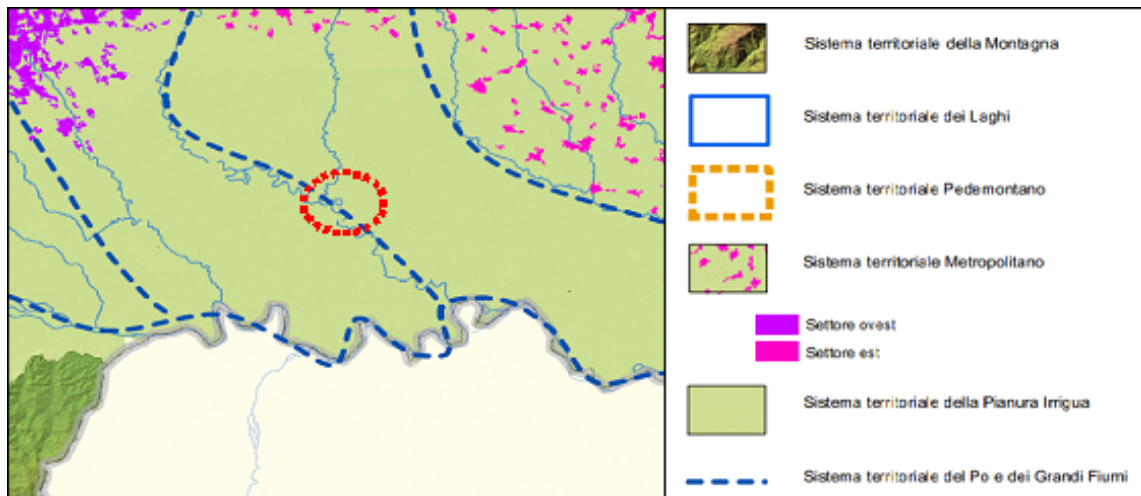
I sistemi territoriali che il PTR individua costituiscono sistemi di relazioni che si riconoscono e si attivano sul territorio regionale, all’interno delle sue parti e con l’intorno. Essi sono il sistema Metropolitano, il sistema della Montagna, il sistema Pedemontano, il sistema dei Laghi, il sistema della Pianura Irrigua ed il sistema del Po e grandi fiumi

Per ciascun Sistema vengono individuati i tratti e gli elementi caratterizzanti che lo contraddistinguono rispetto agli altri. Gli obiettivi territoriali del PTR, proposti per i sei Sistemi Territoriali, non si sovrappongono agli obiettivi tematici, ma sono ad essi complementari, rappresentando le priorità specifiche dei vari territori.

Anche gli obiettivi territoriali sono declinati in linee d'azione e perseguono il raggiungimento di uno o più dei 24 obiettivi del PTR.

L'area di intervento si colloca contemporaneamente nel sistema della Pianura irrigua e nel sistema del Po e dei grandi fiumi.

Estratto Tav. 4 – I sistemi territoriali del PTR Scala:1:300.000-



Gli obiettivi individuati dal PTR sono:

Sistema territoriale della Pianura Irrigua	Sistema del Po e dei Grandi Fiumi
Garantire un equilibrio tra le attività agricole e zootecniche e la salvaguardia delle risorse ambientali e paesaggistiche, promuovendo la produzione agricola e le tecniche di allevamento a maggior compatibilità ambientale e territoriale	Tutelare il territorio degli ambiti fluviali, oggetto nel tempo di continui interventi da parte dell'uomo
Garantire la tutela delle acque ed il sostenibile utilizzo delle risorse idriche per l'agricoltura, in accordo con le determinazioni assunte nell'ambito del Patto dell'Acqua, perseguire la prevenzione del rischio idraulico	Prevenire il rischio idraulico attraverso un'attenta pianificazione del territorio
Tutelare le aree agricole come elemento caratteristico della pianura e come presidio del paesaggio lombardo	Tutelare l'ambiente degli ambiti fluviali
Promuovere la valorizzazione del patrimonio paesaggistico e culturale del sistema per preservarne e trasmetterne i valori, a beneficio della qualità della vita dei cittadini e come opportunità per l'imprenditoria turistica locale	Garantire la tutela delle acque, migliorandone la qualità e incentivando il risparmio idrico
Migliorare l'accessibilità e ridurre l'impatto ambientale del sistema della mobilità, agendo sulle infrastrutture e sul sistema dei trasporti	Garantire uno sviluppo del territorio compatibile con la tutela e la salvaguardia ambientale
Evitare lo spopolamento delle aree rurali, migliorando le condizioni di lavoro e differenziando le opportunità lavorative	Promuovere la valorizzazione del patrimonio ambientale, paesaggistico e storico-culturale del sistema Po attorno alla presenza del fiume come elemento unificante per le comunità locali e come opportunità per lo sviluppo del turismo fluviale
	Perseguire una pianificazione integrata e di sistema sugli ambiti fluviali, agendo con strumenti e relazioni di carattere sovralocale e intersettoriale

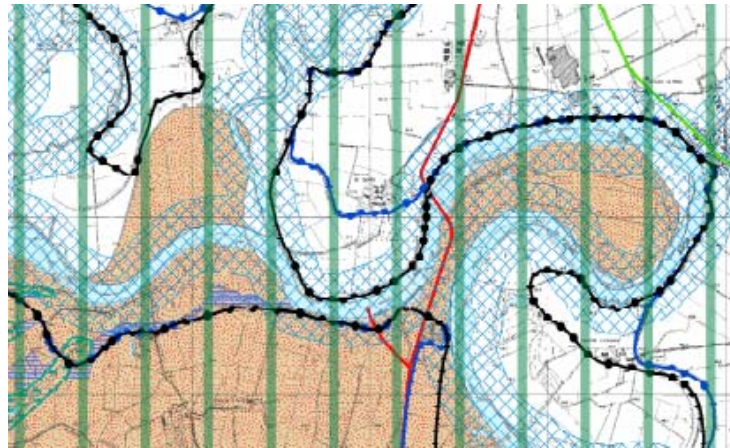
5.2. Il Piano Territoriale di Coordinamento della Provincia di Lodi (P.T.C.P.)









Il PTCP costituisce il quadro di riferimento e lo strumento di coordinamento di scelte e politiche territoriali di livello sovracomunale operate dai vari enti (Provincia e Comuni in primis) ed attori sul territorio.

Il P.T.C.P., approvato dal Consiglio Provinciale con Deliberazione n. 30 del 18 luglio 2005, individua le aree soggette a tutela provinciale e ne definisce i corrispondenti vincoli.

Dall'analisi della "Tavola 2.1b - Indicazioni di piano: sistema fisico naturale (centro)" l'area di intervento rientra all'interno dei "Parchi Regionali – Liv. Presc. 4 – art. 19.2", di "Aree ad alta vulnerabilità degli acquiferi - LIV. PRESC. 3 - ART. 23.1.1 lett. c)", nei "Corridoi ambientali sovrasistemici di importanza regionale – Primo livello della rete dei valori ambientali - LIV. PRESC. 3 - ART. 26.1" e, infine, all'interno del "Sistema dei corsi d'acqua vincolati ai sensi del D. lgs. 42/2004, art. art. 142, comma 1, lettera c) – ex. L. 431/85 – iscritti nell'elenco di cui alla D.G.R. n. 4/12028 del 25.07.1986 - Liv. Presc. 3 – art. 19.5".

Estratto Carta delle Tutele e delle salvaguardie del PTCP – Tavola 2- Scala 1:25.000



-  Aree ad alta vulnerabilità degli acquiferi - LIV. PRESC. 3 - ART. 23.1.1 lett. c)
-  Corridoi ambientali sovrasistemici di importanza regionale – Primo livello della rete dei valori ambientali - LIV. PRESC. 3 - ART. 26.1
-  Parchi Regionali - LIV. PRESC. 4 - ART. 19.2
- Limiti degli ambiti fluviali dei corpi idrici principali e delle relative aree di pertinenza idraulica – Fasce definite dal Piano di Assetto Idrogeologico (PAI)
-  Limite tra la fascia A e la fascia B - LIV. PRESC. 4 - ART. 23.1.1 lett. a)
-  Limite tra la fascia B e la fascia C - LIV. PRESC. 4 - ART. 23.1.1 lett. a)
-  Limite di progetto tra la fascia B e la fascia C - LIV. PRESC. 4 - ART. 23.1.1 lett. a)
-  Limite esterno della fascia C - LIV. PRESC. 4 - ART. 23.1.1 lett. a)
-  Corsi d'acqua naturali ed artificiali vincolati ai sensi del D.Lgs. 42/04 art. 142, comma 1, lettera c) – ex L. 431/85 – iscritti nell'elenco di cui alla D.G.R. n.4/12028 del 25.07.1986 (da verificare ai sensi dell'ultimo comma art.18 degli Indirizzi Normativi) - LIV. PRESC. 3 - ART. 19.5

5.3. I Piani sull'ambiente idrico (P.A.I., P.T.U.A.)

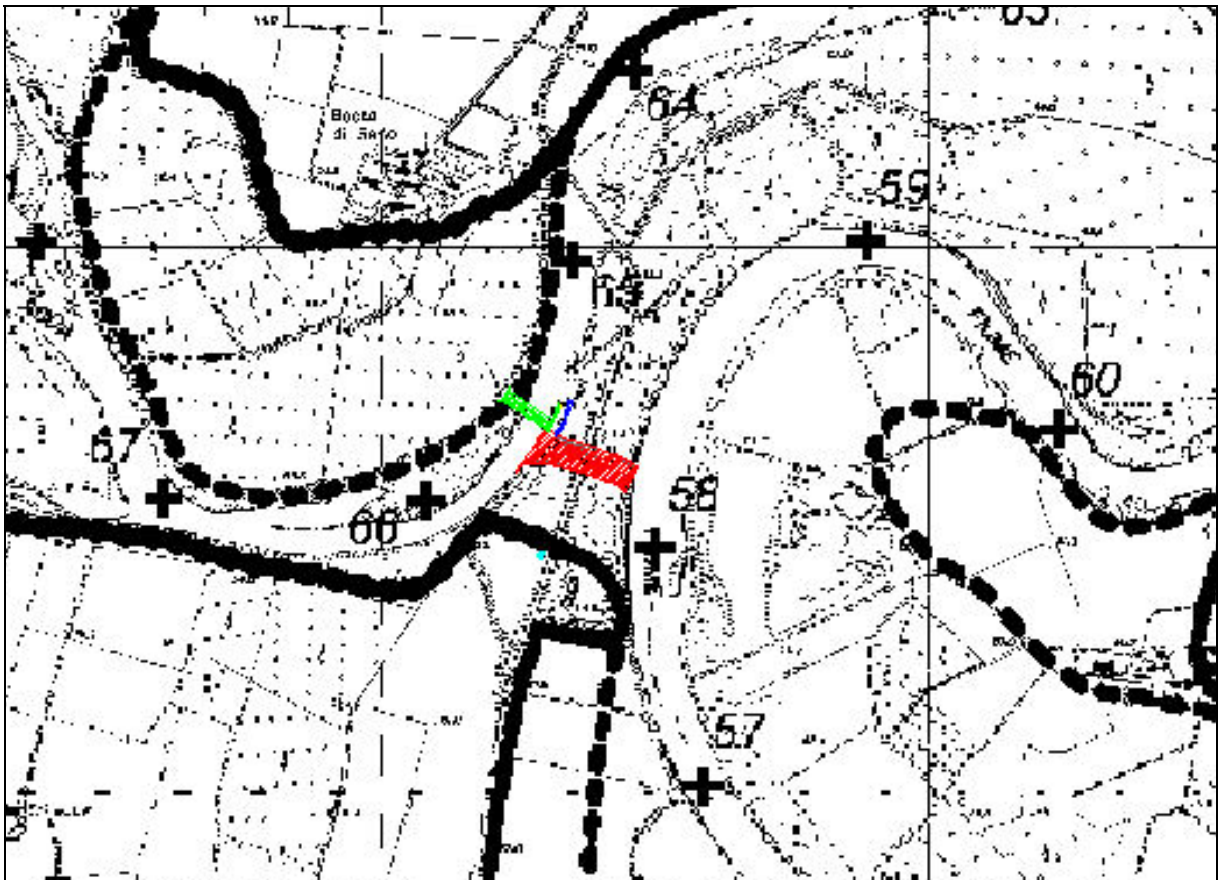
5.3.1. Piano stralcio per l'Assetto Idrogeologico (P.A.I.)

Il Piano stralcio per l'assetto Idrogeologico, P.A.I. è stato redatto ed approvato, ai sensi della L. 183/1989 dal Comitato Istituzionale dell'Autorità di bacino del fiume Po con Deliberazione n.1/99 in data 11 maggio 1999. Successivamente il medesimo è stato sottoposto a vari processi di modifica ed aggiornamento, onde renderlo conforme ai nuovi aspetti conoscitivi e normativi, fino al documento che viene preso in esame nel presente paragrafo, relativo al 2007.

Il Piano disciplina (N.T.A. art. 1 comma 1): le azioni riguardanti la difesa idrogeologica e della rete idrografica del bacino del Po (N.T.A. - Titolo I), l'estensione della delimitazione e della normazione relativa alle Fasce Fluviali (Piano Stralcio delle Fasce Fluviali, P.S.F.F.) ai corsi d'acqua della restante parte del bacino (N.T.A. - Titolo II) ed infine il bilancio idrico per il Sottobacino Adda Sopralacuale e le azioni riguardanti nuove concessioni di utilizzazione per grandi derivazioni d'acqua (N.T.A. - Titolo III).

Con riferimento al documento in esame:

- Il fiume Adda figura tra i corsi d'acqua fasciati ai sensi del P.S.F.F. (Tavola di delimitazione delle fasce fluviali, scala 1:25.000, n. 141 III).



Nel tratto *da Lodi alla confluenza in Po* l'alveo ha andamento meandriforme, con evidente tendenza a divagare entro la piana alluvionale. Il limite della fascia di esondazione si appoggia sia sull'orlo di terrazzo che delimita la regione fluviale sia, più frequentemente rispetto ai tratti precedenti, sui rilevati arginali presenti, in corrispondenza degli abitati di Bertonico, Montodine, Gombito e Pizzighettone. La fascia risulta sempre molto ampia, dell'ordine di 3-4 km, fino all'altezza di Pizzighettone; più a valle nel breve tratto fino alla confluenza in Po presenta ampiezza intorno ai 200 m, con il limite coincidente con le arginature spesso in frodo.

Secondo quanto riportato alla Tav. a – Tavole di delimitazione delle fasce fluviali l'area di intervento ricade nella delimitazione della Fascia di deflusso della piena (Fascia A). Essa è costituita (come riportato all'art. 28, comma 1 delle Norme Tecniche di Attuazione – Classificazione delle Fasce Fluviali) *“dalla porzione di alveo che è sede prevalente del deflusso della corrente per la piena di riferimento, come definita nell'Allegato 3 "Metodo di delimitazione delle fasce fluviali" al Titolo II delle N.T.A., ovvero che è costituita dall'insieme delle forme fluviali riattivabili durante gli stati di piena”*.

L' art. 29 - Fascia di deflusso della piena (Fascia A) riporta:

1. Nella Fascia A il Piano persegue l'obiettivo di garantire le condizioni di sicurezza assicurando il deflusso della piena di riferimento, il mantenimento e/o il recupero delle condizioni di equilibrio dinamico dell'alveo, e quindi favorire, ovunque possibile, l'evoluzione naturale del fiume in rapporto alle esigenze di stabilità delle difese e delle fondazioni delle opere d'arte, nonché a quelle di mantenimento in quota dei livelli idrici di magra.

5.3.2. Programma di tutela e uso della acque (P.T.U.A.)

Il *Piano di gestione del bacino idrografico*, (art. 13 della Direttiva 2000/60/CE) previsto dalla legge regionale 26/2003, è lo strumento regionale con cui, in coerenza con la pianificazione dell'Autorità di Bacino, si individuano le misure e gli interventi necessari ad assicurare la tutela qualitativa e quantitativa dei corpi idrici. Il Piano (L.R. 26/2003) è costituito da un *Atto di Indirizzi* approvato dal Consiglio Regionale e da un *Programma di tutela e uso delle acque* approvato dalla Giunta Regionale con cui sono individuate le azioni per il raggiungimento degli obiettivi contenuti nell'Atto di Indirizzi.

La prima elaborazione del Piano, ai sensi della L.R. 26/2003, è effettuata in conformità alle previsioni di cui all'articolo 44 del decreto legislativo 152/99 e s.m.i. e costituisce il Piano di tutela delle acque.

La Regione Lombardia, come indicato nell'Atto di Indirizzi, coerentemente con quanto previsto dal Programma Regionale di Sviluppo della VI legislatura, dai Documenti di Programmazione Economica e Finanziaria e dalla normativa europea e nazionale, sviluppa una politica volta all'uso sostenibile del sistema delle acque, valorizzando e tutelando la risorsa idrica in quanto bene comune, garanzia non solo di conservazione di un patrimonio che presenta elementi unici, ma anche di sviluppo economico sociale.

Ciò comporta il perseguimento dei seguenti obiettivi strategici:

- promuovere l'uso razionale e sostenibile delle risorse idriche, con priorità per quelle potabili;
- assicurare acqua di qualità, in quantità adeguata al fabbisogno e a costi sostenibili per gli utenti;
- recuperare e salvaguardare le caratteristiche ambientali delle fasce di pertinenza fluviale e degli ambienti acquatici;
- incentivare le iniziative per aumentare la disponibilità, nel tempo, della risorsa idrica

Il Programma di tutela e uso delle acque (PTUA), in attuazione di quanto disposto dall'Atto di Indirizzo, tenuto conto degli obiettivi strategici e delle previsioni del Piano Regionale di Risanamento delle Acque, approvato con deliberazione del Consiglio regionale 15 gennaio 2002, n. 402, definisce:

- lo stato dei corpi idrici superficiali e sotterranei;
- gli obiettivi di qualità da perseguire;
- le misure necessarie al raggiungimento degli obiettivi, distinte in:
 - - misure di tipo generale, applicabili a tutto il territorio;
 - misure specifiche che tengono conto di situazioni particolari;
- gli strumenti per la costruzione e la condivisione delle conoscenze in materia di acque;
- gli interventi e i programmi per la diffusione della cultura dell'acqua;
- la ripartizione di responsabilità e il coordinamento tra i diversi livelli di governo delle acque.

Come anticipato il tratto di Fiume in esame, ricade nell'Area idrografica Adda Sublacuale, lo stesso, rientrando tra i corsi d'acqua naturali significativi; risulta oggetto degli obiettivi di qualità ambientale con riferimento agli obiettivi strategici regionali, agli obiettivi individuati dall'Autorità di Bacino del Fiume Po e agli obiettivi indicati dal D.Lgs.152/99.

Circa il fiume Adda nella stazione di Pizzighettone, si riportano di seguito gli obiettivi previsti con riferimento agli orizzonti temporali 2008 e 2016.

Sintesi degli obiettivi previsti per i corsi d'acqua significativi

AREA IDROGRAFICA	Corso d'acqua	Rilevanza del corpo idrico	Tipo	Punti di monitoraggio	CLASSIFICAZIONE 2003		OBIETTIVI		BALNEAZIONE	IDONEITA' ALLA VITA DEI PESCI
					SECA		2008	2016		
ADDA SUBLACUALE	Fiume Adda	Significativo	Naturale	Pizzighettone	3	Sufficiente	Sufficiente	Buono	idoneità	ciprinidi

Fonte: PTUA – Rapporto Ambientale (VAS)

Il Piano ad una serie di misure generali, applicabili su tutto il territorio regionale, affianca misure specifiche per singolo bacino e corpo idrico superficiale e sotterraneo, che, tenendo conto dell'attuale stato qualitativo e delle specificità ambientali, nonché delle previsioni di sviluppo futuro, permettono di delineare scenari e definire proposte operative per il raggiungimento degli obiettivi.

Le misure generali previste dal PTUA , secondo quanto definito nell'Atto di Indirizzi, sono:

- designazione delle aree sensibili, dei relativi bacini drenanti e la definizione di politiche di intervento;
- designazione delle zone vulnerabili e la definizione di politiche di intervento;
- determinazione e l'applicazione del deflusso minimo vitale ai corsi d'acqua superficiali;
- individuazione delle aree di salvaguardia delle acque destinate al consumo umano;
- controllo dell'inquinamento causato dalle sostanze pericolose;
- uso, risparmio e riuso dell'acqua;
- tutela e riqualificazione dei corpi idrici e degli ecosistemi connessi;
- incremento delle disponibilità idriche nel tempo

Le misure specifiche di bacino sono:

- azioni aggiuntive per il raggiungimento degli obiettivi di qualità ambientale per i corpi idrici significativi;
- azioni aggiuntive per il raggiungimento degli obiettivi di qualità per le acque a specifica destinazione;

a ciascuna delle quali sono associate specifiche linee di indirizzo strategico al fine del perseguimento dell'obiettivo primario di utilizzo razionale, consapevole e sostenibile della risorsa idrica.

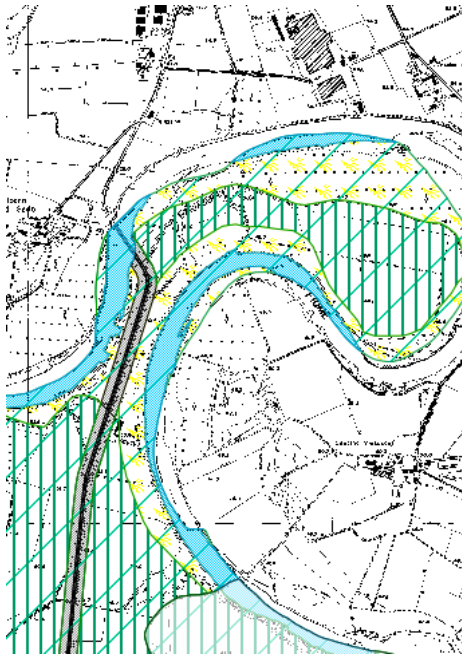
5.4. Il Piano di Governo del Territorio (P.G.T.)

Il Piano di governo del territorio (abbreviato in PGT) è un nuovo strumento urbanistico introdotto in Lombardia dalla legge regionale lombarda n.12 dell'11 marzo 2005. Il PGT ha sostituito il Piano regolatore generale come strumento di pianificazione urbanistica a livello comunale e ha lo scopo di definire l'assetto dell'intero territorio comunale.

Il PGT si articola in tre componenti fondamentali:

- Documento di Piano, che identifica gli obiettivi ed esprime le strategie che servono a perseguire lo sviluppo economico e sociale, nell'ottica di una valorizzazione delle risorse ambientali, paesaggistiche e culturali. Non produce, attraverso le sue previsioni, effetti diretti sul regime giuridico dei suoli, ha una validità quinquennale ed è sempre modificabile;
- Piano dei Servizi, lo strumento per armonizzare gli insediamenti con il sistema dei servizi, per garantire la vivibilità e la qualità urbana della comunità locale, secondo un disegno di razionale distribuzione dei servizi per qualità, fruibilità e accessibilità. Ha carattere prescrittivo e vincolante, non ha termini di validità ed è sempre modificabile;
- Piano delle Regole, lo strumento di controllo della qualità urbana e territoriale che disciplina l'intero territorio comunale, ad esclusione degli ambiti di trasformazione di espansione (individuati dal Documento di Piano e posti in esecuzione mediante piani attuativi). Ha carattere vincolante, produce effetti diretti sul regime giuridico dei suoli, non ha termini di validità ed è sempre modificabile.

Il Comune di Bertonico ha approvato il proprio Documento di Piano con Deliberazione del Consiglio Comunale n. 10 del 07/03/2007.



Le aree su cui ricadono le opere in progetto sono classificate, secondo il P.G.T. del Comune di Bertonico come "Aree a disciplina specifica di P.R.G. - Zone soggette a rischio e/o dissesto" e come "Vincolo L. 431/85 - Parchi o riserve nazionali e regionali istituiti art 1.f".

Secondo quanto previsto dagli strumenti di governo del territorio del Comune di Bertonico, non si evidenzia una incompatibilità circa la realizzazione dell'opera in progetto sulle aree precedentemente individuate. "....

L'area oggetto di studio non risulta sottoposta a vincolo idrogeologico ai sensi del R.D. n. 3267/1923 mentre è tutelata ai sensi del D.Lgs. 22 gennaio 2004, n. 42 – Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell'art. 10 della L. 6 luglio 2002, n. 137 (c.d. Codice Urbani). E' pertanto necessario avviare, contestualmente al procedimento di V.I.A., apposita procedura di autorizzazione ai sensi dell'art. 146 del Codice, presentando idonea Relazione Paesaggistica, di cui al D.P.C.M. 12.12.2005 (si veda allegato). La relazione ha lo scopo di fornire alle amministrazioni competenti, elementi utili per valutare la compatibilità del progetto proposto con i valori paesaggistici dell'area in cui gli interventi dovrebbero inserirsi.

L'area di intervento non risulta, invece, essere interessata da vincoli cimiteriali, viabili o da sorgenti e si colloca a sufficiente distanza di beni culturali tutelati.

5.5. Il Piano Territoriale di Coordinamento del Parco Adda Sud

Il Piano Territoriale di Coordinamento del Parco naturale regionale Adda Sud ha natura ed effetti di piano territoriale regionale ai sensi degli artt. 4 e 7 della legge regionale 15 aprile 1975 n.51. Il Piano assume i contenuti di piano paesistico e delimita il territorio individuandone il perimetro, le modifiche necessarie per il miglior assetto del parco stesso.

Il piano comprende le "Norme generali di tutela" ai fini della migliore salvaguardia paesistico - territoriale del territorio compreso nel parco stesso.

Il piano identifica, altresì, con apposito perimetro, gli ambiti delle riserve naturali di maggiore rilevanza del parco, per i quali, ferma restando la zonizzazione di piano, risulta necessaria una disciplina di coordinamento delle diverse articolazioni, ai fini della tutela e gestione.

Ai sensi dell'art. 15 (Fasce e zone territoriali, Titolo II, Norme di zona) delle N.T.A- Il territorio del Parco, ai fini della presente disciplina, è oggetto di duplice ordine di suddivisione, in fasce e zone e subzone territoriali sottoposte a diverso grado di tutela.

Le fasce territoriali sono le seguenti:

- *di tutela fluviale (prima fascia) – art. 19*
- *di tutela paesaggistica (seconda fascia) – art.20*
- *di rispetto (terza fascia) – art 21*

5.6. Norme regionali in materia di espropriazione per pubblica utilità L.R. 3 del 04/03/2009.

Ai sensi della Legge Regionale n. 3 del 4 marzo 2009 "Norme regionali in materia di espropriazione per pubblica utilità" il proponente intende richiedere la dichiarazione di pubblica utilità al fine di attivare la procedura di esproprio ai sensi dell'art. 9 comma 1 punto b), a tal proposito allega alla documentazione facente parte del presente progetto il piano particellare, contenente l'elenco e le planimetrie catastali dei beni da espropriare e la determinazione del valore da attribuire ai beni da espropriare.

La dichiarazione di pubblica utilità è richiesta in questa fase progettuale al fine di poter eseguire indagini prodromiche alla definizione di significativi profili inerenti il progetto, accedere ai fondi sui quali sorgerà l'impianto idroelettrico e le opere connesse in modo da poter approfondire le successive fasi progettuali con prove in sito.

5.7. Programmazione in materia di energia

5.7.1. Pianificazione energetica Internazionale

È evidente che per la tipologia progettuale occorre prendere in analisi fin dalla fonte primaria quanto previsto dai piani e programmi che mirano a sovraordinare la materia del risparmio energetico connesso alla riduzione dell'impatto dovuto alle attività energivore del mondo industrializzato.

In quest'ottica è iniziare dal *Protocollo di Kyoto* del 10 dicembre 1997, che ha fissato gli obiettivi di riduzione dei *gas serra* entro il 2012 per i Paesi industrializzati; contestualmente l'Unione Europea ha fissato i seguenti obiettivi:

- a) ridurre l'utilizzo dei combustibili fossili contestualmente alla riduzione dell'8% delle emissioni di *gas serra*;
- b) ridurre l'importazione di energia al fine di acquisire maggiori flessibilità, economicità e sicurezza negli approvvigionamenti energetici;
- c) creare e sviluppare la produzione di energia maggiormente rispondente alle esigenze della piccola e media impresa;
- d) incrementare l'occupazione.

La *Direttiva 2001/77/CE* del 27 settembre 2001 sulla promozione dell'energia prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità mira a definire un quadro complessivo di sviluppo delle fonti rinnovabili all'interno dell'Unione Europea coerente con gli obiettivi fissati dal Protocollo di Kyoto in termini di riduzione delle emissioni *climalteranti*. Nel documento vengono fissati:

- i valori di riferimento per gli obiettivi indicativi nazionali relativamente al contributo dell'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili (rispetto alle previsioni di consumo lordo di elettricità entro il 2010);
- il calendario delle scadenze per gli Stati membri;
- le modalità di armonizzazione del settore con le regole del mercato interno dell'elettricità in termini di sostegno, trasparenza e semplificazione delle procedure amministrative;
- le garanzie di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili negli Stati membri.

Dalle decisioni prese a livello europeo, per l'Italia si profila un duplice obiettivo:

1. la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in quantità pari al 25% del totale dell'energia prodotta al 2010 (nel 1997 è stato registrato il 16%);
2. entro il 2008-2012, la riduzione delle emissioni del 6,5% rispetto ai livelli registrati nel 1990.

Nel seguito si analizzano disgiuntamente i temi, strettamente connessi, della produzione di energia e di riduzione delle emissioni in atmosfera.

5.7.2. *Evoluzione della normativa italiana in materia di produzione di energia*

Nell'agosto 1988 l'Italia vide approvato da parte del Consiglio dei Ministri il *Piano Energetico Nazionale* (P.E.N.), successivamente aggiornato nel 1991; esso enunciava i principi strategici e le soluzioni operative atte a soddisfare le esigenze energetiche del Paese fino all'anno 2000. Benché sottolineasse già temi ancor oggi di grande attualità, come il risparmio dell'energia, la protezione dell'ambiente, lo sviluppo delle fonti nazionali, la necessità di diversificare le fonti e le provenienze geopolitiche, la competitività del sistema produttivo, venne presto superato dagli accordi internazionali riassunti nel capitolo precedente.

Alla luce dei cambiamenti avvenuti, a dieci anni dall'emanazione del PEN, il Governo convocò la *Conferenza Nazionale Energia Ambiente* con l'obiettivo di fare il punto sui risultati della politica energetica dal 1988 al 1998 e di avviare una nuova fase di attività in questo settore. La Conferenza si concluse con l'approvazione di un documento di sintesi delle scelte strategiche del Governo e delle azioni da intraprendere per il futuro, demandando la loro applicazione ad una serie di accordi volontari tra le parti di volta in volta interessate.

Con Deliberazione del 19 novembre 1998, n. 137, il Comitato Interministeriale per la Programmazione Economica (C.I.P.E.) individuò le "Linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra", che, a seguito dell'emanazione della L. 1 giugno 2002, n. 120, "Modalità per la ratifica e l'esecuzione del Protocollo di Kyoto", ed alla luce delle novità intervenute con le decisioni della Settima Conferenza delle Parti alla Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici (COP7), è stata revisionata dal CIPE stesso con proprio atto

del 19 dicembre 2002, n. 123, "Revisione delle linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra" (G.U. n. 68 del 22 marzo 2003). Fra le misure individuate dal CIPE nelle Deliberazioni 137/98 e 123/2002, prendendo atto dell'andamento di crescita delle emissioni di gas serra rispetto ai valori del 1990, che ancora oggi si registra in Italia, c'è proprio un maggior ricorso alle fonti rinnovabili.

È del novembre 1998 il "Patto per l'energia e l'ambiente", frutto di un programma di lavoro promosso e coordinato dalla Conferenza Nazionale Energia e Ambiente, in rapporto con i Ministeri dell'Industria, dell'Ambiente, della Ricerca Scientifica, con la Conferenza dei Presidenti delle Regioni e con l'ENEA, coinvolgendo 32 organizzazioni interessate al rapporto energia ed ambiente, espressione del mondo imprenditoriale, finanziario, del lavoro, dell'ambientalismo, dei consumatori e delle istituzioni territoriali. L'obiettivo del programma è stato quello di verificare se ed a quali condizioni i diversi soggetti interessati si sarebbero resi disponibili a sottoscrivere un impegno politico programmatico da assumere come cornice di riferimento per il loro agire futuro nella prospettiva del perseguimento degli obiettivi di Kyoto. Inserendosi nell'ambito dei riferimenti politici, internazionali e nazionali a cornice dell'attuazione del Protocollo di Kyoto, il Patto:

- individua le rappresentanze delle istituzioni, delle forze economiche e sociali, dell'associazionismo ambientalista e dei consumatori più direttamente coinvolti nelle politiche di interazione tra energia e ambiente, a cui si rivolge;
- definisce un sistema d'indirizzi condivisi che, nel quadro di un mercato progressivamente aperto alla concorrenza, rispondono all'esigenza di rafforzare la cooperazione internazionale, la coesione sociale, la concertazione, il rapporto qualità/competitività/lavoro, l'informazione;
- assume gli obiettivi generali in materia di politica energetica e di riduzione delle emissioni coerentemente con gli impegni sottoscritti nel protocollo di Kyoto;
- individua un articolato programma di azioni da realizzare sulla base di accordi volontari settoriali e territoriali, che sono gli strumenti attuativi del patto;
- individua le possibili fonti di finanziamento, da destinare prioritariamente a specifiche fattispecie di progetti nell'ambito degli accordi volontari;
- prevede una verifica generale nel 2003 dello stato di attuazione del patto e dei risultati conseguiti.

Il meccanismo di funzionamento si fonda sullo sviluppo di attività di negoziazione a diversi livelli: settoriale, con accordi sottoscritti dalle rappresentanze dei soggetti interessati a livello nazionale, in cui sono indicati specifici indirizzi, obiettivi e programmi di azione di specifici comparti economici e produttivi; territoriale, con accordi sottoscritti dalle rappresentanze interessate a livello locale, in cui sono definiti dei programmi caratterizzati, di volta in volta, da obiettivi e interventi individuati in relazione a problemi concreti.

Con Delibera CIPE 126/1999 è approvato il *Libro Bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili*, che riporta per ogni fonte rinnovabile gli obiettivi di diffusione al 2008-2012, sia nel settore della generazione di elettricità sia in quello della produzione del calore, come mostra la tabella seguente:

Tabella 1: Obiettivi di diffusione nei settori dell'energia per il 2008-12

Le fonti rinnovabili in Italia	Situazione nel 1999	Obiettivi per il 2008-2012
Idroelettrico > 10 MW	14.517 MWe	15.000 MWe
Idroelettrico < 10 MW	2.223 MWe	3.000 MWe
Eolico	904 MWe	2.500 MWe
Fotovoltaico	22 MWe	300 MWe
Solare termico	408.000 mq	3.000.000 mq
Geotermia	860 MWe	800 MWe
Biomasse	225 MWe	2.300 MWe

Agli obiettivi dichiarati nel Libro Bianco contribuisce anche il D.Lgs. del 16 marzo 1999, n. 79 "Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica", che individua norme per l'apertura e la gestione del mercato dell'energia elettrica. Limitatamente agli aspetti che concernono il progetto in esame, il decreto stabilisce che le imprese distributrici hanno l'obbligo di connettere alle proprie reti tutti i soggetti che ne facciano richiesta, purché siano rispettate le regole tecniche e le deliberazioni emanate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di tariffe, contributi e oneri. Il gestore della rete di trasmissione nazionale assicura la precedenza all'energia prodotta da impianti che utilizzano, nell'ordine, fonti energetici rinnovabili, sistemi di cogenerazione e fonti nazionali di energia combustibile primaria, queste ultime per una quota massima annuale non superiore al 15% di tutta l'energia primaria necessaria per generare l'energia elettrica consumata.

Le persona fisiche o giuridiche che acquistano e vendono energia elettrica senza esercitare attività di produzione, trasmissione e distribuzione nei Paesi dell'Unione europea, sono:

- a) i distributori, limitatamente all'energia elettrica destinata a clienti idonei connessi alla propria rete;
- b) gli acquirenti grossisti, limitatamente all'energia consumata dai clienti idonei con cui hanno stipulato contratti di vendita;
- c) i soggetti cui è conferita da altri Stati la capacità giuridica di concludere contratti di acquisto o fornitura di energia elettrica scegliendo il venditore o il distributore, limitatamente all'energia consumata al di fuori del territorio nazionale;
- d) l'azienda di cui all'art. 10 del D.P.R. 26 marzo 1977, n. 235.
- e) ogni cliente finale il cui consumo, misurabile in un unico punto del territorio nazionale, sia risultato, nell'anno precedente, superiore a 30 GWh, ridotti a decorrere dal 1 gennaio 2000 a 20 GWh e dal 1 gennaio 2002 a 9 GWh;
- f) le imprese costituite in forma societaria, i gruppi di imprese, i consorzi e le società consortili, il cui consumo sia risultato nell'anno precedente, superiore a 30 GWh, ridotti a decorrere dal 1 gennaio 2000 a 20 GWh e dal 1 gennaio 2002 a 9 GWh.

Il decreto che regola il mercato interno dell'energia elettrica è stato integrato quasi subito dal "Nuovo Piano Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile" (P.N.S.S.), pubblicato nell'anno 2000 ad opera di Ministero dell'Ambiente e ENEA dopo una valutazione degli esiti del primo "Piano Nazionale per uno Sviluppo Sostenibile" (1993).

Per il settore energia il P.N.S.S. '93 era in gran parte legato all'attuazione degli impegni assunti dall'Italia per il cambiamento climatico (Agenda 21), in particolare alla risoluzione di Lussemburgo del 29 ottobre 1990, formulata e approvata sotto la presidenza italiana, con cui la Comunità Europea si impegnava alla stabilizzazione delle emissioni di anidride carbonica entro l'anno 2000 al livello del 1990. Gli obiettivi del Piano '93 per le politiche energetiche erano il risparmio e la gestione razionale ed efficiente dell'energia, il contenimento e la riduzione delle emissioni atmosferiche, in particolare quelle climalteranti, e lo sviluppo delle fonti rinnovabili. In realtà, i consumi energetici complessivi italiani crebbero dai 163 milioni di TEP del 1990 ai 175,5 milioni di TEP del 1997.

Il P.N.S.S. '00 si pone come obiettivi quello di assicurare risorse non rinnovabili alle generazioni future, - riducendo i flussi di materiali fossili e minerali nella produzione di energia, i flussi di rifiuti, l'effetto serra e l'inquinamento atmosferico - e quello di preservare la biodiversità ed il paesaggio. In particolare, è adottata la seguente definizione di *sviluppo sostenibile* per il settore dell'energia:

- *Il rateo di consumo delle risorse rinnovabili non deve superare il relativo rateo di rigenerazione;*
- *il consumo di risorse non rinnovabili deve essere contenuto entro limiti nei quali possano essere sostituite da un ammontare equivalente di risorse fisicamente o funzionalmente equivalenti o entro limiti nei quali il consumo di risorse possa essere compensato da aumenti di produttività delle risorse rinnovabili e non rinnovabili;*
- *il rilascio di sostanze in tutte le matrici ambientali (aria, acqua, suolo ...) deve tendere a non superare le capacità massime di assorbimento, tenendo conto delle capacità di adattamento quand'anche meno conosciute o nascoste;*
- *ci deve essere equilibrio tra la scala dei tempi delle pressioni sull'ambiente generate dall'uomo e dalle sue attività, in particolare energetiche, e la scala dei tempi della risposta adattativa dell'ambiente, considerato in tutti i suoi processi.*

A proposito delle risorse energetiche rinnovabili, viene esposto quanto segue: «*Lo sviluppo e la diffusione delle fonti rinnovabili di energia (idraulica, geotermia, solare termico e fotovoltaico, eolico, biomasse e biogas, rifiuti, onde e maree) costituiscono, per la natura stessa delle fonti e per le caratteristiche delle tecnologie di sfruttamento, uno strumento idoneo al perseguimento dell'obiettivo della sostenibilità dello sviluppo*».

Il Piano propone di incrementare la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, passando dai 17.100 MW del 1997 a 24.700 MW per il periodo 2008-2012. Gli aumenti più significativi deriveranno dalle biomasse, dall'idroelettrico e dall'eolico. Si propone altresì di incrementare la produzione da parte dei piccoli impianti idroelettrici da 1,787 Mtep (1997) a 2,442 Mtep (2012).

Il 5 settembre 2002 la Conferenza unificata Stato-Regioni sull'esercizio dei compiti in materia di produzione di energia elettrica stabilisce con il Decreto Legge 7/2002 il rafforzamento della struttura energetica nazionale tramite l'installazione di un'adeguata potenza di generazione, atta al soddisfacimento del fabbisogno interno,

il mantenimento della sicurezza del sistema ed il rinnovo del parco produttivo per un miglioramento delle prestazioni ambientali.

5.7.3. *Fabbisogno energetico in Italia*

A tracciare il quadro della situazione nazionale relativamente alla domanda ed offerta di energia elettrica provvede il “Rapporto Energia e Ambiente”, curato dall’Unità di Agenzia per lo Sviluppo Sostenibile - Advisor dell’ENEA, che scaturisce dall’analisi, svolta con cadenza annuale, dei dati relativi alla situazione energetica del Paese. Il Rapporto presenta l’evoluzione del quadro nazionale con riferimento alla domanda e all’offerta di energia e agli aspetti di natura ambientale connessi al settore dell’energia. Il documento presenta, inoltre, le strategie energetiche e ambientali su scala regionale e locale e un quadro d’insieme degli sviluppi della ricerca e innovazione tecnologica in campo energetico nel nostro Paese.

In questa sede ci si limiterà ad un’analisi del trend generale volutamente senza stigmatizzare i dati numerici più recenti disponibili, che se non inseriti nel quadro temporale dell’ultimo decennio potrebbero essere poco significativi.

In Italia negli ultimi anni si assiste ad un’attività economica che cresce ad un tasso inferiore rispetto a quello delle altre economie dell’area dell’euro, soprattutto nel settore industriale. Nonostante la crescita modesta dei livelli di attività ed i valori relativamente elevati del costo dell’energia, uno scenario tendenziale del sistema energetico italiano mostra una tendenza di medio periodo ad un aumento costante dei consumi energetici (con una crescita media annuale leggermente superiore all’1% fino al 2020) e delle emissioni (in misura minore).

La tendenza in atto evidenzia elementi di rigidità da parte del sistema produttivo ad operare azioni d’ulteriore contenimento dei consumi energetici. Riguardo l’offerta delle fonti di energia, in particolare di energia elettrica, la richiesta sulla rete italiana è in continua crescita ed è soddisfatta per circa l’85% con la produzione nazionale. Quest’ultima proviene per il 16,5% da fonte idrica, per l’81,1% da quella termica e per il 2,4% da geotermica e rinnovabili (esclusa la biomassa).

Mentre la produzione di elettricità da centrali termoelettriche è in continuo aumento, nel breve periodo si stima che il peso delle fonti rinnovabili aumenterà ad un ritmo modesto (sempre ben al di sotto del 10% del totale) e tuttavia costante: le fonti rinnovabili di energia (eolica, solare, rifiuti, biocombustibili, biogas e legna, con esclusione di quella da ardere utilizzata per il riscaldamento ambientale) contribuiscono complessivamente al consumo interno lordo italiano per una percentuale di poco superiore al 7%. Nonostante il trend positivo, il contributo da queste fonti resta comunque attestato su valori ancora molto lontani da quelli tipici di alcuni Paesi europei; infatti, complessivamente siamo ancora lontani da un vero decollo delle rinnovabili in Italia e i meccanismi di incentivazione messi in atto non sembrano ancora in grado di far conseguire i target del 22% del consumo interno lordo al 2012.

A livello regionale, l’analisi della situazione energetica regionale (produzione, trasformazione e consumi finali di energia per fonti e per settori) è effettuata sulla base dei Bilanci Energetici Regionali elaborati dall’ENEA, in coerenza con i Bilanci Energetici Nazionali ed Europei.

Gli indicatori ambientali dei sistemi energetici regionali, in particolare per la CO₂, mostrano una tendenza all'aumento dei valori, che contrasta con il perseguimento degli obiettivi di Kyoto. In particolare sono in crescita i valori di CO₂ emessi dalla generazione termoelettrica.

5.7.4. *Il Programma Energetico Regionale Lombardo*

Nel presente paragrafo si analizza brevemente il Programma Energetico Lombardo approvato in data 21 marzo 2003, con d.g.r. n. 12467.

Il piano parte da una descrizione della situazione attuale e delle prospettive al 2010 relativamente ai fabbisogni energetici lombardi.

La Regione Lombardia manifesta un consumo di energia al di sopra della media italiana. Nel 1999 il consumo interno lordo per abitante è stato pari a 3,84 tonnellate equivalenti di petrolio (tep) per abitante contro circa i 3 tep/abitante della media italiana, vicino ai 3,8 tep/abitante della media europea.

Tale quadro dipende sia dai consistenti consumi industriali che dal clima continentale lombardo, caratterizzato da inverni freddi ed estati calde ed umide, che comportano consumi elevati per riscaldamento e sempre maggiore richiesta energetica per il raffrescamento.

La struttura dell'offerta di energia primaria in Lombardia è caratterizzata da una pressoché totale importazione di idrocarburi (98,2%) destinati o al consumo finale (58,5%) o alla produzione di energia elettrica e calore (41,5%).

Dai dati della produzione elettrica del 2000 risulta consistente la produzione di energia idroelettrica netta (12.973 GWh pari al 31,2%) rispetto alla produzione di energia termoelettrica netta generata da combustibili tradizionali (27.985 GWh pari al 67,3%). Il rimanente 1,5% (638 GWh) è prodotto tramite la termodistruzione di rifiuti e la combustione di biomassa. Considerando che l'energia elettrica erogabile all'utenza finale, al netto delle perdite, degli autoconsumi, dei servizi ausiliari alla produzione e dei pompaggi corrisponde a 32.752 GWh ed il fabbisogno finale di energia elettrica di 62.297 GWh, la Lombardia nel 2000 è stata deficitaria del 38% di energia elettrica (del 35% circa, invece, nel 2001). In termini di energia primaria, l'importazione di energia elettrica ha rappresentato il 15,7% del totale dell'energia importata.

Nel 2000, in termini di potenza lorda, in Lombardia risultano installati 5.636 MW di idroelettrico e 8.054 MW di termoelettrico.

Nel 2000, a fronte di una produzione totale lorda di 43.720 GWh, l'energia prodotta dai 150 impianti termoelettrici tradizionali è stata pari a 30.597 GWh (70,0%). Nel 1999 la produzione termoelettrica lorda, corrispondente a 28.656 GWh, è stata generata con gas naturale per il 61,4 % (17.581 GWh), con prodotti petroliferi per il 35,5% (10.177 GWh) e con carbone (264 GWh) e altri combustibili (634 GWh) per il restante 3,1%. Rispetto ai tre anni precedenti si è osservato un modesto aumento dei consumi di gas naturale e un decremento del consumo di prodotti petroliferi con un picco nel 1999. La potenza lorda degli impianti termoelettrici connessi alla rete di trasmissione di energia elettrica è ripartita per il 74% agli impianti ex Enel, il 13% alle ex municipalizzate, il 12% agli autoproduttori e 1% alle piccole imprese.

Sempre nel 2000 la produzione di energia idroelettrica lorda (13.133 GWh) è stata ottenuta dai circa 300 impianti idroelettrici in prevalenza di proprietà ex ENEL (corrispondenti al 35% degli impianti che garantiscono il 60% della produzione idroelettrica lorda) e degli autoproduttori (corrispondenti al 25,6% degli impianti totali

e che contribuiscono al 7% della produzione idroelettrica lorda) e ubicati prevalentemente nelle province di Brescia, Sondrio, Bergamo, Como e Lecco.

Il Documento di programmazione segnala come scopo della politica energetica della Lombardia, coerentemente con quanto previsto dal Programma Regionale di Sviluppo della VII legislatura e dai Documenti di Programmazione Economica e Finanziaria, lo sviluppo sostenibile del sistema energetico regionale, volto a minimizzare i costi dell'energia prodotta ed i relativi impatti sull'ambiente.

Ciò comporta una articolazione nei seguenti obiettivi strategici:

- ridurre il costo dell'energia per contenere i costi per le famiglie e per migliorare la competitività del sistema delle imprese;
- ridurre le emissioni climalteranti ed inquinanti, nel rispetto delle peculiarità dell'ambiente e del territorio;
- promuovere la crescita competitiva dell'industria delle nuove tecnologie energetiche;
- prestare attenzione agli aspetti sociali e di tutela della salute dei cittadini collegati alle politiche energetiche, quali gli aspetti occupazionali, la tutela dei consumatori più deboli ed il miglioramento dell'informazione, in particolare sulla sostenibilità degli insediamenti e sulle compensazioni ambientali previste.

Per raggiungere gli obiettivi strategici così formulati occorre agire in modo coordinato su diverse linee di intervento:

- ridurre la dipendenza energetica della Regione, incrementando la produzione di energia elettrica e di calore con la costruzione di nuovi impianti ad alta efficienza;
- ristrutturare gli impianti esistenti elevandone l'efficienza ai nuovi standard consentiti dalle migliori tecnologie;
- migliorare e diversificare le interconnessioni con le reti energetiche nazionali ed internazionali in modo da garantire certezza di approvvigionamenti;
- promuovere l'aumento della produzione energetica a livello regionale tenendo conto della salvaguardia della salute della cittadinanza;
- riorganizzare il sistema energetico lombardo nel rispetto delle caratteristiche ambientali e territoriali e coerentemente con un quadro programmatico complessivo;
- ridurre i consumi specifici di energia migliorando l'efficienza energetica e promuovendo interventi per l'uso razionale dell'energia;
- promuovere l'impiego e la diffusione capillare sul territorio delle fonti energetiche rinnovabili, potenziando al tempo stesso l'industria legata alle fonti rinnovabili stesse;
- promuovere lo sviluppo del sistema energetico lombardo in congruità con gli strumenti urbanistici.

In particolare, merita di essere evidenziato come, stante l'attuale situazione di forte dipendenza della Lombardia dall'importazione di energia elettrica sia dall'estero che da altre regioni italiane, sia previsto il dimensionamento dei fabbisogni di maggiore potenza termoelettrica installata tale da comportare un valore tendenziale al 2010 della energia elettrica importata in Regione pari al 10% del fabbisogno complessivo, con la possibilità di modificare il suddetto riferimento in relazione a considerazioni

motivate di sostenibilità ambientale o in relazione all'andamento dei processi di liberalizzazione in atto.

Una tale articolazione di obiettivi e di linee, che coniugano elementi quali l'aumento di produzione di energia insieme alla riduzione delle emissioni, la crescita competitiva dell'industria con l'incremento dell'occupazione, necessita di un approccio di "Pianificazione Integrata delle Risorse".

La Pianificazione Integrata delle Risorse (Integrate Resource Planning – IRP) e la Pianificazione ai Costi Minimi (Least Cost Planning – LCP) muovono dal riconoscimento dell'esistenza e dell'interesse economico di risorse energetiche sul lato domanda, rappresentate dall'energia risparmiabile con tecnologie o modalità gestionali più efficienti di quelle mediamente utilizzate, che si affiancano alle risorse classiche sul lato offerta o produzione di energia. E' necessario quantificare l'ammontare di queste risorse, i loro costi, la loro affidabilità e i rischi connessi, i loro effetti ambientali, così da poterle confrontare con le risorse sul lato offerta. Entrambe le tipologie di risorse vengono poi integrate in un piano che interfacci l'evoluzione prevista della domanda di energia e sappia successivamente adattarsi alle deviazioni da questa previsione.

Il ruolo dell'industria nel suo complesso diventa fondamentale per la concezione, la produzione e l'immissione sul mercato di apparecchiature e sistemi più efficienti e con migliori prestazioni, che consentano di abbattere i consumi di energia sia nei processi di fabbricazione che negli usi finali.

Il tema della riduzione delle emissioni inquinanti e climalteranti diviene centrale, in quanto maggiori efficienze energetiche si traducono in minori emissioni in atmosfera, minori scarichi nocivi nelle acque e nei terreni.

In merito all'obiettivo di Kyoto, è significativo rilevare che alla conferenza di Nairobi dell'aprile 2001, l'International Panel on Climate Change (IPCC) ha stimato che i paesi industrializzati dovrebbero sostenere costi intorno al 2% del PIL se adottassero esclusivamente misure rivolte al mercato interno, mentre i costi si dimezzerebbero se si utilizzassero i meccanismi flessibili previsti dal Protocollo (cooperazione internazionale e mercato dei permessi di emissione).

Può essere pertanto opportuno concentrare le misure domestiche nei settori per i quali il rapporto tra costi di investimento, da una parte e benefici (riduzione delle fonti primarie e vantaggi collaterali) dall'altra, sia il più favorevole.

Discende quindi l'opportunità di:

- rafforzare il sistema delle imprese che operano nei settori delle rinnovabili e degli usi razionali di energia tramite un esercizio di mercato interno;

e di conseguenza:

- sviluppare una prospettiva di mercato esterno delle nuove tecnologie per le fonti rinnovabili e gli usi razionali di energia.

Riprendendo le ipotesi di lavoro per la Conferenza delle Parti di Bonn proposte dal negoziatore dell'Unione Europea (il Ministro olandese Pronk), i settori più convenienti per le misure domestiche risultano essere:

- l'aumento dell'efficienza nei trasporti;
- la produzione di energia da fonti rinnovabili, con particolare riguardo alle biomasse;
- la riduzione dei consumi nei settori civile, terziario e nella P.A.;
- la coltivazione delle foreste.

Energia idroelettrica

Dal censimento effettuato nel 2000 a cura della Direzione Generale Risorse Idriche e Servizi di Pubblica Utilità risultano 1483 impianti con provvedimento di concessione idroelettrica di cui:

- 360 con concessione idroelettrica non scaduta (di cui 34 con concessione in corso di rinnovo con domanda presentata prima della scadenza, 17 con provvedimento scaduto e domanda presentata dopo la scadenza e 95 grandi derivazioni);
- 265 impianti da verificare in quanto trattasi di antichi mulini o impianti con concessione rilasciata negli anni '30 in base alle norme del T.U. del 1933 e che attualmente potrebbero anche essere stati dismessi;
- 733 inattivi (di cui 11 in riattivazione);
- 125 nuove domande per il rilascio di concessione idroelettrica (5 sono state già concesse, 95 in istruttoria e le restanti sono state respinte per incompletezza della documentazione).

Per le grandi derivazioni è stato costruito un unico scenario al 2010, che ipotizza lo sfruttamento di tutte le risorse utilizzabili individuate nel corso di studi specifici di approfondimento.

Per le piccole derivazioni lo scenario "B" ipotizza, invece, uno sfruttamento parziale (35% della potenzialità massima) degli impianti realizzabili su canali di irrigazione, acquedotti e torrenti di montagna e la completa attivazione degli impianti finanziati dal CIP 6.

Sono state, quindi, analizzate le risorse disponibili, nonché il loro attuale sfruttamento, giungendo alle seguenti conclusioni:

- per il grande idroelettrico (impianti di potenza superiore ai 3 MW) le risorse disponibili sono tutte già sostanzialmente sfruttate; esistono, tuttavia, ancora potenzialità di razionalizzazione degli impianti esistenti. Gli interventi relativi dovrebbero essere realizzati dai grandi operatori del settore entro il 2010, creando una potenzialità produttiva aggiuntiva (teorica) di circa 600 GWh/anno (110 ktep/anno);
- per il mini idroelettrico, l'analisi delle risorse maggiormente promettenti (canali di irrigazione, acquedotti di montagna, torrenti di montagna e CIP 6) conduce ad evidenziare una potenzialità aggiuntiva di produzione, sfruttabile nello scenario minimo, pari a 670 GWh/anno (123 ktep/anno).

<i>Idroelettrico: nuova potenza, producibilità ed energia primaria potenzialmente risparmiabili</i>			
<i>Tipo di impianto</i>	<i>Potenza installabile (*)</i>	<i>Producibilità</i>	<i>Energia primaria (***)</i>
	<i>(MW)</i>	<i>(GWh)</i>	<i>Ktep</i>
Idroelettrico totale	374	1.270	233
Grandi derivazioni	200	600	110
Piccole derivazioni	174	670	123
<i>Acquedotti di montagna</i>	<i>4</i>	<i>30</i>	<i>6</i>
<i>Torrenti di montagna</i>	<i>108</i>	<i>378</i>	<i>70</i>
<i>Canali irrigui</i>	<i>12</i>	<i>76</i>	<i>13</i>
<i>CIP 6 (**)</i>	<i>50</i>	<i>186</i>	<i>34</i>

(*) Non sono conteggiati altri 400 MW di pompaggio nelle grandi derivazioni, di difficile realizzazione.

(**) Totale impianti finanziati al 31.10.1999 e non ancora realizzati

(***) Al 2010 l'energia idroelettrica è valorizzata a 1830 kCal/kWh

5.8. L'interesse economico verso le fonti di energia rinnovabili

La caratteristica fondamentale delle fonti rinnovabili consiste nel fatto che esse "rinnovano" la loro disponibilità in tempi estremamente brevi: si va dalla disponibilità immediata nel caso di uso diretto della radiazione solare, ad alcuni mesi o anni nel caso delle biomasse. Un altro aspetto essenziale delle fonti rinnovabili consiste nel fatto che l'energia rinnovabile viene prelevata con un ritmo compatibile con la costante di tempo di rinnovabilità.

La fonte rinnovabile primaria viene convertita, con opportune tecnologie, in energia secondaria, che può essere termica, elettrica, meccanica e chimica. Nel corso di questo processo il contributo netto all'incremento di gas serra nell'atmosfera è praticamente nullo per diverse fonti rinnovabili. Le altre emissioni sono sostanzialmente nulle per alcune tecnologie (eolico, solare termico e fotovoltaico, idraulica); comparabili o minori di quelle che si hanno con i combustibili fossili per le biomasse e i rifiuti e la geotermia.

Le fonti rinnovabili, poi, sono per loro natura a bassa densità e diffuse: esse, dunque, favoriscono un maggiore coinvolgimento delle comunità locali, il migliore presidio del territorio; talune di esse, in particolare le biomasse, si prestano al contestuale contrasto dei fenomeni di degrado e all'uso produttivo di terreni altrimenti scarsamente utilizzati. Ne consegue una maggiore sostenibilità ambientale delle fonti rinnovabili.

Le fonti rinnovabili presentano tuttavia altre attrattive, che garantiscono anche una maggiore sostenibilità sociale. Esse, infatti, sono disponibili e diffuse a livello planetario, e pertanto il loro sfruttamento contribuisce a ridurre i fattori di tensione legati all'approvvigionamento energetico. Da non trascurare il fatto che, in tale contesto, le fonti rinnovabili si prestano bene all'applicazione dei meccanismi flessibili individuati nel protocollo di Kyoto.

Per paesi come l'Italia, caratterizzati da una forte dipendenza da combustibili fossili di importazione, la diffusione delle fonti rinnovabili offre rilevanti opportunità occupazionali. La natura diffusa delle fonti rinnovabili, poi, richiede il consapevole coinvolgimento dei cittadini, favorendo l'accrescimento della cultura ambientale relativamente alle connessioni tra sviluppo economico, disponibilità energetica e esigenze di tutela ambientale. Ne consegue una maggiore sostenibilità sociale di tali fonti.

Circa gli aspetti economici, è rilevante il fatto che alcune delle diverse tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili sono ormai comparabili con gli analoghi costi che si registrano con tecnologie che impiegano fonti convenzionali. Tuttavia, l'attuale struttura del mercato energetico non consente ancora la piena competitività delle fonti rinnovabili, e tuttavia la sua graduale modificazione, soprattutto in termini di internalizzazione dei costi esterni, favorisce il crescente riconoscimento del valore strategico, sociale e ambientale delle fonti rinnovabili.

A fronte di queste positive caratteristiche, non vanno sottaciuti gli aspetti negativi. Le fonti rinnovabili, e tra esse soprattutto l'eolico e il solare, sono disponibili in modo intermittente, e ciò ne riduce il cosiddetto "credito di potenza" (esse, infatti, possono ridurre i consumi di combustibile nelle centrali convenzionali, ma non sostituire completamente una pari potenza convenzionale).

Un altro serio limite è costituito dalla bassa densità per unità di superficie impegnata: tale caratteristica, per altri aspetti positiva, comporta la necessità di impegnare rilevanti estensioni di territorio per la produzione di quantità significative di energia, tanto che essa costituisce un serio limite al potenziale utilizzabile. Nel complesso, tuttavia, un più esteso ricorso alle fonti rinnovabili viene unanimemente indicato come obiettivo prioritario nelle politiche energetiche e ambientali elaborate a livello internazionale, comunitario e nazionale.

5.9. Compatibilità dell'intervento in merito al Quadro Programmatico

Dall'analisi del Quadro Programmatico sopra esposto, ovvero dei contenuti di norme, piani e programmi vigenti ed attinenti l'intervento in esame, non sono emerse controindicazioni alla realizzazione del progetto proposto, in quanto questo:

1. è sottoposto a procedura di Valutazione di Compatibilità Ambientale, ai sensi dell'art. 22 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.;
2. rispetta i principali adempimenti normativi in merito alla presenza di vincoli presso l'area oggetto di intervento. L'intervento ricade in area sottoposta a vincolo ambientale-paesistico secondo le disposizioni dell'art. 142 del D.Lgs. 42/2004 – "Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio" e, al fine di ottenere apposita autorizzazione alla realizzazione dell'impianto, è stata redatta la Relazione Paesaggistica secondo quanto dettato dalla normativa in materia vigente. Ad eccezione di tale vincolo, l'area non solo non risulta inclusa in alcuna delle aree di particolare interesse ambientale-paesistico individuate dai piani territoriali, ma è ricompresa in ambiti di degrado paesistico provocato da sottoutilizzo, abbandono e dismissione.
3. rispetta le indicazioni del P.T.R. in merito agli obiettivi relativi all'assetto economico-produttivo che comprende anche le indicazioni circa la politica energetica. In particolare la pianificazione territoriale regionale promuove e sostiene soluzioni tecnologiche per la riduzione degli impatti ambientali e paesaggistici in campo energetico, grazie al ricorso a fonti energetiche rinnovabili e pulite che possano allo stesso tempo contribuire a migliorare la qualità dell'aria e a ridurre le emissioni climalteranti ed inquinanti. L'opera oggetto del presente studio non solo non contrasta con le finalità del P.T.R., ma contribuisce anche alla realizzazione degli obiettivi previsti dal piano stesso.

4. è conforme a molti degli obiettivi individuati dai P.T.C.P. . Ad esempio contribuisce alla riqualificazione e valorizzazione dell'ambito fluviale nella zona di intervento e del sistema agricolo ed urbano ad esso connesso. L'intervento, sebbene comporti in parte la modificazione dello stato attuale dei luoghi, attraverso opere di ripristino e mitigazione, contribuisce a riqualificazione le situazioni di degrado paesistico-ambientale individuate dagli strumenti vigenti. Tale riqualificazione sarà realizzata mediante l'utilizzo dei criteri dell'ingegneria naturalistica e di specie arboree, arbustive e erbacee autoctone, al fine di evitare processi di trasformazioni estranee al profilo vegetazionale, così come sottolineato dagli strumenti di pianificazione territoriale della Regione Lombardia.
5. Si configura come servizio essenziale di pubblica utilità e non risulta in contrasto con le prescrizioni riportate negli strumenti di pianificazione idrica (P.A.I., P.T.U.A.), in quanto non comporta modifica ai fenomeni idraulici naturali del F. Adda e alle sue caratteristiche ecologico-naturali e non costituisce, per la conformazione progettuale scelta, ostacolo al deflusso delle piene;
6. risulta compatibile con le prescrizioni dei P.G.T., in quanto non sussistono negli strumenti urbanistici comunali, vincoli restrittivi espressi alla realizzazione dell'opera in progetto;
7. risponde pienamente agli obiettivi di incremento di produzione di energia elettrica tramite fonti rinnovabili e di riduzione delle emissioni di gas serra, in particolare concorre al raggiungimento degli obiettivi del **Protocollo di Kyoto**. L'impianto in progetto contribuisce, infatti, a ridurre, in misura sostanziale, la produzione di gas climalteranti, in quanto sistema ad emissione nulla di CO₂.
8. è conforme agli obiettivi individuati dal Programma Energetico Regionale che tende anche a promuovere l'impiego e la diffusione capillare sul territorio delle fonti energetiche rinnovabili, potenziando al tempo stesso l'industria legata alle fonti rinnovabili stesse.

Conclusioni:

Le normative, sia generali che di settore e le pianificazioni ai vari livelli hanno lo scopo precipuo di andare a limitare, rendere coerenti per quanto possibile, indirizzare, lo sviluppo piuttosto che avviare una fase che si ponga come obiettivi una razionale crescita in termini più compatibili se non addirittura migliorativi dei caratteri ambientali per rendere coerenti e far coesistere l'uomo e le sue funzioni con la base vitale dello sviluppo stesso.

Per cui l'insieme degli indirizzi, dei divieti insiti nelle norme, affrontano in modo specifico la pressione più prevalente che negli ultimi 50 anni ha particolarmente inciso sull'abnorme e confuso utilizzo del territorio, quali lo sviluppo edilizio sia esso civile che industriale.

Seppure in primo acchito ed in modo estremamente superficiale l'intervento in progetto parrebbe configurare un utilizzo non ordinario del territorio, in analisi più approfondita ritroviamo lo stesso invece assolutamente proprio e pienamente proteso al raggiungimento degli obiettivi non solo di equipollenza ma addirittura di recupero e miglioramento dei diversi caratteri ambientali.

Vedi ad esempio il recupero della continuità idraulica a favore dell'ittiofauna (mediante la scala di risalita) piuttosto che la produzione di energia assolutamente pulita, con tutti i vantaggi conseguenti.

6. CARATTERI ESSENZIALI DELLE SCELTE PROGETTUALI

Dal punto di vista morfologico, la modesta pendenza che caratterizza il fiume Adda nella pianura lodigiana e cremonese consente lo sfruttamento idroelettrico quasi esclusivamente con impianti puntuali localizzati in corrispondenza delle briglie e delle traverse fluviali esistenti.

Tuttavia a Bertonico (LO), è presente un'ansa ad "Ω" particolarmente pronunciata e chiusa. Ciò consente di sottendere un tratto di circa 4,5 km con dislivello di circa 2,4 m con un taglio di meandro di appena 200 m.

Questa situazione, unica nel suo genere, permette di valorizzare un ampio salto idraulico con un impianto idroelettrico compatto, come la tipologia di centrali affiancate al corpo traversa, incentivata dalla Regione Lombardia.

La compattezza della centrale in progetto, realizzata a ridosso del rilevato stradale, permette di ridurre al minimo i nuovi carichi antropici sul paesaggio. Inoltre il progetto prevede un impianto idroelettrico totalmente interrato. Unica opera in elevazione è il fabbricato che ospita i dispositivi elettrici per la cessione dell'energia alla rete di distribuzione; volume realizzato all'esterno dell'argine che delimita la fascia fluviale B, in area idraulicamente neutra.

La derivazione in progetto è esercitata garantendo il rilascio del deflusso minimo vitale, definito in 26,408 m³/s. Il progetto prevede inoltre la realizzazione del passaggio artificiale per l'ittiofauna, dispositivo che permette la continuità biologica del fiume, ed il mascheramento della traversa mobile attraverso una vena stramazante, che la nasconde alla vista. Quindi si riducono gli impatti ambientali creati dallo sbarramento esistente.



Figura 1: Planimetria generale dell'area di intervento - situazione esistente.

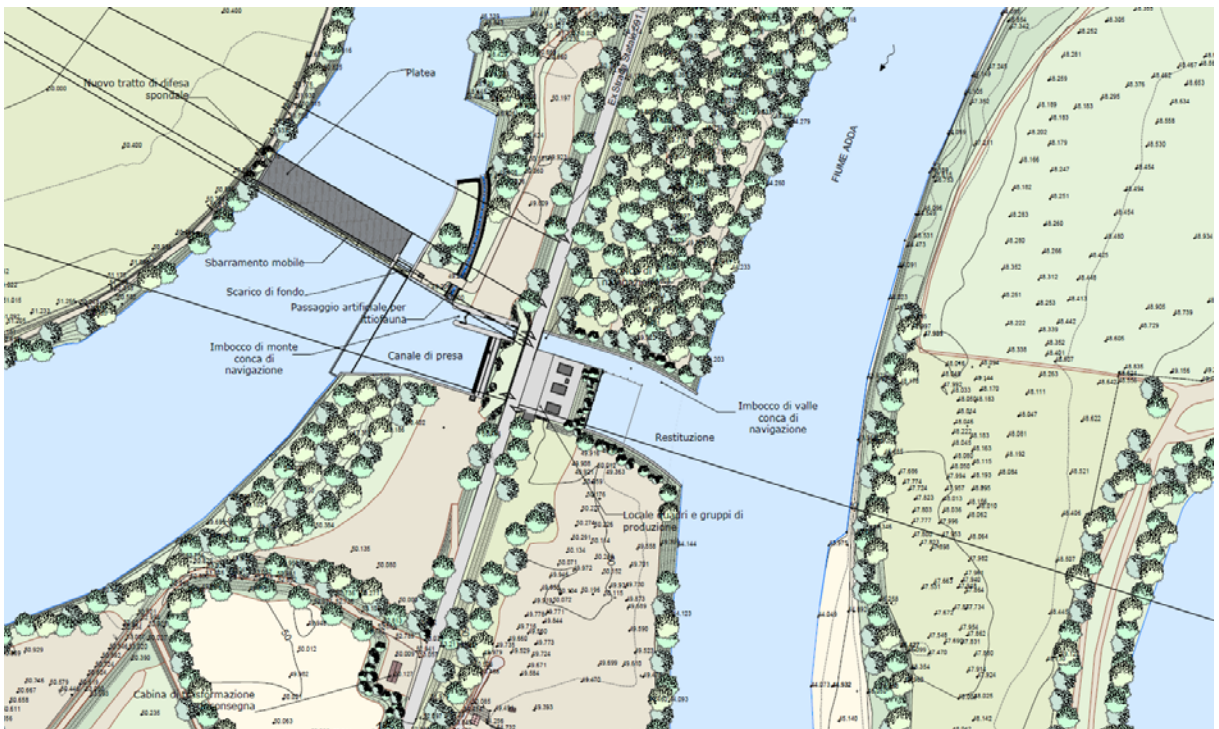


Figura 2: Planimetria generale dell'area di intervento - situazione in progetto

7. SCELTE PROGETTUALI ALTERNATIVE

Durante la fase di studio sono state ipotizzate alcune alternative progettuali prima di giungere alla soluzione adottata.

Punto di partenza dello studio è lo sfruttamento delle condizioni morfologiche dell'alveo ottenendo il miglior rapporto di efficienza con i seguenti punti chiave:

- riduzione dell'impatto ambientale;
- minore interferenza con le infrastrutture esistenti;
- migliore rapporto benefici – costi.

Nel seguito si riporta una breve descrizione delle ipotesi progettuali alternative vagliate in fase di studio e alcune considerazioni in merito.



Figura 3 - Situazione esistente - Ipotesi "0"

SOLUZIONE PROGETTUALE ADOTTATA

Figura 4 – Soluzione in progetto (traversa fluviale colore rosso, impianto colore giallo)

Descrizione: derivazione in sponda destra orografica del fiume Adda, tramite formazione di sbarramento mobile circa 320 m a valle del nuovo ponte della SS 591, fabbricato della centrale totalmente interrato a ridosso del rilevato della sede dell'ex strada statale.

Considerazioni: la soluzione adottata prevede un taglio di meandro di lunghezza molto limitata (circa 160 m), le opere dell'impianto, ad esclusione della cabina di consegna si trovano all'interno della fascia A del PAI.

Conclusioni: la soluzione proposta prevede il posizionamento dell'impianto totalmente interrato che non interferisce con gli argini esistenti, ogni altra collocazione delle opere in fascia B o C del PAI comporterebbe la manomissione, almeno parziale degli argini.

SOLUZIONE “A”

Figura 5 - Soluzione “A” (traversa fluviale colore rosso, impianto colore giallo)

Descrizione: Derivazione in sponda destra orografica del fiume Adda, appena a valle del nuovo ponte della SS 591 con realizzazione di nuova traversa fluviale.

Considerazioni: Aumento del tratto sotteso e del salto utile a fronte di un maggiore costo per la realizzazione delle opere, si prevede la manomissione di 2 tratti di argini esistenti. L'impianto può essere posizionato parzialmente in fascia B del PAI

Conclusioni: La soluzione alternativa A prevede la realizzazione della traversa fluviale necessaria alla derivazione che comporta, in fase di realizzazione ed esercizio possibili interferenze con il ponte recentemente realizzato. L'eventuale rinuncia alla realizzazione della traversa comporterebbe, oltre ad un minor salto utile, la necessità di interventi in alveo periodici al fine di garantire la derivazione.

Il taglio di argine in due punti rischia di mettere in pericolo la sicurezza idraulica dell'intera ansa e delle infrastrutture esistenti. L'impianto di produzione sarebbe realizzato a ridosso di edifici esistenti.

Queste problematiche fanno scartare tale ipotesi.

SOLUZIONE "B"

Figura 6 - Soluzione "B" (traversa fluviale colore rosso, impianto colore giallo)

Descrizione: derivazione del tutto simile alla soluzione adottata ma con minor tratto sotteso.

Considerazioni: L'impianto idroelettrico è del tutto simile a quanto proposto nella soluzione di progetto, solamente posizionato più a valle e quindi con minor tratto sotteso.

Conclusioni: Il minor tratto sotteso comporta anche un minor salto disponibile e un progressivo allungamento dell'impianto a causa della morfologia dell'ansa, ciò comporterebbe maggiori costi di realizzazione e minori introiti dalla vendita di energia prodotta, in un rapporto tale da rendere antieconomico l'impianto stesso.

8. ELENCO ELABORATI

Il progetto è redatto con un livello di definizione e approfondimento assimilabile al progetto definitivo per lavori pubblici similari; nella seguente tabella sono elencati gli elaborati di progetto.

Num	Elaborato	Scala
PROGETTO DEFINITIVO		
1	Relazione tecnica ed idraulica	
2	Relazione idrologica	
3	Verifica di compatibilità idraulica	
4.1	Relazione geologica	
4.2	Relazione geologica - Studio dell'effetto sulla falda	
4.3	Planimetria con individuazione dell'innalzamento di falda	1:5'000
5	Inquadramento cartografico	varie
6	Aerofotogrammetrico	
7	Individuazione planimetrica delle sezioni di verifica idraulica e delle aree di esondazione	1:10'000
8	Planimetria catastale	1:2'000
9	Planimetria generale situazione esistente	1:2'000
10	Planimetria generale situazione in progetto	1:2'000
11	Planimetria di dettaglio delle opere in progetto	1:500
12	Piante della centrale idroelettrica e della conca di navigazione	1:200
13	Sezioni della traversa fluviale e dell'impianto idroelettrico	1:200
14	Piante e prospetti cabina di consegna	1:100
15	Sezioni trasversali dell'alveo	varie
16	Profilo longitudinale dell'alveo	1:5'000/1:100
17	Cronoprogramma dei lavori	
18	Planimetrie di cantiere	1:1'000
19	Planimetrie interventi di recupero vegetazionale e ambientale	1:2'000
20	Documentazione fotografica	
21	Relazione paesaggistica	
22	Fascicolo del passaggio artificiale per l'ittiofauna	
23	Piano particellare - Planimetria ai sensi della L.R. 03/2009	1:2'000
24	Piano particellare - Elenco ditte da indennizzare ai sensi della L.R. 03/2009	
25	Verifica preventiva dell'interesse archeologico	
26	Valutazione previsionale dell'impatto acustico	
27	Campionamento biologico e applicazione degli Indici STAR ICMi e IBE e analisi chimico fisiche	
S1	Studio di Impatto ambientale – Quadro Programmatico	
S2	Studio di Impatto ambientale – Quadro Progettuale	
S3	Studio di Impatto ambientale – Quadro Ambientale	
S4	Elaborati Cartografici	
S5	Sintesi in linguaggio non tecnico	
S6	Valutazione preliminare di incidenza	

9. SINTESI IDROLOGICA

Di seguito si riassumono le principali caratteristiche idrologiche del fiume Adda riferite al bacino imbrifero dell'impianto idroelettrico in progetto che utilizza il salto dell'ampio meandro di Bertonico (LO). In particolare si riportano:

- portate medie
portate e contributi specifici medi mensili ed annui dell'anno medio;
- curva di durata delle portate
curve di durata delle portate e dei contributi specifici dell'anno medio;
- portate derivabili
portate medie mensili derivabili dall'impianto idroelettrico nell'anno medio.

Per la stima delle portate e dei contributi specifici si è ricorso ai dati idrologici misurati dall'ARPA Lombardia poco a monte della briglia del ponte ferroviario della linea Pavia – Cremona.

L'analisi idrologica riguarda sia la portata che stramazza sullo sbarramento fluviale sia quella della derivazione idroelettrica esistente posta in destra orografica.

L'analisi idrologica dettagliata propedeutica ai risultati riassunti nel presente capitolo è contenuta nell'elaborato n° 2 "Relazione idrologica".

9.1. Portate medie

La Tabella 2 ed il Grafico 1 riassumono le portate medie annua e mensili nella sezione di presa della centrale idroelettrica in progetto nel Comune di Bertonico.

Tabella 2: Portate e contributi specifici medi mensili ed annui del fiume Adda nella sezione della presa in progetto

Grandezza	Anno	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Q (m ³ /s)	109,59	92,55	93,96	99,03	109,71	141,33	107,55	65,58	77,93	122,23	117,49	161,66	126,54

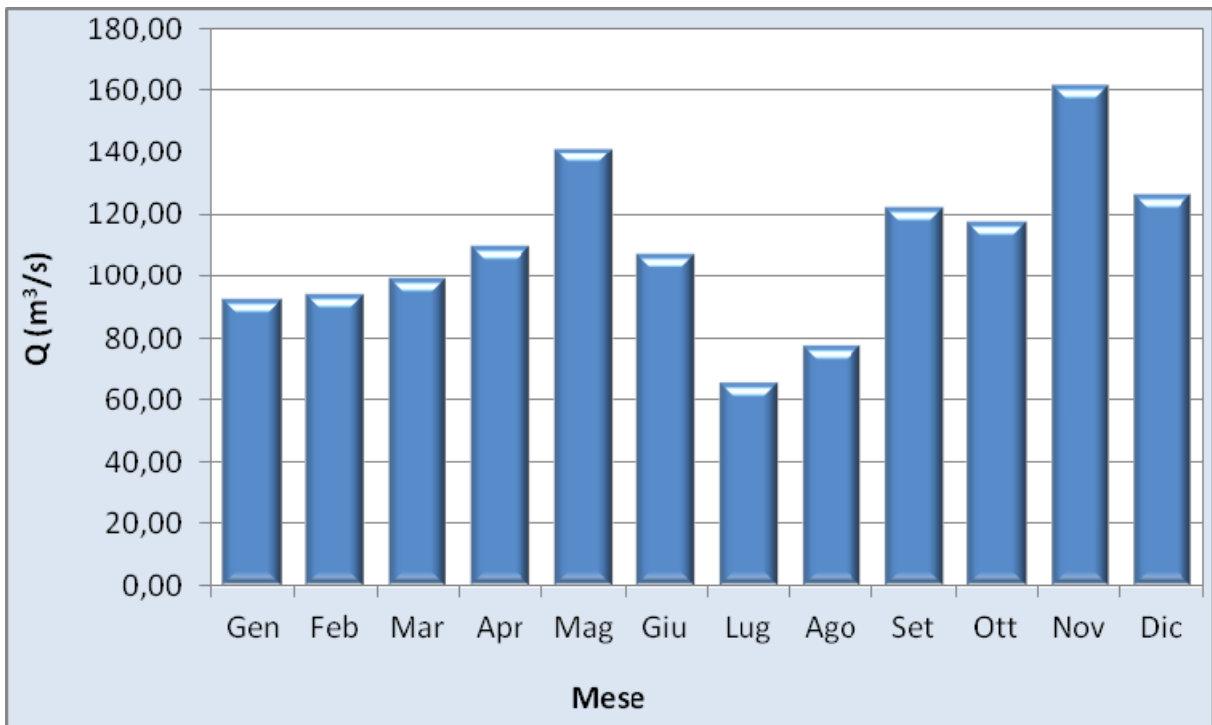


Grafico 1: Portate medie mensili del fiume Adda nella sezione della presa in progetto

9.2. Curva di durata delle portate

La curva di durata delle portate del fiume Adda nella sezione di presa in progetto è stata determinata con lo stesso procedimento utilizzato per le portate medie mensili ed annua.

Tabella 3: Curva di durata delle portate e dei contributi specifici del fiume Adda nella sezione della presa in progetto

Durata	10	91	182	274	355	Minima
Q (m ³ /s)	281,58	133,17	95,29	69,51	34,92	13,35

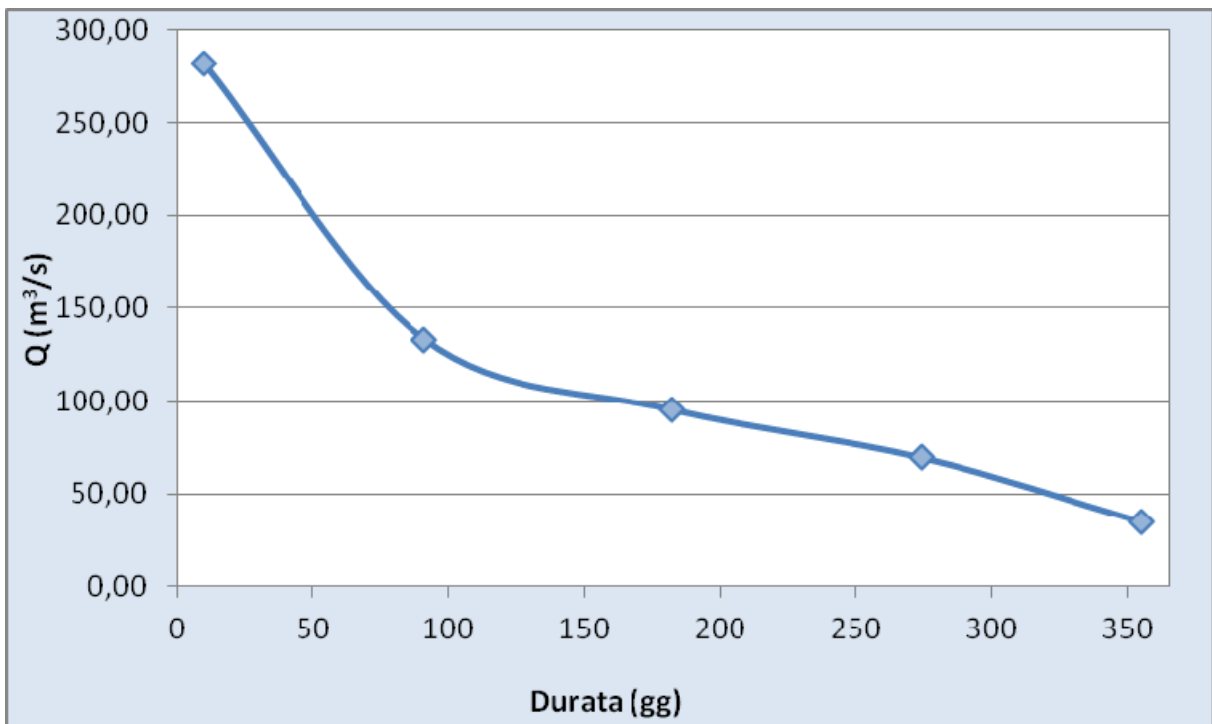


Grafico 2: Curva di durata delle portate del fiume Adda nella sezione della presa in progetto

9.3. Portate derivabili

Nel tratto sotteso dell'impianto idroelettrico in progetto non sono presenti derivazioni per le quali sia necessario incrementare i rilasci oltre il deflusso minimo vitale.

La portata di rilascio a valle dello sbarramento è posta pari al valore di deflusso minimo vitale, calcolato in 26,408 m³/s.

L'intervallo di portate derivabili dall'impianto idroelettrico in progetto è:

- $Q_{max} = 150,000 \text{ m}^3/\text{s}$ portata massima d'esercizio;
- $Q_{min} = 10,000 \text{ m}^3/\text{s}$ portata minima d'esercizio.

Il prelievo è regolato automaticamente dal sistema elettronico di gestione dell'impianto, che agisce sul passo delle pale del rotore e del distributore delle tre turbine Kaplan.

Per portate disponibili nel fiume minori di 36,408 m³/s, pari alla somma delle portate minima d'esercizio e del DMV, il rilascio a valle della presa è totale. Per disponibilità maggiori è rilasciato il solo deflusso minimo vitale, fino al raggiungimento di 176,408 m³/s, somma della portata massima d'esercizio e del DMV. Per disponibilità idriche maggiori il prelievo è di 150,000 m³/s, cioè quello massimo possibile, e la restante portata è rilasciata.

L'analisi delle portate derivabili è condotta sulle curve mensili di durata delle portate determinate nell'elaborato progettuale n° 2 "Relazione idrologica".

Dalle curve di durata delle portate si sono ricavati i valori medi mensili ed annui di portata. Di seguito se ne riportano i valori ed i rapporti di prelievo rispetto alla disponibilità nel fiume.

Tabella 4: Portate medie mensili ed annue

Durata (gg)	Portata disponibile (m ³ /s)	Portata derivabile (m ³ /s)	Portata rilasciata (m ³ /s)	Rapporto
Gen	92,547	66,139	26,408	71,5%
Feb	93,978	67,570	26,408	71,9%
Mar	99,034	72,626	26,408	73,3%
Apr	109,706	80,355	29,351	73,2%
Mag	141,334	94,170	47,164	66,6%
Giu	107,553	76,608	30,945	71,2%
Lug	65,576	39,824	25,752	60,7%
Ago	77,930	51,045	26,884	65,5%
Set	122,227	88,389	33,838	72,3%
Ott	117,494	89,128	28,365	75,9%
Nov	161,662	108,910	52,753	67,4%
Dic	126,543	92,342	34,202	73,0%
Anno	109,589	77,215	32,375	70,5%

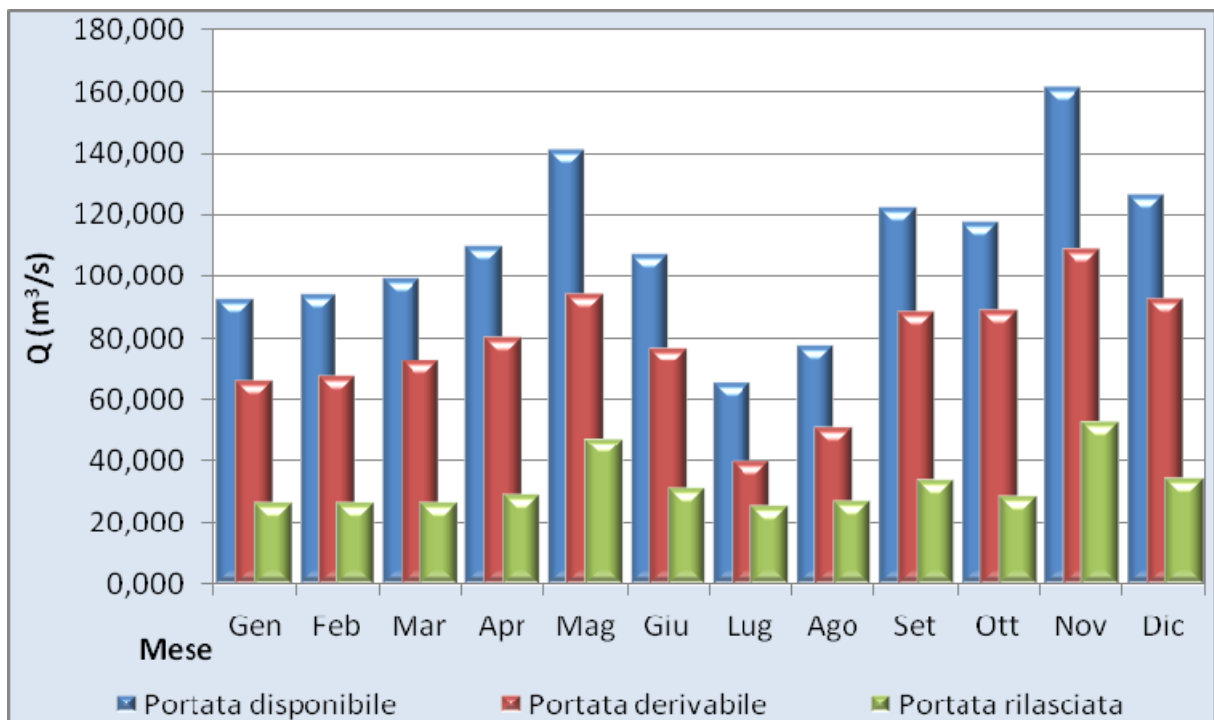


Grafico 3: Portate medie mensili

Nell'anno medio l'impianto deriva la portata massima d'esercizio 35 gg/anno e per 314 gg/anno la centrale produce energia idroelettrica con portate comprese tra quella minima (10,000 m³/s) e quella massima d'esercizio (150,000 m³/s). Quindi la centrale idroelettrica in progetto rimane mediamente inattiva per 16 gg/anno.

10. DESCRIZIONE DELL'AREA DI INTERVENTO

L'area di intervento è sita sul fiume Adda nel tratto che rappresenta il confine tra il Comune di Bertonico (LO) in destra orografica ed i comuni di Ripalta Arpina (CR) e Gombito (CR) in sponda sinistra.

Il tratto di fiume Adda in questione appartiene al ramo sublacuale, emissario del Lago di Como e maggiore tributario sinistro del Fiume Po. In particolare il tratto in oggetto è quello finale, più prossimo all'immissione nel Fiume Po, dove il corso d'acqua presenta andamento particolarmente sinuoso.

L'impanato, infatti, valorizza energeticamente un meandro attraverso un taglio molto breve. In particolare la derivazione è ubicata tra il ponte nuovo e quello vecchio, ormai demolito, della Strada Statale 591 Crema – Codogno.

Nel tratto sublacuale il fiume Adda è particolarmente laminato. Ciò è evidenziato dallo sviluppo unicursale del fiume e dall'alveo inciso con sponde definite. Nel tratto in questione, il fiume presenta argini rilevati sia in destra sia in sinistra orografica, che formano aree golenali più o meno estese. Circa 1,1 km a monte della derivazione in progetto è presente l'immissione del fiume Serio, in sinistra orografica.

Dal punto di vista infrastrutturale, come già evidenziato, il sito di intervento è ubicato poco a valle del ponte della S.S. 591. Il vecchio sedime stradale rilevato, di accesso al ponte ormai demolito, forma un argine invalicabile anche in caso di piena eccezionale. Tale sbarramento, che si insinua all'interno dell'ansa, impedisce alla corrente il taglio di meandro.

In merito agli aspetti paesaggistici del luogo, seppur il sito in esame ricada all'interno del Parco Naturale Adda Sud, lo stesso risulta particolarmente antropizzato e non presenta particolare valenza paesaggistica: come anticipato, infatti, l'impianto si colloca nei pressi della SS. 591 (a valle del ponte sull'Adda), in corrispondenza del vecchio sedime stradale e di un deposito di inerti; sulla sponda sinistra è presente inoltre una cava per l'estrazione di aggregati che ha formato un piccolo lago artificiale.

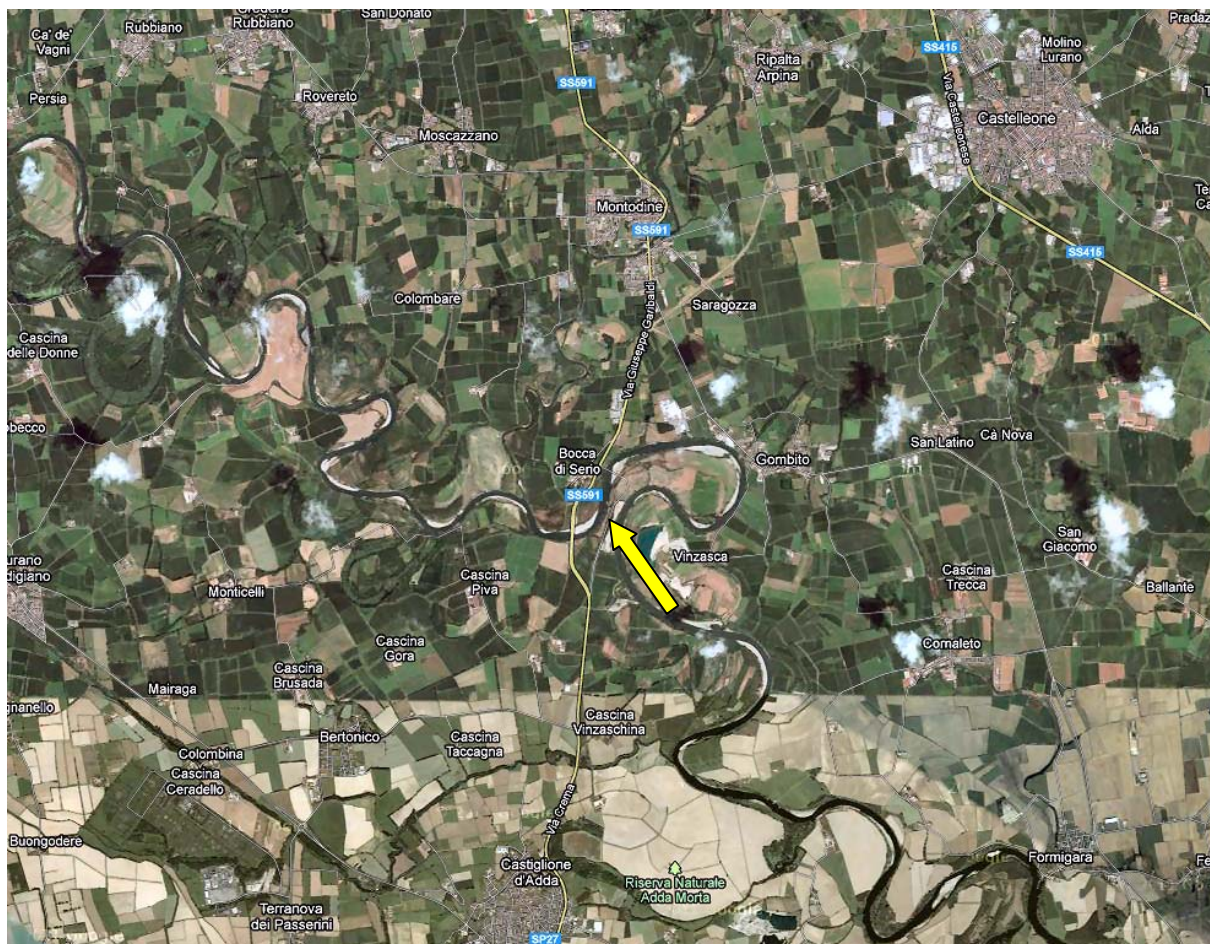


Figura 7: Ortofotocarta dell'area estesa di intervento - la freccia indica il sito di progetto

11. INQUADRAMENTO GENERALE DELL'IMPIANTO

L'impianto idroelettrico in progetto ad acqua fluente utilizza il salto idraulico formato dall'ansa a valle del ponte della Strada Statale Crema – Codogno. Pertanto la centrale si configura come un taglio di meandro.



Figura 8: dettaglio dell'area di intervento

L'impianto, particolarmente compatto, è situato sulla sponda destra orografica presso il punto di maggiore vicinanza tra il ramo di monte e quello di valle dell'ansa.

Le opere che costituiscono la centrale idroelettrica in progetto sono:

- traversa fluviale;
- opera di presa ed adduzione;
- centrale idroelettrica;
- canale di restituzione;
- edificio per la cessione dell'energia;
- cavidotto interrato;
- conca di navigazione.

Nella figura che segue è illustrata la simulazione della situazione in progetto.

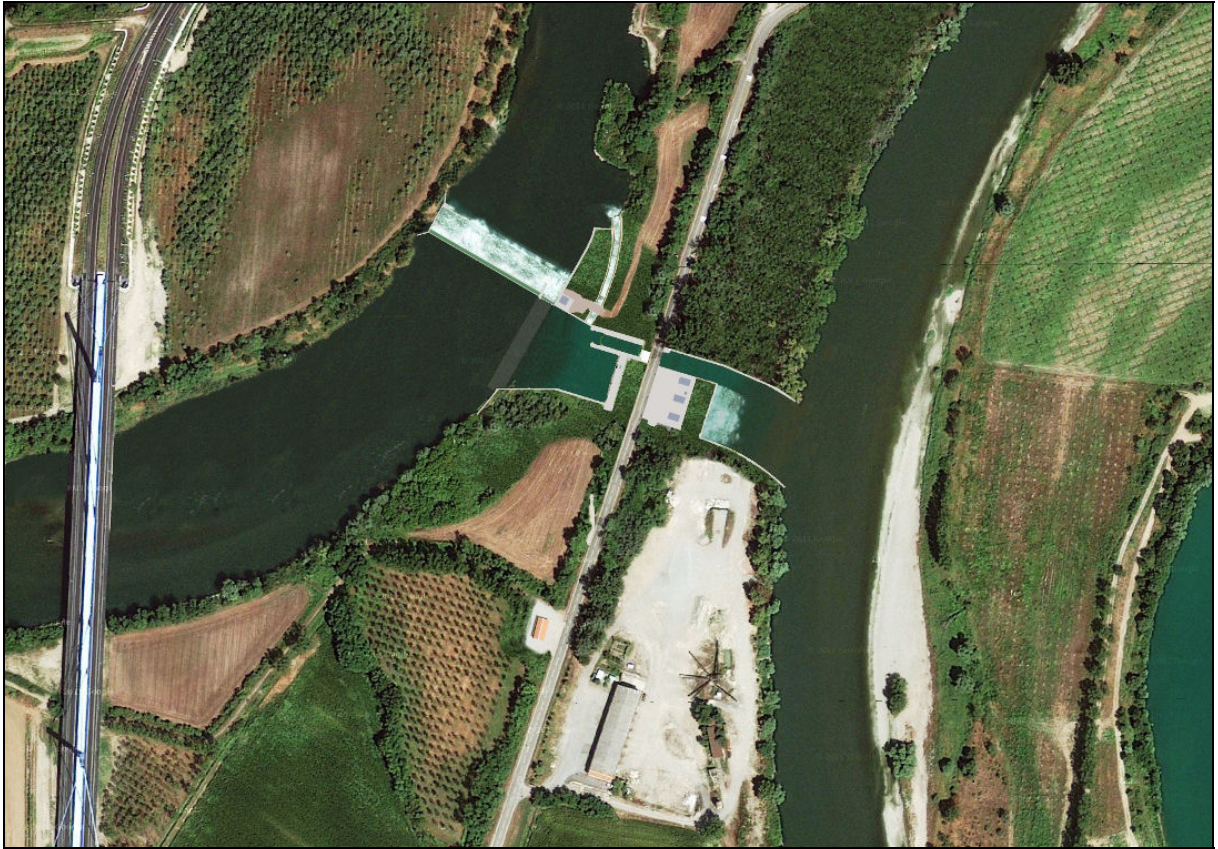


Figura 9: simulazione della situazione in progetto

Ad eccezione del piccolo edificio per la cessione dell'energia alla rete di distribuzione nazionale, tutte le opere che formano l'impianto idroelettrico in progetto sono di tipo interrato o semi-interrato.

Si precisa che l'edificio emergente è ricavato in sponda destra orografica a tergo dell'argine esistente di delimitazione della fascia fluviale B, quindi in un'area idraulicamente neutra, anche durante gli eventi di piena.

12. TRAVERSA FLUVIALE

12.1. Descrizione della traversa fluviale in progetto

L'impianto idroelettrico in progetto deriva una porzione della portata del fiume Adda a valle del ponte della Strada Statale Crema – Codogno.

A tale scopo è costruito uno sbarramento appena a valle della derivazione per mantenere costante il livello piezometrico nella sezione di presa.

La necessità di mantenere il carico idraulico elevato è conciliata con le esigenze di sicurezza idraulica prevedendo uno sbarramento di tipo mobile. Infatti, durante gli eventi di piena parte dello sbarramento è abbattuto sul fondo per favorire il deflusso idraulico.

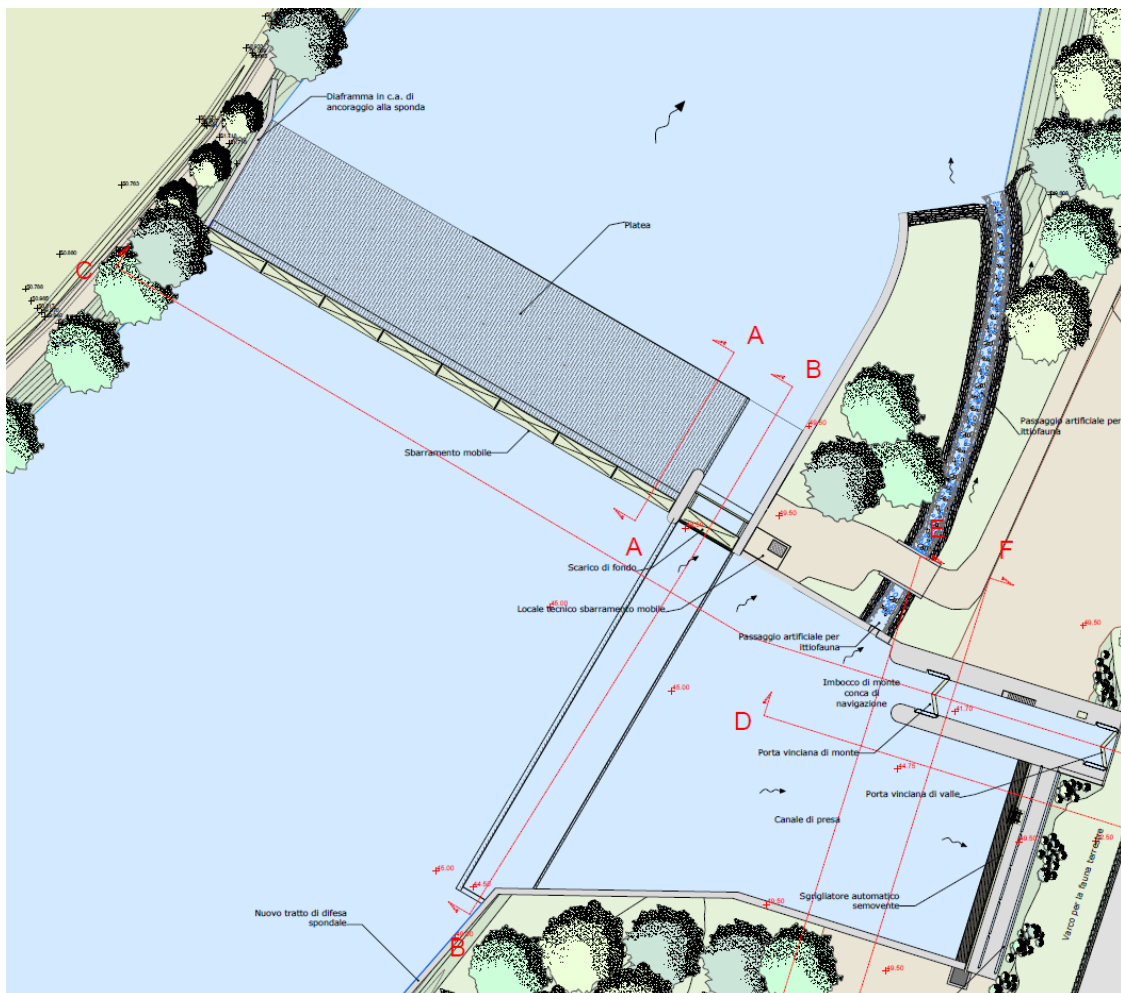


Figura 10: Planimetria della traversa in progetto

La struttura fissa della traversa è costruita in cemento armato a vista e prevede fondazioni profonde su diaframmi a formare sia i taglioni di monte e di valle sia una chiusura laterale degli stessi.

La soglia della traversa è a quota 45,50 m s.l.m. ed i muri di sponda si elevano a 48,50 m s.l.m. in sinistra orografica e 49,00 m s.l.m. in destra; a valle dello sbarramento è presente una platea per la dissipazione dell'energia cinetica della corrente.

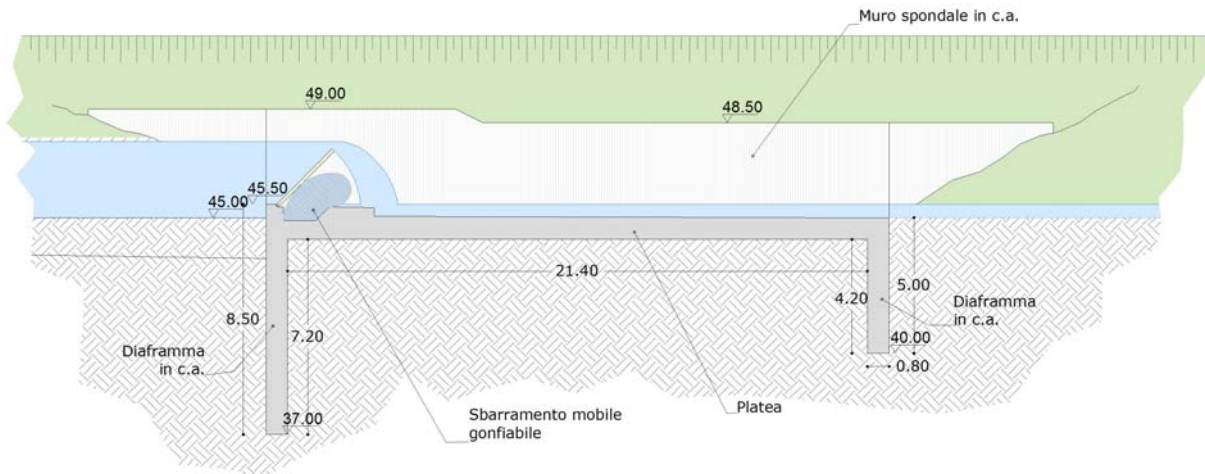


Figura 11: Sezione della traversa in progetto

Presso la sponda destra orografica è previsto il passaggio artificiale per l'ittiofauna, costituito da un canale di by-pass in massi ciclopici intasati con calcestruzzo.

Ordinariamente il carico idraulico è mantenuto artificialmente alla quota di 47,81 m s.l.m. modulando opportunamente sia lo sbarramento mobile sia la derivazione idroelettrica principale. Questa condizione permette una corretta alimentazione sia del passaggio artificiale per l'ittiofauna, che è fisso, sia dell'impianto idroelettrico.

Il passaggio artificiale per l'ittiofauna termina nella prima rientranza nella sponda destra a valle dello sbarramento. Un breve tratto di scogliera raccorda lo sbocco della rampa per l'ittiofauna col muro spondale in progetto.

Lo sbarramento mobile è composto da una batteria di 8 paratoie a ventola più una paratoia composta (base a settore e sormonto a ventola) che regola anche le cacciate del sedimentatore. La batteria di paratoie si estende per tutta la larghezza della traversa ed è interrotta da un unico pilone che isola lo scarico del sedimentatore. Complessivamente la batteria principale di paratoie si estende per una larghezza di 88,00 m e lo scarico di fondo del sedimentatore è largo 10,00 m; il pilone di separazione è largo 2,00 m.

La batteria di paratoie è movimentata attraverso una serie di cuscini elastomerici tubolari riempito con acqua.

Nella condizione ordinaria le paratoie sono inclinate di circa 45° rispetto la verticale e mantengono il carico idraulico alla quota di progetto di 47,81 m s.l.m., che è anche la quota di massima ritenuta. In condizione di riposo, invece, sono abbattute fino ad essere orizzontali e complanari alla soglia fissa di cemento armato.

Le pompe per l'azionamento dei cuscini elastomerici e dei pistoni oleodinamici sono contenute in un apposito locale interrato previsto in sponda destra orografica nell'area compresa tra la traversa ed il passaggio artificiale per l'ittiofauna.

12.2. Invaso a monte della traversa

Lo sbarramento fluviale genera a monte un invaso di circa 660 000 m³, definito rispetto alla condizione di magra attuale. L'invaso si estende lungo il corso del fiume Adda a ritroso per circa 4,8 km. Esso coinvolge anche il fiume Serio, per circa 2,2 km dalla confluenza.

Il calcolo del volume d'invaso secondo la normativa vigente, è contenuto nell'Appendice 1 "Determinazione del volume d'invaso della traversa".

L'Appendice 2 "Planimetria dell'invaso" indica l'estensione planimetrica dell'invaso definito rispetto alla condizione di magra attuale.

L'invaso, come definito in precedenza, interessa i comuni di Bertonico, Ripalta Arpina e Montodine.

12.3. Platea a valle dello sbarramento

A valle della traversa fluviale è realizzata una platea per dissipare l'energia cinetica della corrente che defluisce sullo sbarramento. Sebbene per la portata di piena, il rigurgito di valle impedisca la formazione di un risalto idraulico diretto, con portate minori il deflusso che stramazza sulle paratoie a ventola è bene che sia rallentato prima di restituirlo all'alveo naturale.

La platea è completamente in cemento armato a vista ed il fondo è previsto con una leggera pendenza circa a quota 45,00 m s.l.m. e si estende longitudinalmente per 19,00 m.

Anche le pareti laterali sono in cemento armato. Quella sinistra presenta il coronamento a quota 48,50 m s.l.m. ed è il proseguimento in elevazione del diaframma di fondazione presenti sul lato della platea. In destra la platea è divisa dalla depressione dello scarico del sedimentatore da un piccolo muro che si eleva di soli 0,30 m.

Di seguito si verifica che il taglione di valle sia sufficientemente profondo per evitare lo scalzamento.

Verifica del taglione di valle

A valle della platea, nonostante l'energia cinetica sia minimizzata, la corrente può erodere il fondo dell'alveo creando un abbassamento dello stesso.

Al fine di preservare la struttura di sbarramento dal possibile scalzamento a valle, si calcola la profondità dell'eventuale erosione per dimensionare di conseguenza il taglione di valle. La verifica è condotta nella condizione più gravosa, rappresentata dalla piena di progetto, con tempo di ritorno di duecento anni.

Per la determinazione dello scavo massimo a valle della platea si utilizza la relazione di Schoklitsch:

$$s_{\max} = 0,378 \cdot h_{t2}^{0,5} \cdot q^{0,35} + 2,15 \cdot \Delta H_f$$

dove

- s_{\max} profondità massima dello scavo;
- $h_{t2} = H_{t2} - H_{f2}$ altezza idraulica totale a valle della platea;
- $H_{t2} = 51,36$ m s.l.m. quota del carico idraulico totale a valle della platea;
- $H_{f2} = 45,00$ m s.l.m. quota della soglia finale della platea;
- $q = \frac{Q}{l}$ portata specifica;
- $Q = 2000$ m³/s portata di massima piena;
- $l = 98,63$ m larghezza della soglia;
- $\Delta H_f = 0,00$ m dislivello del fondo alveo a valle della soglia.

La quota del carico idraulico totale a valle della platea è desunto dai risultati delle verifiche idrauliche condotte con metodo numerico (di cui al capitolo 19. "Verifiche idrauliche del fiume Adda").

Sostituendo i valori nelle rispettive espressioni si ottiene:

$$h_{t2} = 51,36 - 45,00 = 6,36 \text{ m}$$

$$q = \frac{2000}{98,63} = 20,28 \text{ m}^3 / \text{s m}$$

$$s_{\max} = 0,378 \cdot 6,36^{0,5} \cdot 20,28^{0,35} + 2,15 \cdot 0,00 = 2,73 \text{ m}$$

Alla luce di quanto indicato e calcolato, il taglione di valle è previsto con base alla quota di 40,00 m s.l.m., quindi con profondità totale di 5,00 m.

Il progetto prevede un'altezza di 5,00 m per il taglione di valle, che garantisce un adeguato margine di sicurezza rispetto alla profondità massima raggiungibile dall'erosione a valle della platea, pari a 2,73 m.

12.4. Sedimentatore e scarico

A tergo della traversa fluviale, in corrispondenza dell'imbocco del canale di adduzione in destra orografica, è ricavato un sedimentatore. Esso è costituito da una platea di fondo inclinata verso lo sbarramento fluviale. Il fondo del sedimentatore si abbassa progressivamente di 1,00 m fino a 43,50 m s.l.m. in corrispondenza della traversa. Il sedimentatore è largo 10,00 m e si estende in lunghezza (parallelamente all'asse del fiume) di circa 65 m.

La platea è depressa rispetto al fondo dell'alveo del fiume, che mediamente è a quota 45,00 m s.l.m. Quindi il sedimentatore è completato con pareti in cemento armato che raccordano la platea al fondo dell'alveo.

Le cacciate d'acqua sono regolate da una paratoia a settore posta in corrispondenza dello sbarramento. Essa presenta sommità a quota 45,50 m s.l.m., come la soglia fissa della traversa fluviale. Inoltre, in analogia al resto dello sbarramento, è sormontata da una paratoia ventola che ne eleva il coronamento fino alla quota di ritenuta di 47,81 m s.l.m., quota di progetto del piccolo invaso a monte dello sbarramento.

Lo scarico del sedimentatore si presenta come un'incisione nella platea di valle dello sbarramento. Anch'esso è in cemento armato e termina a quota 45,00 m s.l.m., come la platea. Il taglione di valle della traversa è continuo anche al di sotto della soglia terminale dello scarico.

Il profilo dello scarico prevede un breve tratto orizzontale in corrispondenza della paratoia a settore e successivamente una rampa con pendenza del 10% per raccordarlo al fondo dell'alveo al termine della platea.

L'adozione di un sedimentatore in corrispondenza dell'imbocco del canale di adduzione consente di evitare la realizzazione di costosi ed invasivi scarichi di fondo in corrispondenza della centrale idroelettrica.

Inoltre tale soluzione garantisce anche la pulizia del fondo alveo a tergo della traversa fluviale..

12.5. Gestione della portata

12.5.1. Rilascio del deflusso minimo vitale

L'impianto idroelettrico in progetto rilascia, nel tratto sotteso, il deflusso minimo vitale di 26,408 m³/s.

La portata di deflusso minimo vitale è utilizzata per adempiere al funzionamento del passaggio artificiale per l'ittiofauna e per mascherare la batteria di paratoie a ventola che formano lo sbarramento mobile in progetto.

Attraverso il passaggio artificiale per l'ittiofauna è rilasciata la portata di 0,600 m³/s, che ne garantisce un ottimale funzionamento.

Sulle paratoie a ventola è rilasciata la portata complementare di 25,808 m³/s, che crea una vena sfiorante di circa 27 cm, da verificarsi in fase di collaudo in funzione dei coefficienti di deflusso reali della soglia mobile.

12.5.2. Dispositivi di modulazione della portata

La distribuzione della portata lasciata defluire ed addotta è governata naturalmente dalla geometria del passaggio artificiale per l'ittiofauna ed artificialmente dal sistema di sbarramento mobile, dai distributori e dalle giranti delle turbine Kaplan e dalle paratoie di presa..

La geometria dell'imbocco del passaggio artificiale per l'ittiofauna è tale per cui la portata necessaria al funzionamento del dispositivo idraulico è garantita da un carico piezometrico nel bacino a monte della traversa pari alla soglia di progetto, cioè 47,81 m s.l.m..

Lo sbarramento mobile è regolato per garantire la corretta alimentazione del passaggio artificiale per l'ittiofauna, assicurata con un carico idraulico pari a 47,81 m s.l.m.. Inoltre su di esso defluisce la portata complementare di 25,808 m³/s, a mascheramento della batteria di paratoie che formano lo sbarramento mobile.

Le pale dei distributori e delle giranti delle turbine Kaplan dell'impianto idroelettrico sono regolate in continuo in funzione della portata derivabile. In particolare il sistema elettronico di gestione della centrale è programmato al fine di mantenere costantemente il livello idraulico nel bacino a monte dello sbarramento alla quota di progetto di 47,81 m s.l.m.. Ciascuna turbina è tarata per limitare la portata massima derivabile a 50,000 m³/s, per il totale di 150,000 m³/s.

Le paratoie di presa non sono utilizzate al fine della regolazione della portata utilizzata dalle rispettive turbine idrauliche. Bensì esse sono utilizzate in modalità on-off (cioè completamente aperte o completamente chiuse senza regolazioni intermedie) solamente per l'attivazione e la disattivazione delle singole turbine.

Al fine di limitare il rigurgito verso monte, lo sbarramento mobile è mantenuto alla quota massima per portate disponibili minori od uguali alla somma del deflusso minimo vitale e della portata massima d'esercizio. Per portate maggiori, il sistema è abbassato, per quanto possibile, per permettere lo sfioro della portata che eccede quella predetta, in modo da mantenere il carico piezometrico costantemente alla quota di progetto di 47,81 m s.l.m..

12.5.3. *Dispositivi di misura della portata*

L'impianto è dotato di dispositivi automatici di misura continua della portata derivata indipendente per ciascuna turbina.

Essa è determinata all'interno di ciascun canale di carico delle singole turbine attraverso la misura diretta dell'altezza idrometrica e della velocità della corrente.

Nel canale di ciascuna macchina idraulica è installato un misuratore di velocità a corde foniche ed un sensore idrometrico ad immersione protetto da un apposito tubo camicia.

Le due letture, area e velocità, permettono la definizione della portata di ciascuna turbina.

12.5.4. *Distribuzione della portata*

Il progetto dell'impianto idroelettrico prevede il rilascio di una portata minima pari al deflusso minimo vitale, determinato nell'elaborato 2 "Relazione idrologica" in 26,408 m³/s.

Come anticipato precedentemente, il sistema elettronico di gestione automatica della derivazione è programmato per mantenere il livello piezometrico a monte della traversa costantemente alla quota di progetto, 47,81 m s.l.m.

Il carico idraulico a monte della traversa è regolato sia dallo sbarramento mobile sia dalle turbine dell'impianto idroelettrico in progetto.

I dispositivi di rilascio del deflusso minimo vitale sono rappresentati da:

- passaggio artificiale per l'ittiofauna;
- paratoie a ventola che costituiscono lo sbarramento mobile.

Il primo dispositivo rilascia una portata costante di 0,600 m³/s, che ottimizza anche la funzione di passaggio per l'ittiofauna.

Sulle paratoie a ventola è rilasciata la portata complementare di 25,808 m³/s, che crea una vena sfiorante di circa 27 cm, da verificarsi in fase di collaudo in funzione dei coefficienti di deflusso reali della soglia mobile.

La successiva Tabella 5 riporta la distribuzione della portata dell'impianto principale in funzione di quella disponibile nel fiume Adda.

I simboli utilizzati hanno i seguenti significati:

- Q_{disp} portata rilasciata sulla traversa;
- $DMV = 26,408 \text{ m}^3/\text{s}$ deflusso minimo vitale;
- $Q_{min} = 10,000 \text{ m}^3/\text{s}$ portata minima d'esercizio;
- $Q_{max} = 150,000 \text{ m}^3/\text{s}$ portata massima d'esercizio;
- Q_{ril} portata rilasciata a valle della traversa;
- Q_{der} portata derivata.

Tabella 5: Distribuzione delle portate

Q_{disp}	Q_{ril}	Q_{der}
$Q_{disp} < (Q_{base} + Q_{min})$	$Q_{ril} = Q_{disp}$	$Q_{der} = 0,000 \text{ m}^3/\text{s}$
$Q_{disp} < 36,408 \text{ m}^3/\text{s}$	$0,000 \text{ m}^3/\text{s} \leq Q_{ril} < 36,408 \text{ m}^3/\text{s}$	
$(Q_{base} + Q_{min}) \leq Q_{disp} < (Q_{base} + Q_{max})$	$Q_{ril} = Q_{base}$	$Q_{der} = Q_{disp} - Q_{base}$
$36,408 \text{ m}^3/\text{s} \leq Q_{disp} < 176,408 \text{ m}^3/\text{s}$	$Q_{ril} = 26,408 \text{ m}^3/\text{s}$	$10,000 \text{ m}^3/\text{s} \leq Q_{ril} < 150,000 \text{ m}^3/\text{s}$
$Q_{disp} \geq (Q_{base} + Q_{max})$	$Q_{ril} = Q_{disp} - Q_{max}$	$Q_{der} = Q_{max}$
$Q_{disp} \geq 176,408 \text{ m}^3/\text{s}$	$Q_{ril} \geq 26,408 \text{ m}^3/\text{s}$	$Q_{der} = 150,000 \text{ m}^3/\text{s}$

Di seguito si indica la modalità operativa di gestione dell'impianto.

$Q_{disp} < 36,408 \text{ m}^3/\text{s}$

Le turbine sono disattivate, quindi la derivazione è interrotta. Tutta la portata in arrivo è rilasciata nel tratto sotteso attraverso il passaggio artificiale per l'ittiofauna e lo sbarramento mobile. Le paratoie a ventola dello sbarramento mobile sono regolate per mantenere il carico idraulico costantemente pari alla quota di progetto di 47,81 m s.l.m. al fine di alimentare correttamente il passaggio artificiale per l'ittiofauna.

$36,408 \text{ m}^3/\text{s} \leq Q_{disp} < 176,408 \text{ m}^3/\text{s}$

Attraverso il passaggio artificiale per l'ittiofauna e lo sbarramento mobile defluisce la portata pari al deflusso minimo vitale di 26,408 m³/s.

La derivazione è attiva e le turbine sono regolate al fine di mantenere a monte della traversa il carico idraulico di progetto pari a 47,81 m s.l.m..

$Q_{disp} \geq 176,408 \text{ m}^3/\text{s}$

Le turbine sono regolate per limitare la portata idroelettrica al valore limite d'esercizio di 150,000 m³/s.

Lo sbarramento mobile è regolato per limitare l'altezza idrometrica a monte della traversa alla quota di progetto di 47,81 m s.l.m., per quanto possibile.

12.6. Rilascio del deflusso minimo vitale

Il valore di deflusso minimo vitale è definito nell'elaborato 2 "Relazione idrologica" in 26,408 m³/s.

Il rilascio del deflusso minimo vitale avviene attraverso la seguente ripartizione:

- passaggio artificiale per l'ittiofauna 0,600 m³/s;
- sbarramento mobile 25,808 m³/s.

12.6.1. *Passaggio artificiale per l'ittiofauna*

Il passaggio artificiale per l'ittiofauna proposto è un canale aggirante l'ostacolo.

Il canale sfrutta una depressione esistente in destra orografica, parallela all'alveo, che termina nella prima rientranza a valle dello sbarramento.

Il canale ha sezione trapezia in massi intasati con calcestruzzo al fine di garantire l'impermeabilità.

La base della sezione è larga 1,50 m e le pareti sono inclinate di 45°. Una serie di massi sono opportunamente disposti a creare deflettori, passaggi verticali e luci sottobattente. Durante la costruzione si provvede a creare i predetti passaggi idraulici al fine di rallentare e variare la corrente. Così il flusso assume una profondità media di 1 m e nel canale si susseguono rapide e tratti lenti.

L'alimentazione del passaggio artificiale per l'ittiofauna è garantita da uno stramazzo rigurgitato ricavato nella parete di raccordo tra il canale di adduzione e lo sbarramento fluviale.

Lo stramazzo si presenta come una bocca nel muro di sponda con intradosso superiore alla quota di progetto del bacino artificiale a monte dello sbarramento (47,81 m s.l.m.). Questa soluzione permette di limitare la portata di alimentazione del canale per i pesci in caso di piena eccezionale.

Lo stramazzo è largo 1,50 m e profondo 0,473 m. La vena fluida libera ha uno spessore di 0,10 m, così quella rigurgitata risulta di 0,373 m. A valle dello stramazzo è realizzata una pozza di raccordo col successivo canale di bypass, in modo che l'ittiofauna possa interrompere la risalita.

La taratura dello stramazzo e la disposizione dei massi per il rallentamento della corrente nel passaggio artificiale per l'ittiofauna devono essere eseguite in fase di collaudo idraulico del dispositivo di rilascio.

Di seguito si provvede alla verifica idraulica dello stramazzo di alimentazione al fine di dimostrarne la realizzabilità tecnica. Con la consapevolezza che solamente misure svolte sul campo possono permettere la necessaria calibrazione dei dispositivi idraulici che compongono il passaggio artificiale per l'ittiofauna.

Verifica dello stramazzo

La portata dello stramazzo rigurgitato rettangolare si calcola dividendo la vena in due parti. La superiore non rigurgitata si calcola come stramazzo libero, quella inferiore si calcola come luce a battente rigurgitata. Complessivamente la portata è:

$$Q = L \cdot \left(\mu_1 \cdot h_2 \cdot \sqrt{2g \cdot h_1} + \frac{2}{3} \cdot \mu_2 \cdot h_1 \cdot \sqrt{2g \cdot h_1} \right)$$

con:

- $L = 1,50$ m larghezza dello stramazzo;
- $\mu_1 = \mu_2 = 0,65$ coefficiente di portata (Schoklitsch);
- $h_1 = 0,10$ m altezza della vena libera;
- $h_2 = 0,373$ m altezza della vena rigurgitata;
- $g = 9,81$ m/s² accelerazione di gravità.

Sostituendo i valori nelle funzioni precedentemente riportate si ottiene:

$$Q = 1,50 \cdot \left(0,65 \cdot 0,373 \cdot \sqrt{2g \cdot 0,10} + \frac{2}{3} \cdot 0,65 \cdot 0,10 \cdot \sqrt{2g \cdot 0,10} \right) = 0,600 \text{ m}^3/\text{s}$$

Quindi lo stramazzo di imbocco del passaggio artificiale per l'ittiofauna è verificato.

12.6.2. Stramazzo sullo sbarramento mobile

La parte principale del rilascio effluisce sullo stramazzo formato dalle paratoie a ventola del sistema mobile di sbarramento. In particolare è rilasciata attraverso tale dispositivo la portata di 25,808 m³/s, che sommata a quella del passaggio per l'ittiofauna completa il deflusso minimo vitale.

La funzione utilizzata per il calcolo della portata sugli stramazzi rigurgitati è valida anche per i dispositivi liberi semplicemente annullando l'altezza della vena rigurgitata.

Quindi il deflusso sulla soglia è regolato dalla funzione:

$$Q = L \cdot \frac{2}{3} \cdot \mu \cdot h \cdot \sqrt{2g \cdot h}$$

con

- $\mu = 0,65$ coefficiente di portata;
- $L = 98,00$ m larghezza complessiva delle;
- $g = 9,81$ m/s² accelerazione di gravità;
- h altezza della vena stramazziante.

La soluzione del problema idraulico è ricercata per iterazioni successive della variabile di sistema h . Svolgendo il calcolo si determina un carico piezometrico di 0,266 m.

Per verifica si sostituisce il valore ottenuto nelle formule ricavando:

$$Q = 98,00 \cdot \frac{2}{3} \cdot 0,65 \cdot 0,266 \cdot \sqrt{2g \cdot 0,266} = 25,808 \text{ m}^3/\text{s}$$

13. CENTRALE IDROELETTRICA

13.1. Opera di presa ed adduzione

13.1.1. Descrizione

L'impianto idroelettrico in progetto deriva la portata del fiume Adda in sponda destra orografica attraverso un canale di adduzione.

L'imbocco è svasato verso monte per agevolare l'ingresso della portata nell'impianto idroelettrico.

La sezione del canale è rettangolare col fondo in pendenza verso le turbine tra le quote 45,00 m s.l.m. e 44,75 m s.l.m.. La sommità delle sponde presenta un gradino, poiché è a 49,50 m s.l.m. verso la centrale e 49,00 m s.l.m. verso il fiume.

Il canale presenta le pareti ed il fondo in cemento armato a vista. Le pareti sono formate da diaframmi in cemento armato rivestiti con uno strato dello stesso materiale verso il canale, per uniformarne la superficie. Il fondo è costituito da una platea sottile in cemento debolmente armato.

La parete destra del canale di adduzione è prolungata per circa 25 m verso monte lungo la sponda del fiume. Verso monte il diaframma continua con un tratto obliquo interrato che si innesta nella sponda naturale per evitare l'aggiramento della struttura da parte della corrente.

Oltre all'alimentazione dell'impianto idroelettrico, la presa ed il canale di adduzione assicurano l'accesso da monte alla conca idraulica per il supermanto del dislivello idraulico con le imbarcazioni.

Il bacino di sollevamento dei natanti è posto a sinistra, mentre l'imbocco per i gruppi di produzione idroelettrica è a destra. Questa disposizione colloca la conca di navigazione nella parte di canale in cui la corrente è più lenta, tale condizione è replicata anche nel canale di restituzione.

13.1.2. Verifica idraulica

La verifica delle perdite idrauliche del canale di adduzione è svolta con metodo numerico attraverso il codice di calcolo informatico Hec-Ras.

Tale verifica comprende, oltre al canale di adduzione, un breve tratto di fiume a monte della presa e considera anche il rilascio del deflusso minimo vitale a valle della traversa fluviale.

Infine, alle perdite di carico diffuse lungo il tracciato del canale di adduzione è aggiunta la diminuzione della quota piezometrica attraverso la griglia di pulizia a monte delle turbine idrauliche.

Per la verifica idraulica si è considerato un carico piezometrico a monte dello sbarramento di 47,81 m s.l.m., come previsto dal progetto.

La successiva Tabella 6 riporta alcuni valori caratteristici della scala di deflusso ottenuta procedendo come indicato in precedenza.

Tabella 6: Scala di deflusso del canale di adduzione

Q (m ³ /s)	H (m s.l.m.)
10	47,81
20	47,81
30	47,81
40	47,80
50	47,80
60	47,79
70	47,78
80	47,77
90	47,76
100	47,75
110	47,73
120	47,72
130	47,70
140	47,68
150	47,66

13.2. Edificio e meccanismi di produzione

L'intero impianto idroelettrico è posizionato in sponda destra orografica, particolare cura è stata impiegata per rendere l'intervento il più possibile compatibile con le esigenze ambientali ed idrauliche del sito.

Le opere dell'impianto sono progettate e realizzate con l'intento di minimizzare le modifiche alla sezione idraulica preesistente ed al profilo attuale del terreno.

La centrale idroelettrica è posta in corrispondenza del rilevato della ex Strada Statale Crema – Codogno.

13.2.1. *Canali di derivazione e vasche di carico*

La portata è prelevata dal canale di adduzione sul lato di monte attraverso tre canali indipendenti, uno per ciascuna turbina idraulica, con sezione scatolare interrata. Di fronte agli imbocchi dei canali è presente un'unica griglia per il filtraggio della portata. Ciascun canale, è munito di due paratoie per la chiusura della derivazione, poste a tergo della griglia di pulizia del flusso. Tra le due paratoie di ciascun canale è presente un setto di sostegno, il quale, come le pareti del canale, è dotato di gargami per l'inserimento di panconi.

La griglia è mantenuta pulita da un dispositivo automatico semovente dotato di braccio meccanico ad azionamento oleodinamico. In particolare il dispositivo pulisce la griglia attraverso un pettine raschiato sulla stessa dal basso verso l'alto. All'apice della griglia è presente una canaletta che raccoglie il materiale sollevato dal dispositivo di pulizia ed alcuni getti d'acqua in pressione provvedono a spostare i rifiuti verso destra. In fondo alla canaletta è presente un cassone con fondo grigliato per la raccolta del materiale sgrigliato, sotto al quale è presente una caditoia per lo scarico dell'acqua. Il dispositivo sgrigliatore è di tipo semovente, così un unico macchinario è sufficiente a pulire la griglia per l'intera larghezza di 34,20 m. Lo spostamento del dispositivo avviene su due rotaie a raso, ricavate nel solaio che le sostiene, in modo che la via di corsa possa essere adoperata anche da mezzi meccanici per la manutenzione dell'impianto o l'eventuale rimozione di materiale troppo pesante od ingombrante per essere rimosso dallo sgrigliatore. Il solaio presenta sei botole in corrispondenza dei gargami per l'inserimento dei panconi.

Ciascuno dei canali è largo 11,00 m, come le tre vasche di carico delle turbine idrauliche. Le vasche di carico sono interrate al di sotto della ex Strada Statale Crema – Codogno e l'intradosso del solaio è complanare a quello che sorregge la via di corsa dello sgrigliatore. I due solai predetti sono separati e nelle fenditure che si creano sono alloggiati le paratoie per la chiusura dei singoli gruppi di produzione. In particolare le singole paratoie sono utilizzate esclusivamente con comportamento ON-OFF, cioè completamente aperte o totalmente chiuse. Infatti, esse servono solamente a disattivare la produzione del singolo gruppo turbina generatore, poiché la regolazione della portata è gestita attraverso il distributore e la girante della macchina idraulica.

Sia le paratoie a monte sia il locale turbine a valle della ex Strada Statale sono posti ad una distanza maggiore di 10 m dal ciglio della carreggiata.

Ciascuna vasca di carico è munita di un condotto di aerazione che si sviluppa orizzontalmente sul solaio dei bacini stessi. I tre condotti hanno tracciato parallelo alla stata soprastante e sono interrati al di sotto del piazzale compreso tra la carreggiata ed il solaio del locale turbine.

I condotti sboccano nella parete destra del canale di accesso alla conca di navigazione da valle. L'ingresso ai condotti dall'esterno è impedito da grigliati metallici.

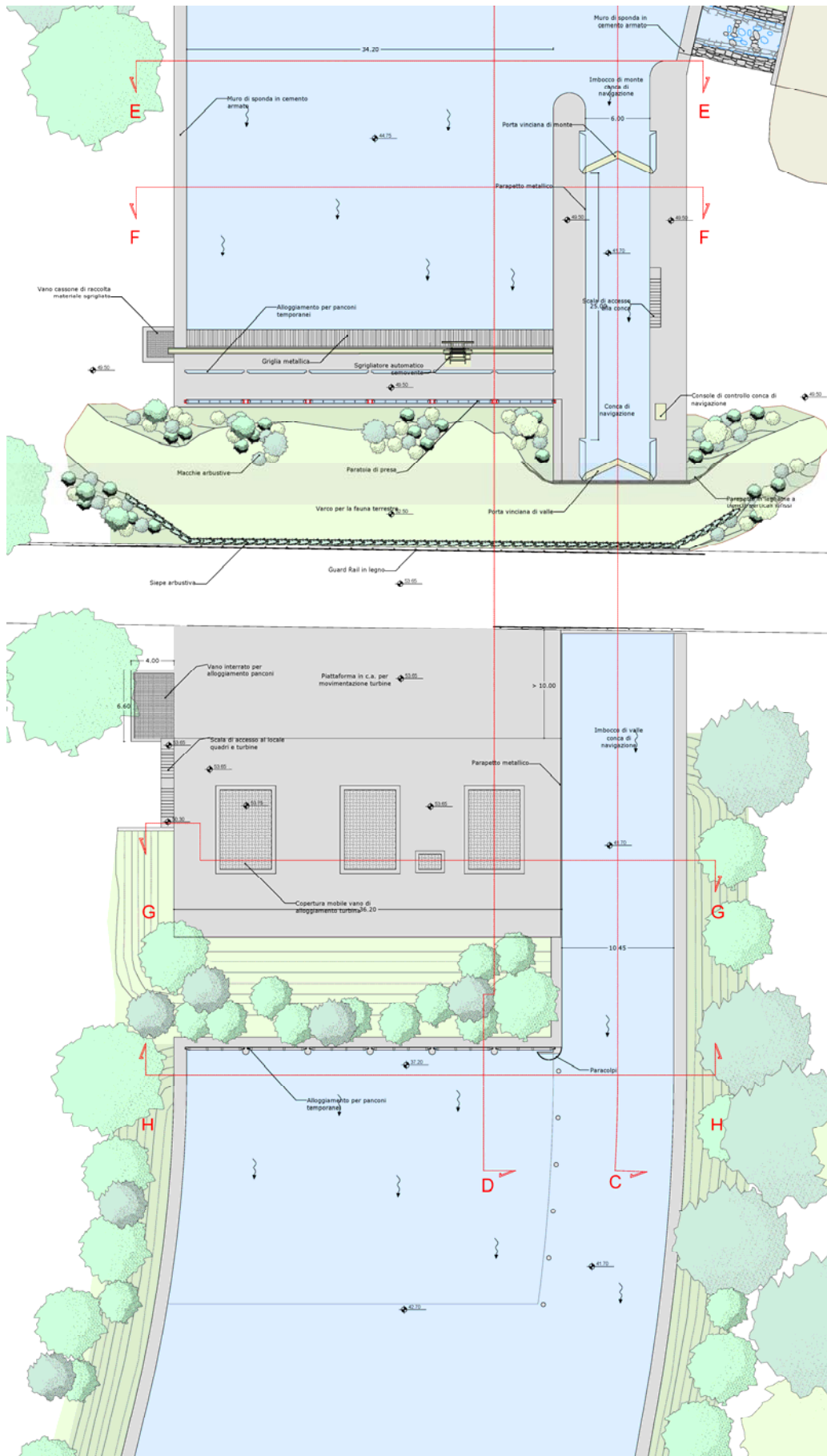


Figura 12 : Planimetria dell'impianto

13.2.2. Centrale idroelettrica e gruppi di produzione

I gruppi di produzione sono ospitati in un edificio completamente interrato posto a valle della ex Strada Statale in sponda destra orografica del fiume Adda.

Il locale di produzione ha pianta rettangolare, che internamente è lunga 34,20 m e larga 16,50 m.

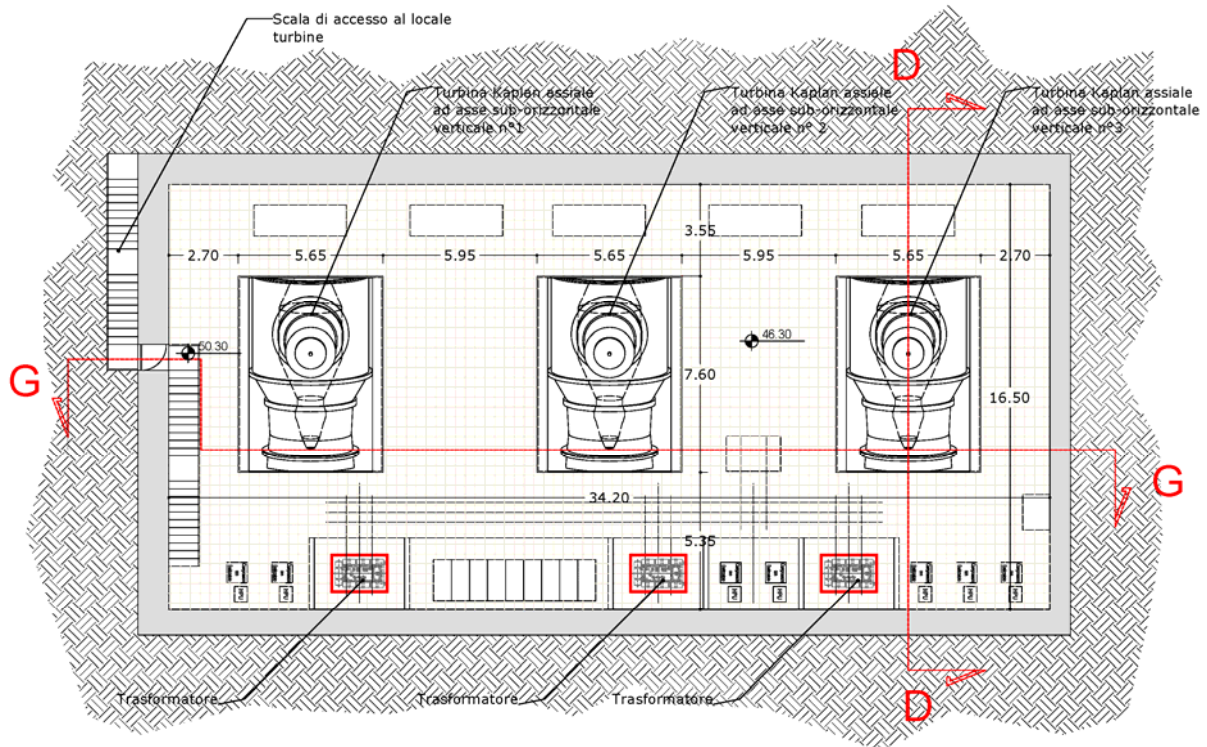


Figura 13: Pianta del locale turbine

Il pavimento della stanza di produzione è a quota 46,30 m s.l.m. e l'estradosso del solaio di copertura è complanare alla strada, a quota 53,65 m s.l.m..

I gruppi di produzione sono allineati lungo una direttrice parallela ala strada ed i rispettivi canali di carico e di scarico sono pertanto ortogonali alla stessa.

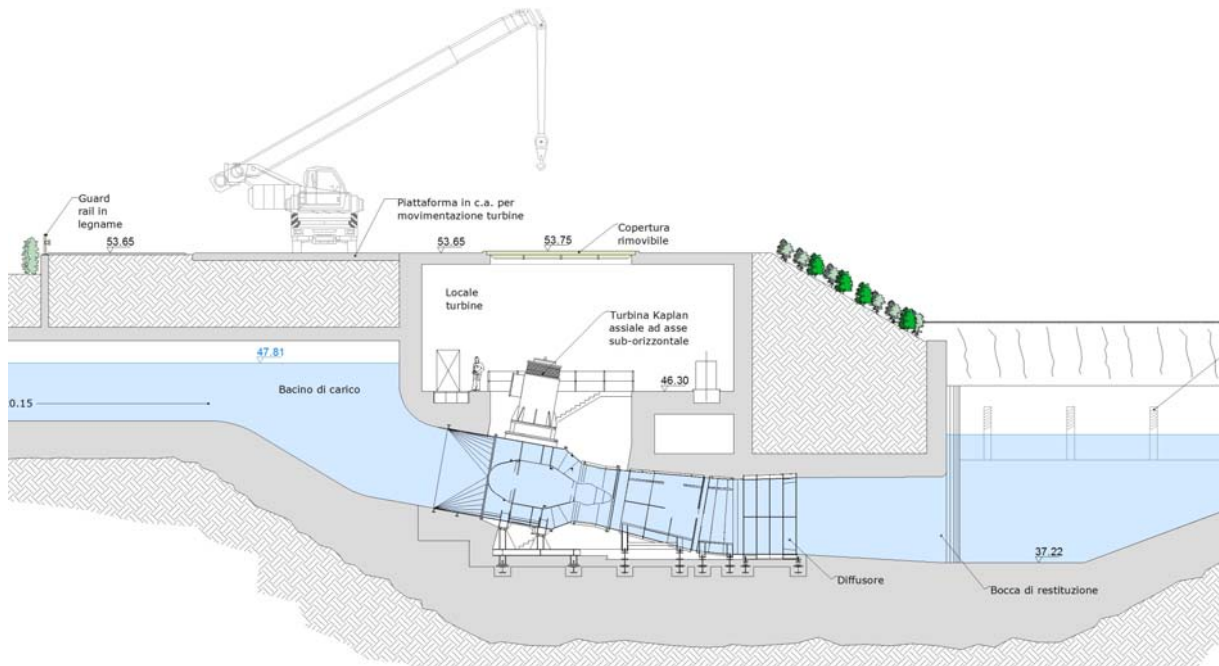


Figura 14: Sezione laterale del vano turbine

I gruppi di produzione sono formati da turbina, moltiplicatore di giri e generatore sincrono. Sopra ciascuno di essi il solaio di copertura è interrotto ed è presente una chiusura metallica rimovibile per permettere la movimentazione dei macchinari attraverso un'autogrù.

Il diffusore di ciascuna turbina si estende verso il fiume e termina in una parete verticale planimetricamente ortogonale all'asse degli scarichi.

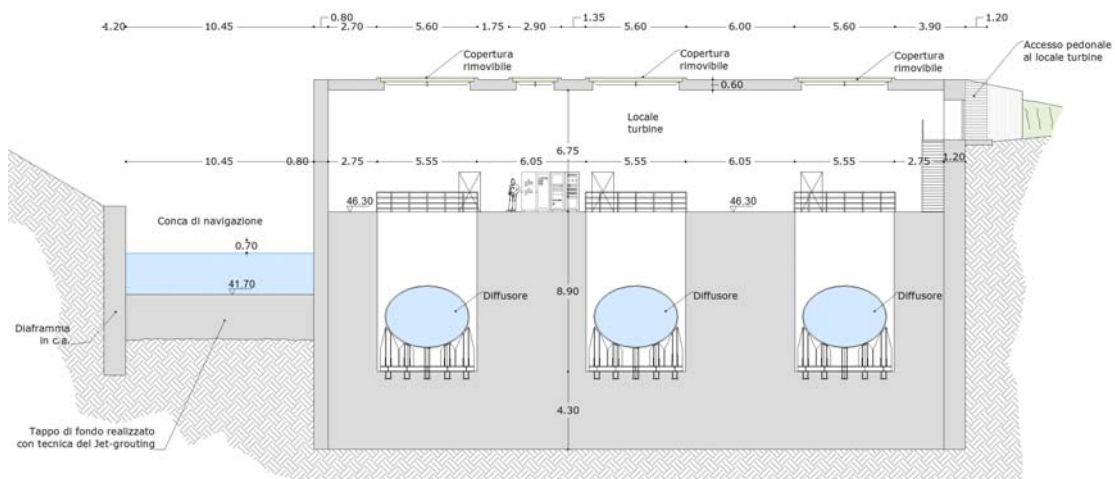


Figura 15: Sezione trasversale del locale turbine

Sopra ai diffusori è previsto un riempimento in terra che raccorda il solaio di copertura del locale produzione al predetto muro di contenimento, a quota 49,00 m s.l.m.. Lo sbocco di ciascun diffusore è diviso in due bocche da un setto munito di gargami per permettere l'installazione di panconi di chiusura. Ciò permette di

ottenere due bocche di 5,20 m di luce e quindi utilizzare i medesimi panconi previsti per la presa.

L'edificio della centrale ospita anche i quadri elettrici ed i trasformatori di tensione.

All'interno della stanza, oltre ai quadri elettrici di protezione e gestione, trova posto anche una scrivania con PC, per la visione e la gestione in tempo reale dei parametri di funzionamento dell'impianto idroelettrico.

L'accesso pedonale alla centrale idroelettrica avviene sul lato Sud attraverso una scala esterna che raggiunge la porta d'ingresso a quota 50,35 m s.l.m.. Un'ulteriore scala metallica interna permette di raggiungere il piano di calpestio della centrale.

La soglia della portata d'ingresso non è raggiunta dalla portata di piena, tuttavia, a maggior sicurezza è comunque prevista l'installazione di una porta stagna.

13.3. Canale di restituzione

Il canale di restituzione, come l'adduzione, è unico sia per la conca di navigazione sia per lo scarico idroelettrico.

Ha una larghezza complessiva di 45,45 m e presenta andamento planimetrico curvilineo. Infatti esso diparte dalla centrale nella direzione degli assi degli scarichi e devia a destra per agevolare il deflusso nel fiume Adda.

Il canale ha le pareti in cemento armato con fondazione a diaframma. Il fondo, invece, è in terreno naturale. Non sono previsti accorgimenti antierosione, poiché sia il canale della conca di navigazione sia gli scarichi delle turbine idrauliche terminano con un diaframma – taglione che preserva la struttura dall'eventuale abbassamento localizzato del fondo.

13.4. Salto idraulico

Il salto idraulico dell'impianto idroelettrico è la distanza altimetrica tra i peli liberi rispettivamente a monte ed a valle delle turbine idrauliche.

Il salto idraulico effettivo dipende dalle condizioni istantanee di portata presente nel canale di adduzione dell'impianto idroelettrico in progetto e nell'alveo del fiume Adda.

Quota piezometrica nel canale di adduzione

Nel canale di adduzione la quota piezometrica è determinata in funzione della curva di durata delle portate derivabili.

La scala di deflusso è quella indicata nel paragrafo 13.1. "Opera di presa ed adduzione".

Quota piezometrica a valle

La quota piezometrica a valle è stimata in base alla curva di durata delle portate totali in funzione della scala di deflusso ricavata dall'analisi idraulica con metodo numerico del fiume Adda.

Infatti, gli scarichi delle turbine dell'impianto idroelettrico in progetto sboccano direttamente presso la sponda del fiume per scaricare la portata nell'alveo inciso.

La successiva Tabella 7 riporta alcuni valori rappresentativi della scala di deflusso determinata come precedentemente indicato.

Tabella 7: Scala di deflusso della sezione di scarico

Q (m ³ /s)	H (m s.l.m.)
10	42,64
20	42,79
30	42,93
40	43,05
50	43,15
70	43,33
90	43,50
110	43,65
130	43,79
150	43,91
200	44,21
250	44,46
300	44,70
350	44,92
400	45,12

Salto idraulico disponibile con la portata massima d'esercizio

Come indicato in precedenza il salto idraulico è il dislivello tra le quote piezometriche a monte ed a valle delle turbine.

A monte della traversa il carico piezometrico è mantenuto alla quota di progetto di 47,81 m s.l.m. e nel canale di adduzione è derivata la sola portata massima d'esercizio con una perdita di carico di 0,15 m. Pertanto il pelo libero a monte è costantemente alla quota di 47,66 m s.l.m..

Per quanto riguarda il pelo libero a valle, esso dipende dalla portata del fiume Adda, che non è costante, bensì è variabile a partire da un minimo di 180,000 m³/s, pari alla somma del rilascio minimo e della portata massima d'esercizio. Pertanto non è possibile individuare un valor univoco della quota piezometrica nel fiume Adda alla restituzione nella condizione di massima derivazione. Alla luce di quanto indicato si determina il livello idrometrico nella condizione di minore portata, che corrisponde al salto idraulico disponibile maggiore. Con la portata nel fiume Adda di 176,408 m³/s, il livello piezometrico nella sezione di scarico è pari a 44,07 m s.l.m.

Alla luce di quanto indicato il salto idraulico risulta:

$$\Delta H = H_{monte} - H_{valle} = 47,66 - 44,07 = 3,59 \text{ m s.l.m.}$$

13.5. Scelta delle turbine da installare

Per ampliare l'intervallo di portate utilizzabili e diluire il rischio dell'investimento si installano tre turbine. Al fine di ridurre l'onere economico, soprattutto della progettazione e della componentistica di ricambio, si adottano due turbine identiche. Ciascuna delle turbine installate nell'impianto idroelettrico in progetto è in grado di operare con portate comprese nel seguente intervallo:

$$Q \in [10,000; 50,000] \text{ m}^3/\text{s}.$$

La grandezza che indica il tipo di turbina da adottare è la velocità specifica che si calcola con la formula:

$$\omega_s = \omega \cdot \frac{\sqrt{Q}}{(g \cdot h_u)^{3/4}} = 2\pi \cdot n \cdot \frac{\sqrt{Q}}{(g \cdot h_u)^{3/4}}$$

dove:

- $n = 2,083$ giri/s velocità di rotazione di regime della turbina, pari a 125 giri/min;
- Q portata massima;
- $g = 9,81 \text{ m/s}^2$ accelerazione di gravità;
- $h_u = 3,59 \text{ m}$ caduta utile.

Sostituendo i valori nell'espressione si ottiene:

$$\omega_s = 2\pi \cdot 2,083 \cdot \frac{\sqrt{50,000}}{(g \cdot 3,57)^{3/4}} = 6,40 \text{ rad/s}$$

Di seguito si riporta la tabella 11.3 del libro "Fondamenti di macchine – Signum scuola - Torino - 1997".

Tabella 8: Velocità specifiche caratteristiche di ogni tipo di turbina (rad/s)

Tipo di turbina	Velocità specifica		
	Limite inferiore	Valore centrale	Limite superiore
Pelton a un getto	0,03	0,07	
Pelton a tre getti		0,1	0,35
Francis lenta	0,25	0,6	
Francis normale		1,1	
Francis veloce		1,6	2,5
Kaplan a otto pale	1,7	2,5	
Kaplan a sei pale		3,2	
Kaplan a cinque pale		3,8	
Kaplan a quattro pale		4,3	6
A elica	4,6		10

Tenuto conto della tabella, si decide di installare tre turbine Kaplan biregolabili ad asse suborizzontale con distributore assiale e girante a quattro pale.

14. SCHEMA UNIFILARE DELL'IMPIANTO

A completezza dell'analisi funzionale dell'impianto, nella pagina che segue è riportata copia dello schema unifilare comprendente sistemi di misura e protezione.

15. CABINA DI CESSIONE DELL'ENERGIA

15.1. Edificio per la cessione dell'energia

L'edificio per la gestione dell'impianto, e la trasformazione e cessione dell'energia alla rete di trasmissione è ubicato al di fuori dell'alveo di piena, dove l'argine destro del fiume Adda incontra il rilevato dismesso della Strada Statale Crema – Codogno. Siccome, sia l'argine sia la strada sono rilevati rispetto al piano campagna medio, l'edificio è costruito su di un terrapieno appositamente realizzato. La modifica dell'orografia del terreno non ha ripercussioni sul deflusso idraulico del fiume Adda poiché posto all'esterno dell'alveo di piena individuato dalla fascia fluviale B del P.A.I..

La pavimentazione, costituita da una platea in cls e dotata dei necessari vani e passacavi, è prevista lievemente rialzata rispetto al piano di campagna circostante, posto alla medesima quota della dismessa Strada Statale.

La pianta rettangolare di 4,00 m di larghezza ed 11,10 di lunghezza ospita tre locali, ovvero un locale ad uso esclusivo del gestore elettrico, un locale contatori e un locale "cliente" con quadri elettrici di gestione.

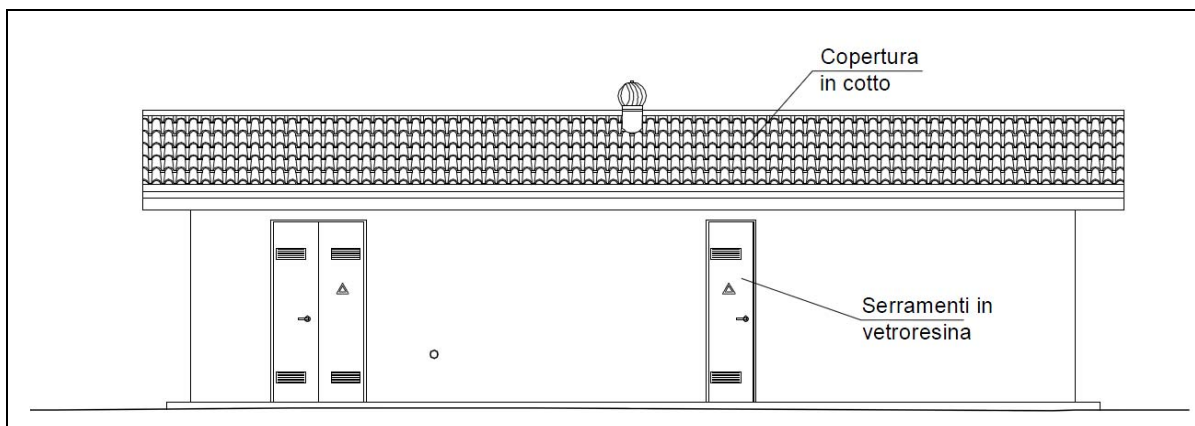


Figura 16: Prospetto della cabina di consegna

I serramenti, come da disposizioni del capitolato adottato dall'ENEL, sono previsti in vetroresina e sono di tipo standard a due ante. Analogo materiale per le griglie di aerazione poste a diverse altezze. È anche prevista la realizzazione di una piccola porzione di muratura in vetrocemento per l'illuminazione del locale ENEL.

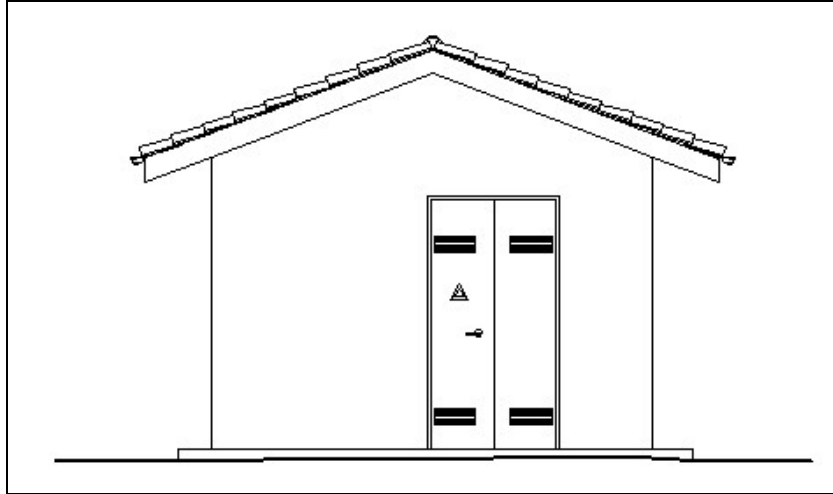


Figura 17: Prospetto della cabina di consegna

La struttura è collegata al volume principale che ospita i gruppi di produzione mediante cavidotti interrati.

16. CONCA DI NAVIGAZIONE

Il fiume Adda è navigabile a tratti in alcuni periodi dell'anno.

I tratti navigabili dipendono dalle infrastrutture presenti, quali ponti e briglie, che in alcuni casi limitano la continuità della navigazione (ponti) ed in altri la impediscono (briglie). Inoltre il trasporto solido del fiume modifica costantemente gli accumuli di sedimenti creando aree con limitazioni alla navigabilità.

I periodi navigabili dipendono, invece, dalla portata del fiume Adda. Infatti, in alcuni casi l'altezza piezometrica della corrente non è sufficiente a consentire la navigazione.

L'impianto idroelettrico in progetto è situato principalmente nel Comune di Bertonico, in un tratto navigabile che si estende dalla briglia della città di Lodi a quella della città di Pizzighettone.

Nel tratto in questione il fiume è attraversato dai ponti della Strada Statale 591 Crema – Codogno e della Tangenziale Est di Lodi, i quali, di recente costruzione, permettono la navigazione senza particolari restrizioni.

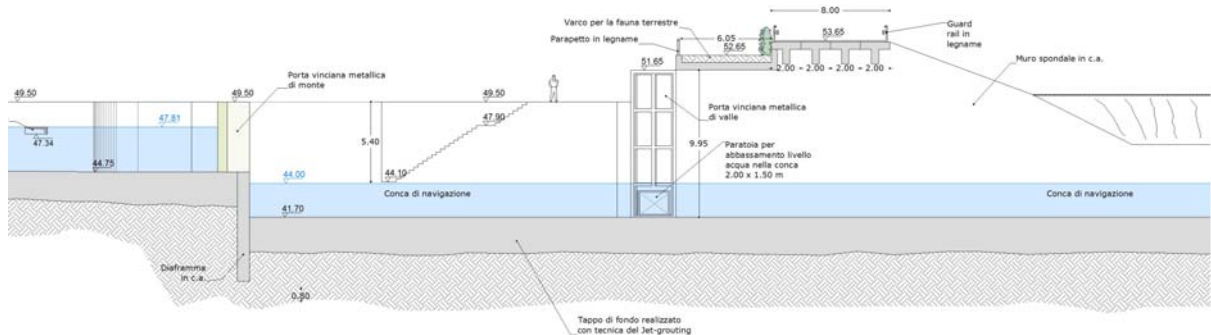


Figura 18: sezione longitudinale della conca di navigazione

Valutata, come indicato, la navigabilità del fiume nel tratto interessato dall'impianto idroelettrico, il progetto prevede la realizzazione di una conca di navigazione per mantenere la continuità del servizio.

La conca permette alle imbarcazioni di superare il dislivello tra i canali di adduzione e di scarico. E' stata scartata l'ipotesi di realizzare la conca per il superamento della traversa fluviale poiché nel tratto sotteso il livello piezometrico è inferiore ad 1 m in condizioni ordinarie.

La conca è un bacino con la porta di monte verso il canale di adduzione e quella di valle verso il canale di scarico dell'impianto idroelettrico. Inoltre la vasca comunica idraulicamente con i canali di adduzione e di scarico attraverso valvole che ne regolano i deflussi.

La conca funziona sia per il sollevamento sia per l'abbassamento delle imbarcazioni sfruttando semplicemente il principio dei vasi comunicanti:

- sollevamento
l'imbarcazione accede alla conca da valle attraverso la rispettiva porta, che successivamente è chiusa;
è aperta la valvola di monte in modo che l'acqua entri nella conca per il principio dei vasi comunicanti fino a raggiungere il livello di equilibrio, pari a quello del canale di adduzione;
è aperta la porta di monte e l'imbarcazione esce nel canale di adduzione, attraverso il quale raggiunge il fiume;
- abbassamento
l'imbarcazione accede alla conca da monte attraverso la rispettiva porta, che successivamente è chiusa;
è aperta la valvola di valle in modo che l'acqua defluisca dalla conca per il principio dei vasi comunicanti fino a raggiungere il livello di equilibrio, pari a quello del canale di scarico;
è aperta la porta di valle e l'imbarcazione esce nel canale di restituzione, attraverso il quale raggiunge il fiume.

Alla luce di quanto indicato è evidente la semplicità di funzionamento e soprattutto la necessità minima di energia per l'azionamento. Infatti molte di queste conche hanno funzionamento manuale, poiché sfruttano l'energia potenziale dell'acqua.

Le valvole di riempimento e svuotamento della conca sono costituite da paratoie piane con tenuta sui quattro lati. Quella di monte è posta sulla parete della banchina che separa la conca di navigazione dal canale di adduzione. All'interno della banchina è presente un pozzetto che raccorda altimetricamente i fondi del canale e della conca. La valvola di valle è installata direttamente all'interno della porta.

Per quanto riguarda gli accessi alla conca idraulica, essi sono regolati da due porte vinciane, che permettono di aprire completamente il passaggio scomparendo nelle apposite nicchie ricavate nelle pareti del bacino.

Per facilitare la navigazione nello stretto passaggio, tutti gli spigoli che possono venire a contatto con le imbarcazioni sono arrotondati con un raggio di curvatura di 1,5 m.

Anche lo spigolo della centrale idroelettrica presso la restituzione, in adiacenza all'ingresso di valle della conca di navigazione è arrotondato. In questo caso, l'impossibilità di ridurre la sagoma in cemento armato, per la presenza degli scarichi delle turbine, rende necessaria l'installazione di un parabordo in acciaio, arrotondato come indicato in precedenza. Il castello metallico è fissato alla parete in cemento armato, aggettante, al di sopra del livello idrometrico di magra assoluta del fiume (valutato in 42,20 m s.l.m.). Complessivamente il parabordo è alto 4,00 m, con la sommità a quota 46,20 m s.l.m., come la banchina di valle della conca di navigazione. Inoltre nel canale di restituzione sono presenti una serie di pali verticali che imboccano le imbarcazioni verso la conca di navigazione.

Le dimensioni della conca di navigazione permettono il transito di imbarcazioni larghe 5 m, lunghe 24 m e con un pescaggio di 1,5 m.

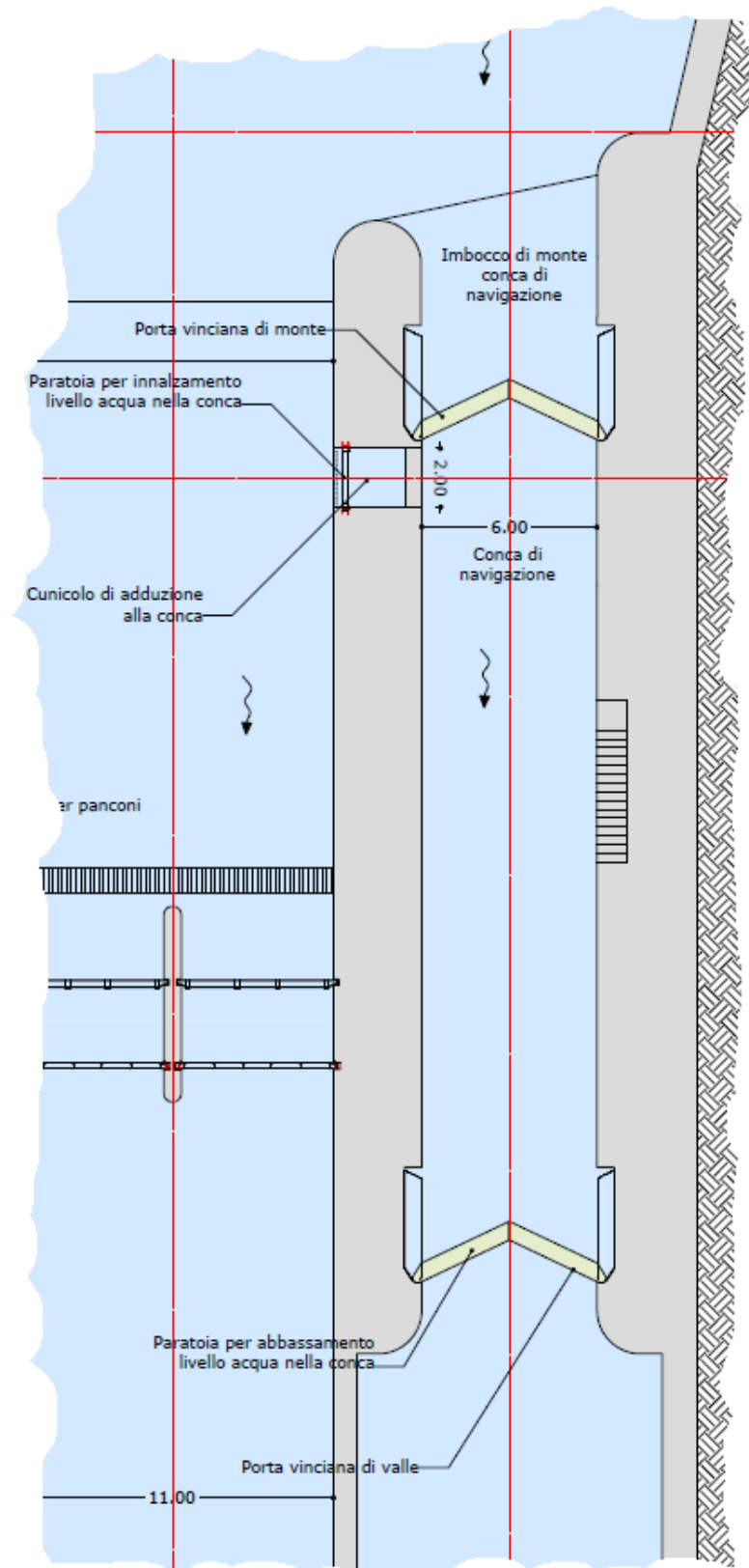


Figura 19: pianta della conca di navigazione

17. PRODUZIONE

Di seguito si determina la produzione di energia dell'anno idrologico medio. L'energia prodotta si calcola con la seguente espressione:

$$E = \gamma \cdot \eta \cdot Q_d \cdot H_m \cdot t$$

dove

- $\gamma = 9,81 \text{ kN/m}^3$ peso specifico dell'acqua;
- $\eta = 0,83$ rendimento dell'impianto;
- Q_d portata derivata;
- H_m salto utile netto;
- t tempo di funzionamento.

Le tabelle successive riassumono la potenza e l'energia prodotta dall'impianto idroelettrico.

Tabella 9: Curve di durata della potenza (kW)

Durata	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
1	3 814	4 249	4 054	4 010	3 322	4 041	4 102	4 333	3 490	4 112	3 260	3 688
2	3 443	3 791	3 747	4 165	3 672	4 102	3 597	4 130	4 014	4 231	3 413	3 879
3	3 109	3 546	3 347	4 235	3 781	4 209	3 181	3 566	4 237	4 018	3 653	4 066
4	2 929	3 209	3 136	3 414	3 926	4 311	2 857	3 181	4 335	3 743	3 717	4 345
5	2 793	2 969	2 915	3 355	4 029	4 274	2 586	2 967	4 011	3 636	3 912	4 256
6	2 693	2 840	2 803	3 263	4 088	3 936	2 481	2 789	3 788	3 503	4 020	3 928
7	2 616	2 765	2 706	3 214	4 145	3 596	2 333	2 647	3 701	3 447	4 096	3 777
8	2 585	2 677	2 604	3 167	4 213	3 411	2 227	2 535	3 611	3 367	4 164	3 654
9	2 526	2 579	2 534	3 081	4 243	3 280	2 177	2 462	3 504	3 304	4 298	3 581
10	2 470	2 535	2 481	3 032	4 311	3 027	1 988	2 355	3 375	3 240	4 330	3 503
11	2 306	2 448	2 455	2 987	4 360	2 928	1 861	2 235	3 270	3 213	4 136	3 429
12	2 252	2 327	2 433	2 930	4 186	2 778	1 775	2 087	3 146	3 147	3 947	3 347
13	2 233	2 216	2 412	2 907	3 978	2 723	1 712	1 997	3 065	3 005	3 774	3 250
14	2 197	2 135	2 389	2 835	3 773	2 659	1 630	1 862	2 977	2 934	3 749	3 203
15	2 165	2 072	2 360	2 777	3 404	2 560	1 553	1 731	2 889	2 910	3 383	3 081
16	2 144	2 002	2 344	2 706	2 922	2 493	1 468	1 614	2 767	2 880	3 197	3 007
17	2 099	1 939	2 329	2 638	2 531	2 462	1 178	1 513	2 657	2 834	3 091	2 879
18	2 065	1 840	2 316	2 515	2 223	2 335	1 034	1 436	2 598	2 790	2 994	2 778
19	2 041	1 781	2 290	2 409	2 055	2 183	853	1 283	2 538	2 763	2 944	2 636
20	2 038	1 763	2 271	2 225	1 882	2 140	675	1 222	2 511	2 685	2 846	2 561
21	2 017	1 734	2 236	2 028	1 851	1 992	601	1 108	2 458	2 602	2 709	2 515
22	1 995	1 682	2 211	1 959	1 760	1 906	434	1 000	2 410	2 533	2 686	2 463
23	1 973	1 658	2 182	1 859	1 682	1 762	0	882	2 087	2 490	2 517	2 326
24	1 925	1 589	2 149	1 769	1 651	1 466	0	834	1 913	2 446	2 486	2 058
25	1 891	1 561	2 107	1 702	1 566	1 193	0	722	1 774	2 385	2 450	1 946
26	1 872	1 524	2 070	1 664	1 537	915	0	560	1 664	2 153	2 413	1 881
27	1 816	1 462	2 018	1 620	1 398	639	0	459	1 526	2 062	2 274	1 794
28	1 746	1 407	1 947	1 571	1 327	0	0	0	1 437	2 006	2 221	1 722
29	1 667		1 929	1 520	1 149	0	0	0	1 360	1 935	2 169	1 697
30	1 599		1 900	1 478	1 041	0	0	0	1 178	1 880	2 100	1 646
31	1 536		1 814		922		0	0		1 624		1 610
Media	2 276	2 297	2 467	2 634	2 804	2 444	1 365	1 726	2 810	2 899	3 232	2 919

Tabella 10: Curve di durata dell'energia prodotta (kWh)

Durata	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
1	91 531	101 978	97 294	96 245	79 726	96 988	98 448	103 980	83 769	98 680	78 236	88 510
2	82 632	90 974	89 936	99 955	88 133	98 447	86 337	99 131	96 338	101 546	81 906	93 085
3	74 608	85 115	80 334	101 629	90 750	101 014	76 348	85 581	101 681	96 432	87 675	97 582
4	70 306	77 017	75 267	81 935	94 213	103 469	68 566	76 353	104 050	89 837	89 212	104 281
5	67 021	71 258	69 963	80 511	96 704	102 583	62 074	71 210	96 256	87 266	93 887	102 135
6	64 635	68 163	67 269	78 308	98 112	94 460	59 552	66 932	90 912	84 080	96 488	94 276
7	62 793	66 364	64 949	77 139	99 484	86 308	55 981	63 539	88 831	82 718	98 311	90 651
8	62 045	64 253	62 489	75 998	101 114	81 860	53 449	60 848	86 672	80 816	99 936	87 699
9	60 619	61 898	60 811	73 950	101 841	78 729	52 242	59 082	84 084	79 300	103 157	85 945
10	59 282	60 846	59 545	72 761	103 455	72 641	47 724	56 516	80 989	77 760	103 923	84 066
11	55 341	58 742	58 925	71 686	104 638	70 263	44 667	53 632	78 471	77 105	99 253	82 299
12	54 049	55 857	58 380	70 318	100 467	66 678	42 595	50 076	75 505	75 540	94 717	80 323
13	53 592	53 185	57 896	69 763	95 480	65 341	41 079	47 935	73 565	72 117	90 566	78 003
14	52 738	51 231	57 336	68 040	90 553	63 805	39 124	44 681	71 438	70 412	89 983	76 865
15	51 957	49 726	56 650	66 655	81 689	61 432	37 278	41 546	69 336	69 848	81 195	73 938
16	51 460	48 043	56 256	64 934	70 120	59 830	35 239	38 727	66 409	69 127	76 732	72 169
17	50 379	46 544	55 891	63 309	60 748	59 089	28 273	36 322	63 766	68 009	74 192	69 092
18	49 558	44 165	55 595	60 353	53 355	56 048	24 823	34 465	62 355	66 964	71 847	66 661
19	48 982	42 753	54 951	57 820	49 326	52 389	20 478	30 804	60 922	66 315	70 655	63 267
20	48 923	42 311	54 506	53 391	45 158	51 348	16 204	29 333	60 262	64 443	68 299	61 459
21	48 416	41 627	53 670	48 666	44 420	47 801	14 433	26 582	58 985	62 443	65 019	60 353
22	47 882	40 378	53 063	47 005	42 238	45 746	10 418	24 012	57 829	60 792	64 474	59 102
23	47 341	39 803	52 364	44 615	40 374	42 279	0	21 170	50 089	59 763	60 415	55 816
24	46 203	38 132	51 572	42 449	39 616	35 183	0	20 016	45 920	58 706	59 653	49 397
25	45 374	37 461	50 577	40 860	37 594	28 630	0	17 320	42 569	57 251	58 792	46 696
26	44 933	36 572	49 684	39 932	36 885	21 963	0	13 429	39 929	51 667	57 921	45 141
27	43 594	35 096	48 421	38 868	33 557	15 343	0	11 009	36 630	49 494	54 578	43 065
28	41 894	33 769	46 739	37 709	31 859	0	0	0	34 482	48 153	53 294	41 320
29	40 010		46 286	36 478	27 579	0	0	0	32 634	46 429	52 060	40 732
30	38 380		45 609	35 474	24 990	0	0	0	28 270	45 121	50 393	39 504
31	36 860		43 544		22 129		0	0		38 970		38 646
Totale	1 693 339	1 543 261	1 835 774	1 896 755	2 086 307	1 759 666	1 015 332	1 284 227	2 022 948	2 157 105	2 326 768	2 172 078

Estrapolando i valori mensili si ottengono la Tabella 11 ed il Grafico 4 che seguono.

Tabella 11: Produzioni medie mensili

Periodo	Q (m ³ /s)	P (kW)	E (kWh)
Gen	66,139	2 276	1 693 339
Feb	67,570	2 297	1 543 261
Mar	72,626	2 467	1 835 774
Apr	80,355	2 634	1 896 755
Mag	94,170	2 804	2 086 307
Giu	76,608	2 444	1 759 666
Lug	39,824	1 365	1 015 332
Ago	51,045	1 726	1 284 227
Set	88,389	2 810	2 022 948
Ott	89,128	2 899	2 157 105
Nov	108,910	3 232	2 326 768
Dic	92,342	2 919	2 172 078
Anno	77,215	2 488	21 793 559

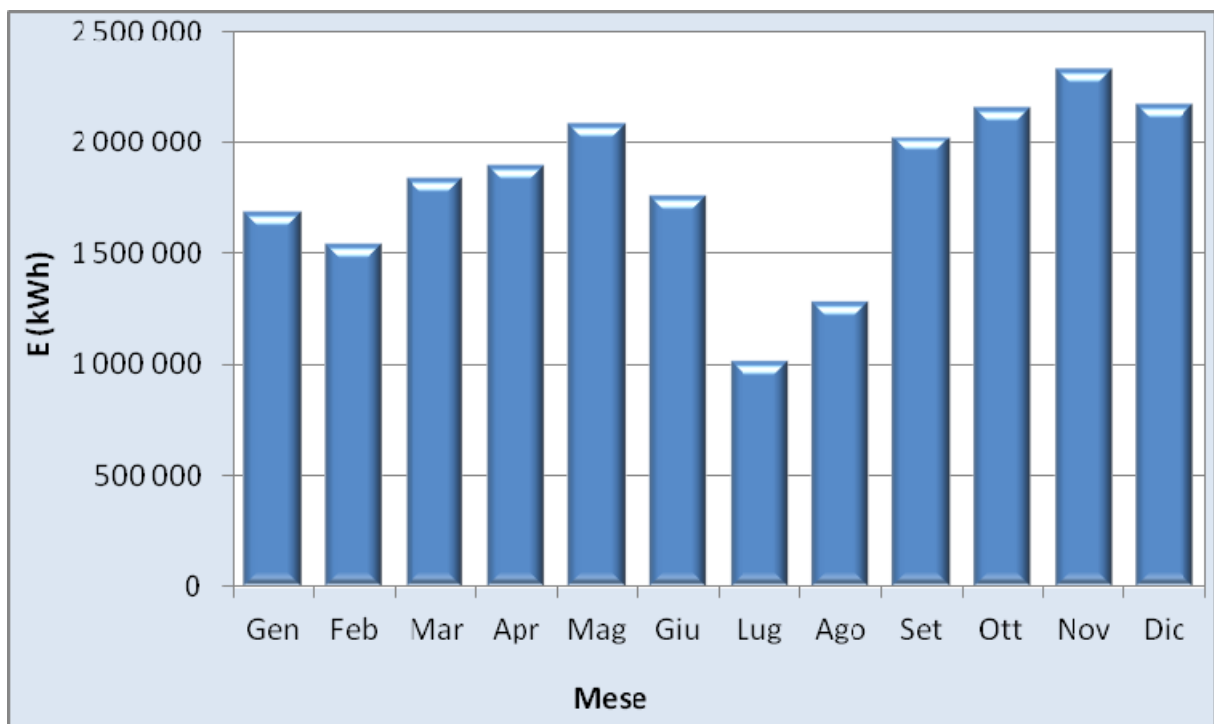


Grafico 4: Distribuzione della produzione di energia

18. POTENZA NOMINALE

La potenza nominale di un impianto idroelettrico corrisponde alla potenza idraulica media annua. In particolare, la potenza nominale riguarda la potenzialità idraulica escludendo quindi i rendimenti dei macchinari.

Quindi la potenza nominale media annua si calcola come:

$$P_{nom} = \gamma \cdot Q_{med} \cdot H_{med}$$

con

- P_{nom} potenza media nominale;
- $\gamma = 9,81 \text{ kN/m}^3$ peso specifico dell'acqua;
- Q portata media annua;
- H_{med} salto medio.

Come indicato nei precedenti capitoli, il salto idraulico non è univoco, bensì dipende dalla portata derivata e da quella complessiva a valle della restituzione.

Potenza nominale dell'impianto principale

L'impianto principale deriva la portata media di $77,215 \text{ m}^3/\text{s}$.

Dal calcolo a ritroso della produzione calcolata nel precedente capitolo 17. "Produzione" emerge che il salto idraulico medio è pari a $3,96 \text{ m}$. Pertanto sostituendo i valori nell'espressione della potenza media nominale si ottiene:

$$P_{nom} = 9,81 \cdot 77,215 \cdot 3,96 = 2998 \text{ kW}$$

19. VERIFICHE IDRAULICHE DEL FIUME ADDA

Le verifiche riguardano sia la situazione di rilievo sia quella di progetto.

In ottemperanza al D.g.r. 7/2604 dell'11 dicembre 2000 della Regione Lombardia le verifiche sono condotte negli stati di magra, delle acque ordinarie e di massima piena.

In ottemperanza alla Direttiva 4 del Piano stralcio per l'Assetto Idrogeologico dell'Autorità di Bacino del Fiume Po, contenente i criteri per la valutazione della compatibilità idraulica delle infrastrutture pubbliche e di interesse pubblico all'interno delle fasce "A" e "B", le verifiche sviluppate con la portata di massima piena sono riferite al tempo di ritorno di duecento anni.

Le verifiche idrauliche del fiume Adda, considerando tutte le situazioni precedentemente elencate, sono riportate nell'elaborato progettuale n° 3 "Verifica di compatibilità idraulica" che contiene anche lo studio della compatibilità idraulica dell'impianto idroelettrico in progetto.

20. OPERE DI DIFESA SPONDALE E SCAVI

20.1. Opere di difesa spondale

La realizzazione di opere di difesa spondale è limitata alle pareti dei canali di derivazione e di scarico ed a brevi tratti necessari all'ammorsamento delle opere in progetto.

Le difese spondali sono formate da diaframmi profondi che emergono a vista rispetto al fondo dell'alveo e dei canali, ma il coronamento non supera in altezza il piano campagna attuale, al fine di preservare la sezione idraulica esistente.

All'imbocco del canale di presa è presente un tratto di circa 25 m che prolunga il muro di destra dell'adduzione verso monte. Questo tratto sostituisce la sponda naturale in destra orografica del fiume Adda, per una lunghezza limitata, al fine di impedire l'aggiramento della struttura da parte della corrente. A tale scopo, la parete – diaframma presenta un ammorsamento iniziale, planimetricamente obliquo, che si innesta nella sponda naturale.

Inoltre, in corrispondenza della traversa fluviale e della successiva platea, le sponde sono protette da difese spondali formate dai predetti muri in cemento armato con fondazione profonda costituita da diaframmi. Quella destra è prolungata verso valle e converge in modo sensibile verso il centro alveo per indirizzare le cacciate d'acqua per la pulizia del sedimentatore. Inoltre devia la portata rispetto alla rientranza presente nella sponda, in cui confluisce il passaggio artificiale per l'ittiofauna, evitando così che sia direttamente investita dalla corrente del fiume Adda.

20.2. Scavi

Preliminarmente alla realizzazione degli scavi si procederà alla rimozione del terreno vegetale dallo strato superficiale delle aree interessate dagli scavi con accantonamento dello stesso in apposito sito individuato nelle immediate vicinanze del cantiere.

In seguito alla rimozione del terreno vegetale, per limitare i grandi volumi di scavo necessari a formare il canale di adduzione, il locale turbine e il canale di restituzione si propende per la formazione di una serie di diaframmi che circondano completamente le opere in progetto; Essi diverranno in futuro i muri perimetrali dei canali e del locale di produzione, conciliando così la funzione provvisoria di messa in sicurezza degli scavi con quella strutturale definitiva. Inoltre per il fondo è prevista la formazione di una platea impermeabile e stabile alle sottospinte costruita col metodo del jet-grouting. Lo scavo, quindi è delimitato da pareti verticali e platea sub-orizzontale che ne limitano fortemente il volume complessivo.

I volumi di scavo previsti nell'area di intervento sono pari a circa 5 265 m³ per lo sbarramento, 67 300 m³ per la centrale idroelettrica ed i canali di adduzione e scarico e 1 500 m³ per la viabilità e le opere compensative.

Il materiale di risulta è depositato presso aree private o messo a disposizione del demanio per il successivo riutilizzo in eventuali opere di regimazione demaniale o alienate dallo stesso demanio.

21. ACCESSIBILITÀ DELL'AREA

Allo stato attuale non risulta difficoltosa l'accessibilità alla zona della centrale.

L'area oggetto dell'intervento è infatti servita dal rilevato della ex Strada Statale 591 Crema – Codogno.

Il piazzale soprastante il locale turbine, dove attraverso tre coperture mobili si accede ai singoli gruppi di produzione, è raggiungibile direttamente dalla predetta strada, poiché sono complanari.

La situazione è identica a quella descritta anche per l'accesso alla cabina di cessione dell'energia elettrica prodotta.

L'accesso pedonale all'interno della centrale è consentito da una scala che raggiunge la porta stagna prevista sul prospetto sud dell'edificio seminterrato. Detta scala scende lungo la scarpata della ex Strada Statale perpendicolarmente all'asse viario.

Due rampe permettono l'accesso al solaio dello sgrigliatore semovente ed al locale interrato che contiene le pompe di gestione dello sbarramento mobile.

L'elaborato 18 "Planimetrie di cantiere" illustra in modo schematico l'evoluzione del cantiere nelle varie fasi di lavoro collegandole al "Cronoprogramma dei lavori" (elaborato 17).

22. OPERE DI RIPRISTINO E MITIGAZIONE AMBIENTALE

Per contenere al minimo l'interferenza tra l'opera oggetto del presente studio e la componente ambientale - paesaggistica sono stati previsti una serie di accorgimenti e soluzioni progettuali specifiche.

22.1.1. *Il varco per la fauna terrestre*

Per quanto concerne la fauna terrestre, il progetto prevede la realizzazione di un varco idoneo a mantenere la connessione ecologica con la porzione di territorio (costituita dal meandro) che si viene a creare a seguito della realizzazione delle opere in progetto (in particolare dei canali di adduzione e scarico).

Considerando la tipologia dell'impianto, infatti, è verosimile che l'area del varco rappresenti il principale elemento di connessione, in particolare per i piccoli mammiferi, rettili ed anfibi nonché parte dell'entomofauna, altrimenti rappresentato esclusivamente dal vecchio sedime stradale.

Dal punto di vista tecnico, il varco è rappresentato da una passerella di 6 metri di larghezza posta 1 m al di sotto della sede stradale sul lato di monte della stessa. Lungo lo strapiombo su acqua, verrà realizzato un parapetto pieno in legname. Al fine di aumentarne "l'attrattività" e dissuadere la fauna ad attraversare la strada (peraltro attualmente abbandonata ed utilizzata solo occasionalmente dai mezzi agricoli), si prevede la realizzazione di mascherature che fungano da invito per la fauna stessa.

Il gradino esistente tra la passerelle ed il manto stradale (1 m) verrà mascherato tramite una siepe arbustiva. La passerella, completamente inerbita, verrà ulteriormente vegetata tramite l'utilizzo di macchie arbustive (con prevalenza di *Crataegus monogyna* e *Rosa canina*) in particolar modo in corrispondenza dei due accessi.

È noto come siepi, macchie arbustive e manto erboso, oltre che alla funzione di mascheramento, svolgono un ruolo ecologico molto importante fungendo da fasce ecotonali: in un contesto come quello in esame, caratterizzato da un'attività agricola fortemente antropizzata, si può ritenere come il varco (seppur in misura contenuta) possa offrire al contempo condizioni di habitat ottimali per molte specie di piccoli mammiferi, uccelli, rettili ed insetti, che utilizzano permanentemente le siepi e /o la copertura erbacea, svolgono le loro funzioni vitali e riproduttive.

22.1.2. *Gli interventi di rivegetazione*

Al termine degli interventi si procederà al ripristino di tutte le aree interessate, anche solo temporaneamente, dal cantiere: tutte le aree in cui è presente vegetazione arboreo-arbustiva (es. le aree in corrispondenza della traversa fluviale, dell'opera di presa, lungo il sedime della vecchia S.S., in corrispondenza della restituzione nonché le zone di stoccaggio dei materiali, le zone di manovra dei mezzi, ecc.) verranno rivegetate. Sono previsti interventi di inerbimento, messa a dimora di alberi e arbusti, realizzazione di interventi di ingegneria naturalistica.

Tutte le aree interessate dai lavori di recupero ambientale saranno sottoposte alle necessarie lavorazioni e al riporto di terreno agrario; tali superfici saranno quindi inerbite con un miscuglio erbaceo plurispecifico, distribuito mediante la tecnica della semina a spaglio o localmente tramite veicolo liquido (idrosemina).

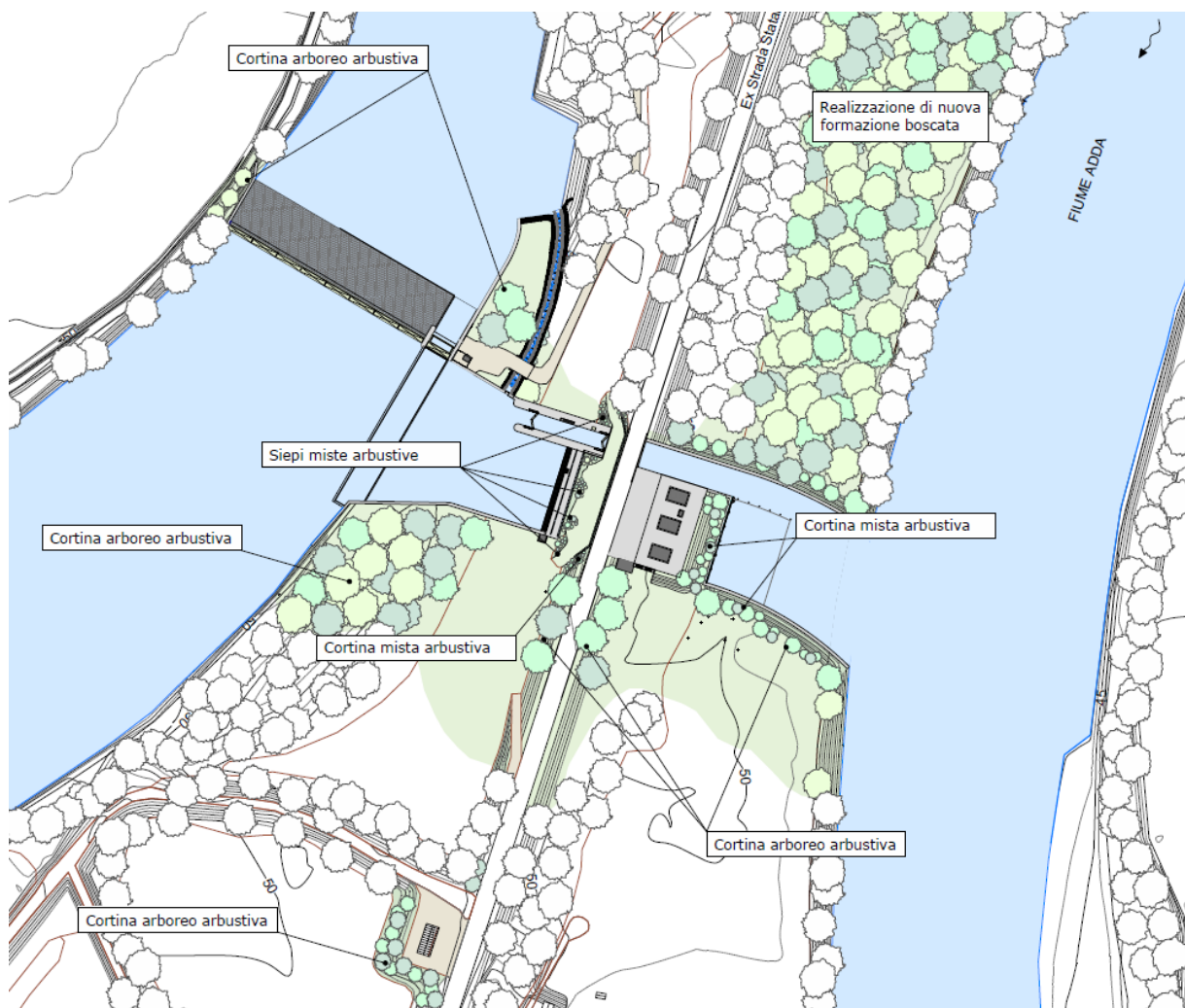
La copertura vegetale costituita da un cotico erboso continuo rappresenta una valida protezione fisica del suolo: provoca, attraverso l'aumento della scabrosità superficiale, la diminuzione della velocità delle acque di ruscellamento, migliora inoltre la resistenza al taglio degli strati superficiali del terreno, grazie all'azione di armatura dovuta alle radici, nonché riduce i rischi di dissesto, mediante l'azione di drenaggio e pompaggio dell'acqua nel suolo attraverso la traspirazione. La stessa, inoltre, esercita una valida azione di contrasto alla diffusione di specie avventizie e/o infestanti, esotiche, trasportate dal vento e provenienti dalle colture agrarie (aspetto non poco rilevante data l'ubicazione del sito).

Miscuglio adatto per prati stabili in ambienti di pianura, a basse quote.

<i>specie</i>	<i>%</i>	<i>specie</i>	<i>%</i>
<i>Festuca rubra</i>	20	<i>Trifolium repens</i>	5
<i>Festuca ovina</i>	15	<i>Anthyllis vulneraria</i>	2
<i>Phleum pratense</i>	6	<i>Vicia sativa</i>	3
<i>Dactylis glomerata</i>	5	<i>Vicia villosa</i>	3
<i>Lolium perenne</i>	5	<i>Salvia pratensis</i>	3
<i>Poa pratensis</i>	8	<i>Verbena officinalis</i>	1
<i>Agrostis tenuis</i>	2	<i>Achillea millefolium</i>	3
<i>Lotus corniculatus</i>	7	<i>Ranunculus acris</i>	1
<i>Medicago sativa</i>	3	<i>Sanguisorba minor</i>	2
<i>Medicago lupulina</i>	2	<i>Plantago lanceolata</i>	1
<i>Trifolium pratense</i>	3		

Quale misura ulteriore di mitigazione si prevede di effettuare l'impianto di specie ripariali arbustive (*Salix purpurea*, *S. eleagnos*), in corrispondenza delle porzioni superiori dei tratti di scogliera in massi, previste per brevi tratti in prossimità della traversa fluviale e del canale di restituzione, e di specie arboree, nelle zone immediatamente retrostanti a questi, allo scopo di ricostituire la fascia di vegetazione spondale e, ammorbidendone le geometrie, diminuendone l'artificialità, limitare la visibilità dei manufatti.

Verranno impiegate sia talee legnose (diametro 1,5-2 cm, lunghezza variabile da 0,5 a 1,5 m, a seconda della localizzazione) sia piantine radicate (soggetti in contenitore o fitocella, di altezza pari a 60-80 cm).



Pur prevedendo l'impiego di specie autoctone, il contributo alla riqualificazione dell'area sotto il profilo naturalistico derivante dalla posa delle talee sarà minimo, data l'esiguità dello sviluppo lineare dei tratti in scogliera.

In tutte le aree di cantiere interessate dalla presenza della vegetazione, peraltro di superfici molto contenute se si considera anche la compattezza dell'impianto in progetto, verrà ricostituita la fascia di vegetazione arborea presente che verrà

presumibilmente danneggiata durante le operazioni di cantiere. A tal fine verranno messi a dimora diversi individui appartenenti alle specie: *Acer campestre*, *Populus alba*, *Salix alba*.

Al fine di mascherare i manufatti e gli edifici di nuova realizzazione, la maggior parte dei quali già interrati e/o semi-interrati e collocati in zone poco visibili dal territorio circostante sia per la presenza della vegetazione lungo le sponde del fiume e delle fasce di vegetazione lungo il sedime della strada, sia per la particolare morfologia del territorio (si ricorda a tal proposito come nel tratto in esame, il fiume presenta argini rilevati sia in destra sia in sinistra orografica), verranno messi a dimora **nuclei arboreo-arbustivi** nonché individui isolati appartenenti alle seguenti specie: *Acer campestre*, *Salix alba*, *Quercus robur*, *Populus sp.*, tra le arboree, *Euonymus europaeus*, *Crataegus monogyna*, *Cornus sanguinea*, tra le arbustive, impiegando piante a pronto effetto (CFR 18-20 cm, altezza 3,5-4 m per gli alberi e 3 ramificazioni e altezza 1,2-1,5 m per gli arbusti).

Oltre agli interventi puntuali fin qui descritti (opere di mitigazione), in considerazione della valenza paesaggistica e soprattutto fruitiva, nonché delle potenzialità naturalistiche del contesto fluviale, il progetto propone anche una serie di interventi a scala più ampia (opere di compensazione) atti a riqualificare il contesto territoriale interferito sotto il profilo ambientale.

Tra questi, la riqualificazione della fascia ripariale presente lungo il tratto sotteso (che come anticipato presenta una lunghezza di 4,5 km) può rappresentare senz'altro un intervento di indubbio interesse soprattutto se si considera la limitata estensione delle superfici, che allo stato attuale, sono occupate da vegetazione naturale (peraltro compromessa anche da un punto di vista della composizione specifica).

In aggiunta a quanto descritto, il proponente si è inoltre dichiarato disponibile ad effettuare ulteriori interventi da concordarsi con gli enti territoriali competenti in sede di conferenza dei servizi.

22.1.3. *Componente paesaggistica*

In merito al progetto, la scelta di realizzare l'opera presso il tratto in esame (taglio di meandro), non compreso in sistemi paesistici di particolare pregio, peraltro in un contesto già particolarmente antropizzato, permetterà di realizzare un impianto particolarmente compatto; inoltre, la scelta di interrare la maggior parte dei manufatti e di realizzare l'unico fabbricato in elevazione secondo le tipologie costruttive locali, contribuirà a contenere ulteriormente gli impatti derivanti dalla costruzione dell'opera nel paesaggio.

A quanto visto si aggiunga che il progetto prevede anche un recupero delle aree di cantiere e non interessate da manufatti piste o piazzali mediante: inerbimento delle superfici libere, impianto di essenze arbustive ed arboree autoctone in corrispondenza delle difese spondali e in prossimità degli edifici. Tali interventi garantiranno in breve tempo una buona mitigazione dell'impatto indotto dall'opera, per il ruolo svolto dalla vegetazione nell'occultamento di alcuni manufatti.

Circa l'impatto indotto dalla riduzione del contorno bagnato, il progetto prevede interventi compensativi atti alla riqualificazione della fascia ripariale presente lungo il tratto sotteso; questa, anche con riferimento a quanto esposto nel paragrafo relativo agli impatti sulla componente in esame, svolgerà altresì una importante azione di "schermo visivo" nei confronti del tratto di Fiume in questione.

Onde limitare il consumo della risorsa suolo, particolare cura verrà posta nell'esecuzione dei lavori di scavo e nel trattamento del terreno di risulta.

Relativamente alle aree interessate dalla costruzione di strutture in cls, lo strato più superficiale di suolo, il terreno vegetale, verrà accantonato dopo l'asportazione al fine del suo riutilizzo per le opere di recupero e mitigazione successive alla realizzazione dell'impianto. Qualora fosse necessario un accumulo prolungato (superiore a 2-3 mesi), il terreno verrà stoccato, temporaneamente, all'esterno della zona di lavorazione, in cumuli di altezza inferiore ai 2 m, con falde inclinate di circa 25° rispetto all'orizzontale e all'occorrenza inerbite. Questo potrà, quindi, essere successivamente impiegato per recuperare le superfici di cantiere non interessate dalle strutture dell'opera, ovvero le sponde ed altre aree circostanti, mediante redistribuzione con mezzi meccanici e/o manualmente. Tale accorgimento consentirà di garantire il ritorno della flora batterica e degli agenti fungini di micorrizzazione tipici della stazione, di particolare utilità per la riuscita degli interventi di recupero a verde.

Le aree di cantiere destinate ad essere rinverdite saranno previamente sottoposte a lavorazioni profonde con attrezzi discissori allo scopo di attenuare gli effetti del compattamento dovuto al transito di macchinari e mezzi di cantiere.

Infine la realizzazione di nuovi tratti di difesa spondale, come già sopra riportato, contribuiranno a diminuire i rischi di erosione delle sponde dell'alveo.

23. SOMMARIO DI SPESA E PIANO ECONOMICO FINANZIARIO

23.1. Stima dei costi

Nel seguito si riporta la stima dei costi di realizzazione dell'impianto utilizzata per la stesura del piano economico finanziario.

TRAVERSA E INTERVENTI IN ALVEO					
Interventi sulla traversa, realizzazione passaggio artificiale per ittiofauna, scogliere					
	Descrizione	U. m.	Quantità	Prezzo unitario	Importo
1	Scavo di sbancamento	mc	5 265,00	€ 4,20	€ 22 113,00
2	Formazione cordoli temporanei di difesa	mc	7 800,00	€ 6,30	€ 49 140,00
3	Diaframmi e opere in c.a. (casseratura, armatura, fornitura cls, getto, fanghi bentonitici) platee e pareti	mc	4 063,20	€ 220,00	€ 893 904,00
4	Massi intasati per passaggio artificiale per ittiofauna	mc	862,50	€ 85,00	€ 73 312,50
5	Sbarramento flessibile gonfiabile	ml	88,00	€ 4 500,00	€ 396 000,00
6	Paratoie sbarramento mobile	mq	308,00	€ 1 350,00	€ 415 800,00
7	Opere accessorie allo sbarramento gonfiabile	corpo	1,00	€ 30 000,00	€ 30 000,00
8	Paratoie scarico di fondo	corpo	1,00	€ 45 000,00	€ 45 000,00
TOTALE					€ 1 925 269,50

OPERA DI DERIVAZIONE, CANALE DI ADDUZIONE, CENTRALE IDROELETTRICA E RESTITUZIONE					
Soglia di derivazione, canale di scarico, impianto sgrigliatore, scarico di fondo					
	Descrizione	U. m.	Quantità	Prezzo unitario	Importo
1	Scavo di sbancamento	mc	67 300,00	€ 4,20	€ 282 660,00
2	Diaframmi e opere in c.a. (casseratura, armatura, fornitura cls, getto, fanghi bentonitici) platee e pareti	mc	12 562,51	€ 220,00	€ 2 763 752,86
3	Inghisaggio cassis	mc	2 000,00	€ 110,00	€ 220 000,00
4	Jet Grouting per formazione tappo di fondo	mc	17 550,00	€ 115,00	€ 2 018 250,00
5	Sgrigliatore automatico e griglie	corpo	1,00	€ 185 000,00	€ 185 000,00
6	Paratoie di presa 5,20x4,00	mq	124,80	€ 2 150,00	€ 268 320,00
7	Panconi	mq	83,20	€ 2 150,00	€ 178 880,00
8	Porte vinciane	mq	132,75	€ 2 150,00	€ 285 412,50
9	Paratoie di regolazione livello conca	mq	8,00	€ 2 150,00	€ 17 200,00
10	Parapetti e recinzioni	ml	300,00	€ 45,00	€ 13 500,00
TOTALE					€ 6 232 975,36

CENTRALE IDROELETTRICA					
Turbine e opere elettromeccaniche					
	Descrizione	U. m.	Quantità	Prezzo unitario	Importo
1	Fornitura, installazione e collaudo di un gruppo turbina tipo "Kaplan"	corpo	3,00	€ 1 200 000,00	€ 3 600 000,00
2	Fornitura, installazione di quadri comando e terminali per il telecontrollo dell'impianto	corpo	1,00	€ 1 650 000,00	€ 1 650 000,00
TOTALE					€ 5 250 000,00

LOCALE DI CONSEGNA E ALLACCIAMENTO ENEL					
Edificio fuori terra a cavidotto allacciamento					
	Descrizione	U. m.	Quantità	Prezzo unitario	Importo
1	Opere in c.a. platea	mq	48,00	€ 110,00	€ 5 280,00
2	Muratura	mq	115,00	€ 50,00	€ 5 750,00
3	Tetto con copertura in tegole	mq	65,00	€ 240,00	€ 15 600,00
4	Serramenti	mq	12,00	€ 300,00	€ 3 600,00
5	Intonaci	mq	240,00	€ 27,00	€ 6 480,00
6	Finiture varie	corpo	1,00	€ 20 000,00	€ 20 000,00
7	Allacciamento alla rete ENEL, mediante elettrodotta, trasformatori ecc (importo da verificarsi a seguito del preventivo di Connessione)	corpo	1,00	€ 400 000,00	€ 400 000,00
TOTALE					€ 456 710,00

ACCESSI, VIABILITA' E OPERE COMPENSATIVE					
Sistemazione esterna, ripristino strade e opere compensative					
	Descrizione	U. m.	Quantità	Prezzo unitario	Importo
1	Scavo di sbancamento e formazione di rilevati	mc	1 500,00	€ 4,20	€ 6 300,00
2	Sistemazione cortili e strade	mq	3 500,00	€ 14,00	€ 49 000,00
3	Ripristini e opere a verde	mq	6 800,00	€ 10,00	€ 68 000,00
4	Opere di compensazione ambientale	corpo	1,00	€ 250 000,00	€ 250 000,00
TOTALE					€ 373 300,00

SPESE TECNICHE DI PROGETTAZIONE	
Ripartizione	Importo
1 Progetto preliminare, definitivo e rilievi topografici (sino all'ottenimento del disciplinare)	€ 180 000,00
2 Studio di impatto ambientale	€ 22 500,00
3 Studio geologico e geotecnico	€ 5 550,00
4 Progetto Esecutivo e pratiche ottenimento permessi	€ 31 350,00
5 Coordinamento per la sicurezza (D.lgs 81/08)	€ 147 750,00
6 Direzione dei lavori	€ 168 750,00
7 Collaudo	€ 8 400,00
8 Calcolo delle strutture in c.a.	€ 46 800,00
9 Conglobamento spese	€ 108 900,00
TOTALE	€ 720 000,00

QUADRO ECONOMICO COMPLESSIVO		
1	Traversa	€ 1 925 269,50
2	Opera di derivazione, canale di adduzione, centrale idroelettrica e restituzione	€ 6 232 975,36
3	Centrale idroelettrica: opere elettromeccaniche	€ 5 250 000,00
4	Locale di consegna e allacciamento	€ 456 710,00
5	Accessi e viabilità e opere compensative	€ 373 300,00
6	Allestimento cantiere e oneri vari	€ 195 000,00
7	Spese di progettazione	€ 720 000,00
8	Oneri vari (acquisto terreni, ind. servitù, occupaz. sedime demaniale, imprevisti)	€ 300 000,00
9	Capitale iniziale smaltimento impianto a fine concessione	€ 124 300,00
TOTALE		€ 15 577 554,86

Si valuta in via preliminare per la realizzazione dell'impianto una spesa di circa **15.580.000 €**

23.2. Valutazione oneri di dismissione dell'impianto

Oltre alla stima dei costi di costruzione è doveroso tenere in considerazione l'onere economico della dismissione dell'impianto ipotizzato al termine della durata della concessione di derivazione ovvero 30 anni.

Tale importo può essere considerato in varie modalità ma si ritiene cautelativo considerare un importo iniziale a titolo di cauzione (o formula fideiussoria) capace di garantire al termine della concessione la copertura delle spese di dismissione dell'impianto.

Operativamente la dismissione di un impianto idroelettrico è di delicata definizione.

Mentre opere in c.a., locali tecnici, impianti possono essere generalmente demoliti, provvedendo quindi alla rimozione dei rifiuti e allo smaltimento in discarica (o all'eventuale vendita delle parti aventi valore di mercato), le opere realizzate in alveo, quali scogliere, traverse e briglie, costituiscono, dopo gli ipotetici 30 anni, elementi costitutivi e integranti della dinamica fluviale pertanto una loro rimozione potrebbe stravolgere tali equilibri.

A tal proposito il quarto comma dell'art. 12 D. Lgs. 387/2012 recita: "Il rilascio dell'autorizzazione costituisce titolo a costruire ed esercire l'impianto in conformità al progetto approvato e deve contenere l'obbligo alla rimessa in pristino dello stato dei luoghi a carico del soggetto esercente a seguito della dismissione dell'impianto o, per gli impianti idroelettrici, l'obbligo alla esecuzione di misure di reinserimento e recupero ambientale"

Nel descritto contesto è opinione della proponente che la eventuale rimozione delle opere in alveo debba essere valutata dagli enti competenti (Autorità di Bacino, Agenzia del Demanio) preferibilmente in una fase avanzata della vita dell'impianto.

Al di là della eventuale dismissione e rimozione delle opere che costituiscono l'impianto occorre comunque considerare i ripristini necessari per ricondurre il più possibile i luoghi interessati alla condizione ante-operam.

Cautelativamente si ipotizza la rimozione sia della traversa che della conca di navigazione oltre alla opere relativa all'impianto idroelettrico pur ribadendo che tale scelta dovrà essere attentamente valutata in funzione delle condizioni in essere alla data della dismissione dell'opera.

1 Demolizione completa di fabbricati sino al piano di spiccato, valutata a m ³ vuoto per pieno, compreso l'accatastamento entro l'area di cantiere del materiale di spoglio e/o il solo trasporto delle macerie alle discariche, eseguita con mezzi meccanici			
	costo al m ³	€	28,50

<i>Edificio centrale - porzione emergente</i>	2 800,00	m ³	€	79 800,00
			€	79 800,00

2 Demolizione di strutture in calcestruzzo armato, in qualunque piano di fabbricato, compresa la discesa o la salita a terra dei materiali, lo sgombero dei detriti, computando i volumi prima della demolizione con carico e trasporto dei detriti alle discariche			
	costo al m ³	€	185,00

<i>Demolizione traversa e scala rimonta</i>	250,00	m ³	€	46 250,00
<i>Edificio centrale</i>	280,00	m ³	€	51 800,00
			€	98 050,00

3 Rimozione di opere elettromeccaniche, cavi, cavidotti, corpi illuminanti, impianti, quadri elettrici e successivo smaltimento			
	costo a corpo	€	65 000,00

<i>Rimozione impianti</i>			€	65 000,00
---------------------------	--	--	---	------------------

4 Esecuzione di scogliere con massi di pietra naturale provenienti da cave aperte per conto dell'impresa, disposti in sagoma prestabilità, di volume comunque non inferiore a 0,30 m ³ , e di peso superiore a 0.8 t comprese le movimentazioni di cantiere, la preparazione del fondo, l'allontanamento delle acque ed ogni altro onere per dare l'opera finita a regola d'arte. Con intasamento dei vuoti in cls Rck 20 N/mm ² in quantità non inferiore al 25% del volume della scogliera.			
	costo al m ³	€	65,00

<i>Ripristino sponda a monte</i>	840,00	m ³	€	54 600,00
<i>Ripristino sponda a valle</i>	660,00	m ³	€	42 900,00
			€	97 500,00

5 Fornitura in cantiere di materiali provenienti da demolizioni di macerie edili, da scarificazioni stradali, ecc., frantumati e vagliati, esenti da materie organiche, compreso il carico, il trasporto e lo scarico del materiale e tutti gli altri oneri indicati nelle norme tecniche di Appalto

costo al m³ € 6,50

Riempimento volumi 31 200,00 m³ € 202 800,00
 € 202 800,00

6 Sistemazione in riempimento di materiali idonei, provenienti sia dagli scavi che dalle cave di prestito; compreso l'eventuale onere della riduzione del materiale roccioso alla pezzatura prevista; compreso il compattamento a strati fino a raggiungere la densità prescritta; compreso l'eventuale inumidimento; comprese la sagomatura e profilatura dei cigli, delle banchine e delle scarpate rivestite con terra vegetale; compresa ogni lavorazione ed onere per dare il rilevato compiuto a perfetta regola d'arte

costo al m³ € 3,00

Riempimento volumi 47 500,00 m³ € 142 500,00
 € 142 500,00

7 Fornitura e stesa di terreno vegetale per rivestimento scarpate in trincea, proveniente sia da depositi di proprietà dell'amministrazione che direttamente fornito dall'Impresa, a qualsiasi distanza e miscelato con sostanze concimanti, pronto per la stesa anche in scarpata, sistemazione e semina da compensare con la voce di elenco sulla sistemazione in rilevato senza compattamento. Il terreno vegetale potrà provenire dagli scavi di scoticamento, qualora non sia stato possibile il diretto trasferimento dallo scavo al sito di collocazione definitiva

costo al m³ € 12,00

Strato vegetale (sp 80cm) 6 400,00 m³ € 76 800,00

8 Inerbimenti, ripristini di carattere ambientale e di ingegneria naturalistica

costo a corpo € 32 000,00

Ripristini ambientali € 32 000,00

QUADRO RIASSUNTIVO

<i>Demolizione volumi</i>	€	79 800,00
<i>Demolizione manufatti in c.a.</i>	€	98 050,00
<i>Rimozione impianti</i>	€	65 000,00
<i>Scogliere in massi</i>	€	97 500,00
<i>Riempimenti volumi (fornitura)</i>	€	202 800,00
<i>Riempimenti volumi (stesa e compattazione)</i>	€	142 500,00
<i>Strato vegetale superficiale</i>	€	76 800,00
<i>Ripristini ambientali</i>	€	32 000,00

€ 794 450,00

In fase di dismissione si stima il recupero e la vendita di alcuni elementi:

<i>Introiti per vendita paratoie, gargami e materiali metallici</i>	€	209 341,88
<i>Introiti per vendita gruppi di produzione (10% valore)</i>	€	360 000,00

€ 569 341,88

Si prevede quindi un valore totale dei costi di dismissione pari a € 225 108,13

Al termine dei 30 anni considerati come durata complessiva utile dell'impianto occorrerà procedere eventualmente allo smaltimento dell'impianto e in ogni caso al ripristino parziale o totale dell'area su cui esso insiste: l'onere è stato stimato in circa **€ 225.000,00**

In via semplificativa si è quindi provveduto al calcolo del capitale iniziale necessario per ottenere tale importo al termine dei 30 anni di esercizio.

Importo iniziale	$a(0)$	€	124 300,00
Tasso interesse adottato	r		2,00%
	q		1,020
	Durata	$n(i)$	30 anni
Importo smaltimento	$A(i)$	€	225 108,13

L'importo, che risulta ammontare a 124.300,00 €, è già stato inserito nel "quadro riassuntivo" precedentemente riportato.

23.3. Costo di manutenzione delle opere

La spesa prevista è distinta nelle varie parti in cui si compone l'impianto e che sono verosimilmente soggette a manutenzione in proporzione diversa rispetto al loro valore; a fianco di ciascuna parte viene e indicata la percentuale sulla cui base è stato stimato l'onere annuo di manutenzione .

In questo preventivo di spesa è compreso l'impiego previsto di una persona a tempo pieno per la custodia dell'impianto, laddove non si richieda l'utilizzo di un personale specializzato.

COSTO DI MANUTENZIONE DELL'OPERA				
	Descrizione	Costo di costruzione	percentuale	Importo
1	Traversa	€ 1 925 269,50	1,5%	€ 28 880,00
2	Opera di derivazione, canale di adduzione, centrale idroelettrica e restituzione	€ 6 232 975,36	1,2%	€ 74 800,00
3	Centrale idroelettrica - opere elettromeccaniche	€ 5 250 000,00	1,0%	€ 52 500,00
4	Locale di consegna e allacciamento	€ 456 710,00	1,6%	€ 7 310,00
5	Accessi e viabilità e opere compensative	€ 373 300,00	1,0%	€ 3 735,00
			TOTALE	€ 167 225,00

23.4. Finanziamento dell'opera

Il costo di realizzazione dell'opera è valutata in circa 15.580.000,00 € .

A seguito si riporta un'ipotesi relativa al finanziamento dell'opera mediante leasing.

Si ipotizza un finanziamento in 15 anni dell'intero importo con una rata anticipata pari al 20% dell'importo di spesa previsto.

L'applicazione della semplice formula

$$a = A_0 \frac{r \cdot q^n}{q^n - 1}$$

determina quindi la seguente rateizzazione

Capitale da finanziare		€	15 577 554,86
Anticipo quota	20%	€	3 115 510,97
Importo Leasing Strumentale	A(s)	€	12 462 043,89
Tasso interesse adottato	r		6,00%
	q		1,060
Leasing Strumentale			
	Durata n(s)		15 anni
	Importo annuale a(s)	€	1 283 126,48
	Rata mensile	180 mesi	€ 106 927,21

Gli importi ottenuti costituiscono una stima approssimativa che può essere soggetta a significative variazioni sia in sede di contrattazione che in funzione della disponibilità iniziale di capitali.

Come indicato si ipotizza in sede di valutazione economica dell'impianto di adottare un sistema di finanziamento dell'opera.

Edison s.p.a., società che investe nel campo dell'energia con capitale sociale prossimo ai 5.300 milioni di euro, non esclude comunque di poter affrontare tale impegno economico senza ricorrere a formule di finanziamento.

23.5. Canoni e sovracanonni annui

La concessione di derivazione d'acqua per uso idroelettrico ha una durata di 30anni consecutivi con decorrenza dalla data di concessione stessa.

La ditta concessionaria è tenuta a corrispondere vari canoni, su base annua per l'intero periodo di concessione, in proporzione della potenza nominale dell'impianto realizzato la quale è pari a **2998 kW**.

Qualora vengano a modificarsi le condizioni iniziali disposte sul disciplinare di concessione anche tali canoni dovranno essere verificati e aggiornati.

Nello specifico sono previsti:

1. Canone governativo (demaniale)
2. Sovracanone in favore degli enti rivieraschi
3. Sovracanone in favore dei comuni dei B.I.M. (non dovuti)

- 1- Il canone demaniale è corrisposto alla Regione Lombardia in ragione di **15.12€/kW**; valore valido per l'anno 2013 (Decreto Reg. n. 11293 del 04-12-2012)
- 2- I sovracanonni previsti dall'art. 53 del vigente T.U. 1933/1775 in favore degli enti rivieraschi, per impianti di potenza nominale > di 220 kW, riguardano invece la Province di Lodi e di Cremona ed i Comuni di su cui insiste l'impianto, ovvero i Comuni di Bertonico, Ripalta Arpina e Gombito, e ammontano a **5.53 €/kW** (rif. Normativo: Decreto Agenzia del Demanio 30-11-11), valore valido per il biennio 2012/13.
- 3- Non sono infine previsti, in base alla legge 27.12.1953 n. 959, ulteriori sovracanonni in favore dei Comuni dei Bacini Imbriferi Montani (B.I.M.) i quali sarebbero calcolati sulla base di **21.08 €/kW** come aggiornato dal D.M.27-11-07.

I canoni governativi a favore della Regione Lombardia sono attualmente stabiliti in	15,12 €/kW
Importo canone annuo	€ 45 329,76
<hr/>	
I sovracanonni rivieraschi sono attualmente stabiliti in (potenza nominale >220kW)	5,53 €/kW
Importo canone annuo	€ 16 578,94
<hr/>	
I sovracanonni relativi ai bacini montani sono attualmente stabiliti in (potenza nominale >220kW)	22,13 €/kW
Importo canone annuo	€ -
<hr/>	
Importo complessivo canoni annui	= € 61 908,70

23.6. Tariffa omnicomprensiva

L'intervento in progetto riguarda la realizzazione di un nuovo impianto idroelettrico, per il quale si intende richiedere, ai sensi della normativa in materia di "produzione di energia da fonti rinnovabili" (Decreto del Ministero del Commercio e dell'Artigianato dell'11/11/1999 e s.m.i.), il riconoscimento della qualifica di *Impianto Alimentato da Fonte Rinnovabile, la Certificazione IAFR*.

Importanti novità in materia sono state introdotte negli ultimi anni anche grazie al notevole interesse che l'Italia e la comunità Europea in generale sta dimostrando nei confronti delle fonti di energia rinnovabile e del loro incentivo.

Uno principali recenti aggiornamenti alla normativa è stato introdotto con il Decreto Bersani, come aggiornato dalla Legge 239/04 e dal d.lgs. 387/03, che ha imposto l'obbligo agli operatori che immettono in rete più di 100 GWh/anno che almeno il 2% dell'elettricità provenga da impianti da fonti rinnovabili. Tale obbligo viene incrementato dello 0,35% dal 2004 al 2006.

Come introdotto con Delibera n. 34/05 relativa a "Modalità e condizioni economiche per il ritiro dell'energia elettrica di cui all'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, e al comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239" pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale - Serie Generale n. 61 del 15-3-2005 e successive integrazioni ed aggiornamenti, si adotta quindi il criterio dei prezzi minimi garantiti sino a 2.000.000 di kWh/anno prodotti e del prezzo di mercato per la parte in eccedenza.

Attualmente, come da deliberazione ARG 103/11, i prezzi minimi garantiti nel settore idroelettrico per l'anno 2012 risultano:

Sino a 250.000 kWh /anno	154.1 €/MWh	ovvero	0,1541 €/kWh
Tra 250.000 e 500.000 kWh /anno	97.6 €/MWh	ovvero	0,0976 €/kWh
Tra 500.000 e 1.000.000 kWh /anno	84.2 €/MWh	ovvero	0,0842 €/kWh
Tra 1.000.000 e 2.000.000 kWh /anno	78.3 €/MWh	ovvero	0,0783 €/kWh

Tale sistema oltre a garantire il ritiro ad un prezzo prestabilito presenta due vantaggi sotto l'aspetto gestionale ovvero

- un unico soggetto quale intermediario tra produttori e sistema elettrico nazionale ovvero il GSE
- uno snellimento degli adempimenti burocratici a partire dalla convenzione di Ritiro dedicato stipulata con il GSE

La deliberazione 280/07 recita: "*omissis* ... il GSE riconosca i prezzi minimi garantiti definiti dall'Autorità per il primo e il secondo milione di kWh immessi in rete annualmente da ciascun impianto alimentato da fonti rinnovabili di **potenza fino a 1 MW**, al fine di assicurare la sopravvivenza economica agli impianti di minori dimensioni anche qualora i prezzi di mercato dovessero scendere significativamente, considerati i benefici in termini ambientali, di tutela del territorio e di sviluppo delle risorse marginali o residuali che detti impianti comportano ...";

La Delibera ARG/elt 1/09 dell' Autorità per l'energia elettrica e il gas ha infine introdotto un ulteriore concetto di remunerazione dell'energia prodotta con impianti da fonti rinnovabili.

La Tariffa omnicomprensiva è un particolare regime di incentivazione che concede un prezzo ulteriormente vantaggioso ad impianti di potenza nominale fino ad 1.000 kW.

Mentre negli altri casi al prezzo corrisposto (valore di mercato o prezzi minimi garantiti) va sommato il valore definito per i Certificati Verdi, nell'ipotesi di tariffa omnicomprensiva, come dice la parola stessa, essi sono già compresi semplificando notevolmente la procedura di cessione dell'energia.

Tale tariffa può essere adottata, per impianti entrati in esercizio dal 2009 ed entro il 31 dicembre 2012, per una durata di 15 anni

FONTE	IMPORTO
Eolica per impianti di taglia inferiore a 200 kW	0,30 €/Kwh
Eolica per impianti di taglia superiore a 200 kW	n.a.
Eolica offshore	n.a.
Solare	D.Lgs. 29/12/2003 2003, n. 387
Geotermica	0,20 €/Kwh
Moto ondoso e maremotrice	0,34 €/Kwh
Idraulica	0,22 €/Kwh
Rifiuti biodegradabili, biomasse diverse da quelle di cui al punto successivo	0,22 €/Kwh
Biomasse e biogas prodotti da attività agricola, allevamento e forestale da filiera corta	n.a.
Biomasse e biogas di cui al punto precedente, alimentanti impianti di cogenerazione ad alto rendimento, con riutilizzo dell'energia termica in ambito agricolo	n.a.
Gas di scarica e gas residuati dai processi di depurazione e biogas diversi da quelli del punto precedente	0,18 €/Kwh

Considerata l'impossibilità di connettere l'impianto entro il 2012 occorre effettuare un'ipotesi della tariffazione che verrà applicata pur non essendo ancora definita ufficialmente.

Le recenti indicazioni del Ministero dello Sviluppo Economico pongono nuovi parametri relativi alle tariffe incentivanti mantenendo parte delle modalità di applicazione.

Si rimanda in particolare all' "Allegato 1 – Vita utile convenzionale, tariffe incentivanti e incentivi per i nuovi impianti" del Decreto ministeriale del 6 luglio 2012 che definisce il nuovo sistema di incentivi per la produzione di energia da fonti rinnovabili elettriche non fotovoltaiche (idroelettrico, geotermico, eolico, biomasse, biogas).

In riferimento all'impianto specifico e sulla base del suddetto allagato, emerge che:

- la tariffazione sarà di tipo omnicomprensivo anche per impianti **>1000kW**
- la durata delle tariffe incentivanti per la taglia in oggetto sarà di **25 anni**
- la tariffa incentivante è fissata in **129 €/MW/h**

Sulla base delle suesposte premesse e rimarcando che potrebbero emergere modifiche anche sostanziali ai parametri adottati si riporta la stima del tariffazione incentivante prevista.

Produzione impianto		21 793 559 kWh
Valore di riferimento		0,129 €/kWh
Importo annuo	€	2 811 369,11
Durata <i>Tariffa Omnicomprensiva</i>		25 anni
totale	€	70 284 227,78

23.7. Ricavi ottenuti dalla vendita dell'energia prodotta oltre i 25 anni

A fronte dei costi dell'investimento sono stati valutati i ricavi derivanti dalla vendita dell'energia (all'ENEL o ad altri soggetti), ottenuti moltiplicando i kWh prodotti mediamente ogni anno per il prezzo che annualmente è stato stabilito dal CIP (Comitato Interministeriale Prezzi) Provvedimento n.6 del 29/04/1992 e s.m.i.

In sintesi, i prezzi applicati si ottengono in base alla Delibera n. 34/05 relativa a "Modalità e condizioni economiche per il ritiro dell'energia elettrica di cui all'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, e al comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239" pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale - Serie Generale n. 61 del 15-3-2005.

In particolar modo si citano gli artt. n° 4 e 5 della predetta delibera.

Articolo 4

Prezzi dell'energia elettrica ritirata dai gestori di rete ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03 e del comma 41 della legge n. 239/04

Il gestore di rete che ritira l'energia elettrica di cui all'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03 riconosce ai produttori un prezzo pari a quello di cessione dall'Acquirente unico alle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato, definito dall'articolo 30, comma 30.1, lettera a), del Testo 4.1. integrato.

Il prezzo di cui al comma 4.1, su richiesta del produttore all'atto della stipula della convenzione di cui al comma 3.6, viene riconosciuto come prezzo unico indifferenziato per fasce orarie e viene determinato dall'Acquirente unico, seguendo le stesse modalità di cui all'articolo 30, comma 30.1, lettera a), del 4.2. Testo integrato.

Il gestore di rete che ritira l'energia elettrica di cui al comma 41 della legge n. 239/04 riconosce ai produttori un prezzo pari al:
prezzo di cessione dall'Acquirente unico alle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato, definito dall'articolo 30, comma 30.1, lettera a), del Testo integrato nel caso di impianti di cogenerazione di potenza inferiore a 10 MVA che soddisfano la definizione di cogenerazione di cui alla deliberazione n. 42/02;
4.3. parametro Ct nel caso di impianti diversi da quelli di cui alla lettera a).

Per l'energia elettrica prodotta da centrali ibride di potenza inferiore a 10 MVA, il gestore di rete che la ritira riconosce ai produttori un prezzo pari al:
prezzo di cui al comma 4.1, limitatamente alla produzione imputabile;
prezzo di cui al comma 4.3, lettera a), per la rimanente quantità di energia elettrica nel caso in cui l'impianto soddisfa la definizione di cogenerazione di cui alla deliberazione n. 42/02, o al prezzo di cui al comma 4.3, lettera b), nel caso 4.4. in cui tale definizione non viene soddisfatta.

Articolo 5

Prezzi minimi garantiti per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale elettrica fino a 1 MW

- 5.1. Per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale elettrica fino a 1 MW, ad eccezione delle centrali ibride, ai primi due (2) milioni di kWh ritirati annualmente da ciascun impianto dal gestore di rete ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03, vengono riconosciuti, per scaglioni progressivi, i seguenti prezzi minimi garantiti:
 fino a 500.000 kWh annui, 95 euro/MWh; da oltre 500.000 fino a 1.000.000 di kWh annui, 80 euro/MWh; da oltre 1.000.000 fino a 2.000.000 di kWh annui, 70 euro/MWh;
 il prezzo di cui al comma 4.1 per l'energia elettrica ritirata annualmente eccedente i primi due (2) milioni di kWh.
- 5.2. ...
- 5.3. ...
- 5.4. I prezzi minimi garantiti di cui al comma 5.1 sono aggiornati, su base annuale, applicando ai valori in vigore nell'anno solare precedente il quaranta per cento (40%) del tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat, con arrotondamento alla prima cifra decimale secondo il criterio commerciale.
- 5.5. ...

Come riportato nel capitolo precedente, attualmente, come da deliberazione dell'Autorità n. 280/07 i prezzi minimi garantiti nel settore idroelettrico, così come aggiornato per l'anno 2012 risultano:

Sino a 250.000 kWh /anno	154.1 €/MWh	ovvero	0,1541 €/kWh
Tra 250.000 e 500.000 kWh /anno	97.6 €/MWh	ovvero	0,0976 €/kWh
Tra 500.000 e 1.000.000 kWh /anno	84.2 €/MWh	ovvero	0,0842 €/kWh
Tra 1.000.000 e 2.000.000 kWh /anno	78.3 €/MWh	ovvero	0,0783 €/kWh

L'art. 5 prevede quindi che, per impianti di potenza superiore a 1000kw ovvero come nel caso in oggetto, tale sistema non possa essere adottato.

Si considera pertanto una cessione dell'energia elettrica prodotta con applicazione dei prezzi di mercato. Tale valore risulta ovviamente estremamente variabile e influenzabile dall'economia energetica globale.

È quindi particolarmente difficoltosa la valutazione di un prezzo unico in previsione dei futuri scenari economici considerate le oscillazioni che il mercato ha comportato negli ultimi anni.

Per tale stima si fa riferimento ai prezzi contattati a partire del 2008 relativamente alla Zona Nord (come definito nell'Individuazione delle zone della rete rilevante, fonte Terna) suddivisi per fasce orarie.

Individuazione zone della rete rilevante (fonte Terna)	
ZONA NORD	Valle D'Aosta, Piemonte, Liguria, Lombardia, Trentino, Veneto, Friuli Venezia Giulia, Emilia Romagna
ZONA CENTRO-NORD	Toscana, Umbria, Marche
ZONA CENTRO-SUD	Lazio, Abruzzo, Campagna (esclusa staz. Gissi)
ZONA SUD	Molise, Puglia, Basilicata, Calabria (inclusa staz. Gissi)
ZONA SICILIA	Sicilia
ZONA SARDEGNA	Sardegna
Poli Virt. a prod limitata	Brindisi, Foggia, Rossano, Priolo, Monfalcone

L'andamento settimanale medio del consumo, e quindi della domanda che determina il prezzo, è definito in tre fasce alle quali corrisponde un importo.

La seguente tabella riporta le fasce orarie valide dall'anno 2007 e tutt'ora attuali.

ore	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Lunedì	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F2	F2	F2	F3
Martedì	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F2	F2	F2	F3
Mercoledì	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F2	F2	F2	F3
Giovedì	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F2	F2	F2	F3
Venerdì	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F2	F2	F2	F3
Sabato	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F3
Domenica	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3

I prezzi relativi alle contrattazioni degli ultimi due anni (relativamente alla Zona Nord) evidenzia come il mercato abbia stabilito un sensibile calo del prezzo di contrattazione dell'energia nel 2009, mediamente di -25% rispetto allo stesso mese del 2008, confermato nei primi mesi del 2010. La seconda parte del 2010 ed il 2011 invece vedono tendenza alla ripresa con aumenti del 10/15%

La definizione di un prezzo medio considerando anche i valori riscontrati nel 2008 risulta pertanto poco cautelativa in quanto fisserebbe il valore a oltre 71€/Mw.

Le medie ottenute considerando i valori riportati dal gennaio 2010 definisco invece prezzi per le tre fasce ritenute più concrete pur considerando le forti oscillazioni del mercato e la situazione economica mondiale.

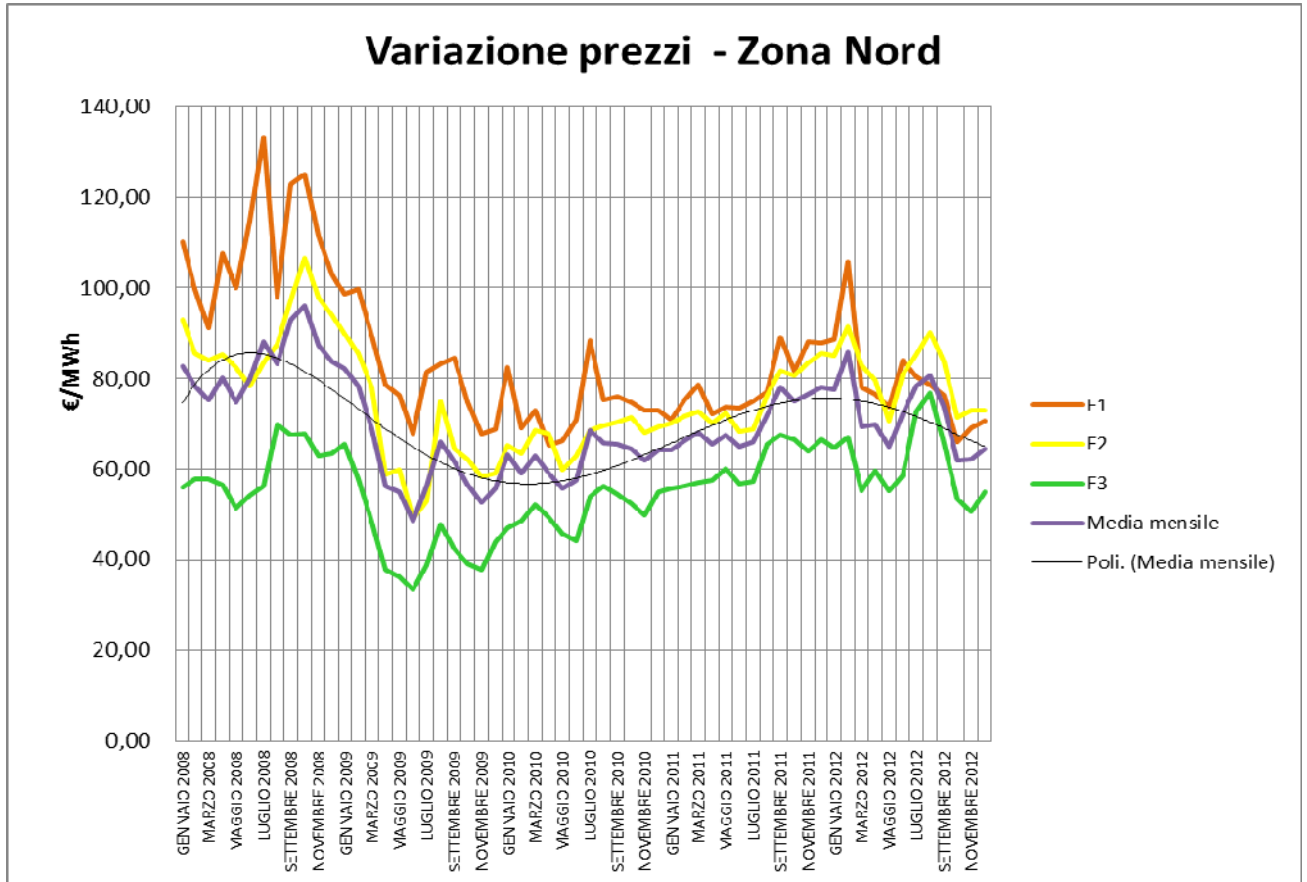
Prezzi medi mensili per fasce orarie Zona NORD					variazione rispetto all'anno precedente
	F1	F2	F3	Media mensile	
GENNAIO 2008	110,10	93,02	55,86	82,69 €/MWh	
FEBBRAIO 2008	99,52	85,39	57,88	78,23 €/MWh	
MARZO 2008	91,06	84,07	57,81	75,10 €/MWh	
APRILE 2008	107,54	85,29	56,45	80,21 €/MWh	
MAGGIO 2008	99,95	82,31	51,26	74,78 €/MWh	
GIUGNO 2008	114,67	78,41	54,20	79,91 €/MWh	
LUGLIO 2008	133,29	83,50	56,12	88,07 €/MWh	
AGOSTO 2008	97,83	87,48	69,80	83,29 €/MWh	
SETTEMBRE 2008	122,99	97,34	67,58	92,98 €/MWh	
OTTOBRE 2008	125,09	106,60	67,78	96,02 €/MWh	
NOVEMBRE 2008	111,45	97,87	62,89	87,32 €/MWh	
DICEMBRE 2008	102,88	94,09	63,34	83,79 €/MWh	
GENNAIO 2009	98,48	89,80	65,36	82,17 €/MWh	-0,63%
FEBBRAIO 2009	99,52	85,39	57,88	78,23 €/MWh	0,00%
MARZO 2009	89,22	78,11	48,21	68,93 €/MWh	-8,22%
APRILE 2009	78,57	58,74	37,72	56,22 €/MWh	-29,91%
MAGGIO 2009	76,27	59,86	36,11	55,05 €/MWh	-26,38%
GIUGNO 2009	67,80	49,13	33,44	48,52 €/MWh	-39,28%
LUGLIO 2009	81,50	52,81	38,84	56,22 €/MWh	-36,17%
AGOSTO 2009	83,18	75,07	47,70	66,00 €/MWh	-20,77%
SETTEMBRE 2009	84,46	64,43	42,31	61,51 €/MWh	-33,85%
OTTOBRE 2009	74,78	62,11	39,06	56,38 €/MWh	-41,28%
NOVEMBRE 2009	67,80	58,37	37,68	52,59 €/MWh	-39,78%
DICEMBRE 2009	68,76	59,07	43,87	55,73 €/MWh	-33,49%
GENNAIO 2010	82,44	65,16	47,03	63,05 €/MWh	-23,27%
FEBBRAIO 2010	69,16	63,49	48,61	58,97 €/MWh	-24,62%
MARZO 2010	72,90	68,67	52,07	62,94 €/MWh	-8,69%
APRILE 2010	65,30	67,80	49,42	59,10 €/MWh	5,12%
MAGGIO 2010	66,18	59,83	45,66	55,84 €/MWh	1,42%
GIUGNO 2010	70,74	62,84	44,12	57,40 €/MWh	18,31%
LUGLIO 2010	88,20	68,47	53,81	68,65 €/MWh	22,11%
AGOSTO 2010	75,27	69,47	56,34	65,74 €/MWh	-0,38%
SETTEMBRE 2010	75,90	70,24	54,53	65,36 €/MWh	6,26%
OTTOBRE 2010	74,78	71,43	52,29	64,32 €/MWh	14,09%
NOVEMBRE 2010	72,83	68,12	49,85	61,83 €/MWh	17,57%
DICEMBRE 2010	73,03	69,28	54,83	64,31 €/MWh	15,41%
GENNAIO 2011	70,87	69,99	55,67	64,14 €/MWh	1,73%
FEBBRAIO 2011	75,34	71,68	56,24	66,26 €/MWh	12,37%
MARZO 2011	78,67	72,74	57,08	67,97 €/MWh	7,99%
APRILE 2011	72,22	70,01	57,45	65,35 €/MWh	10,57%
MAGGIO 2011	73,58	72,47	60,12	67,54 €/MWh	20,96%
GIUGNO 2011	73,55	68,22	56,79	65,07 €/MWh	13,35%
LUGLIO 2011	75,06	68,93	57,38	65,99 €/MWh	-3,87%
AGOSTO 2011	77,02	76,17	65,50	71,88 €/MWh	9,33%
SETTEMBRE 2011	89,04	81,56	67,50	77,98 €/MWh	19,31%
OTTOBRE 2011	81,64	80,58	66,58	74,93 €/MWh	16,48%
NOVEMBRE 2011	88,01	83,49	63,97	76,60 €/MWh	23,89%
DICEMBRE 2011	87,81	85,51	66,43	78,09 €/MWh	21,41%
GENNAIO 2012	88,65	85,10	64,69	77,52 €/MWh	20,85%
FEBBRAIO 2012	105,69	91,51	66,99	85,64 €/MWh	29,25%
MARZO 2012	78,15	82,85	55,16	69,44 €/MWh	2,17%
APRILE 2012	76,46	79,56	59,49	69,94 €/MWh	7,03%
MAGGIO 2012	73,80	70,65	55,13	65,03 €/MWh	-3,72%
GIUGNO 2012	83,84	80,78	58,58	72,27 €/MWh	11,07%
LUGLIO 2012	80,41	85,14	72,63	78,23 €/MWh	18,55%
AGOSTO 2012	78,48	90,09	76,79	80,59 €/MWh	12,12%
SETTEMBRE 2012	76,14	83,81	65,85	73,60 €/MWh	-5,62%
OTTOBRE 2012	65,87	71,50	53,38	61,89 €/MWh	-17,40%
NOVEMBRE 2012	69,15	72,92	50,61	62,12 €/MWh	-18,90%
DICEMBRE 2012	70,64	72,92	55,03	64,51 €/MWh	-17,39%

Media fascia 2010-2012 77,13 €/MWh 74,25 €/MWh 57,60 €/MWh 68,06 €/MWh

Valore medio orario 68,06 €/MWh 0,0681 €/kWh

In via semplificativa è stata calcolata la media ponderata ottenendo il prezzo medio settimanale senza tener conto di festività infrasettimanali (interamente in fascia 3) ottenendo un valore lievemente superiore con un errore in eccesso comunque trascurabile.

Il valore a cui si fa riferimento, seppur indicativo per la motivazioni precedentemente riportate, è quindi pari a **68,06€/MWh** (0.0681€/KWh).



Considerata la produzione media pari a 21.793.559 kW/h anno si applica quindi un valore medio di mercato pari a 6,806 €cent.

PREVISIONE PREZZO DI MERCATO

n°	prezzo	scaglione kWh	Importo	Anni considerati	Importo 2016/2045
1	€ 0,0681	21 793 559	€ 1 483 232,15	2012	
2	€ 0,0684	21 793 559	€ 1 490 648,31	2013	Iter autorizzativo
3	€ 0,0687	21 793 559	€ 1 498 101,55	2014	Iter aut. e cant.
4	€ 0,0691	21 793 559	€ 1 505 592,06	2015	cantiere
5	€ 0,0694	21 793 559	€ 1 513 120,02	2016	GSE - anno 01
6	€ 0,0698	21 793 559	€ 1 520 685,62	2017	GSE - anno 02
7	€ 0,0701	21 793 559	€ 1 528 289,05	2018	GSE - anno 03
8	€ 0,0705	21 793 559	€ 1 535 930,49	2019	GSE - anno 04
9	€ 0,0708	21 793 559	€ 1 543 610,15	2020	GSE - anno 05
10	€ 0,0712	21 793 559	€ 1 551 328,20	2021	GSE - anno 06
11	€ 0,0715	21 793 559	€ 1 559 084,84	2022	GSE - anno 07
12	€ 0,0719	21 793 559	€ 1 566 880,26	2023	GSE - anno 08
13	€ 0,0723	21 793 559	€ 1 574 714,66	2024	GSE - anno 09
14	€ 0,0726	21 793 559	€ 1 582 588,24	2025	GSE - anno 10
15	€ 0,0730	21 793 559	€ 1 590 501,18	2026	GSE - anno 11
16	€ 0,0733	21 793 559	€ 1 598 453,68	2027	GSE - anno 12
17	€ 0,0737	21 793 559	€ 1 606 445,95	2028	GSE - anno 13
18	€ 0,0741	21 793 559	€ 1 614 478,18	2029	GSE - anno 14
19	€ 0,0745	21 793 559	€ 1 622 550,57	2030	GSE - anno 15
20	€ 0,0748	21 793 559	€ 1 630 663,33	2031	GSE - anno 16
21	€ 0,0752	21 793 559	€ 1 638 816,64	2032	GSE - anno 17
22	€ 0,0756	21 793 559	€ 1 647 010,73	2033	GSE - anno 18
23	€ 0,0760	21 793 559	€ 1 655 245,78	2034	GSE - anno 19
24	€ 0,0763	21 793 559	€ 1 663 522,01	2035	GSE - anno 20
25	€ 0,0767	21 793 559	€ 1 671 839,62	2036	GSE - anno 21
26	€ 0,0771	21 793 559	€ 1 680 198,82	2037	GSE - anno 22
27	€ 0,0775	21 793 559	€ 1 688 599,81	2038	GSE - anno 23
28	€ 0,0779	21 793 559	€ 1 697 042,81	2039	GSE - anno 24
29	€ 0,0783	21 793 559	€ 1 705 528,02	2040	GSE - anno 25
30	€ 0,0786	21 793 559	€ 1 714 055,66	2041	
31	€ 0,0790	21 793 559	€ 1 722 625,94	2042	
32	€ 0,0794	21 793 559	€ 1 731 239,07	2043	
33	€ 0,0798	21 793 559	€ 1 739 895,27	2044	
34	€ 0,0802	21 793 559	€ 1 748 594,74	2045	€ 8 656 410,69

Si prevedono quindi, in via semplificativa, i seguenti introiti annui lordi:

anno 2040	€ 1 705 528,02
anno 2041	€ 1 714 055,66
anno 2042	€ 1 722 625,94
anno 2043	€ 1 739 895,27
anno 2044	€ 1 748 594,74
	€ 8 630 699,64

L'importo stimato del volume d'affari complessivo ricavato dalla vendita dell'energia elettrica prodotta all'Ente Gestore risulta pari a circa **€ 8 630 000,00** lordi relativi agli ultimi 5 anni di produzione.

23.8. Quadro economico riassuntivo e quadro Ricavi – Costi

a	Produzione totale	kWh/anno	21 793 559,00
b	Potenza nominale dell'impianto	kW	2 998,0
<hr/>			
c	Costo totale realizzazione impianto	€	15 577 554,86
	Investimento unitario rapportato alla potenza nominale per kW (b/c)	€	5 195,98
	Investimento unitario rapportato all'energia mediamente prodotta (a/c)	€	0,7148
<hr/>			
	Importo "Tariffa Omnicomprensiva" per 25 anni (2016 / 2040)	€	70 284 227,78
	Importo totale ritiro energia elettrica per 5 anni (2041/ 2045)	€	8 656 410,69
d	totale ricavi (30anni)	€	78 940 638,46
e	Ricavo medio annuo presunto (d/30)	€	2 631 354,62
	Il ricavo unitario per kWh prodotto è di	€	0,1207
<hr/>			
	Importo anticipo iniziale leasing 20% (2015)	€	3 115 510,97
	Importo totale leasing per 15 anni (2016 / 2030)	€	19 246 897,25
	Canoni governativi calcolati sulla potenza nominale (2015 / 2045)	€	1 772 473,47
	Sovracanoni Enti rivieraschi calcolati sulla potenza nominale (2015 / 2045)	€	648 265,76
	Sovracanoni B.I.M. calcolati sulla potenza nominale	€	-
	Costo manutenzione per 30 anni (2016 / 2045)	€	6 870 958,96
f	Costi di gestione per 30 anni (2016 / 2045)	€	7 483 987,73
g	totale costi (30anni)	€	39 138 094,14
	Costo medio annuo presunto (g/30)	€	1 304 603,14
	Il costo unitario per kWh prodotto è di	€	0,0599

Di seguito si riportano, all'interno di un bilancio annuale indicativo, le quote ottenute dalle valutazioni fatte nella pagine precedenti.

23.9. Bilancio con leasing finanziario

Le quote considerate, approssimate, sono riassunte nel quadro sottostante con evidenziato il periodo in cui le stesse sono previste.

		<u>QUOTE ANNUE CONSIDERATE</u>	
<u>RICAVI</u>	Tariffa Omnicomprensiva € 0,129	€ 2 811 369,11	x 25 anni
	Cessione energia (media)	€ 1 731 282,14	x 5 anni
<u>COSTI</u>			
<u>Materie prime</u>	-		
<u>Servizi</u>	Anticipo Leasing	€ 3 115 510,97	iniziale
	Canone leasing	€ 1 283 126,48	x 15 anni
	Canone governativo	€ 45 329,76	x 30 anni
	Sovracanone Enti Rivieraaschi	€ 16 578,94	x 30 anni
	Sovracanone B.I.M.	€ -	x 30 anni
	Manutenzione annua ordinaria	€ 167 225,00	x 30 anni
<u>Altro</u>	Personale e gestione	€ 90 000,00	x 30 anni
-	Quote assicurativa/ fidejussoria	€ 95 000,00	x 30 anni

Si considera l'anno 2015 come data di ultimazione lavori e il 2016 come inizio produzione e si ipotizzano inoltre interventi di manutenzione straordinaria al 13° anno ovvero nel 2028.

Il finanziamento è con la formula del leasing con un anticipo iniziale del 20% dell'importo previsto di spesa.

Relativamente ai canoni è considerato un incremento annuo pari all'1.5% mentre per le quote di assicurazione e gestione è considerato un aumento progressivo del 2%.

Le voci attive relative alla cessione dell'energia, di complessa ed imprecisa previsione, sono invece aumentate in via cautelativa dello 0.5%.

Gli importi finali riportati sono da ritenersi lordi e non considerano tasse ed imposte vigenti.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
RICAVI	Tariffa Omnicomprensiva	-	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	
	Cessione energia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	
COSTI	Anticipo Leasing	3 115 510,97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Canone leasing		1 283 126,48	1 283 126,48	1 283 126,48	1 283 126,48	1 283 126,48	1 283 126,48	1 283 126,48	1 283 126,48	1 283 126,48	1 283 126,48	1 283 126,48	1 283 126,48	1 283 126,48	1 283 126,48	
	Canone governativo	45 329,76	46 009,71	46 699,85	47 400,35	48 111,36	48 833,03	49 565,52	50 309,00	51 063,64	51 829,59	52 607,04	53 396,14	54 197,08	55 010,04	55 835,19	56 672,72
	Sovrac. Enti Rivieraaschi	16 578,94	16 827,62	17 080,04	17 336,24	17 596,28	17 860,23	18 128,13	18 400,05	18 676,05	18 956,19	19 240,54	19 529,14	19 822,08	20 119,41	20 421,20	20 727,52
	Sovrac. B.I.M.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Manut. annua ordinaria	-	167 225,00	170 569,50	173 980,89	177 460,51	181 009,72	184 629,91	188 322,51	192 088,96	195 930,74	199 849,35	203 846,34	207 923,27	318 122,60	216 323,37	220 649,84
	Personale e gestione	-	90 000,00	91 800,00	93 636,00	95 508,72	97 418,89	99 367,27	101 354,62	103 381,71	105 449,34	107 558,33	109 709,50	111 903,69	114 141,76	116 424,60	118 753,09
	Quota assicurativa	-	95 000,00	96 900,00	98 838,00	100 814,76	102 831,06	104 887,68	106 985,43	109 125,14	111 307,64	113 533,79	115 804,47	118 120,56	120 482,97	122 892,63	125 350,48
	3 177 419,67	1 698 188,81	1 706 175,87	1 714 317,96	1 722 618,11	1 731 079,40	1 739 705,00	1 748 498,10	1 757 461,98	1 766 600,00	1 775 915,54	1 785 412,08	1 795 093,17	1 911 003,27	1 815 023,47	1 825 280,13	
Importo ricavi medi annui	-	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	
Importo costi medi annui	3 177 419,67	1 698 188,81	1 706 175,87	1 714 317,96	1 722 618,11	1 731 079,40	1 739 705,00	1 748 498,10	1 757 461,98	1 766 600,00	1 775 915,54	1 785 412,08	1 795 093,17	1 911 003,27	1 815 023,47	1 825 280,13	
	-3 177 419,67	1 113 180,30	1 105 193,24	1 097 051,15	1 088 751,00	1 080 289,71	1 071 664,12	1 062 871,01	1 053 907,13	1 044 769,12	1 035 453,57	1 025 957,03	1 016 275,95	900 365,84	996 345,64	986 088,98	

		2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	
RICAVI	Tariffa Omnicomprensiva		2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	-	-	-	-	-	
	Cessione energia		-	-	-	-	-	-	-	-	-	1 705 528,02	1 714 055,66	1 722 625,94	1 739 895,27	1 748 594,74	
			2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	1 705 528,02	1 714 055,66	1 722 625,94	1 739 895,27	1 748 594,74	
COSTI	Anticipo Leasing		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Canone leasing		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Canone governativo		57 522,81	58 385,65	59 261,44	60 150,36	61 052,61	61 968,40	62 897,93	63 841,40	64 799,02	65 771,00	66 757,57	67 758,93	68 775,32	69 806,95	70 854,05
	Sovrac. Enti Rivieraaschi		21 038,44	21 354,01	21 674,32	21 999,44	22 329,43	22 664,37	23 004,34	23 349,40	23 699,64	24 055,14	24 415,96	24 782,20	25 153,94	25 531,24	25 914,21
	Sovrac. B.I.M.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Manut. annua ordinaria		223 959,58	228 438,78	233 007,55	237 667,70	242 421,06	247 269,48	252 214,87	257 259,16	262 404,35	267 652,43	273 005,48	278 465,59	284 034,90	289 715,60	295 509,91
	Personale e gestione		120 534,39	122 945,07	125 403,97	127 912,05	130 470,29	133 079,70	135 741,29	138 456,12	141 225,24	144 049,75	146 930,74	149 869,36	152 866,74	155 924,08	159 042,56
Quota assicurativa		127 230,74	129 775,35	132 370,86	135 018,28	137 718,64	140 473,02	143 282,48	146 148,13	149 071,09	152 052,51	155 093,56	158 195,43	161 359,34	164 586,53	167 878,26	
		550 285,95	560 898,87	571 718,15	582 747,83	593 992,04	605 454,97	617 140,90	629 054,21	641 199,34	653 580,83	666 203,32	679 071,52	692 190,24	705 564,40	719 199,00	
Importo ricavi medi annui		2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	2 811 369,11	1 705 528,02	1 714 055,66	1 722 625,94	1 739 895,27	1 748 594,74	
Importo costi medi annui		550 285,95	560 898,87	571 718,15	582 747,83	593 992,04	605 454,97	617 140,90	629 054,21	641 199,34	653 580,83	666 203,32	679 071,52	692 190,24	705 564,40	719 199,00	
		2 261 083,16	2 250 470,24	2 239 650,97	2 228 621,28	2 217 377,07	2 205 914,14	2 194 228,21	2 182 314,90	2 170 169,77	2 157 788,28	1 039 324,70	1 034 984,14	1 030 435,70	1 034 330,86	1 029 395,74	

Appendice 1:

Determinazione del volume d'invaso della traversa

Sommario

1.	Introduzione	2
2.	Metodo di calcolo del volume d'invaso	3
3.	Portate di calcolo.....	4
4.	Verifiche idrauliche del Fiume Adda	5
4.1.	Metodo di calcolo utilizzato.....	5
4.2.	Modello idraulico	6
4.3.	Tabelle dei risultati numerici	8
4.3.1.	Situazione di rilievo – profilo di magra.....	8
4.3.2.	Situazione di progetto – profilo di rigurgito	9
5.	Calcolo del volume d'invaso.....	10
6.	Sezioni longitudinali e trasversali	12
6.1.	Situazione di rilievo – profilo di magra	12
6.2.	Situazione di progetto – profilo di rigurgito.....	28

1. INTRODUZIONE

Il presente documento è redatto al fine di valutare il volume d'invaso relativo allo sbarramento dell'impianto idroelettrico in progetto sul fiume Adda nel Comune di Bertonico (LO).

Lo sbarramento in questione è formato da una briglia fissa, con soglia a quota 45,50 m s.l.m., circa 0,50 m sopra al fondo dell'alveo. Sopra di essa è installato un sistema mobile di sbarramento con lo scopo prefisso di mantenere il livello idrometrico di progetto pari a 47,81 m s.l.m..

Lo sbarramento mobile è formato da una batteria di paratoie a ventola azionate da cuscini elastomerici gonfiabili. Esse sono regolate con continuità al fine di assicurare il livello idrometrico di progetto. A totale abbattimento del sistema di paratoie mobili, la presenza della traversa fluviale è idraulicamente impercettibile.

Il livello idrometrico di progetto di 47,81 m s.l.m. garantisce la corretta alimentazione del passaggio artificiale per l'ittiofauna ed il rilascio di una vena stramazzone sul sistema mobile di sbarramento che completa il deflusso minimo vitale e maschera paesaggisticamente le paratoie a ventola.

2. METODO DI CALCOLO DEL VOLUME D'INVASO

Il volume d'invaso è calcolato secondo le indicazioni della Deliberazione della Giunta Regionale della Lombardia n. 7/3699 del 5 marzo 2001.

Il sopracitato documento indica che il volume d'invaso delle traverse fluviali deve essere calcolato secondo la definizione del D.M. LL.PP. 24 marzo 1982 "Norme tecniche per la progettazione e la costruzione delle dighe di sbarramento.

In particolare, il volume d'invaso di una traversa è: *"il volume compreso tra il profilo di rigurgito più elevato indotto dalla traversa ed il profilo di magra del corso di acqua sbarrato"*.

Per la definizione del profilo di magra e del profilo di rigurgito dello sbarramento si utilizza un codice di calcolo numerico. Il profilo di rigurgito indotto dalla traversa è considerato orizzontale, alla quota di esercizio di 47,81 m s.l.m.. Come indicato in precedenza, questa condizione garantisce sia il corretto funzionamento del passaggio artificiale per l'ittiofauna sia il rilascio del deflusso minimo vitale, assicurando la continuità idraulica e biologica del fiume Adda.

Il rigurgito della traversa fluviale si estende a monte della confluenza tra il fiume Adda ed il fiume Serio. Pertanto il modello idraulico di verifica comprende anche i rami a monte della confluenza dei corsi d'acqua predetti.

Per semplicità di calcolo, il volume d'invaso non è calcolato con metodo diretto, bensì come differenza tra il volume del profilo di rigurgito e quello del profilo di magra.

3. PORTATE DI CALCOLO

Il modello idraulico è verificato sia con la portata di magra (situazione esistente) sia nella condizione di rigurgito ordinario (situazione di progetto).

Per la definizione del profilo di rigurgito della traversa fluviale si utilizza la portata minima ammissibile dal programma di calcolo, quindi $0,01 \text{ m}^3/\text{s}$, affinché il modello simuli un invaso orizzontale. Dal punto di vista idrometrico, invece è considerata la situazione ordinaria ($47,81 \text{ m s.l.m.}$) che garantisce il rilascio del deflusso minimo vitale.

Nella condizione di magra si fa riferimento alla portata definita nell'elaborato progettuale 2 "Relazione idrologica" per la sezione di presa in progetto sul fiume Adda.

Come indicato in precedenza, il modello idraulico utilizzato per le verifiche principia dai fiumi Adda e Serio a monte della confluenza, per i quali le portate sono definite a partire da quelle della sezione di presa in proporzione alla superficie del rispettivo bacino imbrifero. Quanto indicato è riassunto nella successiva Tabella 1.

Tabella 1: Portate di calcolo per le verifiche

Tronco	S (km^2)	Q_{magra} (m^3/s)
Adda a monte	6 395	24,56
Adda a valle	7 352	28,23
Serio	957	3,67

4. VERIFICHE IDRAULICHE DEL FIUME ADDA

4.1. Metodo di calcolo utilizzato

La soluzione del problema idraulico è stata ricercata con metodo numerico, utilizzando il programma HEC-RAS sviluppato da US Army Corps of Engineers – Hydrologic Engineering Center, che consente di calcolare profili di corrente in moto permanente monodimensionale per alvei con geometria qualsiasi ed in presenza di ponti, traverse, espansioni e contrazioni.

Il codice HEC-RAS prevede la costruzione di un modello numerico che comprende:

- a) schema del corso d'acqua e dei tronchi che lo compongono mediante le coordinate planimetriche dell'asse;
- b) sezioni trasversali che possono avere forma qualsiasi; i coefficienti di scabrezza di Manning sono variabili lungo la sezione a seconda del materiale presente;
- c) definizione dei metodi di calcolo dei profili a seconda dei tipi di corrente: lenta, veloce, mista;
- d) definizione del metodo di calcolo del flusso in corrispondenza dei ponti, il programma permette di calcolare le perdite di energia attraverso i ponti con i seguenti metodi:
 - equazione dell'energia (metodo normale),
 - bilanciamento della q.m.,
 - equazione di Yarnell,
 - metodo FHWA-WSPRO;
- e) sezioni trasversali dei ponti mediante l'introduzione della geometria di: intradosso ed estradosso, pile e spalle;
- f) introduzione delle portate di calcolo e delle condizioni al contorno (boundary conditions) a monte ed a valle del tronco di calcolo.

4.2. Modello idraulico

Nel caso in esame:

a) schema del corso d'acqua

il modello idraulico principia a monte della confluenza tra i fiumi Adda e Serio, quindi esso comprende una rete idraulica formata da tre tronchi i cui assi sono definiti dalle coordinate tratte direttamente dalle planimetrie del progetto; i tre tronchi del modello idraulico sono:

- fiume Adda a monte della confluenza
- fiume Adda a valle della confluenza
- fiume Serio

b) sezioni trasversali e scabrezza

sono state introdotte 23 sezioni "principali", esse sono tratte direttamente dai rilievi topografici e posizionate in corrispondenza delle zone caratteristiche, dove previsto, il modello considera anche le opere a progetto; le sezioni sono divise nei tre tronchi della rete idraulica nel seguente modo:

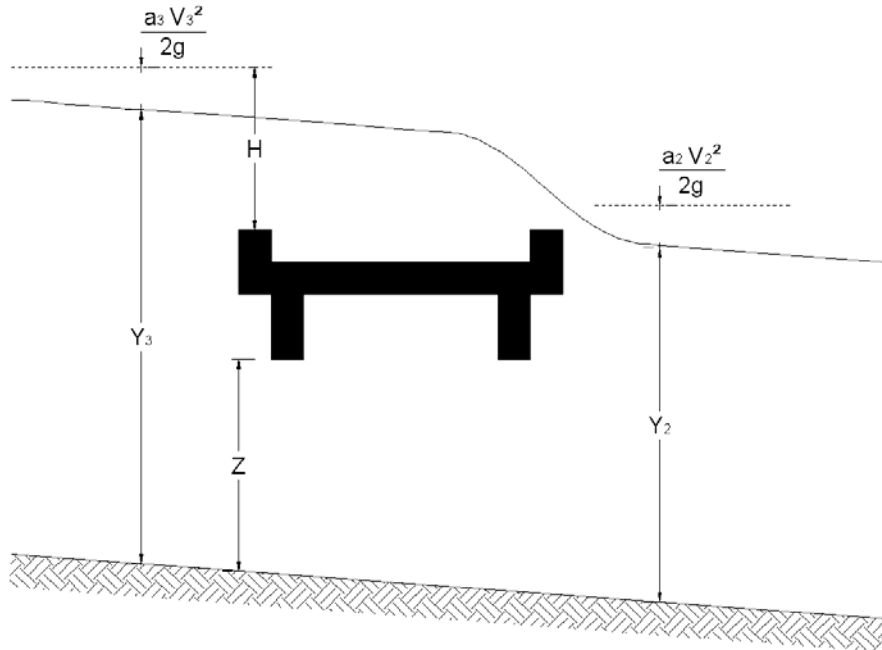
- | | |
|---------------------------------------|-------------------|
| - fiume Adda a monte della confluenza | sezioni 0.5 ÷ 3 |
| - fiume Adda a valle della confluenza | sezioni 4 ÷ 18 |
| - fiume Serio | sezioni 18.8 ÷ 20 |

la scabrezza è definita con i coefficienti $n = \frac{1}{k}$ di Manning; nelle sezioni si sono

assunti i seguenti valori

- | | |
|-------------------|-------|
| - golena sinistra | 0,040 |
| - alveo inciso | 0,025 |
| - golena destra | 0,040 |

- c) definizione dei metodi di calcolo dei profili
 i fiumi Adda e Serio, come tutti i corsi d'acqua di pianura, presentano una tipologia di corrente generalmente lenta, tuttavia non si può escludere a priori che in alcuni punti singolari il moto idraulico sia di tipo veloce; così, al fine di analizzare in modo completo il deflusso dei fiumi, si è prescelto il profilo della corrente di tipo misto, "mixed";
- d) definizione del metodo di calcolo del flusso in corrispondenza dei ponti
 nell'area di estensione del modello idraulico è presente il ponte strallato della Strada Statale 591, Crema – Codogno, e per la verifica dell'opera d'arte si è utilizzato il metodo dell'energia;



- e) sezioni trasversali dei ponti
 la sezione trasversale del ponte è stata rilevata in sito;
- f) introduzione delle portate di calcolo e delle condizioni al contorno
 le portate di calcolo sono

Tronco	Q_{magra} (m^3/s)	$Q_{\text{rigurgito}}$ (m^3/s)
Adda a monte	24,56	0,01
Adda a valle	28,23	0,01
Serio	3,67	0,01

nelle sezioni di contorno, in mancanza di dati più precisi, si è considerata, come quota del pelo libero dell'acqua, l'altezza critica della rispettiva sezione.

4.3. Tabelle dei risultati numerici

4.3.1. Situazione di rilievo – profilo di magra

Tabella 2: Profilo di magra

Sezione	Progr. (m)	H _{magra} (m s.l.m.)	Ω _{magra} (m ²)
Sezione 0,5	0,00	49,98	16,38
Sezione 1	624,89	48,07	34,57
Sezione 2	3041,80	47,19	38,75
Sezione 3	3838,64	46,41	28,23
Sezione 4	4916,36	46,10	79,93
Sezione 5	5461,36	45,98	51,03
Sezione 6	5808,50	45,84	49,18
Sezione 7	5853,82	45,82	56,54
Sezione 7,1	6116,50	45,58	24,07
Sezione 7,5	6186,35	45,53	39,69
Sezione 8	6405,09	45,23	28,00
Sezione 9	6766,32	45,01	56,51
Sezione 10	7485,51	44,34	18,84
Sezione 11	8031,92	43,99	92,30
Sezione 12	8557,07	43,85	43,48
Sezione 13	9484,29	43,31	45,03
Sezione 14	9945,14	43,11	56,56
Sezione 14,5	10528,16	42,91	46,99
Sezione 15	10689,23	42,79	36,31
Sezione 16	11080,66	42,60	51,39
Sezione 17	11718,28	42,36	47,25
Sezione 18	12746,18	40,99	16,77
Sezione 18,8	0,00	49,83	11,99
Sezione 18,9	1578,51	49,42	7,00
Sezione 19	2968,73	46,67	4,32
Sezione 20	4063,79	46,17	19,96
Sezione 4	4577,87	46,10	79,93

4.3.2. Situazione di progetto – profilo di rigurgito

Tabella 3: Profilo di rigurgito

Sezione	Progr. (m)	H _{rigurgito} (m s.l.m.)	Ω _{rigurgito} (m ²)
Sezione 0.5	0,00	49,76	0,54
Sezione 1	624,89	47,81	9,14
Sezione 2	3041,80	47,81	90,28
Sezione 3	3838,64	47,81	147,61
Sezione 4	4916,36	47,81	308,69
Sezione 5	5461,36	47,81	195,57
Sezione 6	5808,50	47,81	275,14
Sezione 7	5853,82	47,81	284,11
Sezione 7.1	6116,50	47,81	347,64
Sezione 7.4	6181,83	47,81	298,28
Sezione 7.5	6186,35	45,01	15,08
Sezione 7.6	6205,53	45,01	0,80
Sezione 7.7	6242,28	44,80	20,60
Sezione 8	6405,09	44,80	0,07
Sezione 9	6766,32	44,28	0,17
Sezione 10	7485,51	44,00	0,20
Sezione 11	8031,92	43,36	0,04
Sezione 12	8557,07	43,06	0,31
Sezione 13	9484,29	42,86	0,03
Sezione 14	9945,14	42,28	0,29
Sezione 14.5	10528,16	42,21	0,46
Sezione 15	10689,23	42,16	0,05
Sezione 16	11080,66	41,73	0,20
Sezione 17	11718,28	41,56	0,17
Sezione 18	12746,18	40,49	0,03
Sezione 18.8	0,00	49,32	0,03
Sezione 18.9	1578,51	49,19	0,04
Sezione 19	2968,73	47,81	102,25
Sezione 20	4063,79	47,81	83,80
Sezione 4	4577,87	47,81	308,69

5. CALCOLO DEL VOLUME D'INVASO

Il volume d'invaso è calcolato come somma dei volumi compresi tra sezioni successive.

In particolare nel tratto compreso tra due sezioni il volume è definito come prodotto della distanza per la sezione idraulica media.

Per semplicità il calcolo è svolto in modo separato per i tre tronchi in cui è diviso il modello idraulico:

- fiume Adda a monte della confluenza;
- fiume Serio a monte della confluenza;
- fiume Adda a valle della confluenza.

Tra l'ultima sezione del fiume Adda e del fiume Serio a monte dell'immissione e quella della confluenza, la superficie idraulica è considerata costante e pari a quella della sezione del ramo di monte. Ciò perché la sezione di confluenza è unica per entrambi i fiumi e quindi presenta una superficie idraulica pressoché doppia.

Il volume è calcolato a partire dalla sezione in cui il livello di magra coincide con quello di progetto d'invaso (47,81 m s.l.m.). Infatti a monte il volume d'invaso è nullo, poiché il profilo di magra è più elevato di quello di rigurgito.

La traversa fluviale in progetto è ubicata appena a valle della sezione 7.4.

Le tabelle che seguono riportano i risultati elaborati come indicato in precedenza.

Tabella 4: Volume di invaso del fiume Adda a monte della confluenza

Generico		Rilievo - magra			Progetto - rigurgito		
Sezione	Dist. (m)	H _{magra} (m s.l.m.)	Ω _{magra} (m ²)	V _{magra} (m ³)	H _{rigurgito} (m s.l.m.)	Ω _{rigurgito} (m ²)	V _{rigurgito} (m ³)
Inizio	1696,82	47,81	35,82	63 262	47,81	35,82	106 981
Sezione 2	796,85	47,19	38,75	26 686	47,81	90,28	94 781
Sezione 3	1077,72	46,41	28,23	30 424	47,81	147,61	159 083
Sezione 4		46,10	28,23		47,81	147,61	
Totale				120 373			360 844

Tabella 5: Volume di invaso del fiume Serio a monte della confluenza

Generico		Rilievo - magra			Progetto - rigurgito		
Sezione	Dist. (m)	H _{magra} (m s.l.m.)	Ω _{magra} (m ²)	V _{magra} (m ³)	H _{rigurgito} (m s.l.m.)	Ω _{rigurgito} (m ²)	V _{rigurgito} (m ³)
Inizio	576,99	47,81	5,43	2 813	47,81	5,43	31 066
Sezione 19	1095,07	46,67	4,32	13 294	47,81	102,25	101 869
Sezione 20	514,07	46,17	19,96	10 261	47,81	83,80	43 079
Sezione 4		46,10	19,96		47,81	83,80	
Totale				26 368			176 014

Tabella 6: Volume di invaso del fiume Adda a valle della confluenza

Generico		Rilievo - magra			Progetto - rigurgito		
Sezione	Dist. (m)	H _{magra} (m s.l.m.)	Ω _{magra} (m ²)	V _{magra} (m ³)	H _{rigurgito} (m s.l.m.)	Ω _{rigurgito} (m ²)	V _{rigurgito} (m ³)
Sezione 4	544,99	46,10	79,93	35 686	47,81	308,69	137 409
Sezione 5	347,14	45,98	51,03	17 394	47,81	195,57	81 702
Sezione 6	45,32	45,84	49,18	2 396	47,81	275,14	12 673
Sezione 7	262,68	45,82	56,54	10 587	47,81	284,11	82 975
Sezione 7.1	65,33	45,58	24,07	2 083	47,81	347,64	21 098
Sezione 7.4		45,53	39,69		47,81	298,28	
Totale				68 146			335 858

Nel complesso, i volumi sono:

- Volume occupato dalla portata di magra nella condizione di rilievo
 $V_{magra} = 214\,887\,m^3$
- Volume di rigurgito della traversa nella condizione di progetto
 $V_{rigurgito} = 872\,716\,m^3$

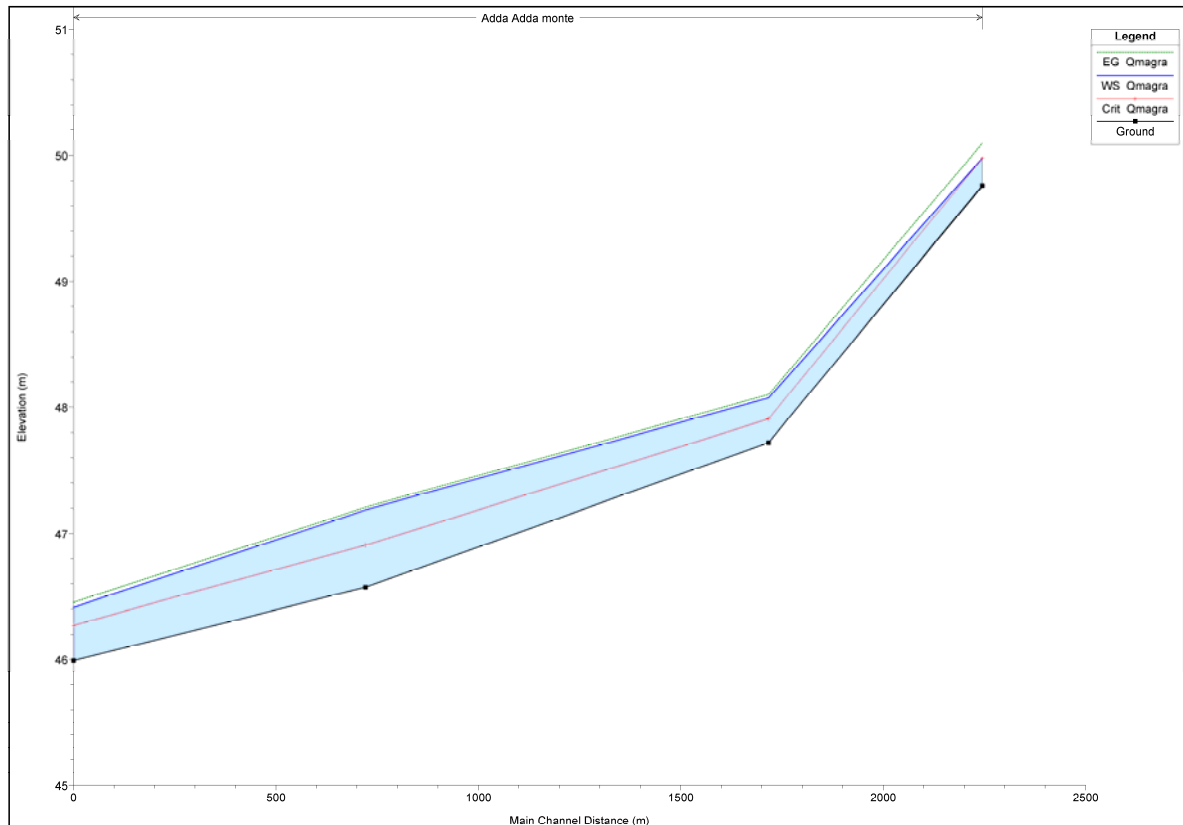
Ne consegue che il volume d'invaso dello sbarramento in progetto è:

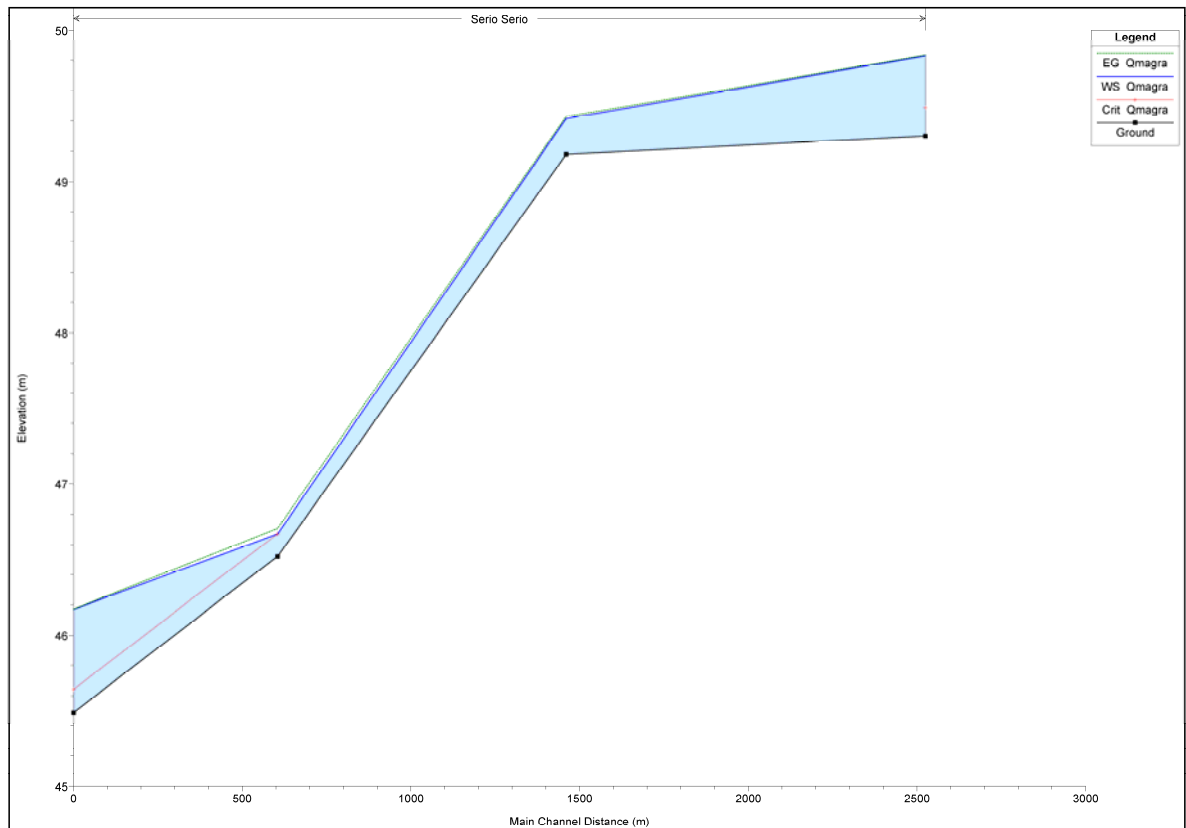
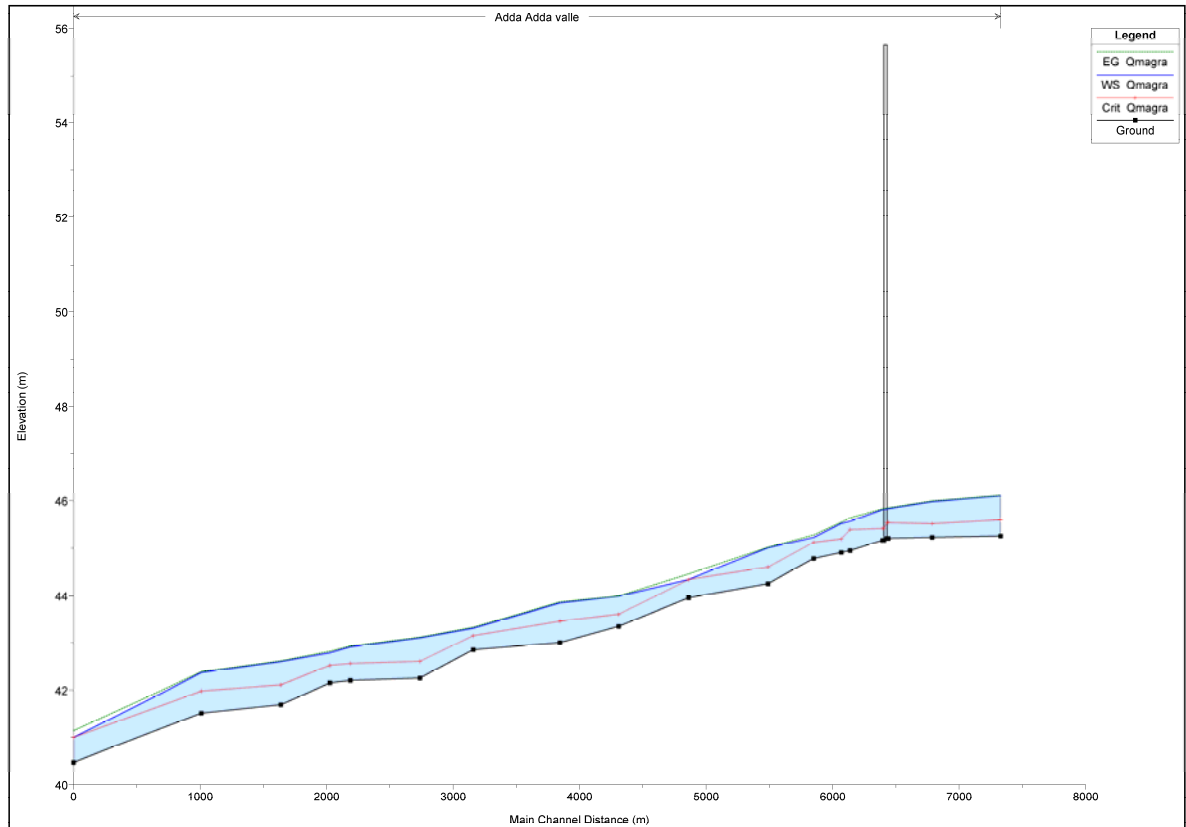
$$V_{invaso} = V_{rigurgito} - V_{magra} = 872\,716 - 214\,887 = 657\,829\,m^3$$

6. SEZIONI LONGITUDINALI E TRASVERSALI

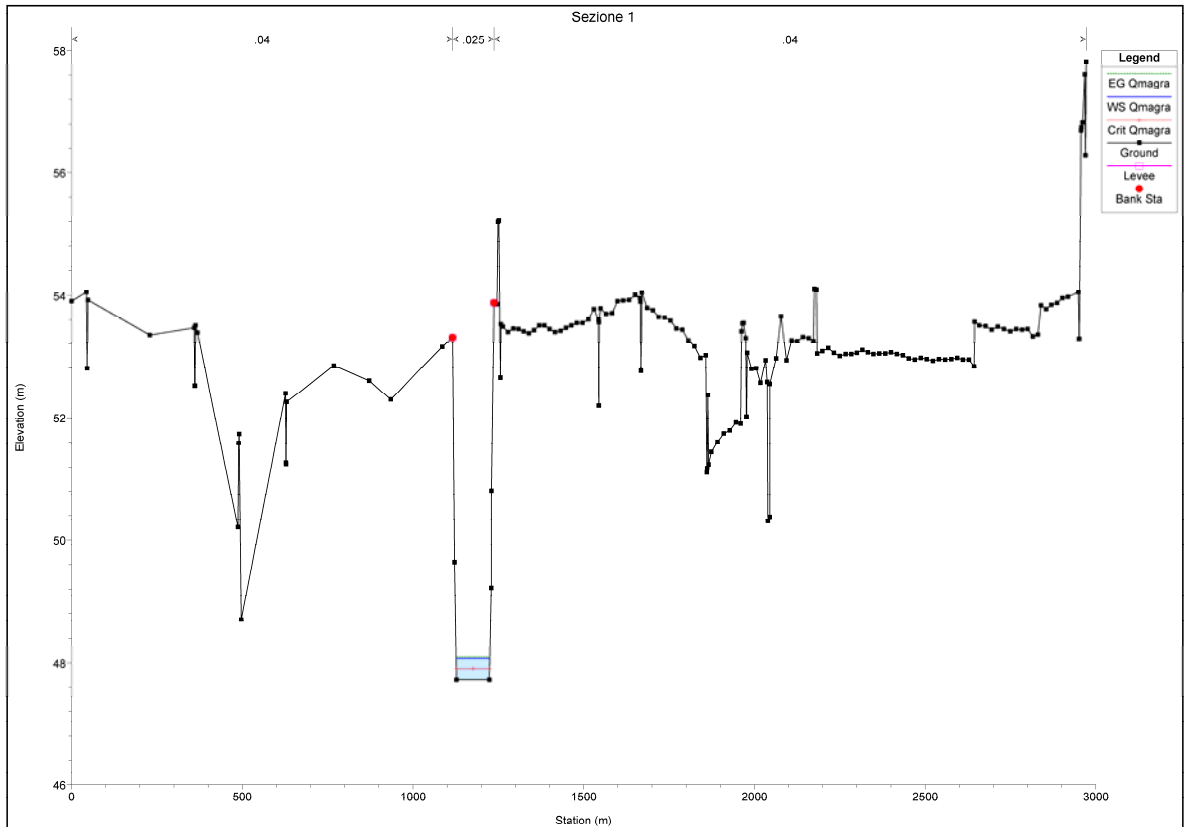
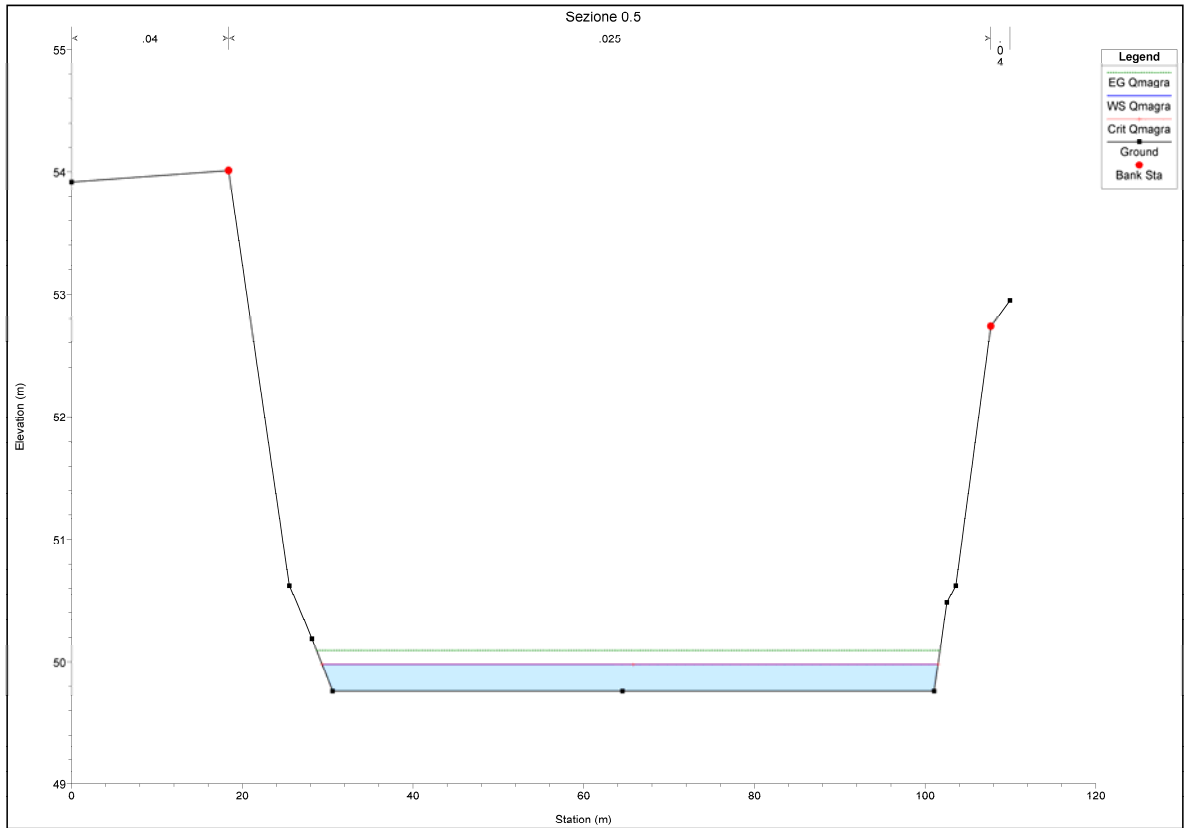
6.1. Situazione di rilievo – profilo di magra

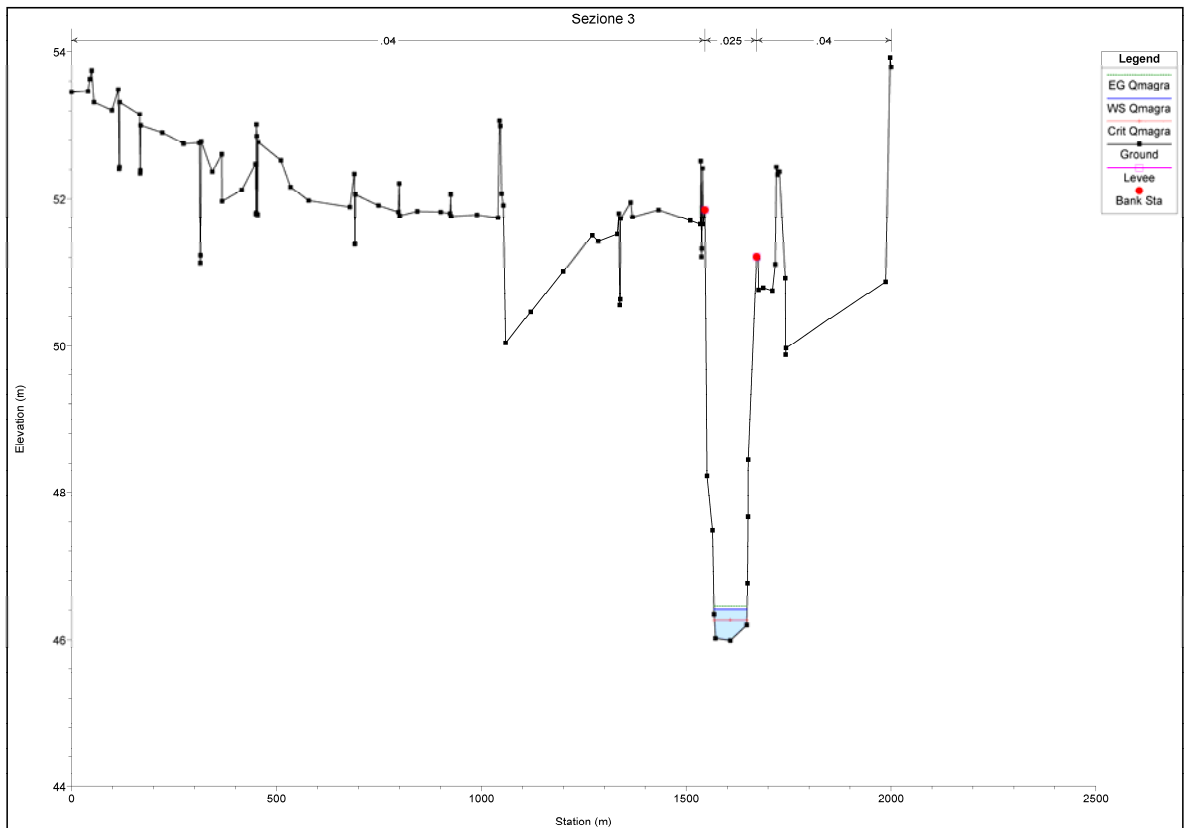
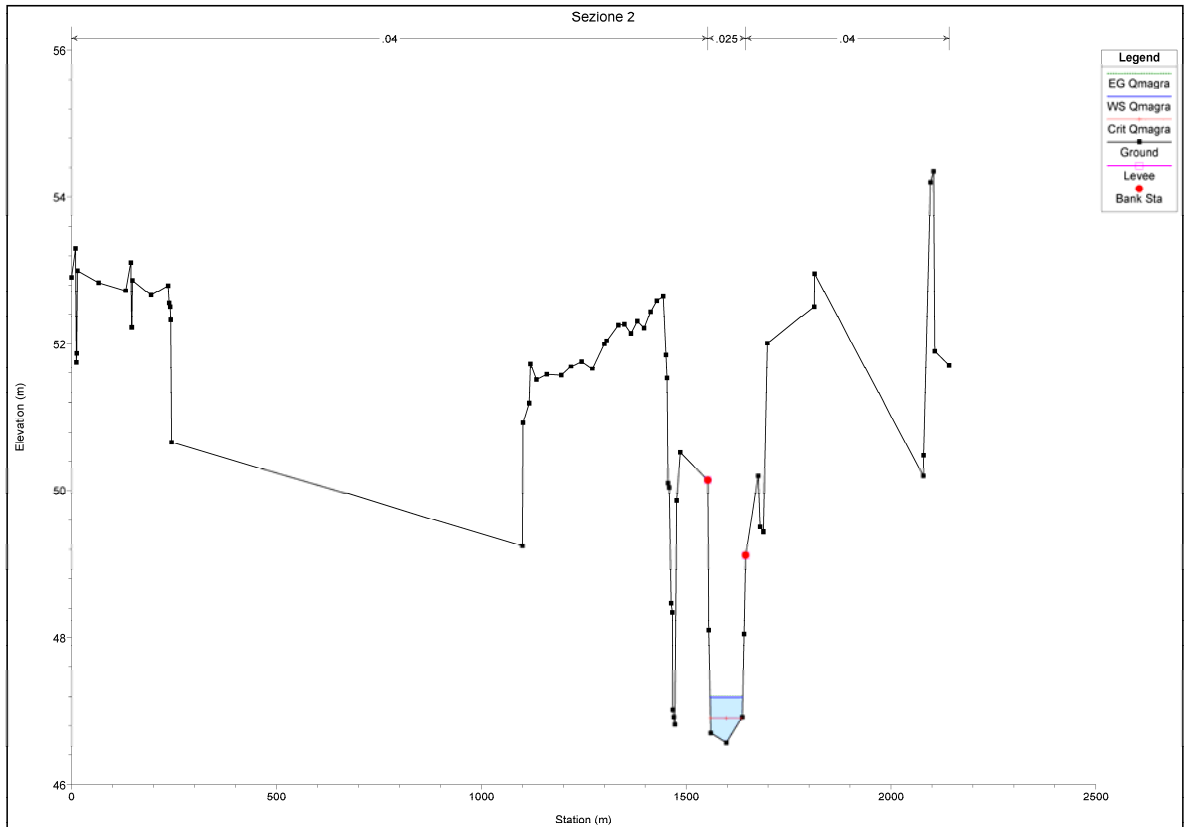
Profili longitudinali

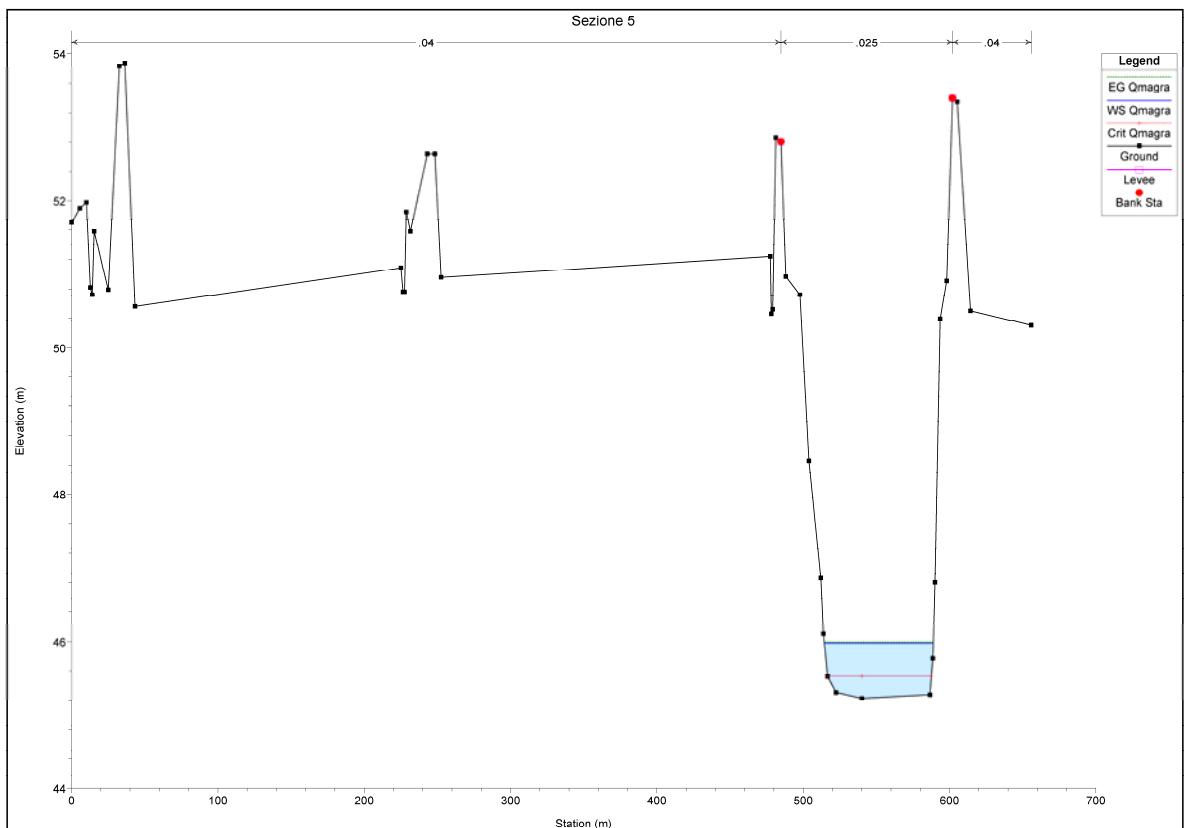
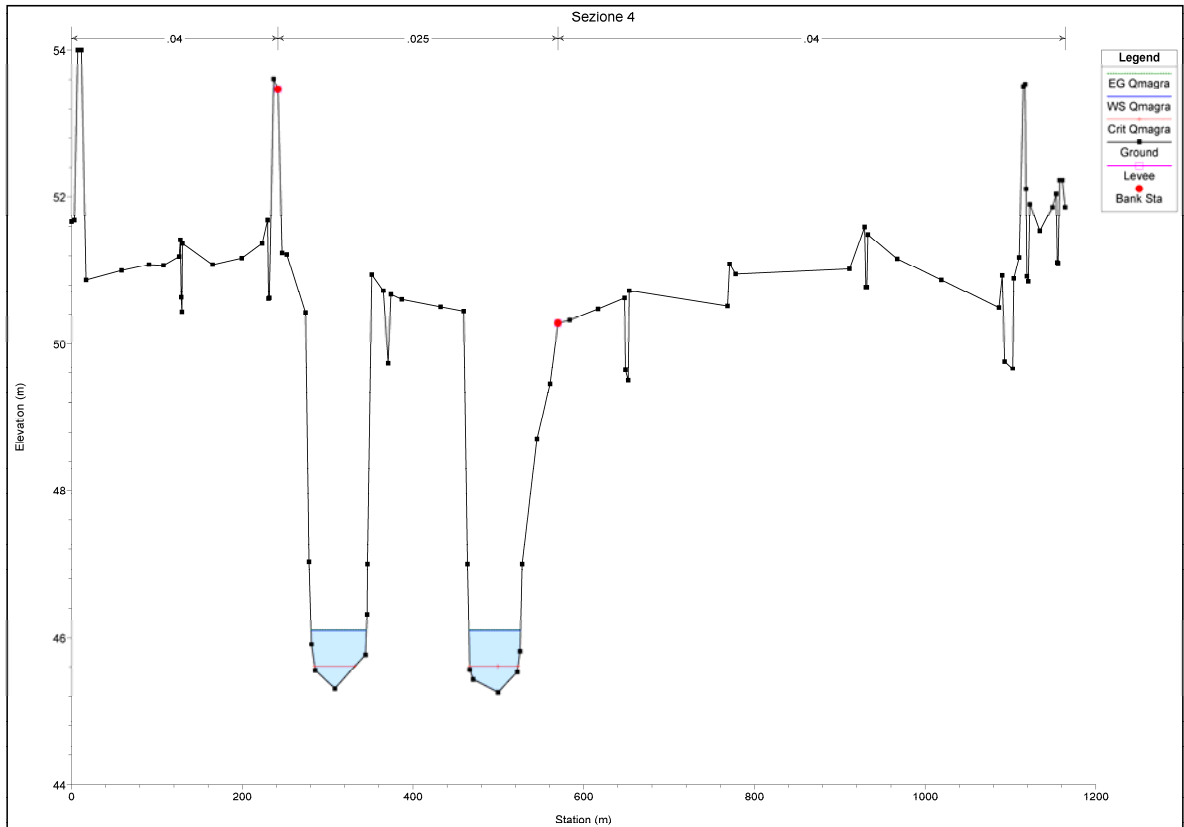


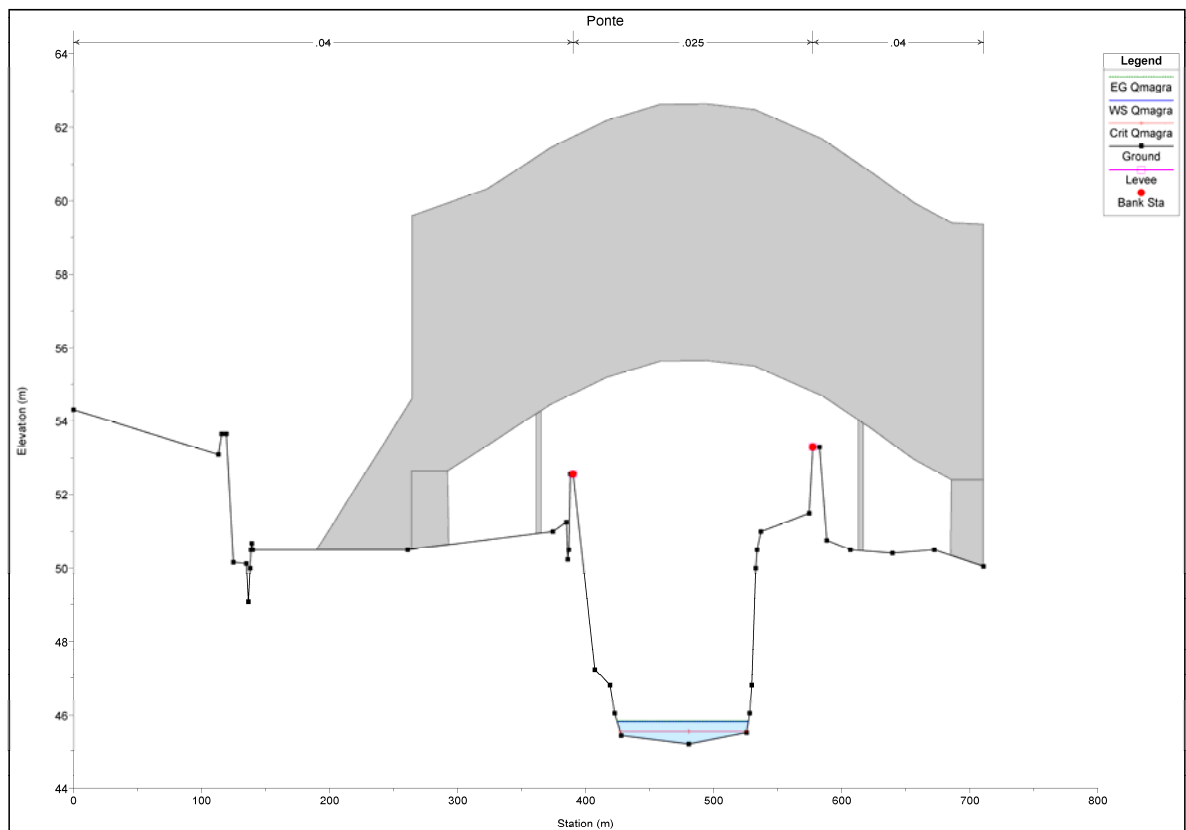
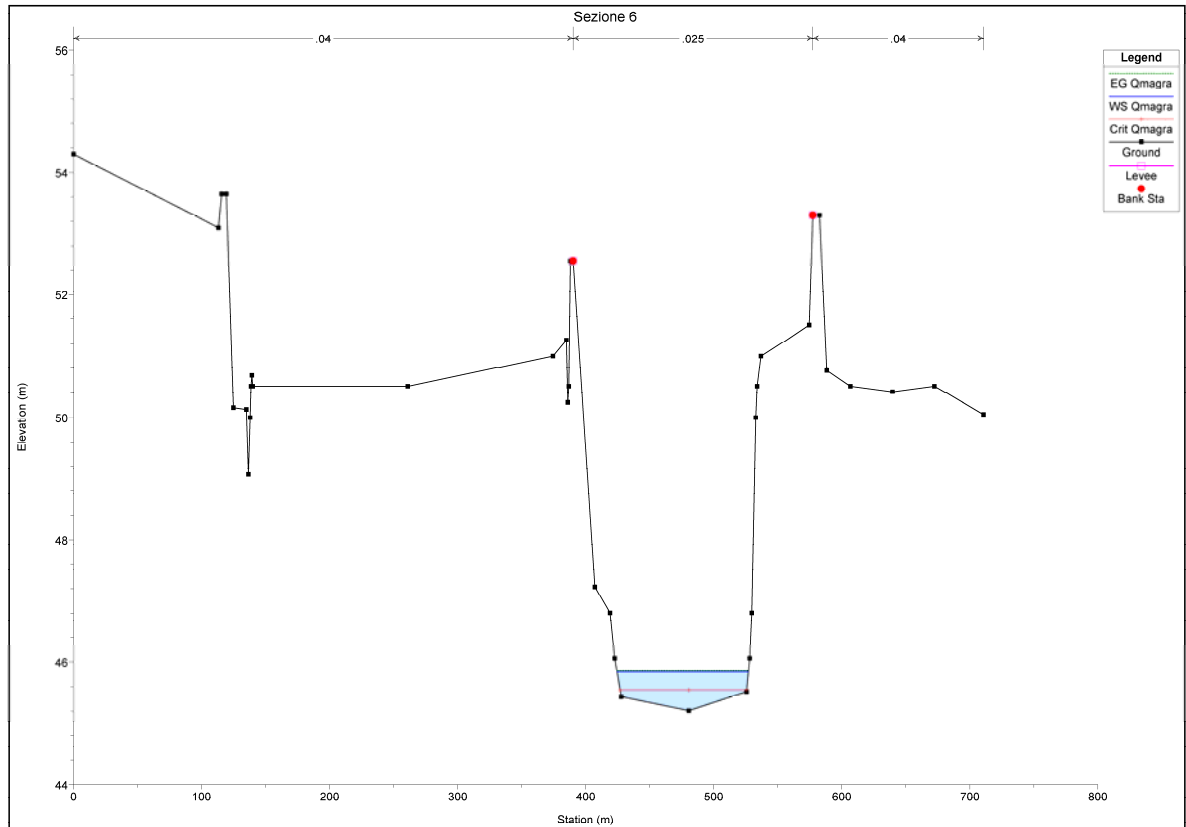


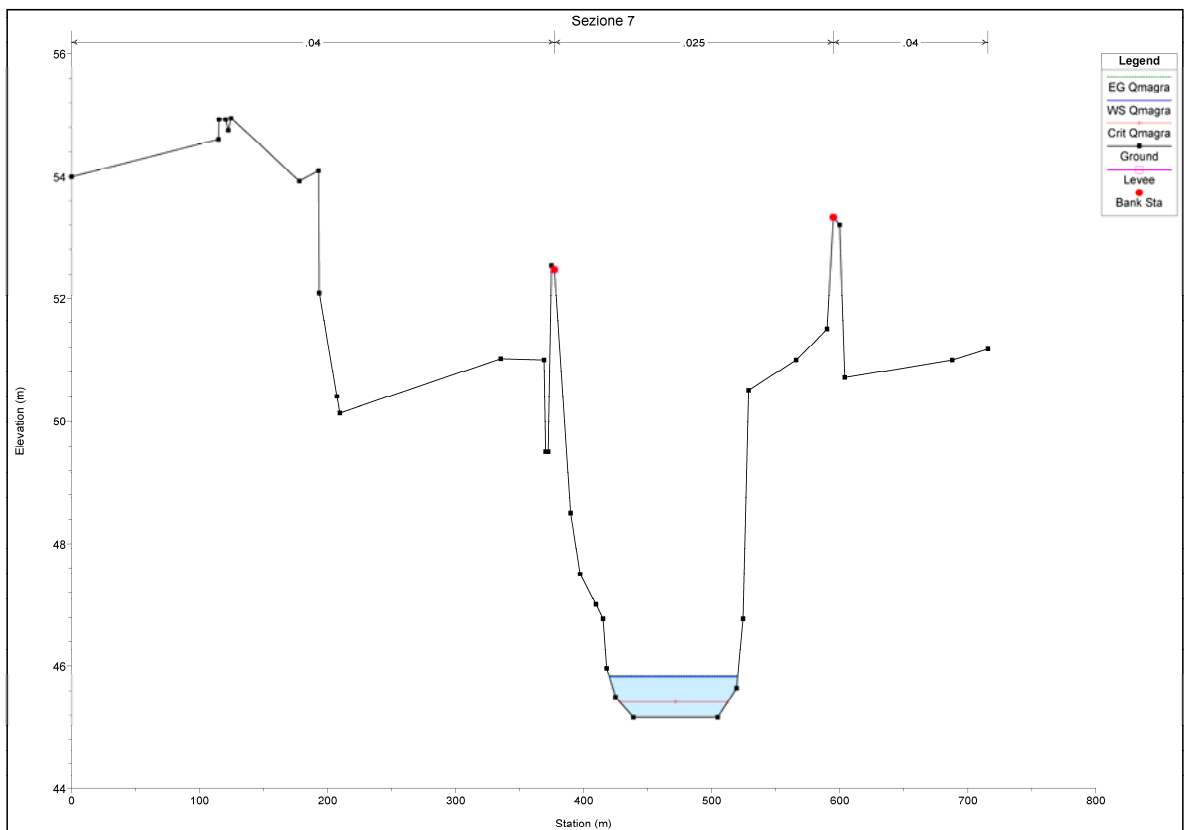
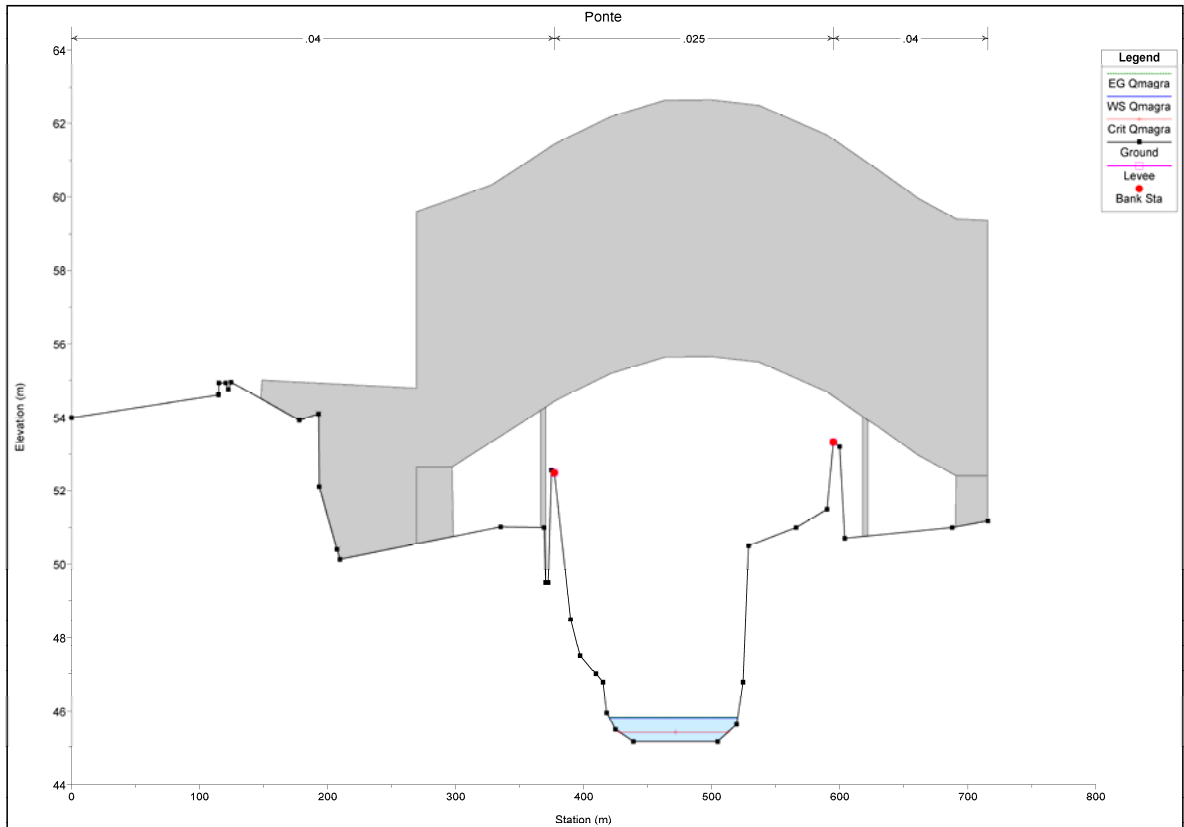
Sezioni trasversali

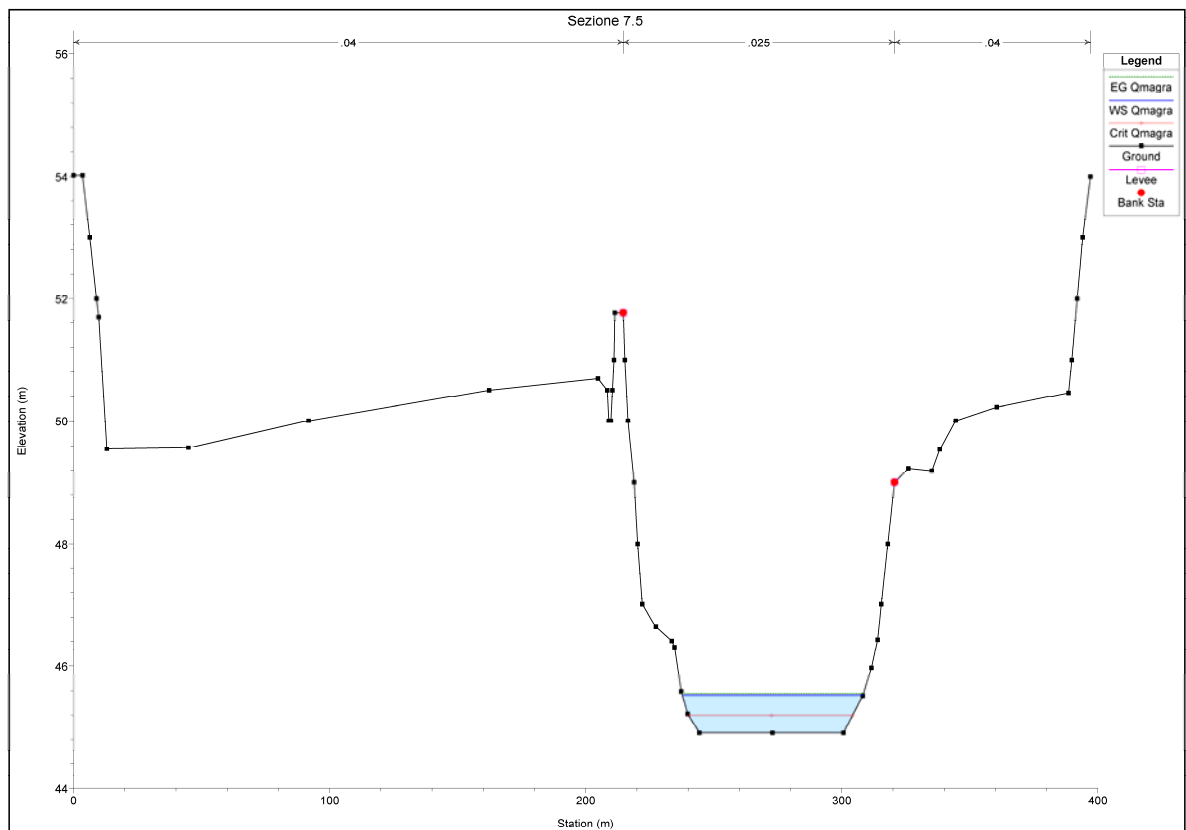
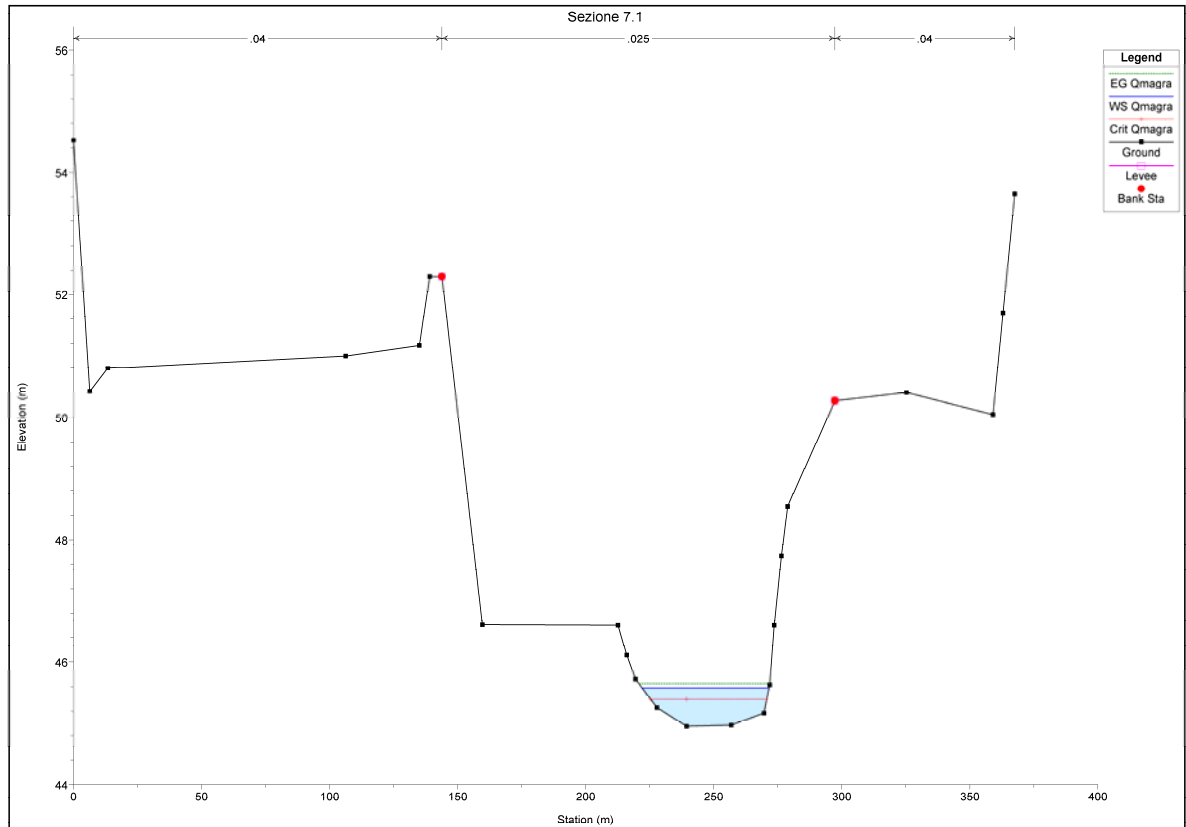


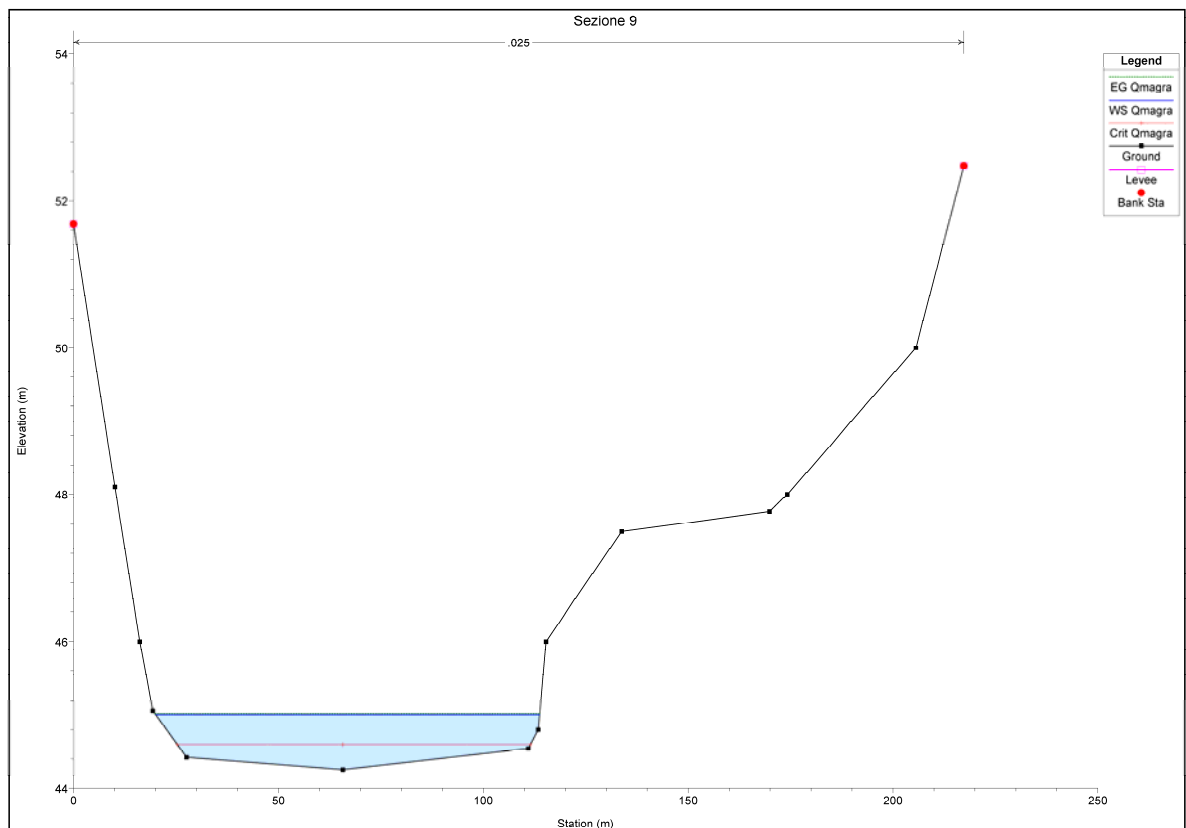
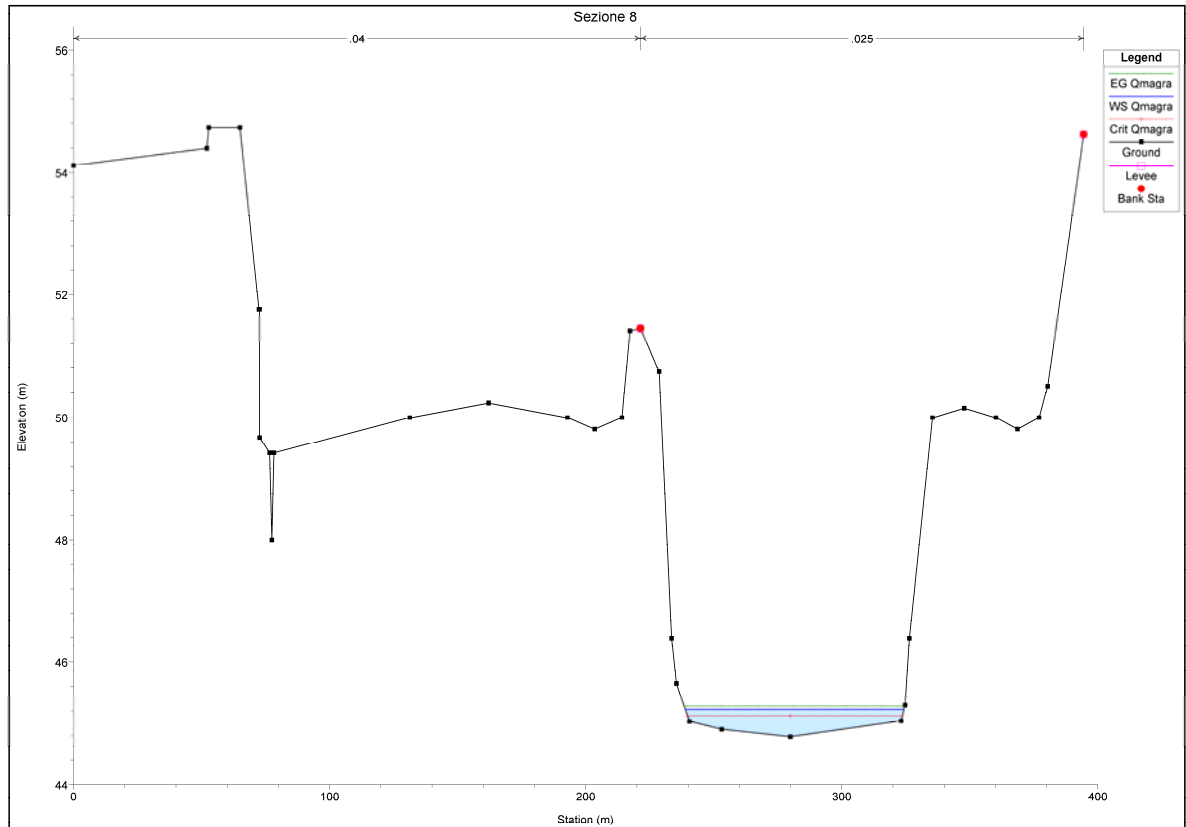


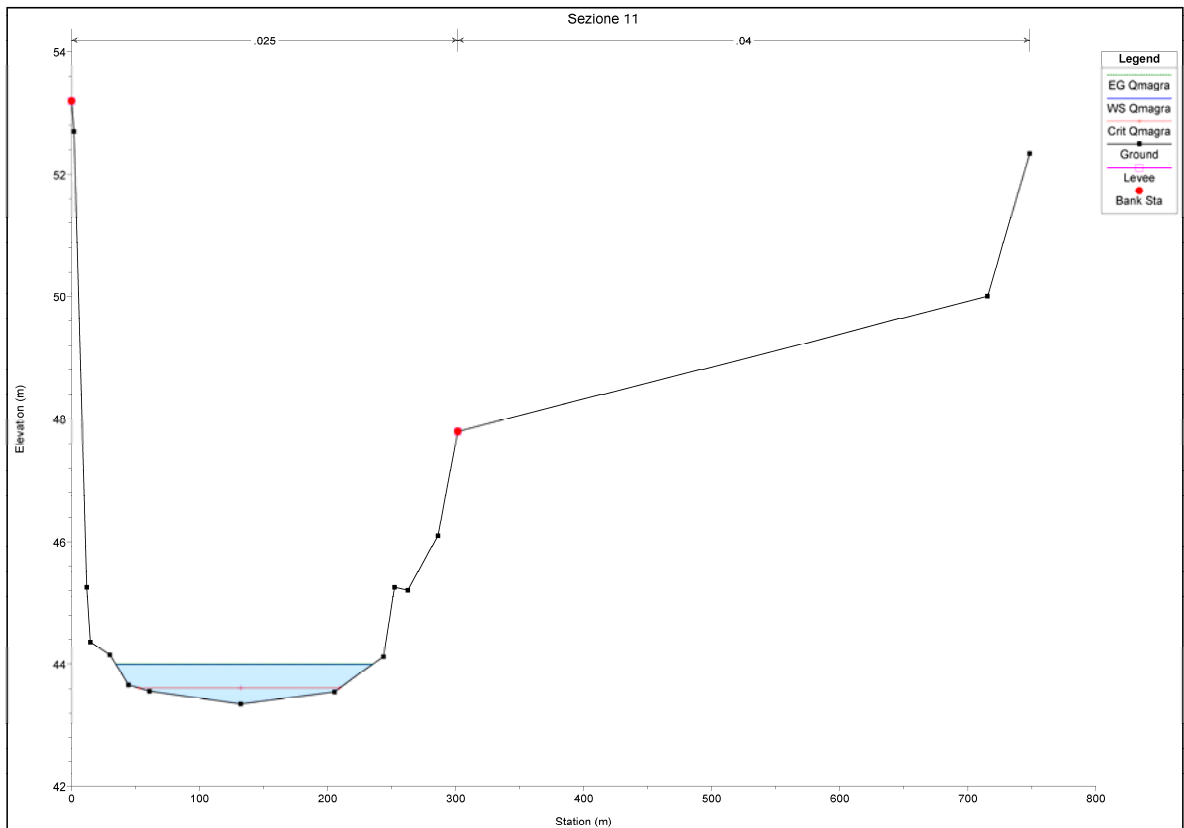
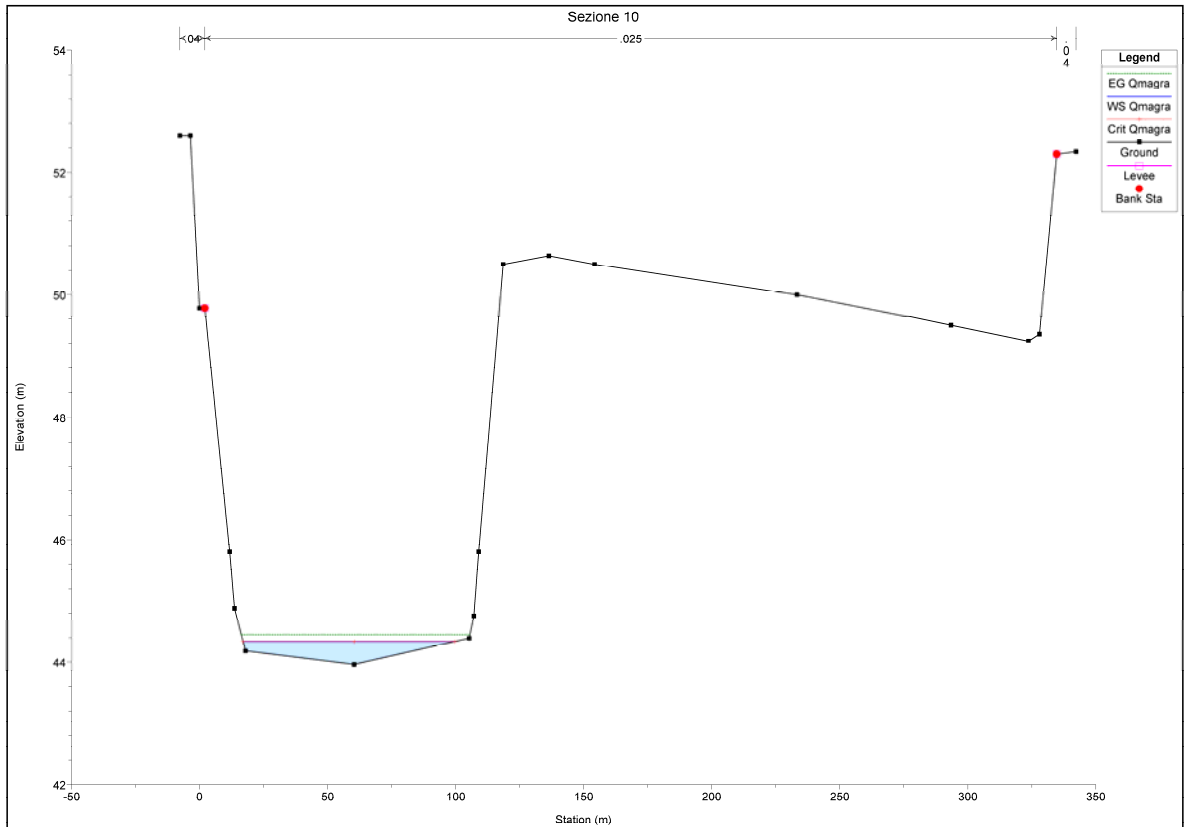


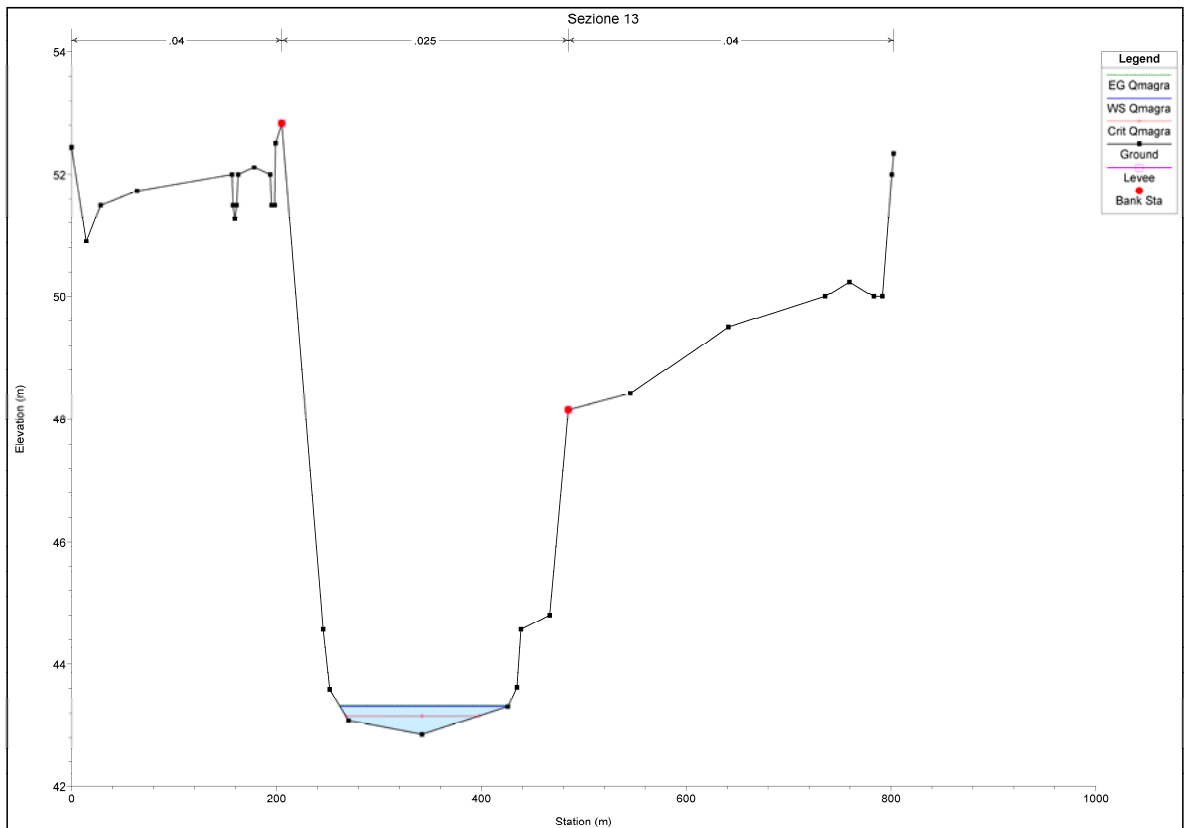
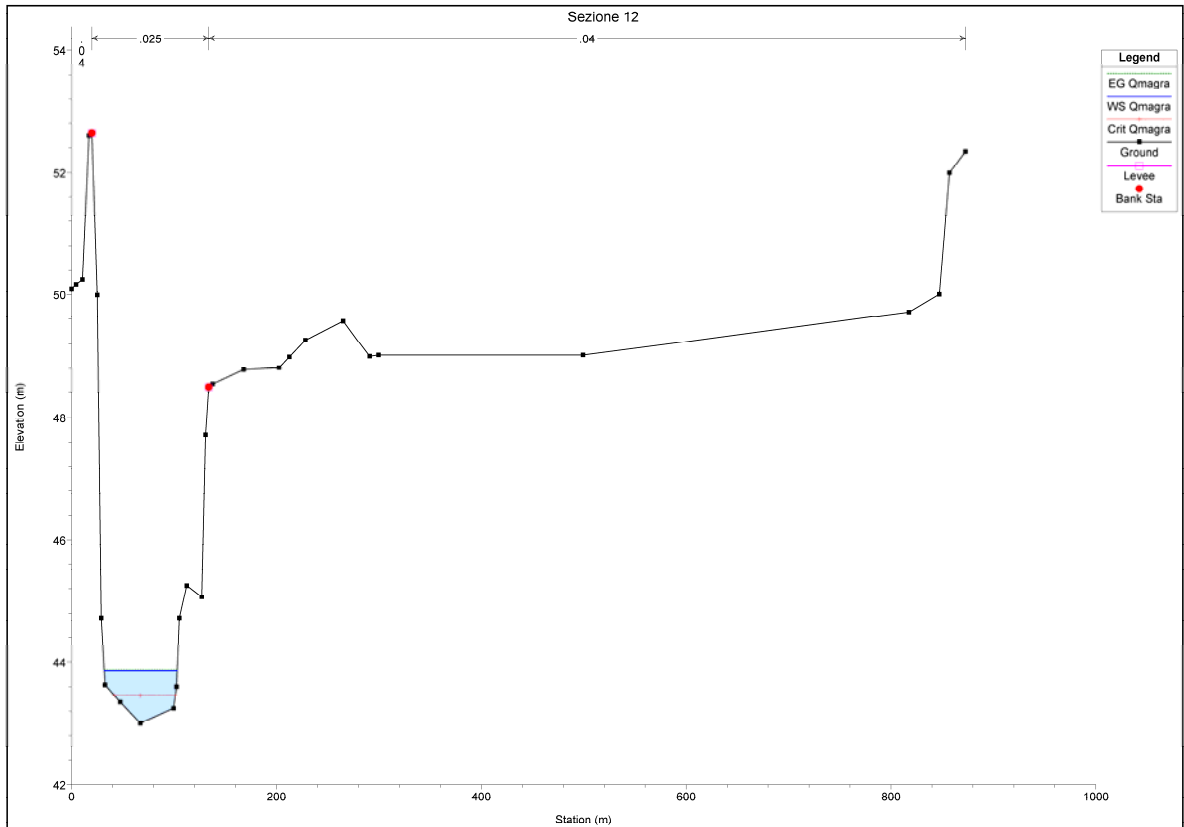


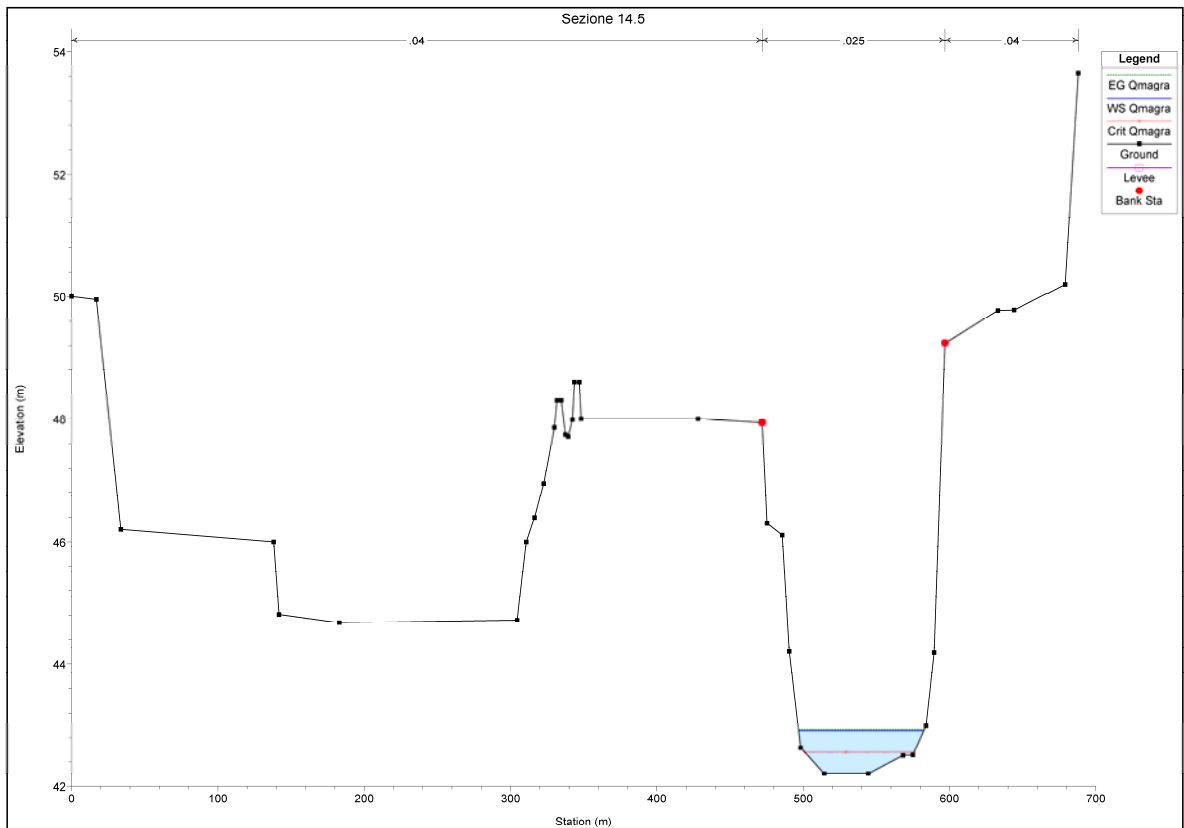
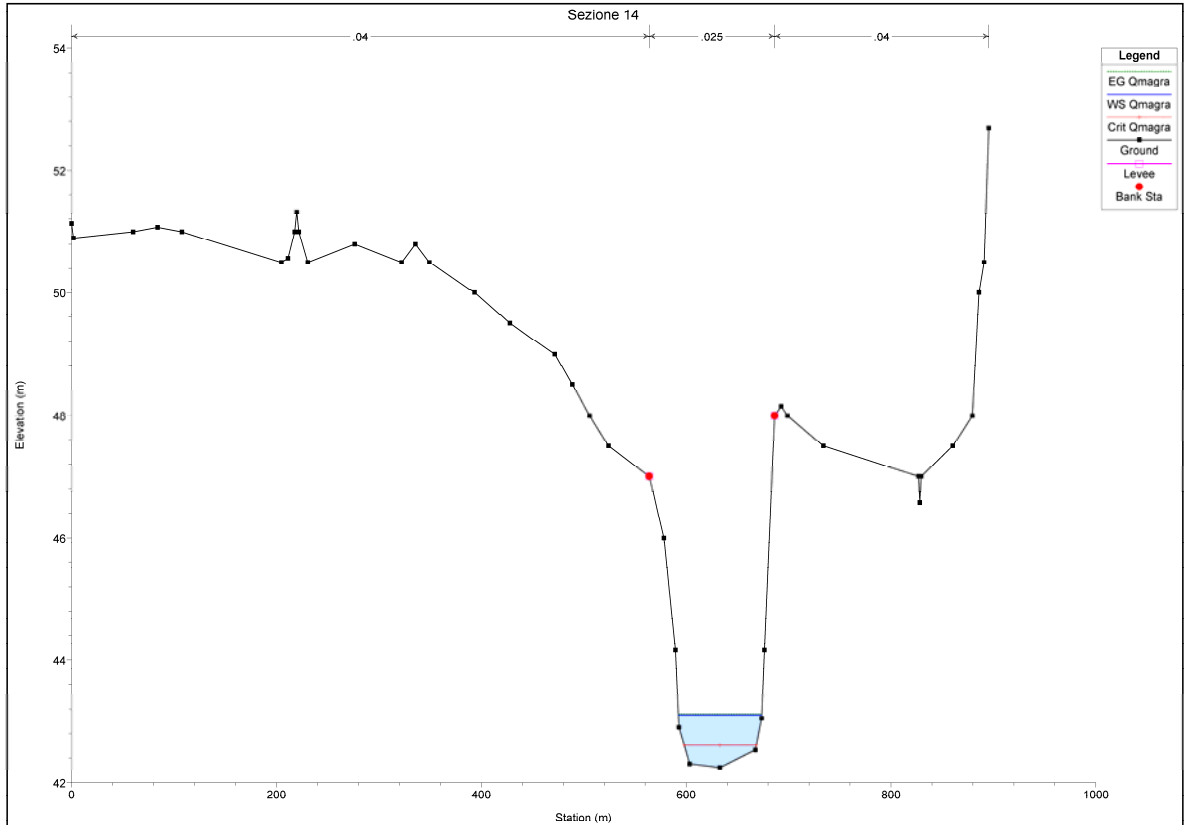


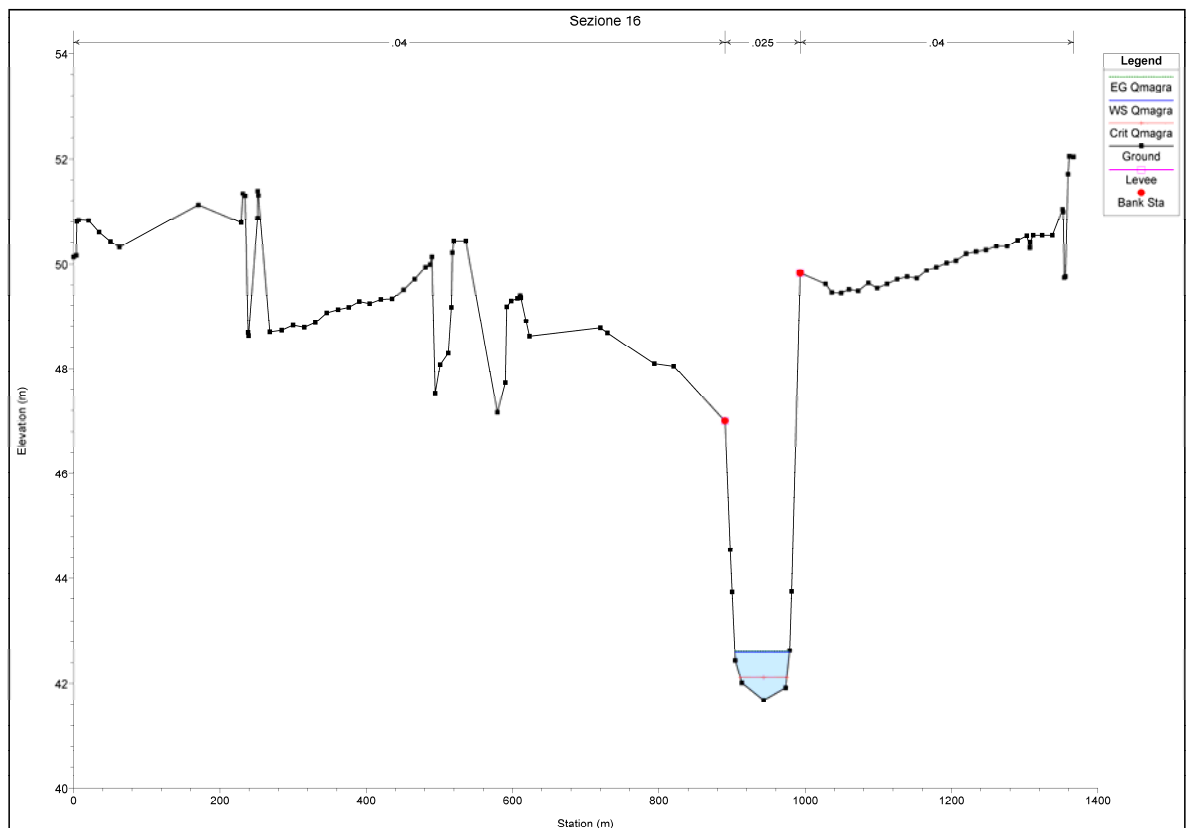
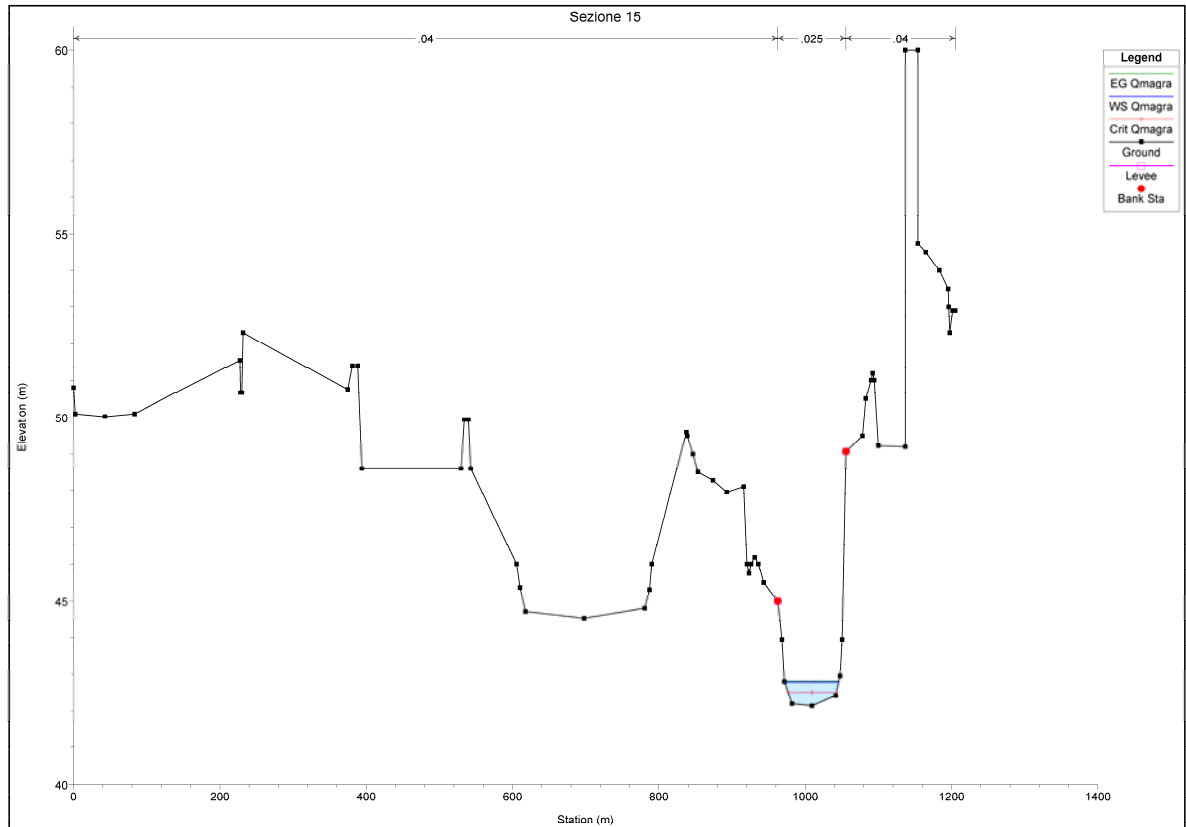


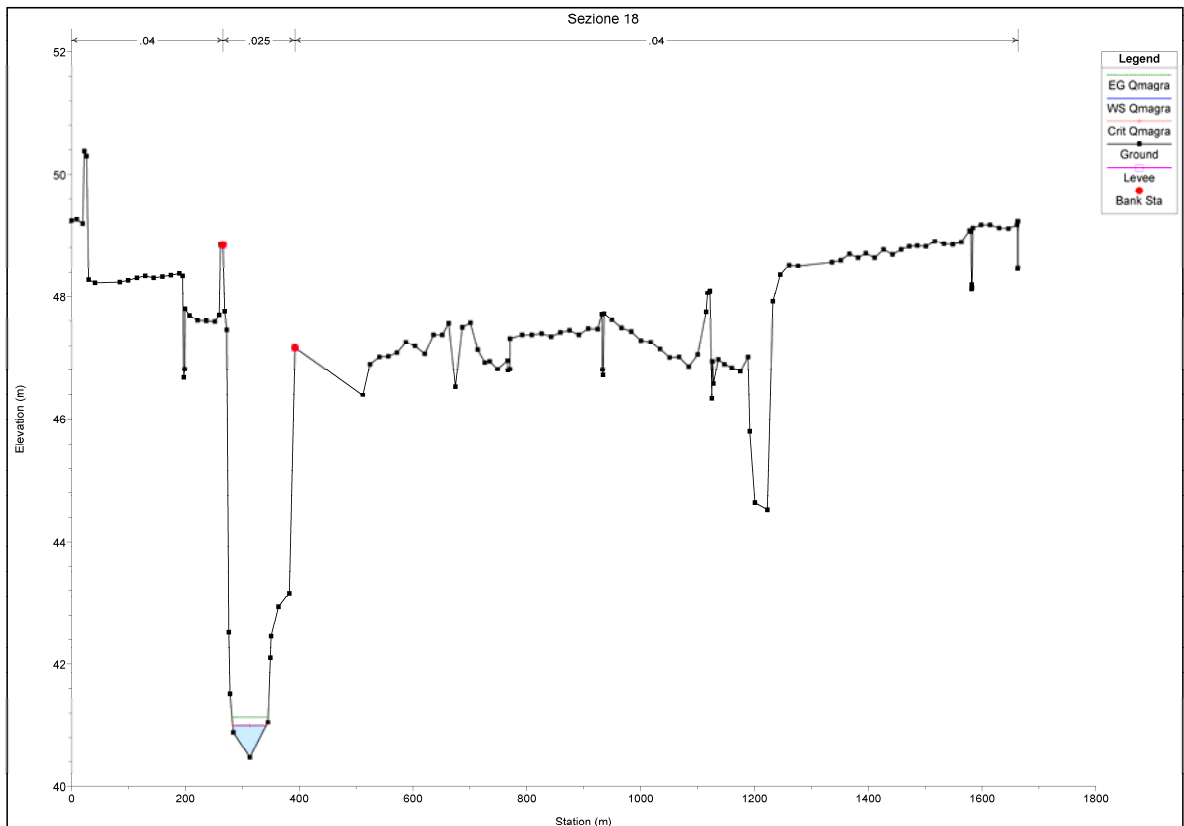
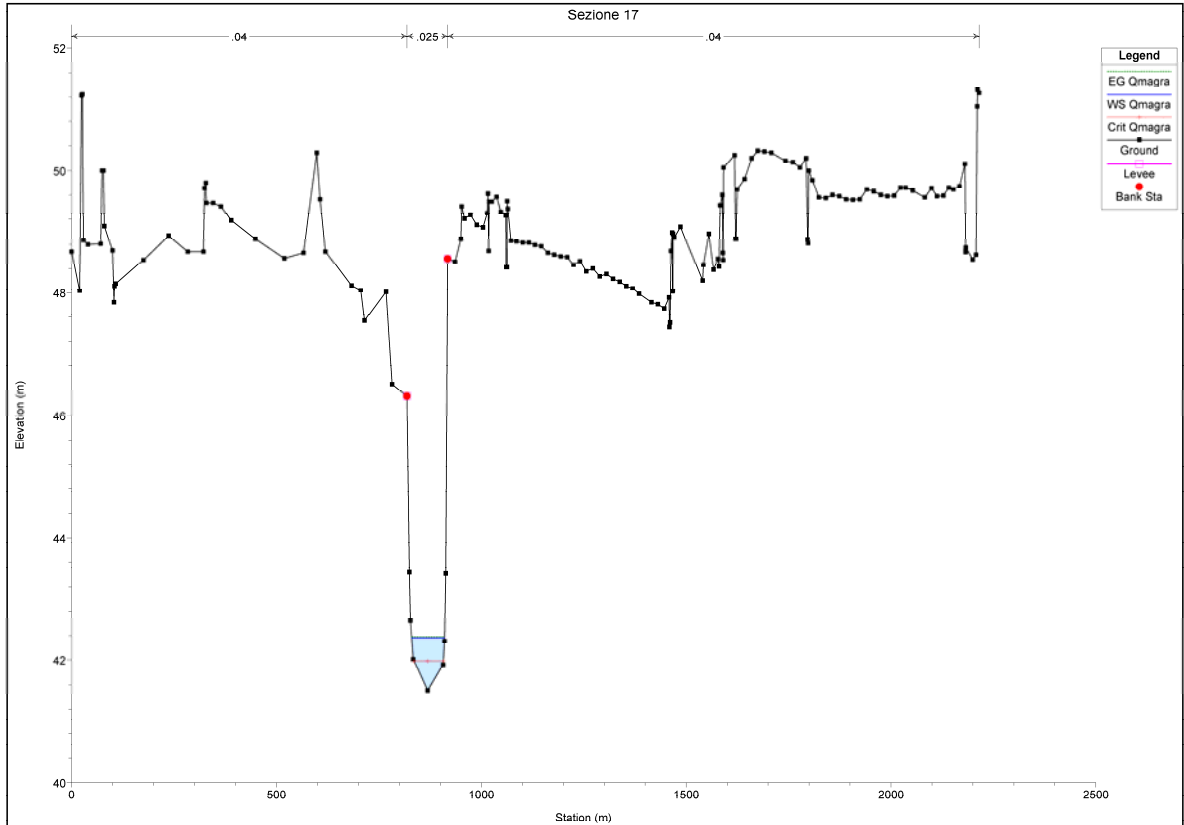


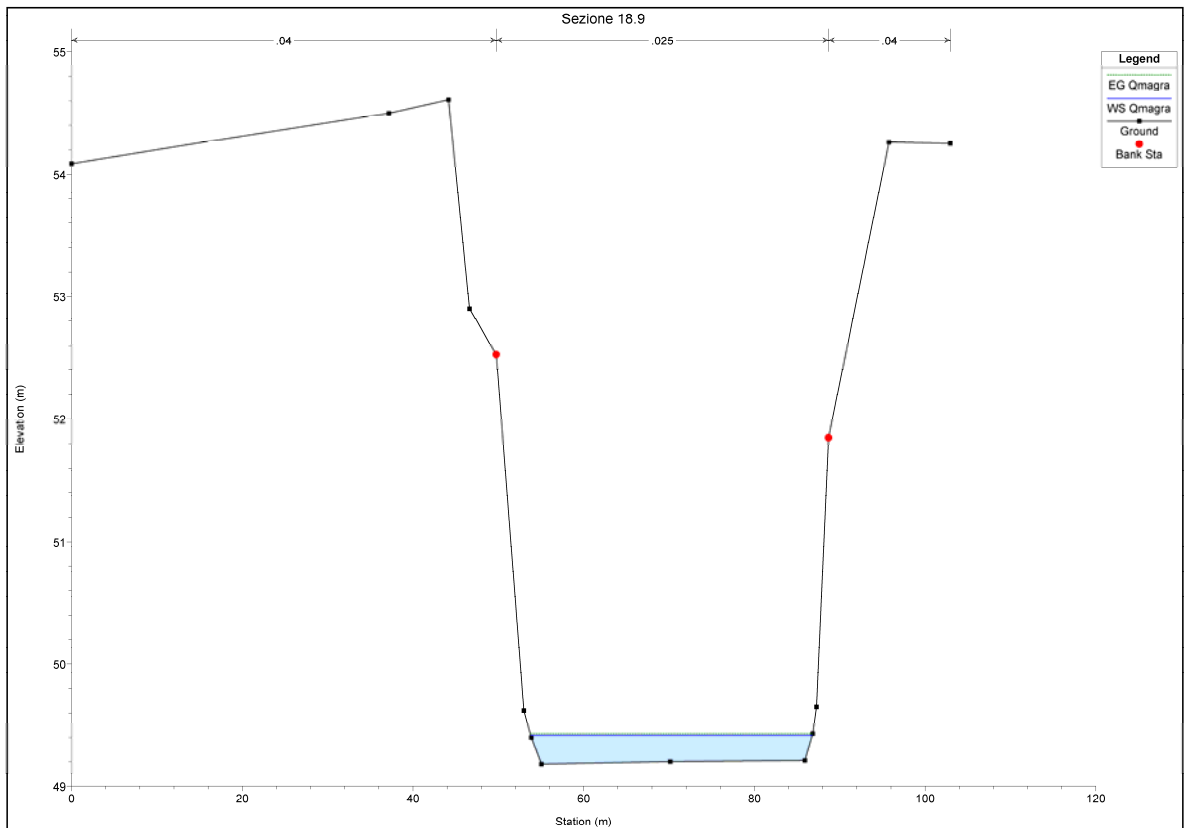
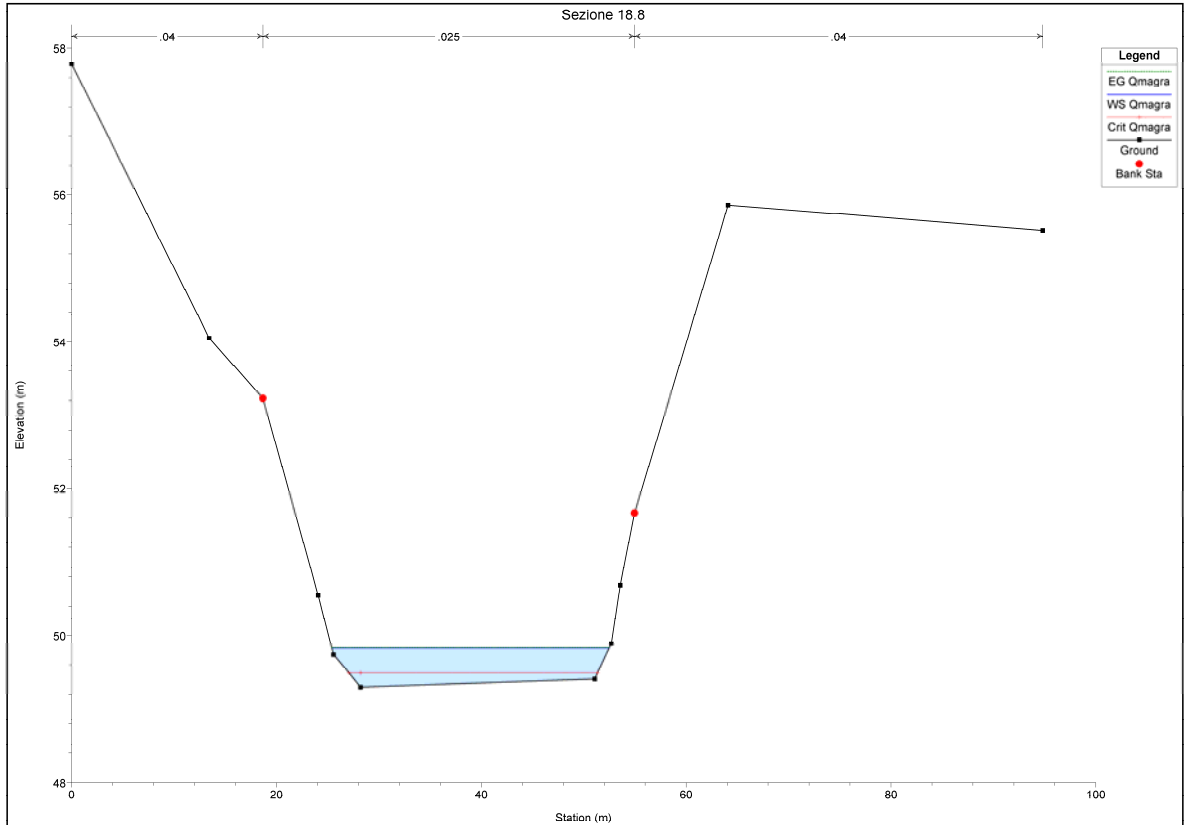


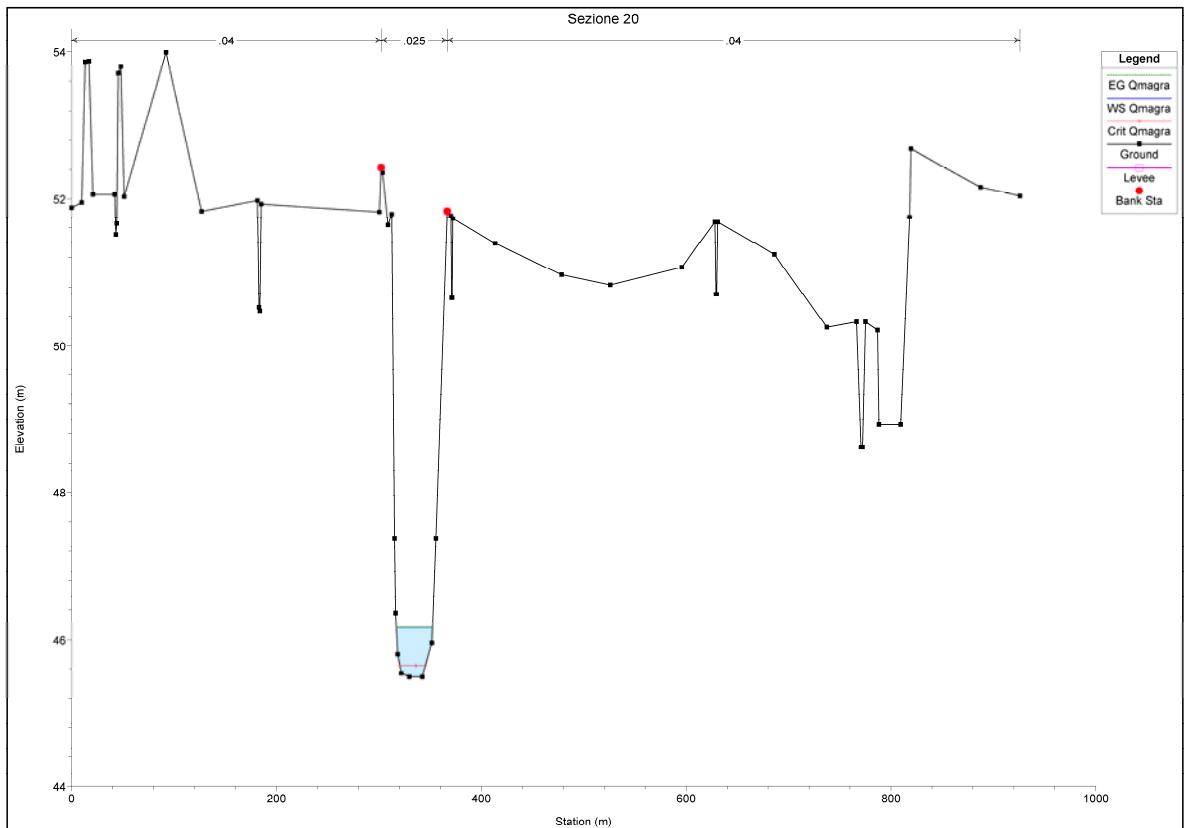
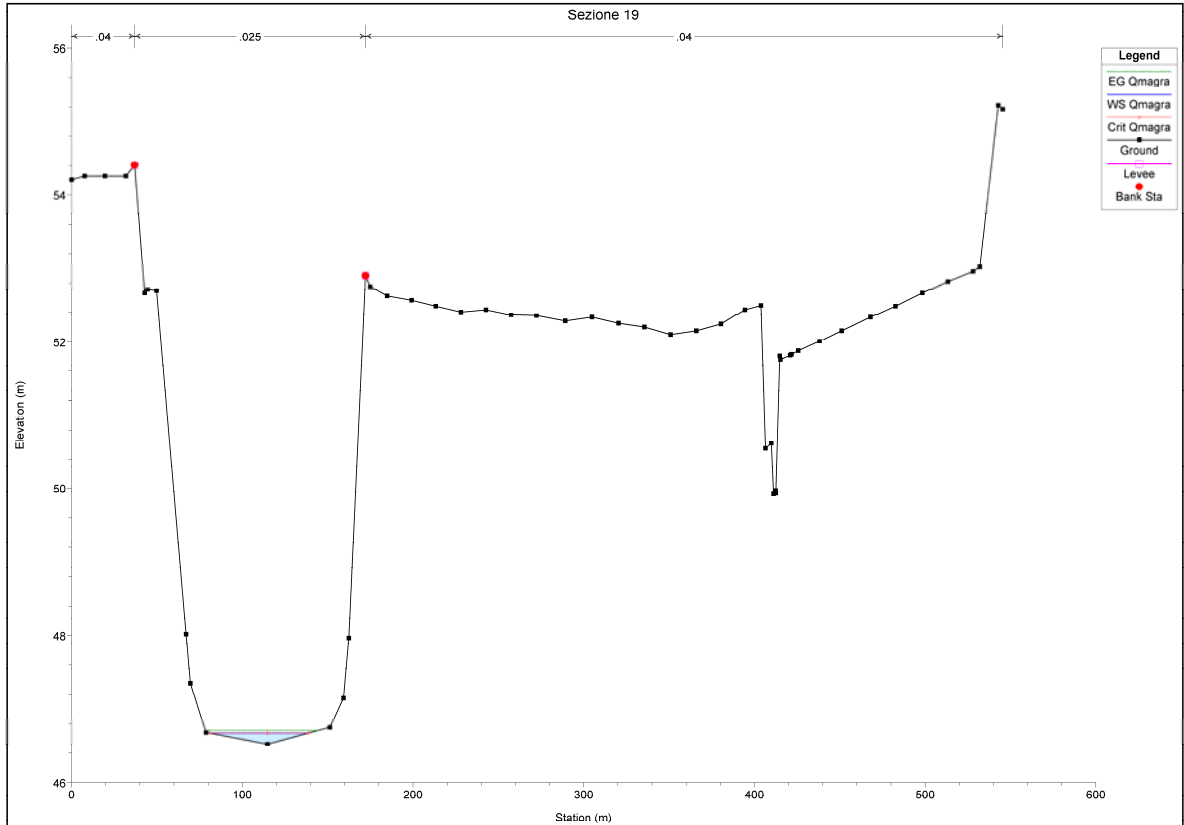






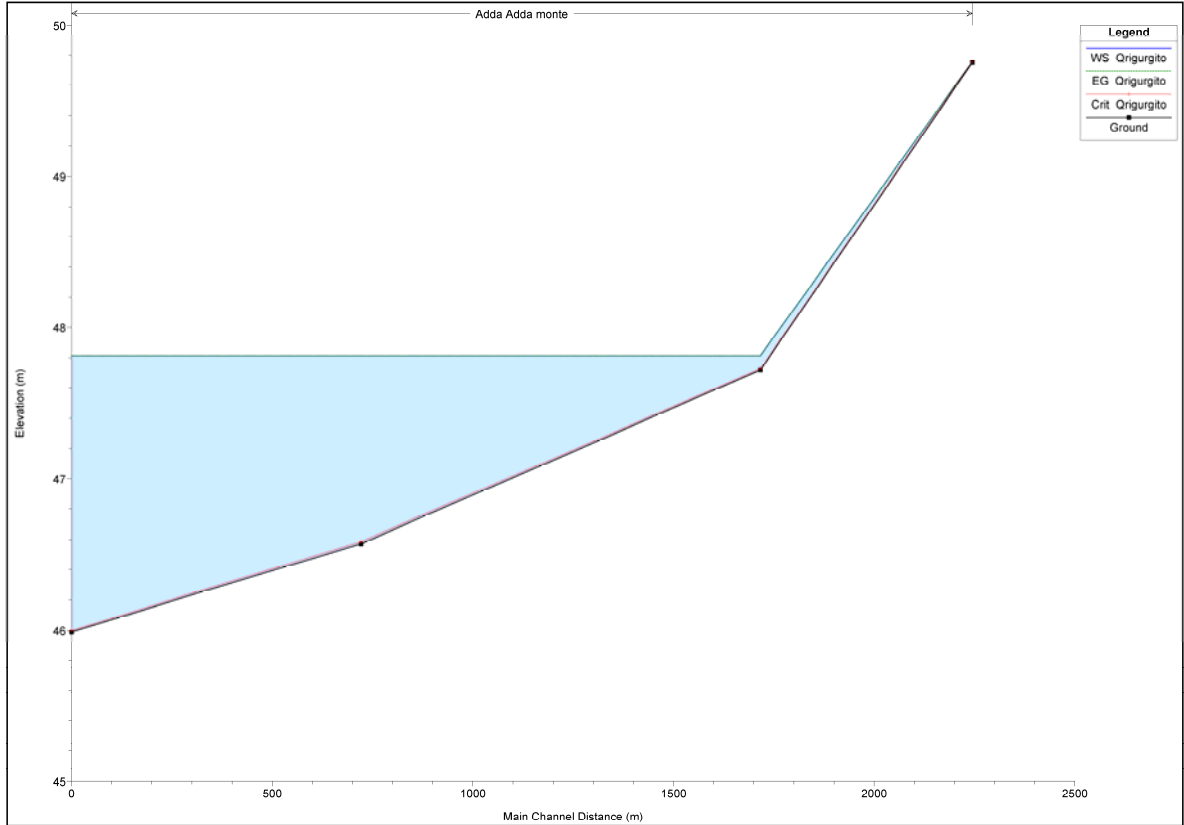


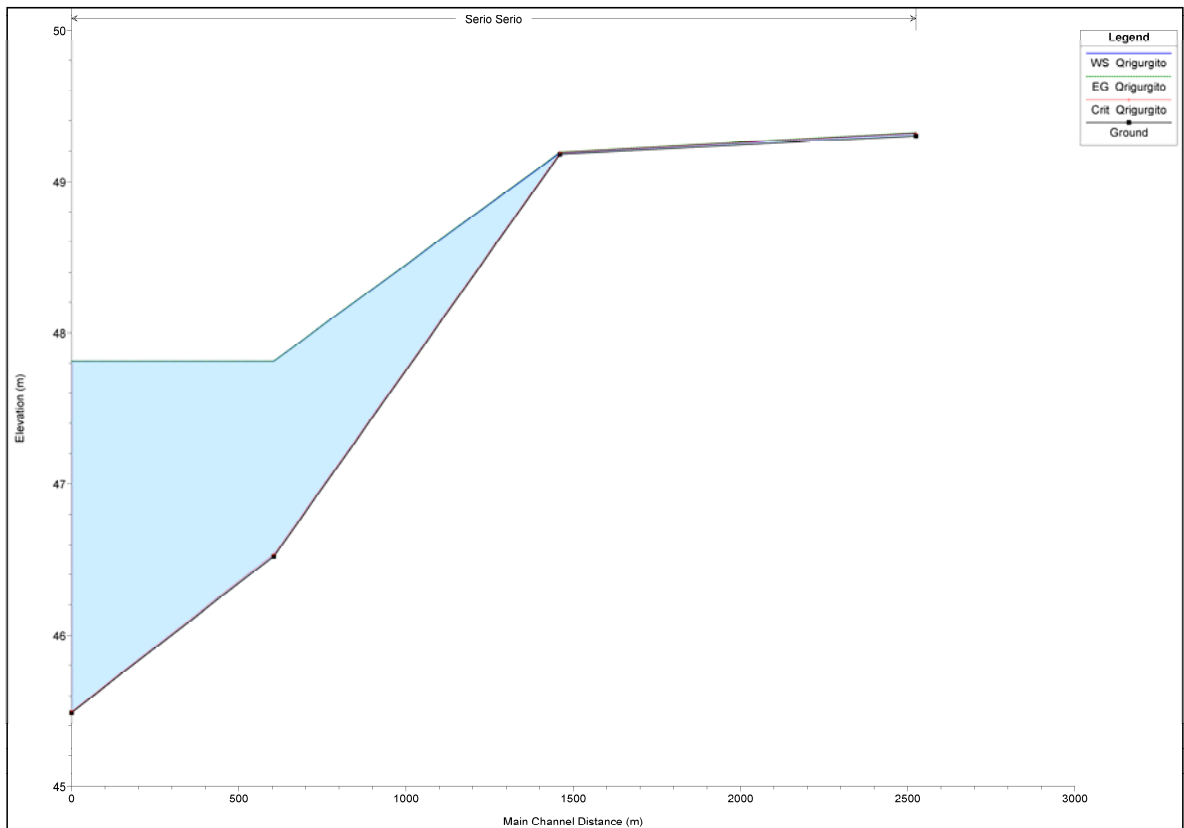
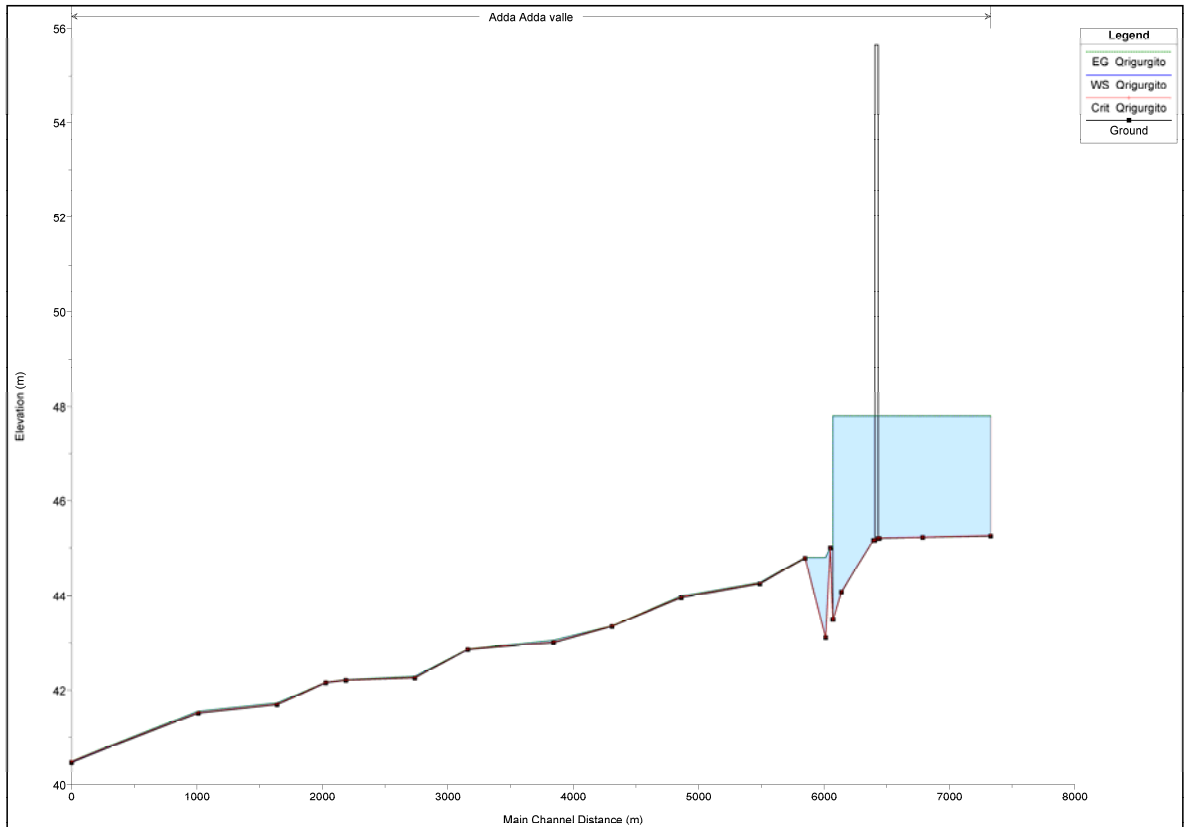




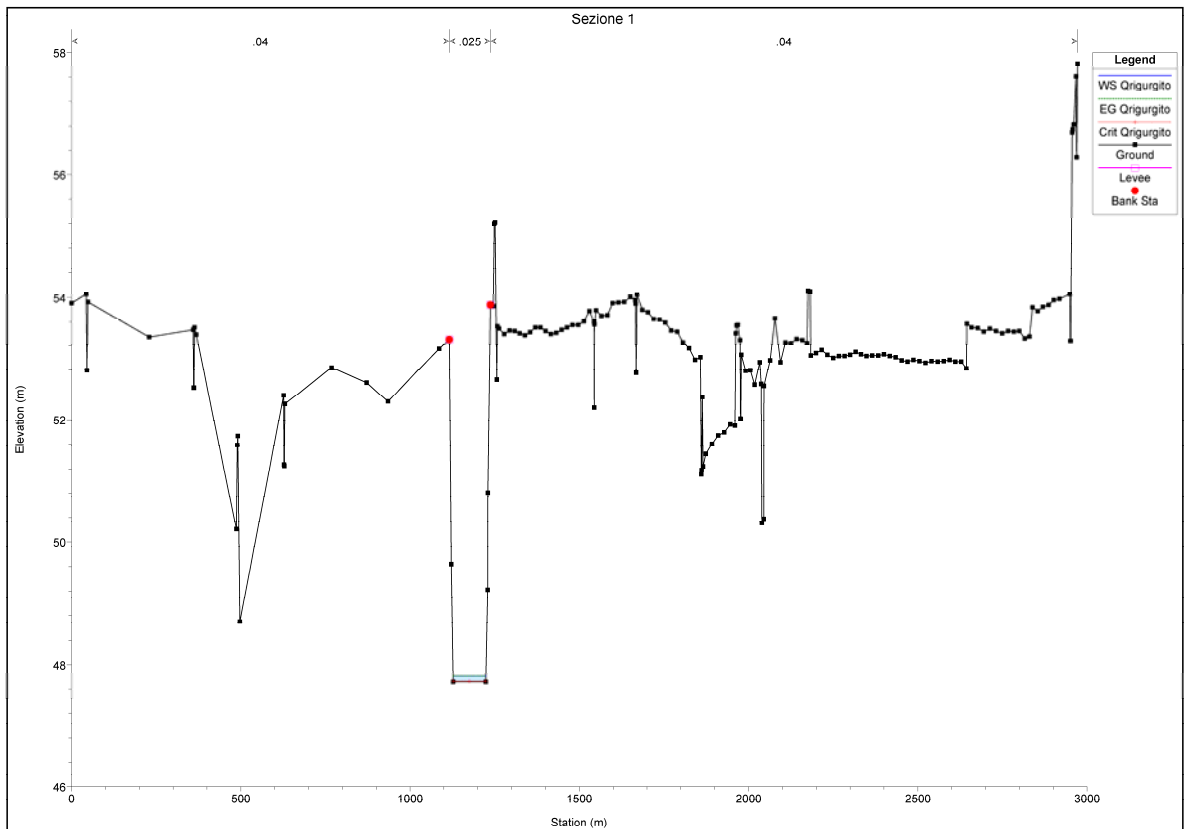
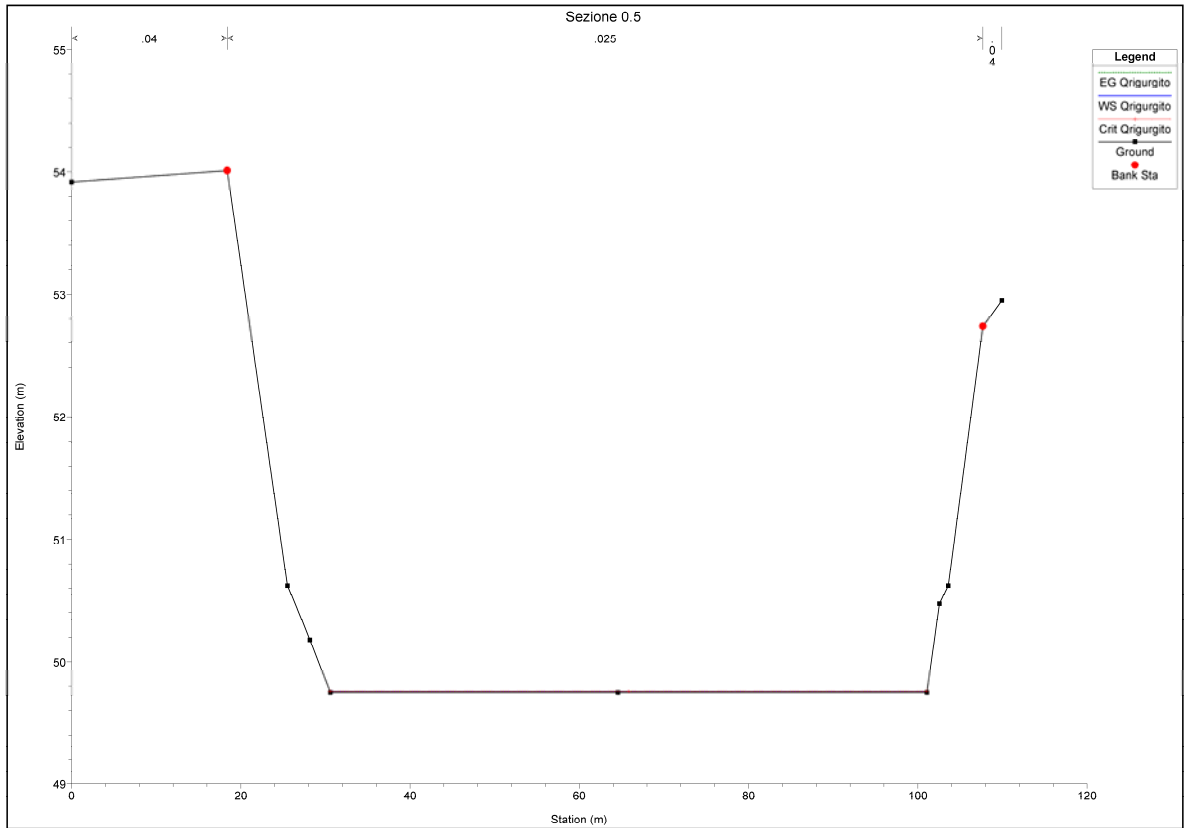
6.2. Situazione di progetto – profilo di rigurgito

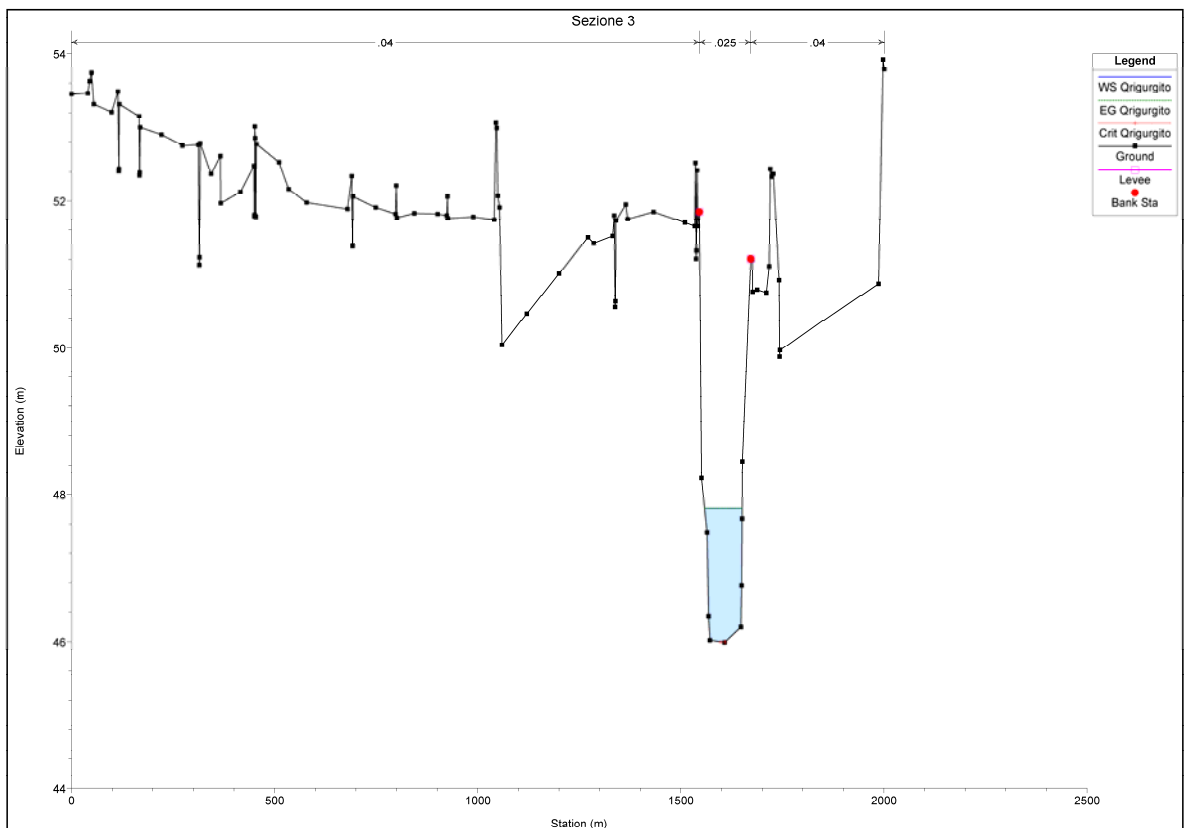
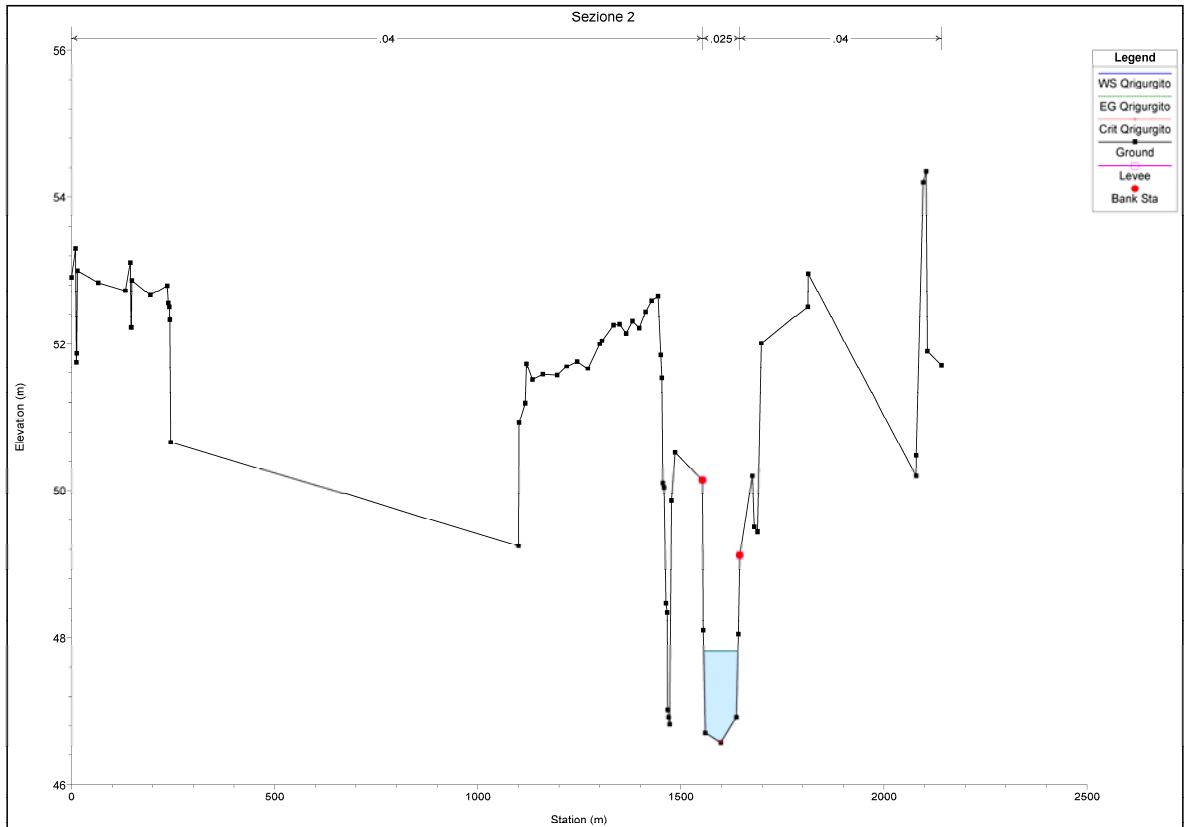
Profili longitudinali

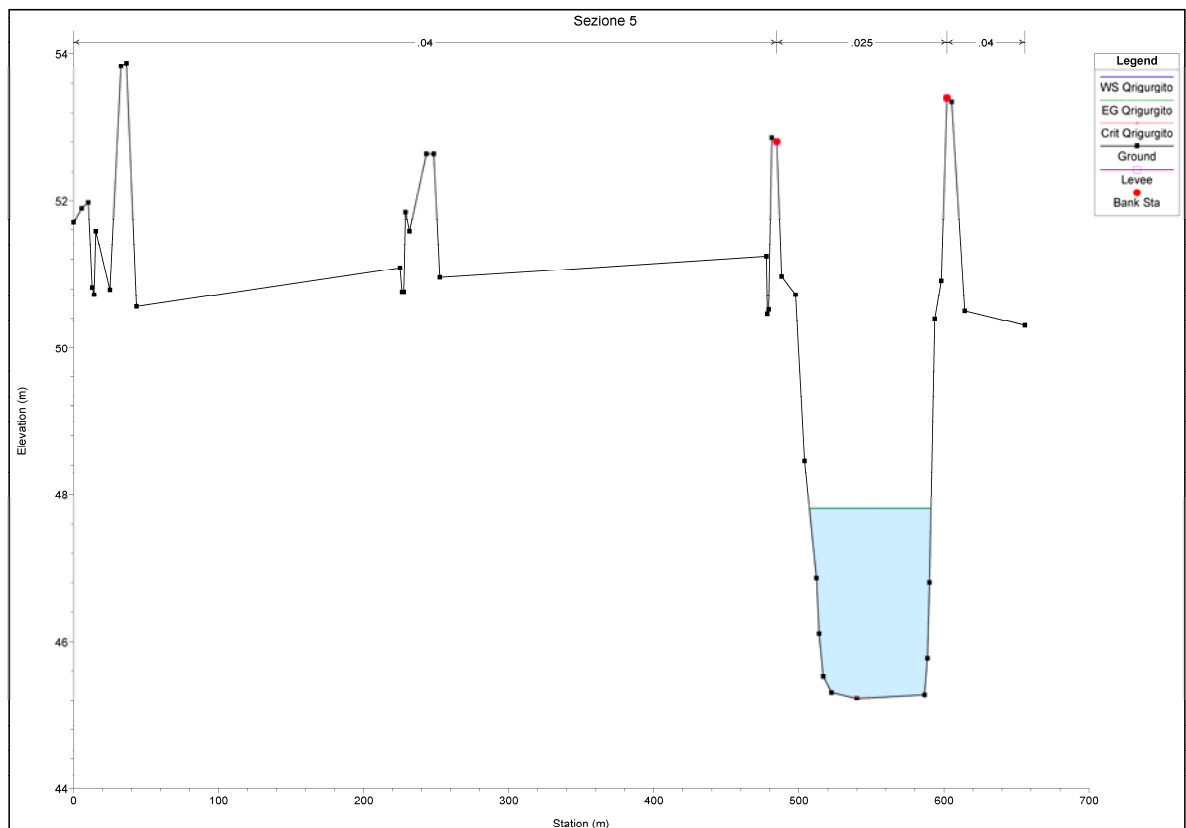
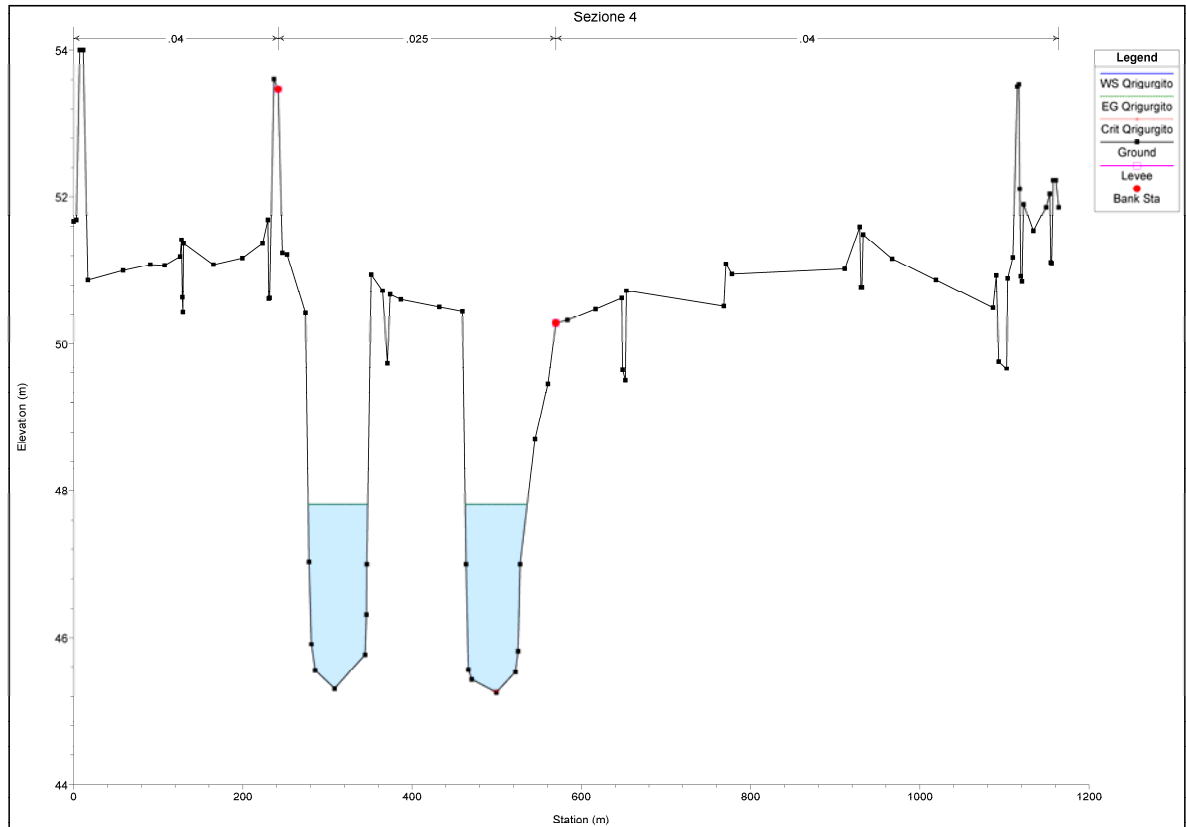


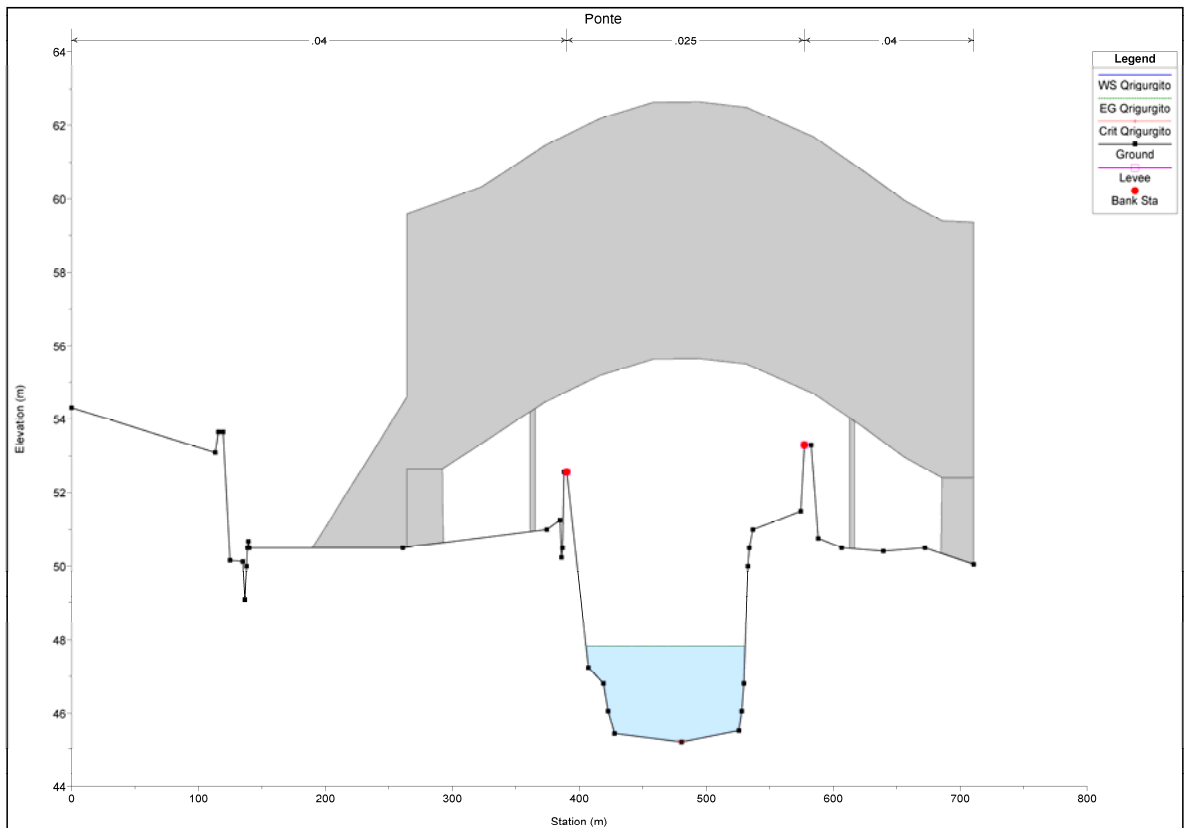
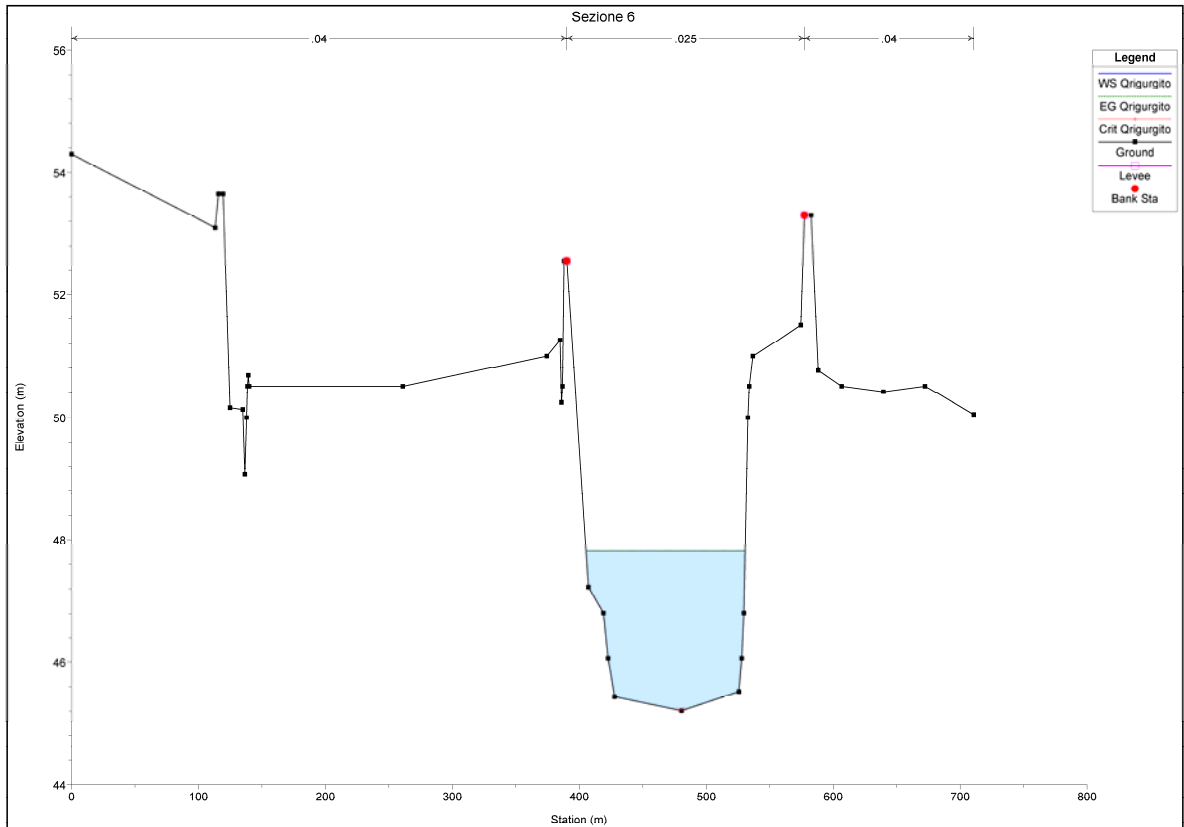


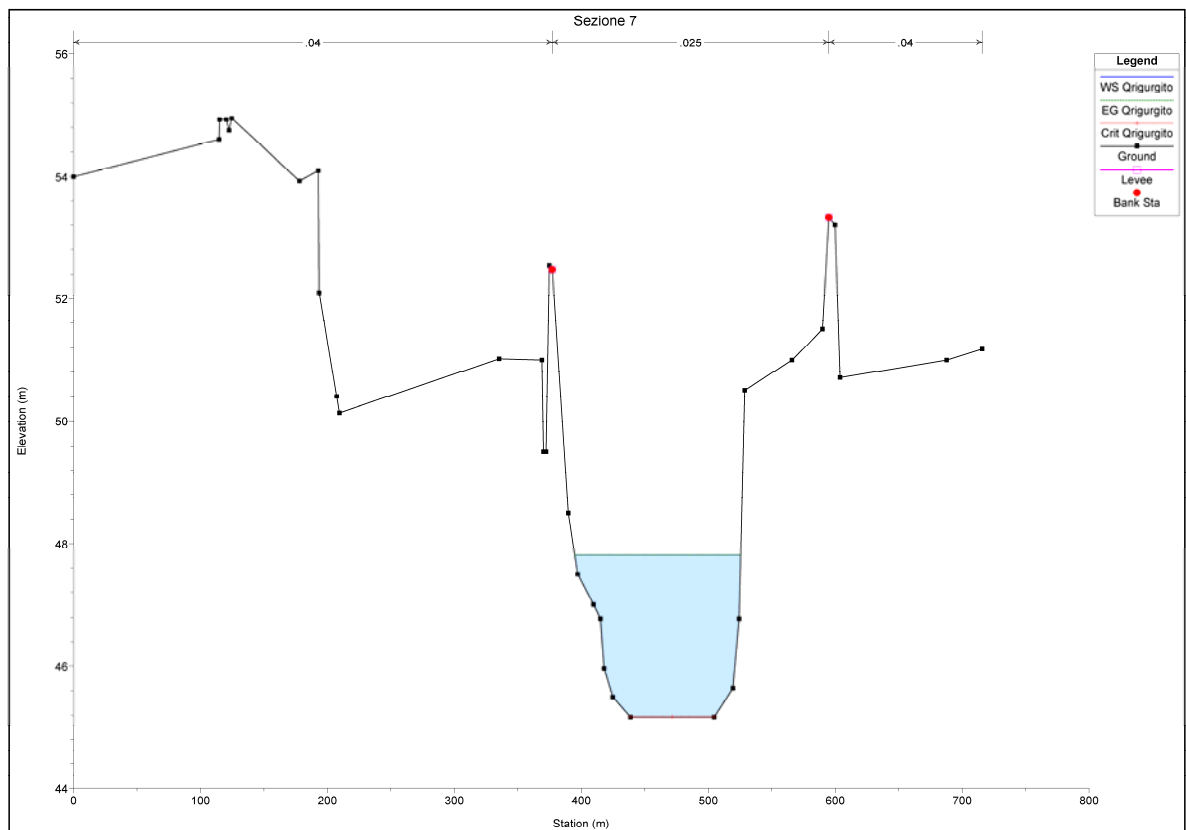
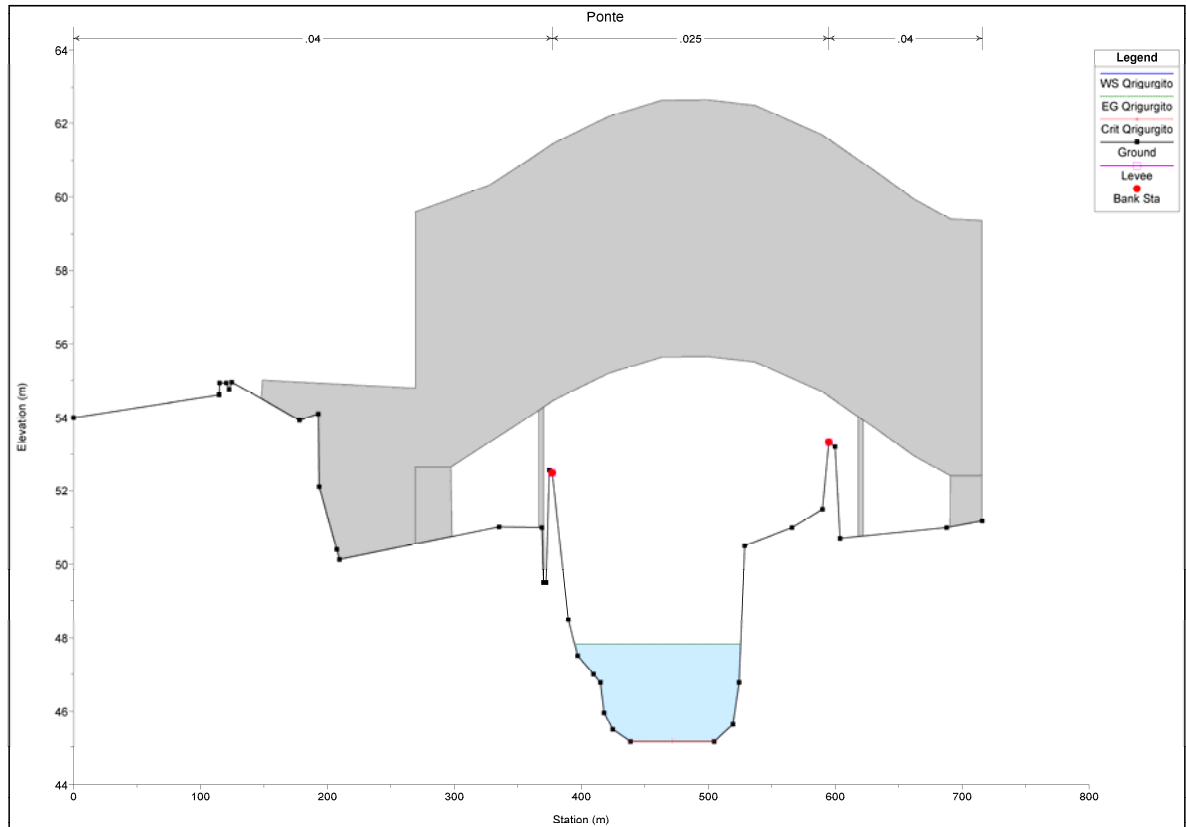
Sezioni trasversali

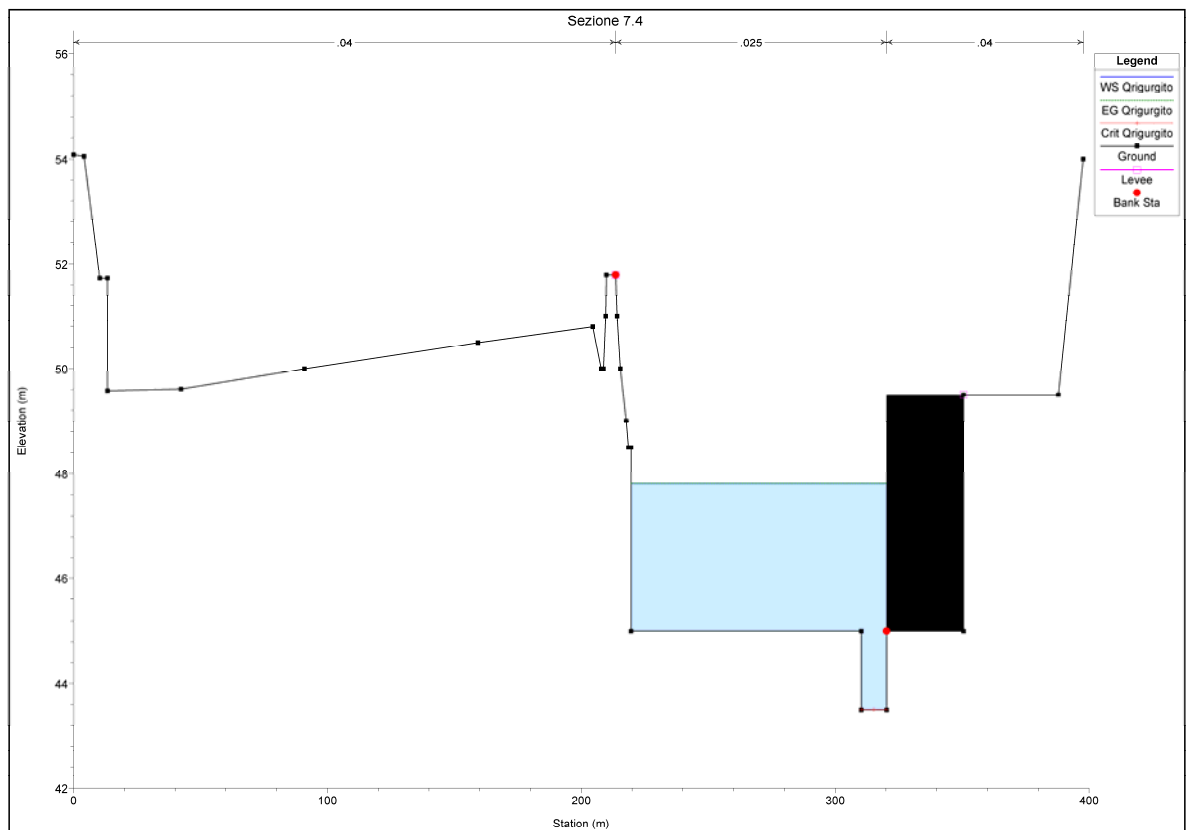
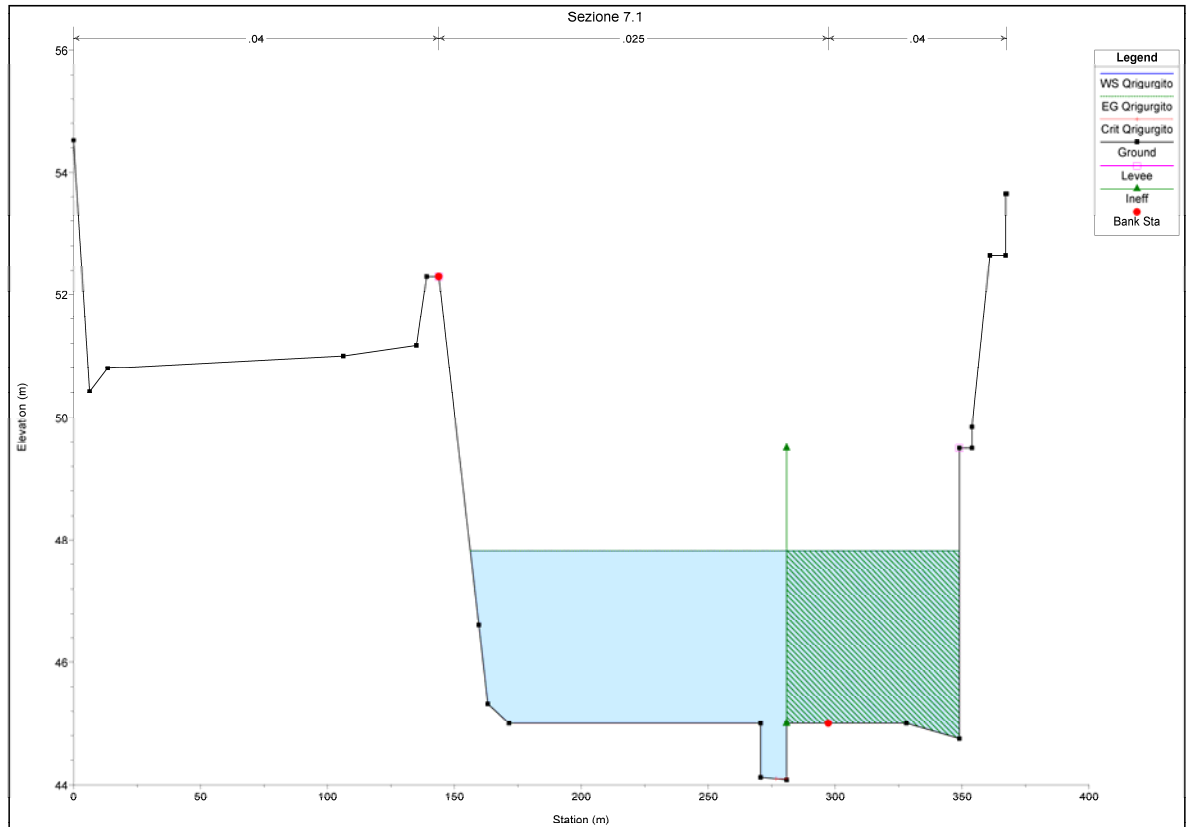


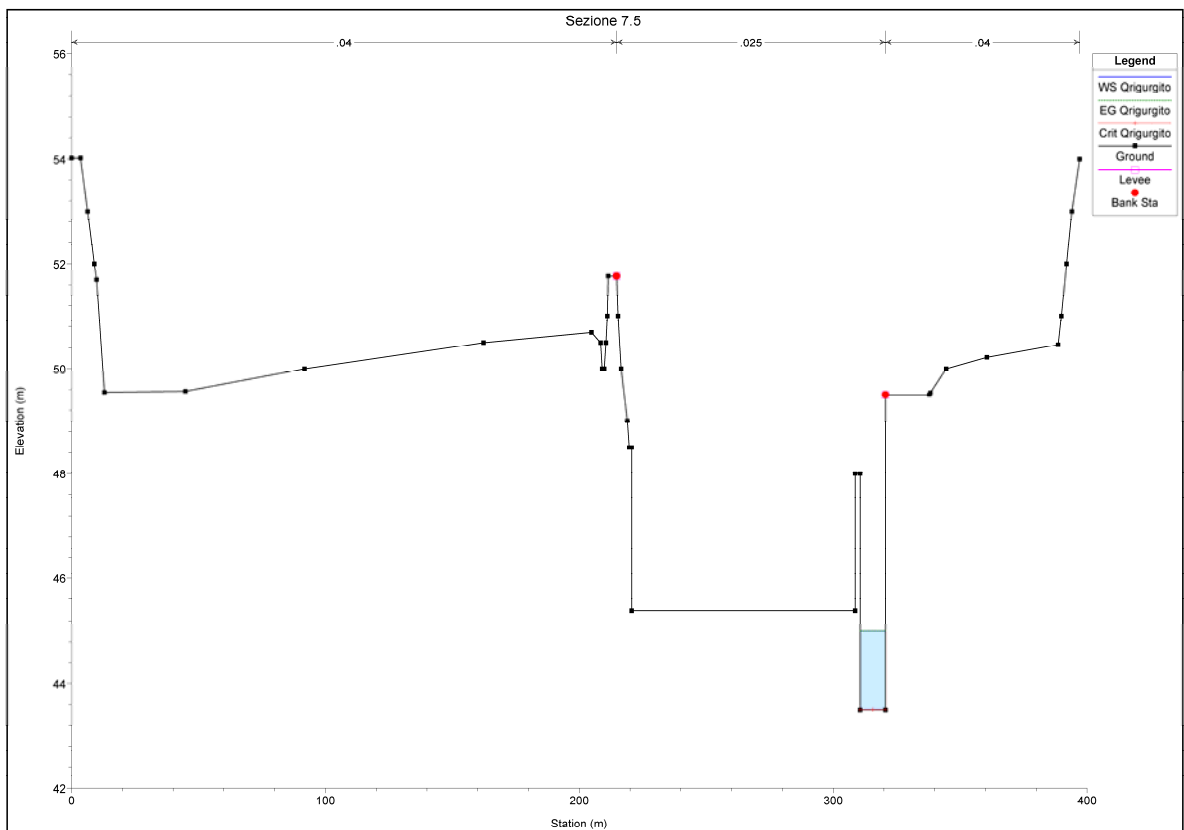
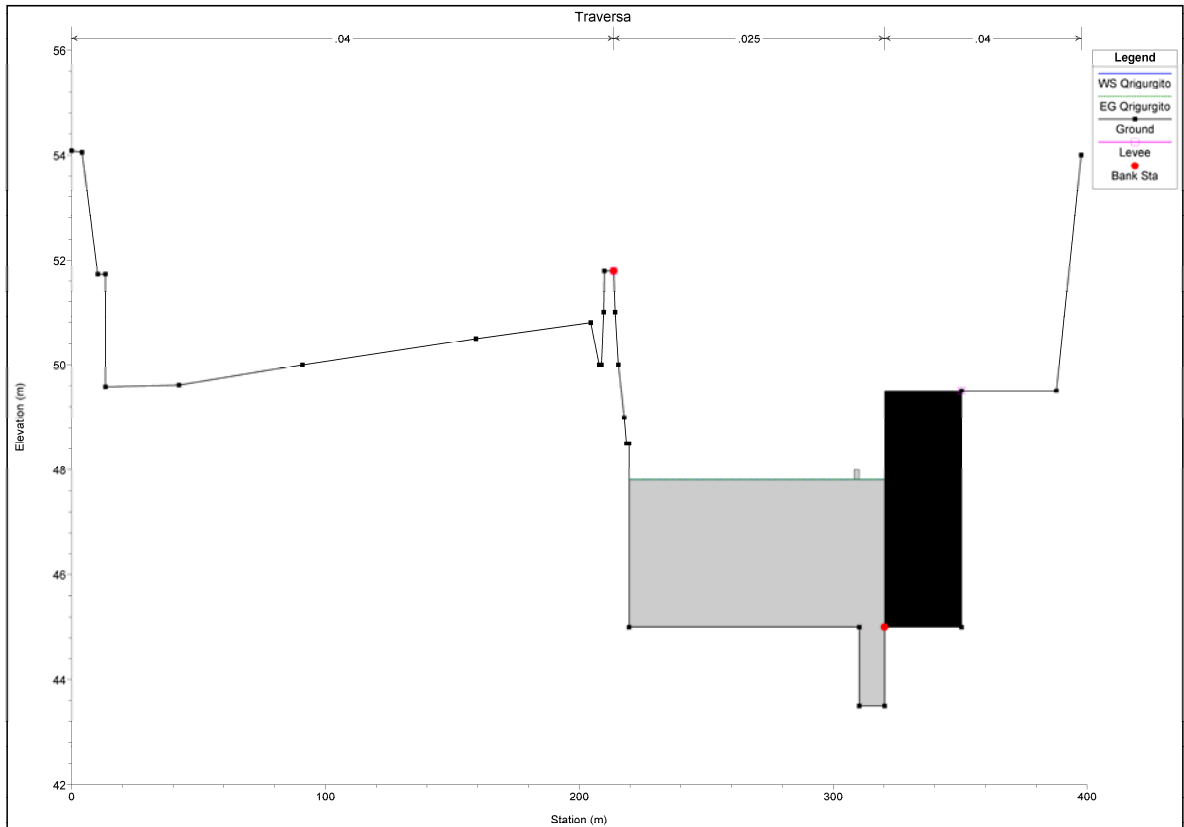


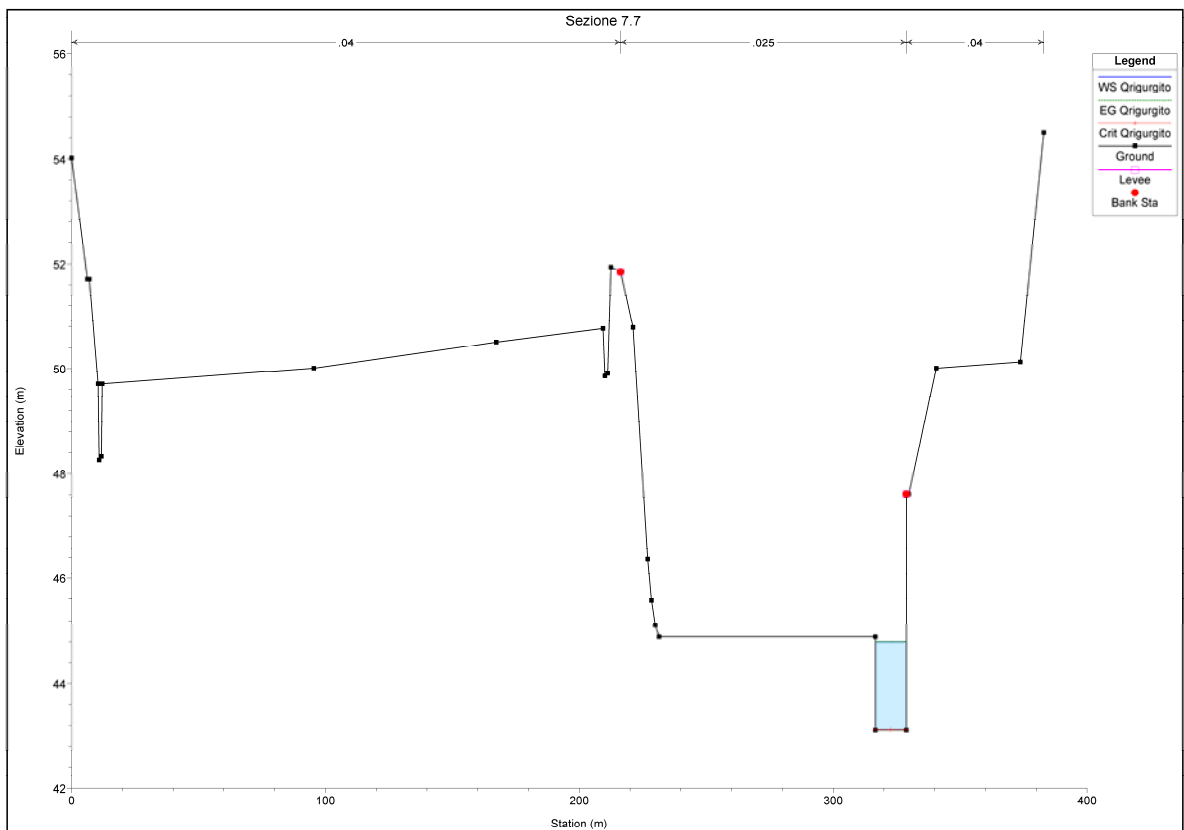
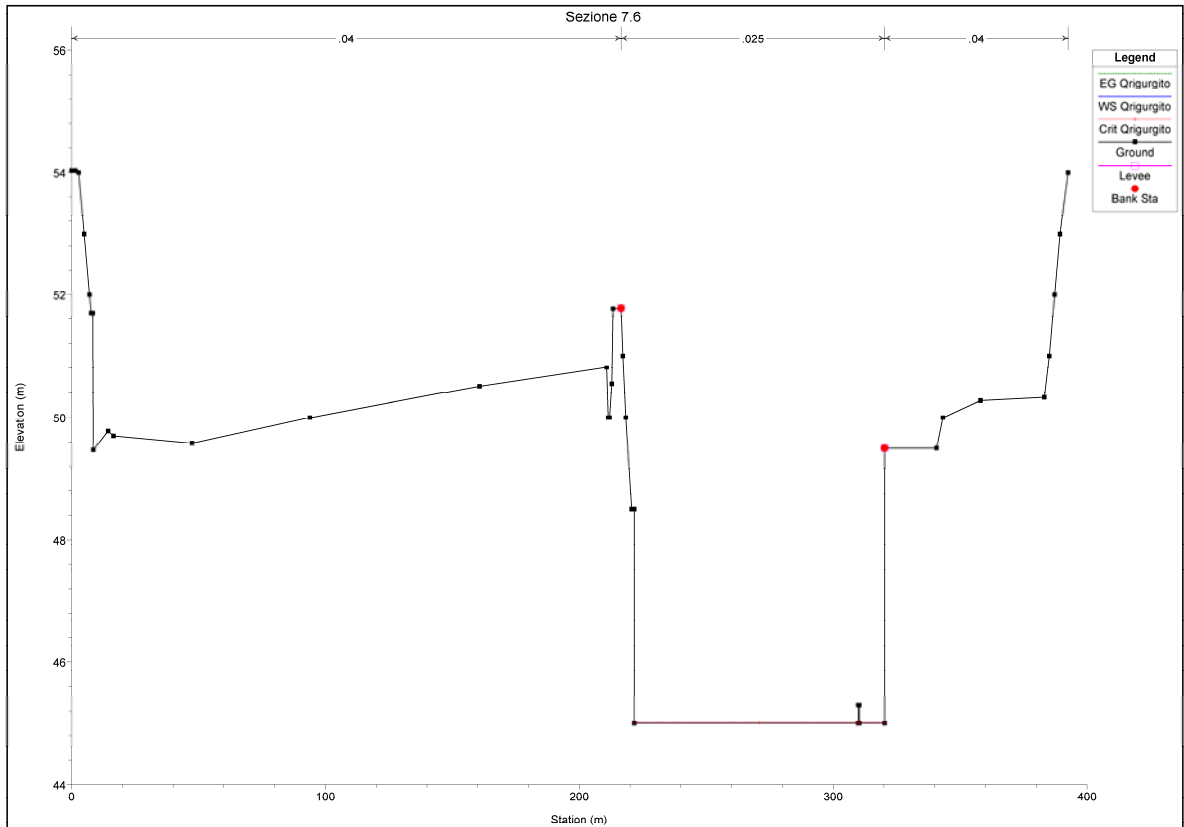


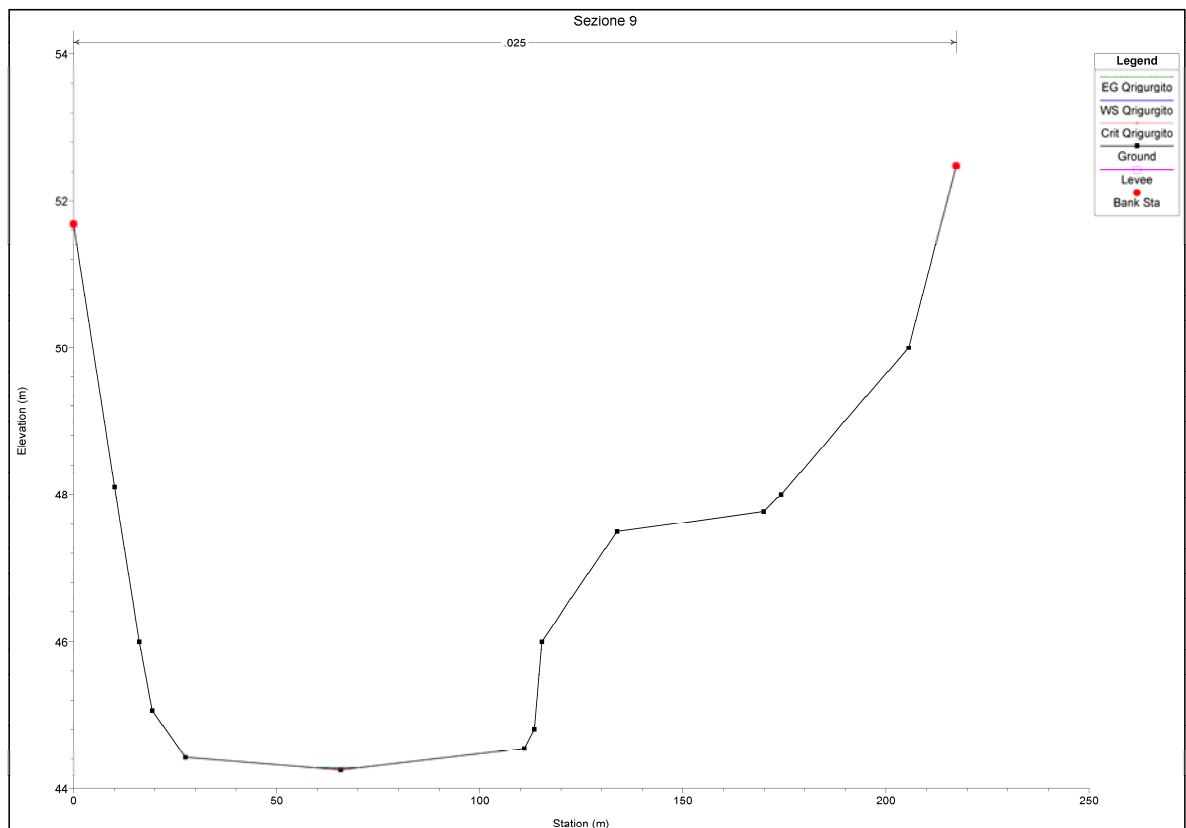
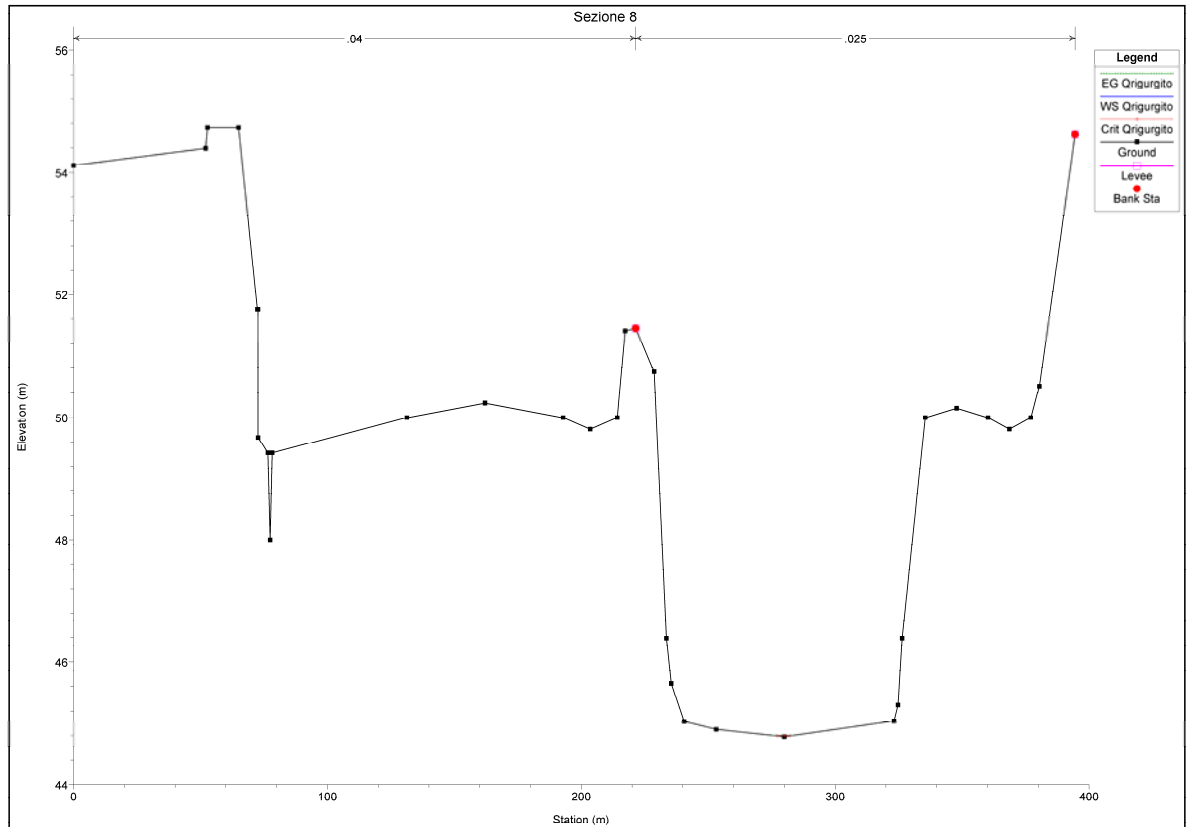


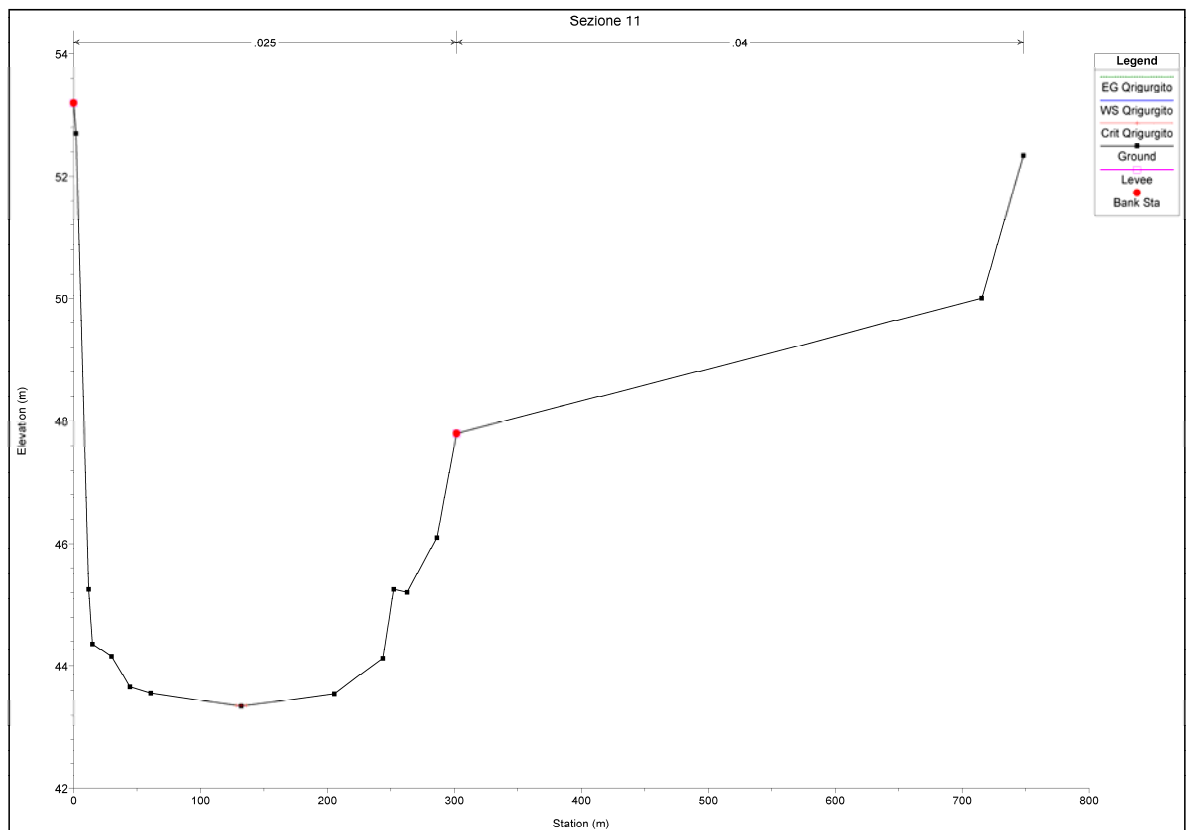
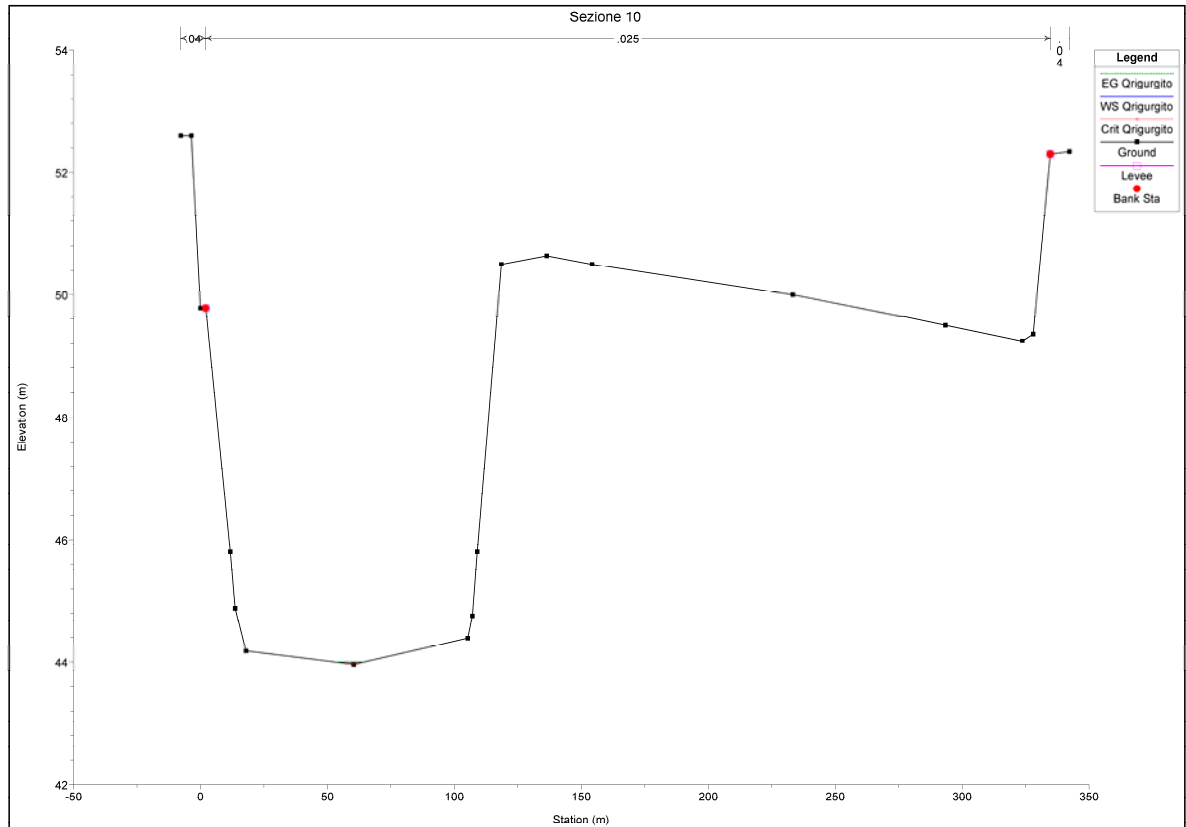


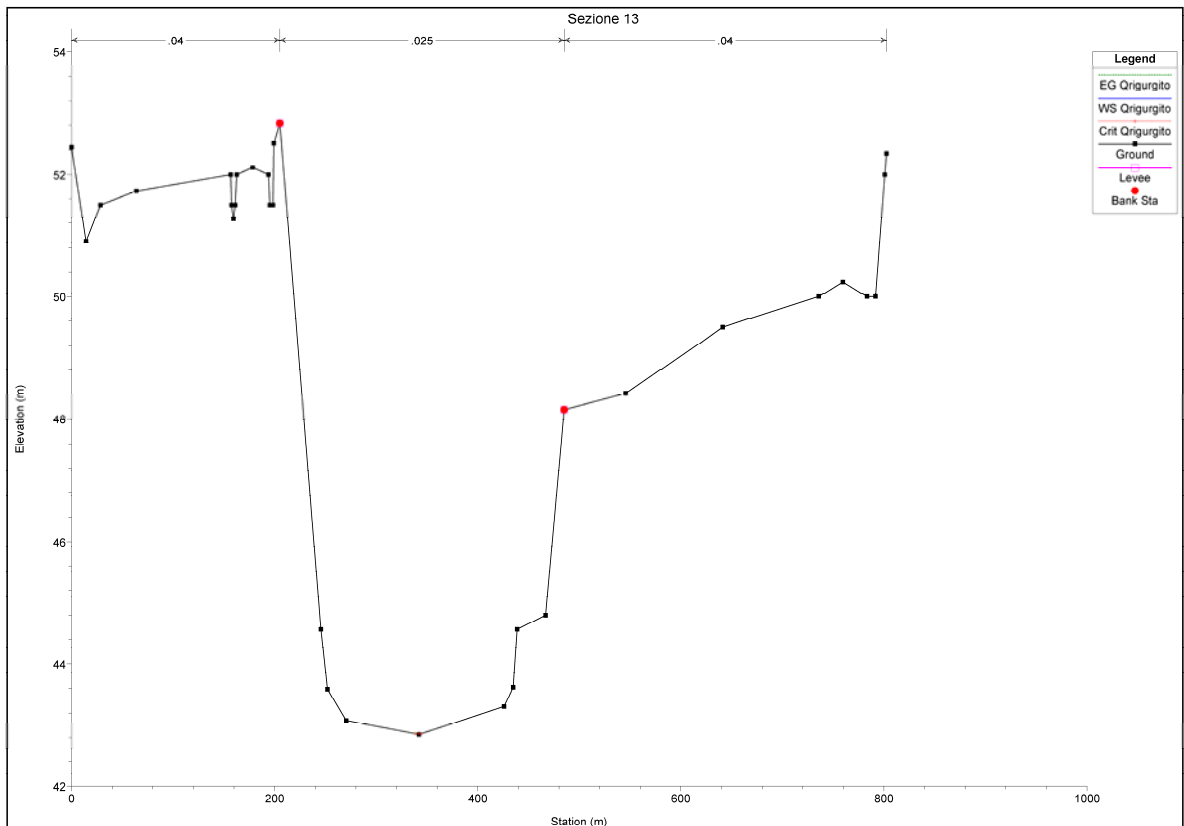
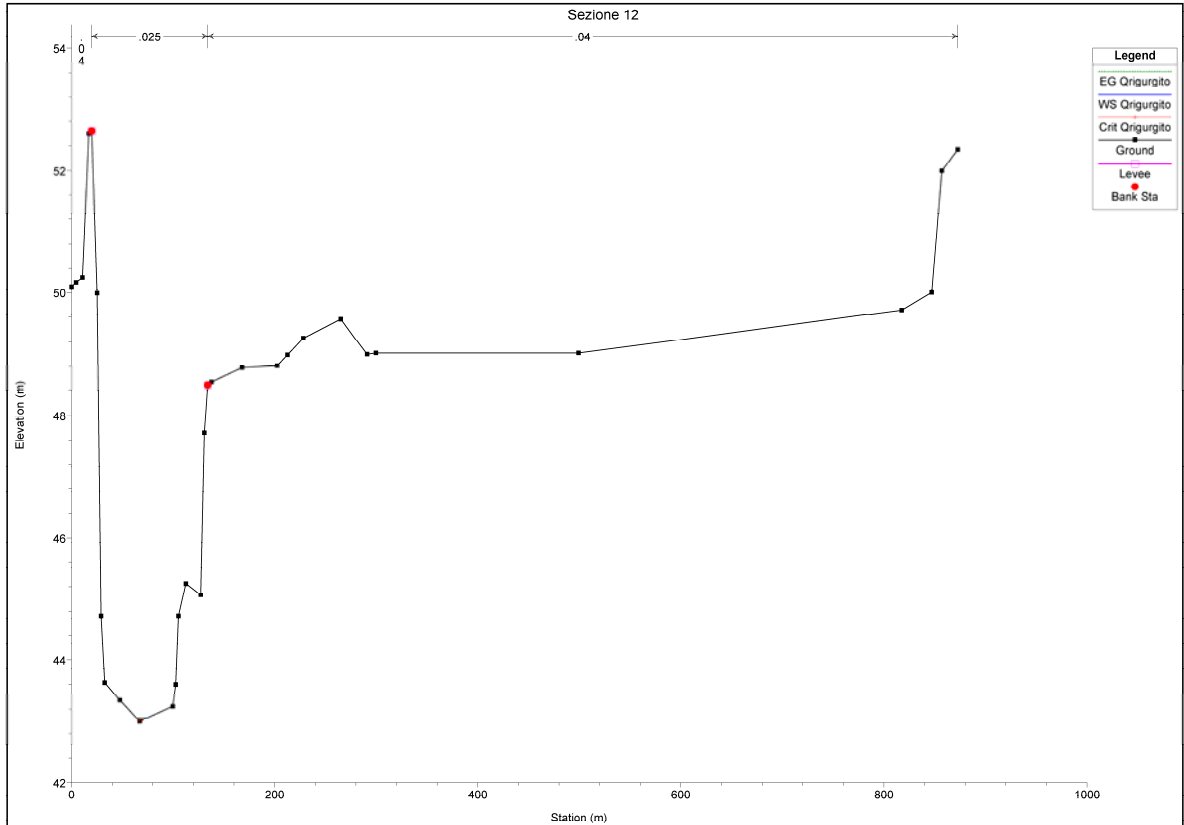


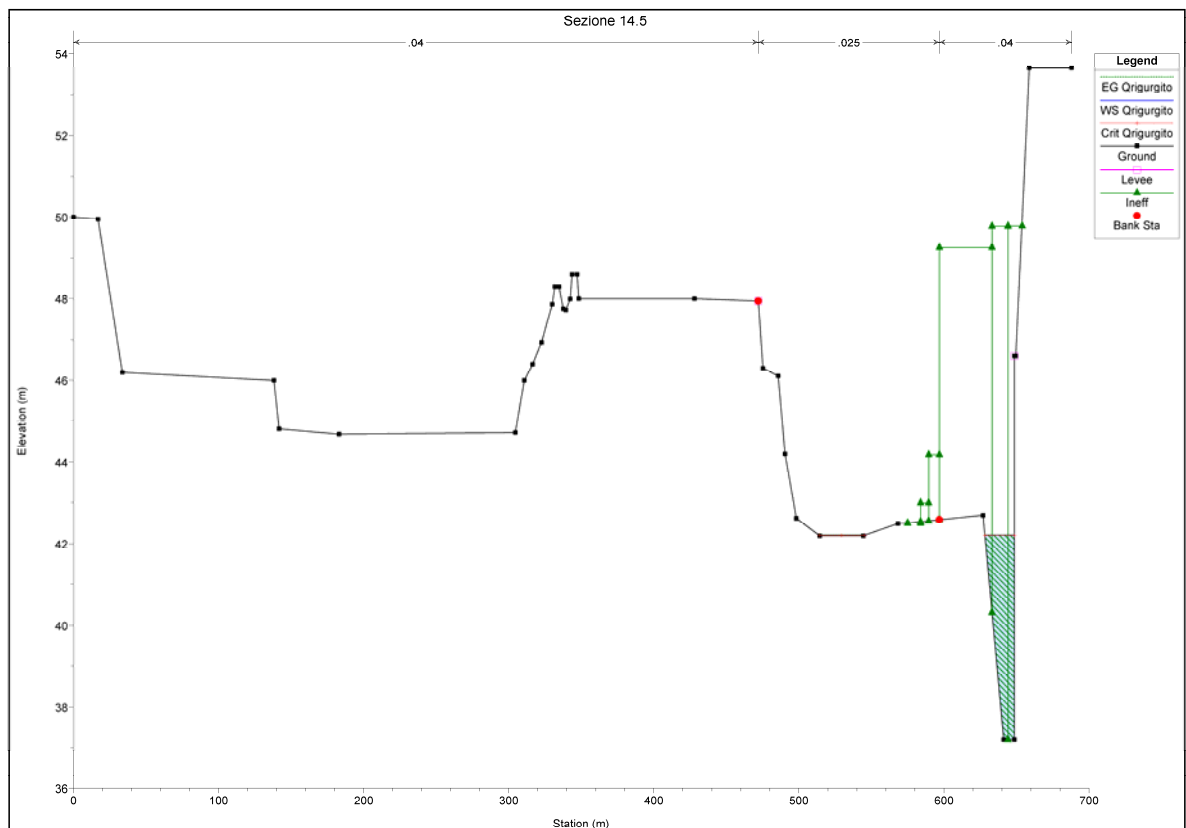
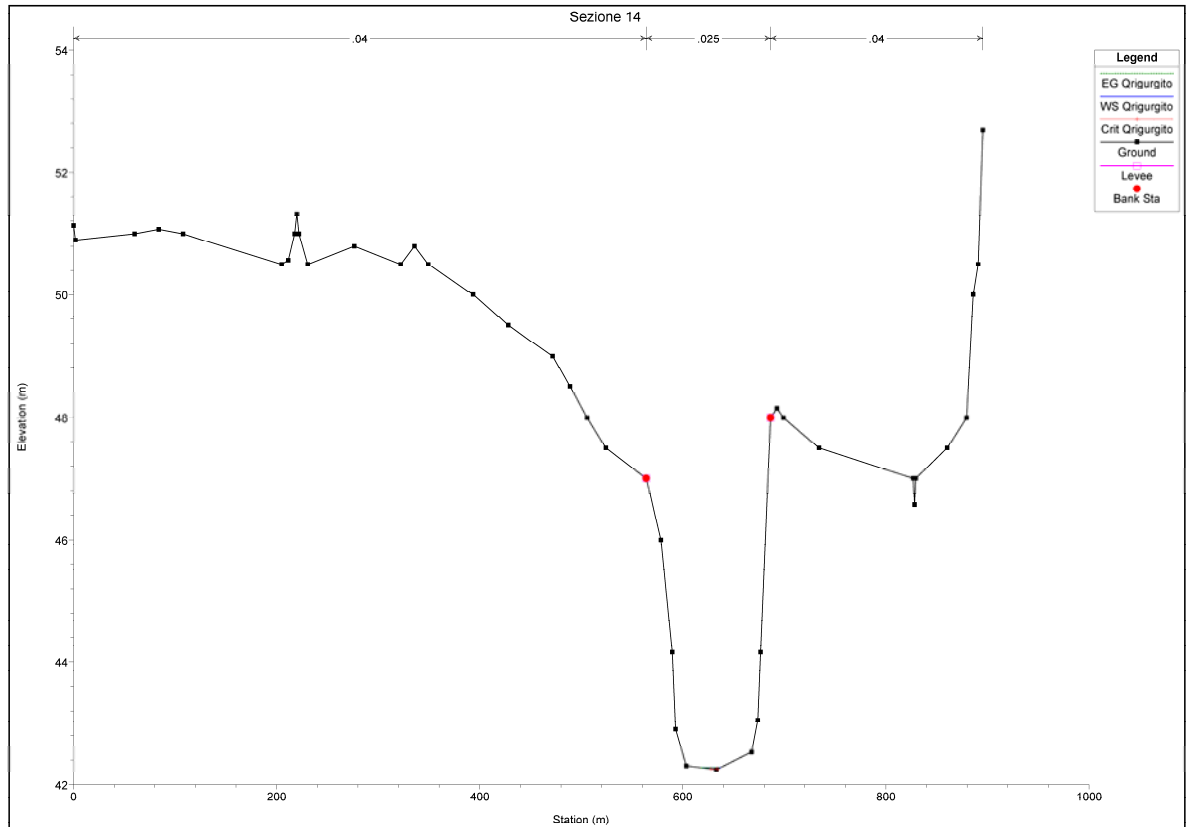


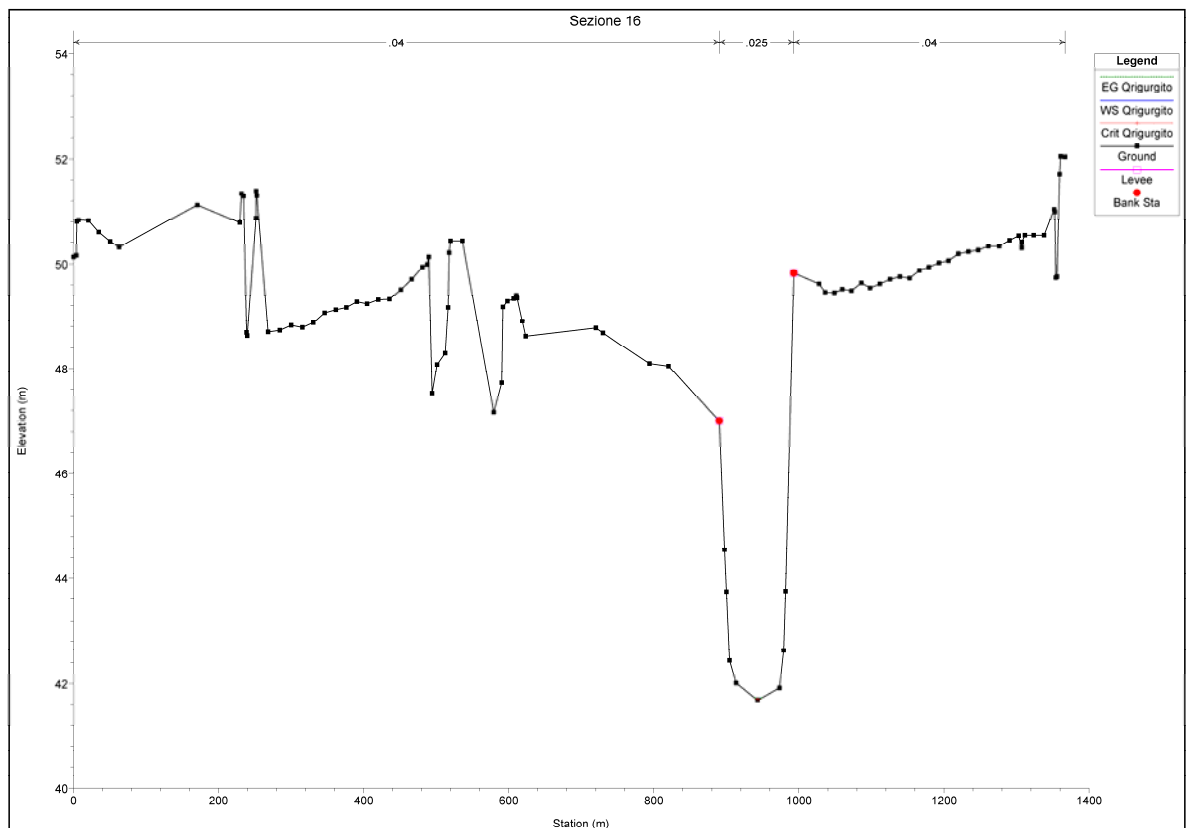
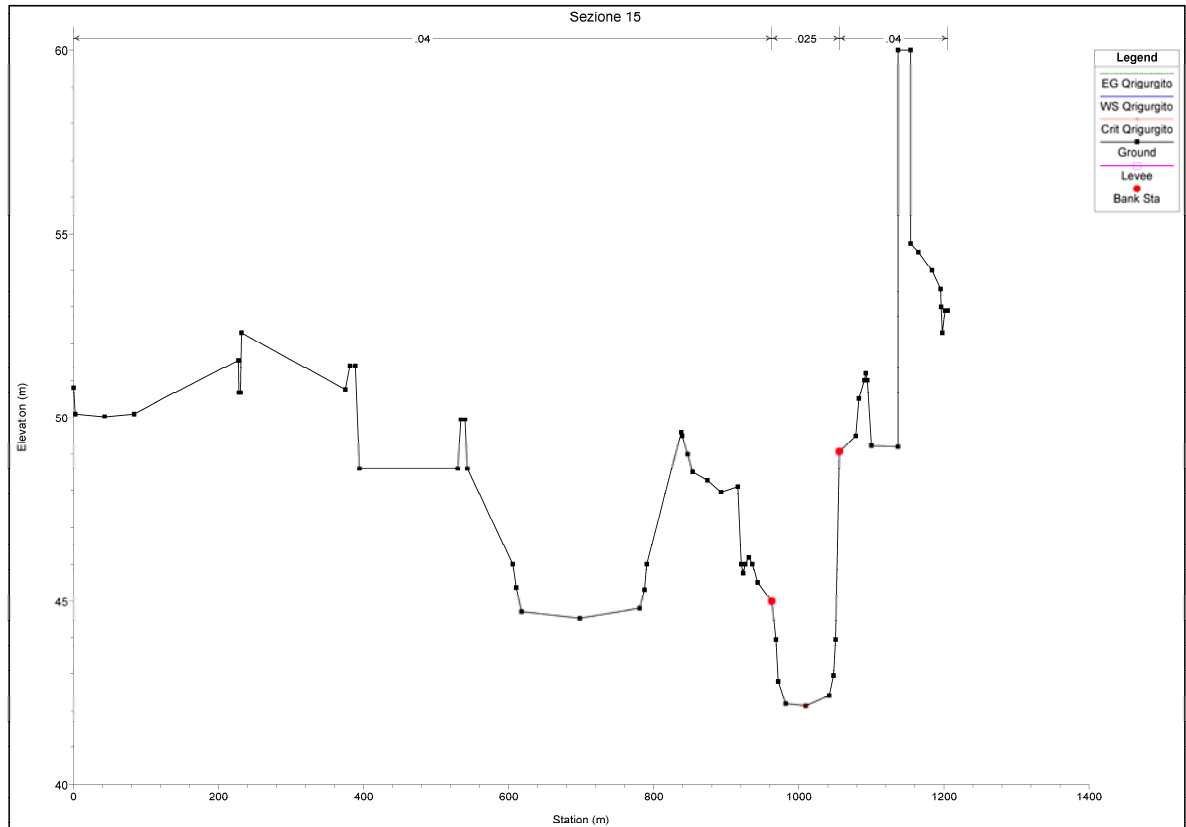


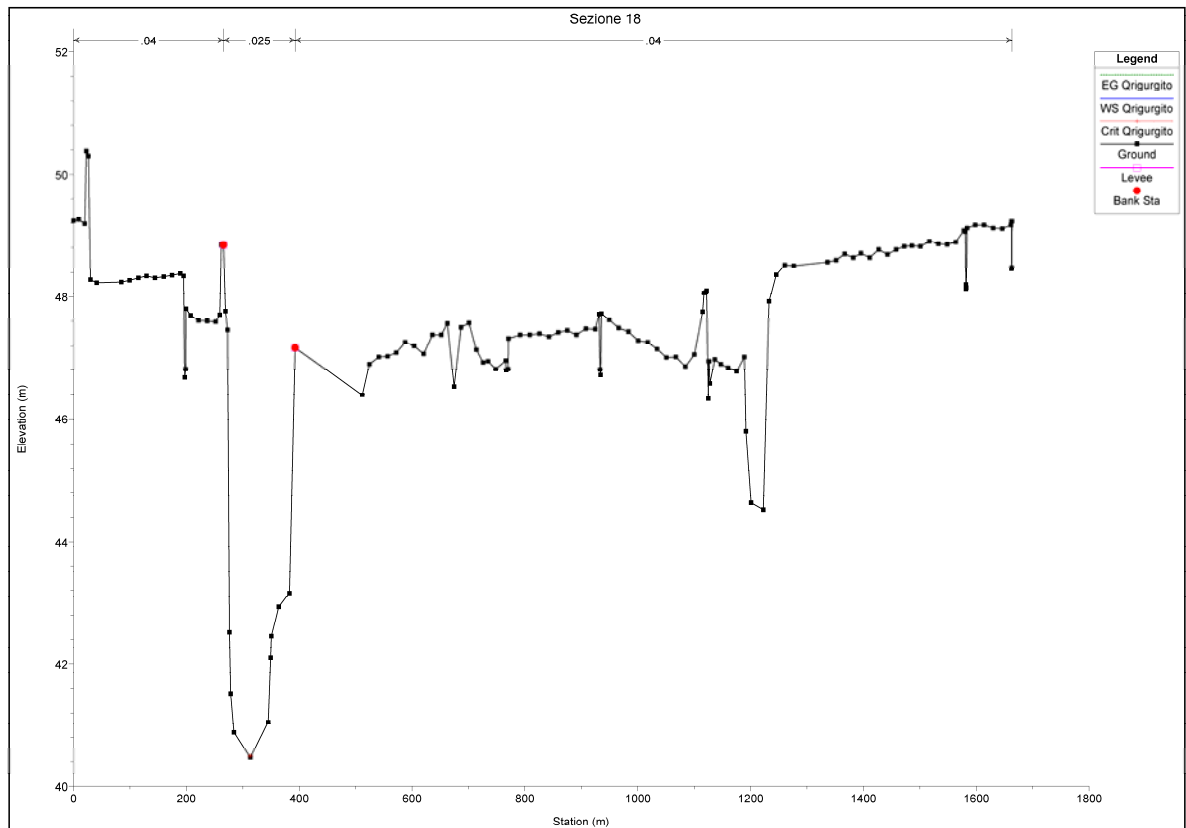
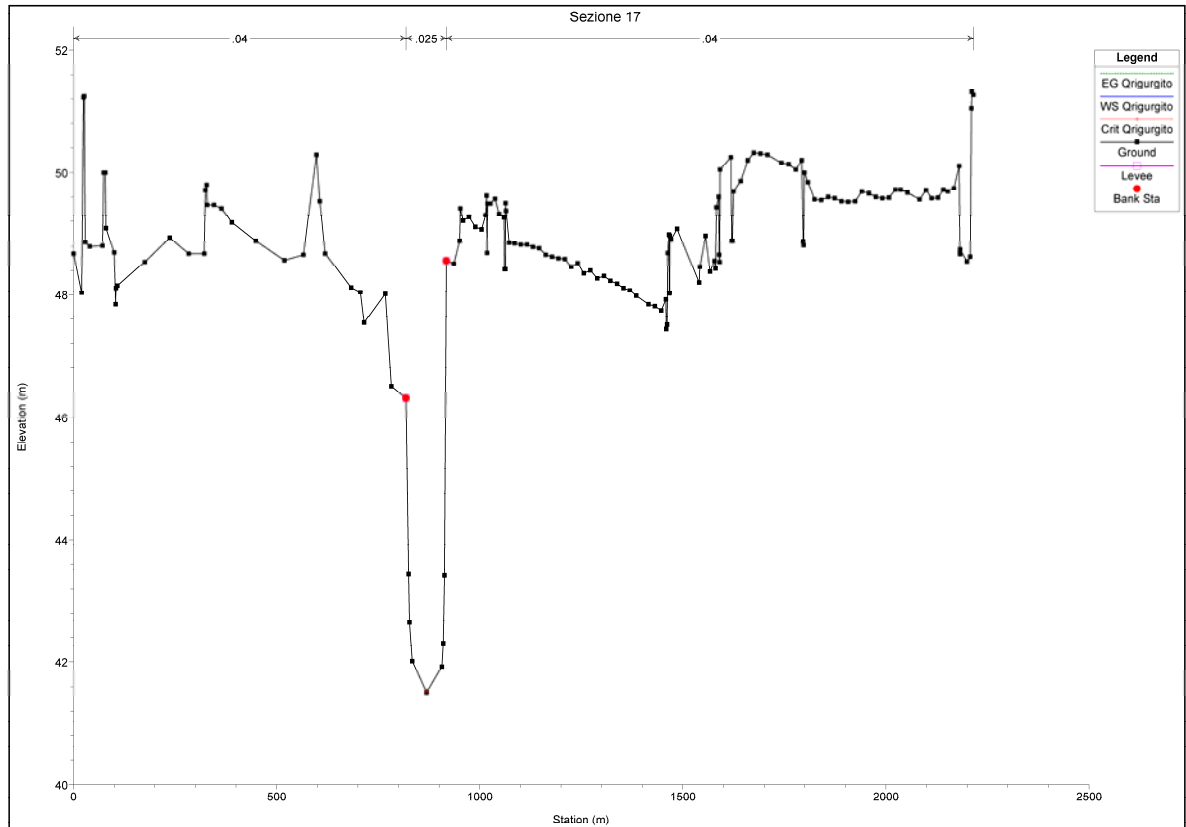


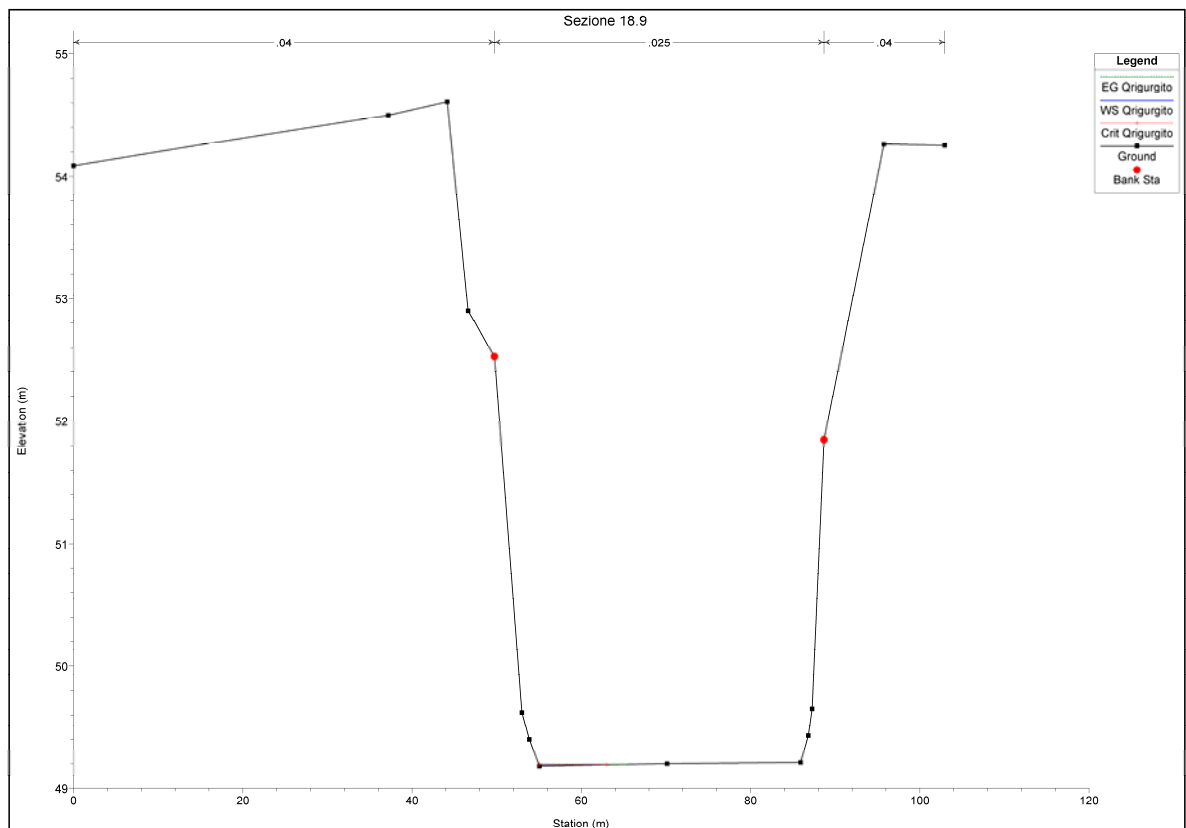
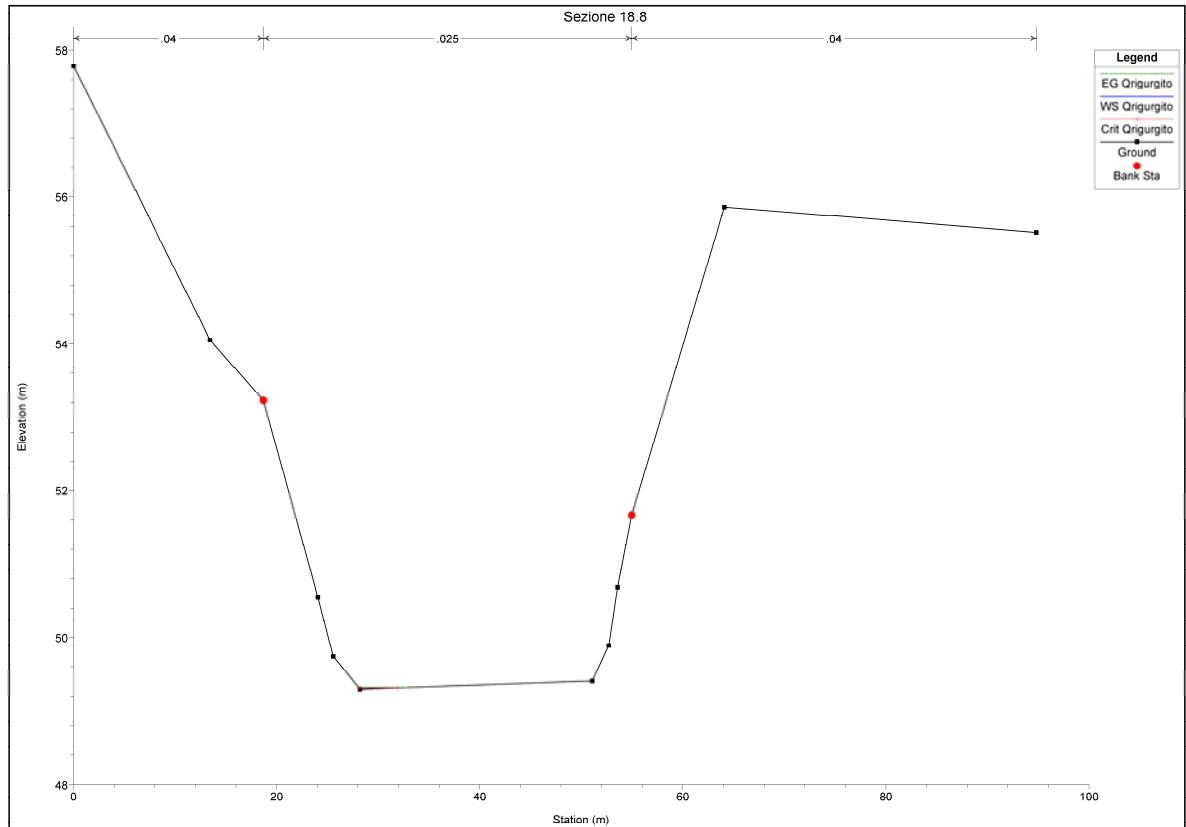


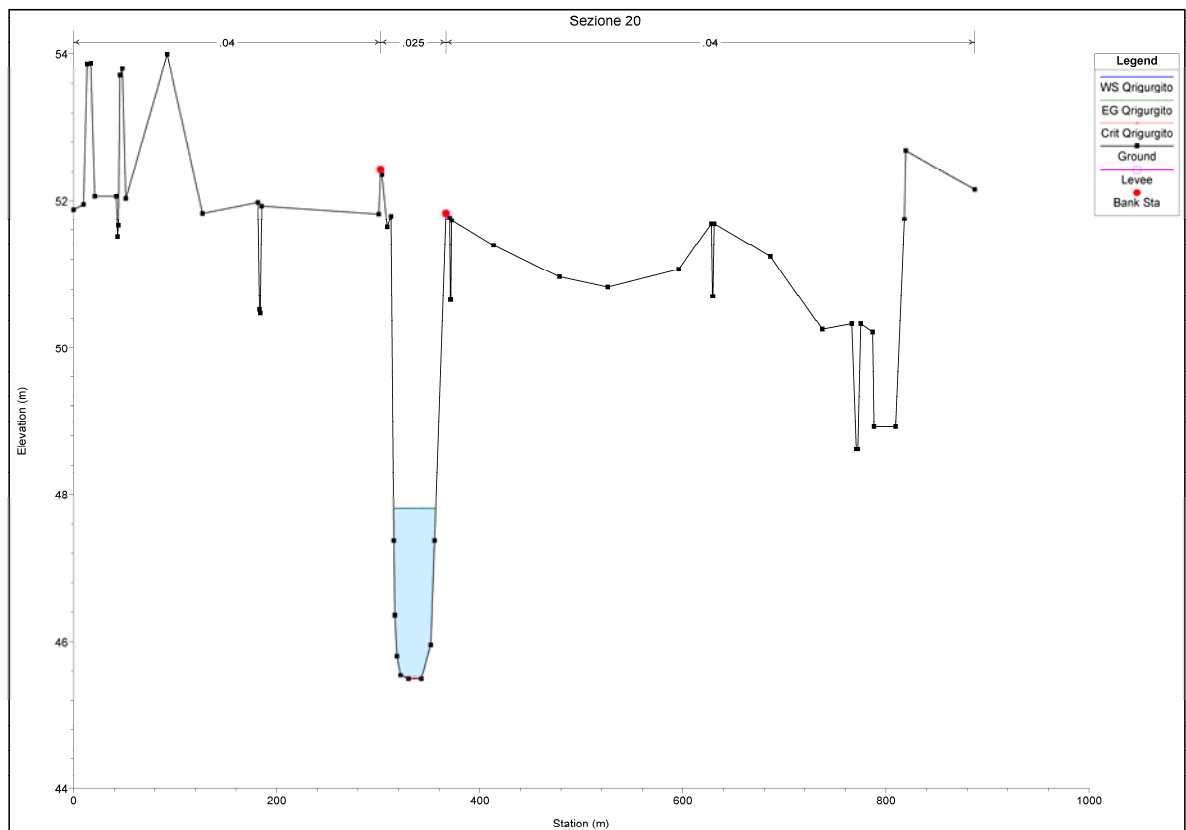
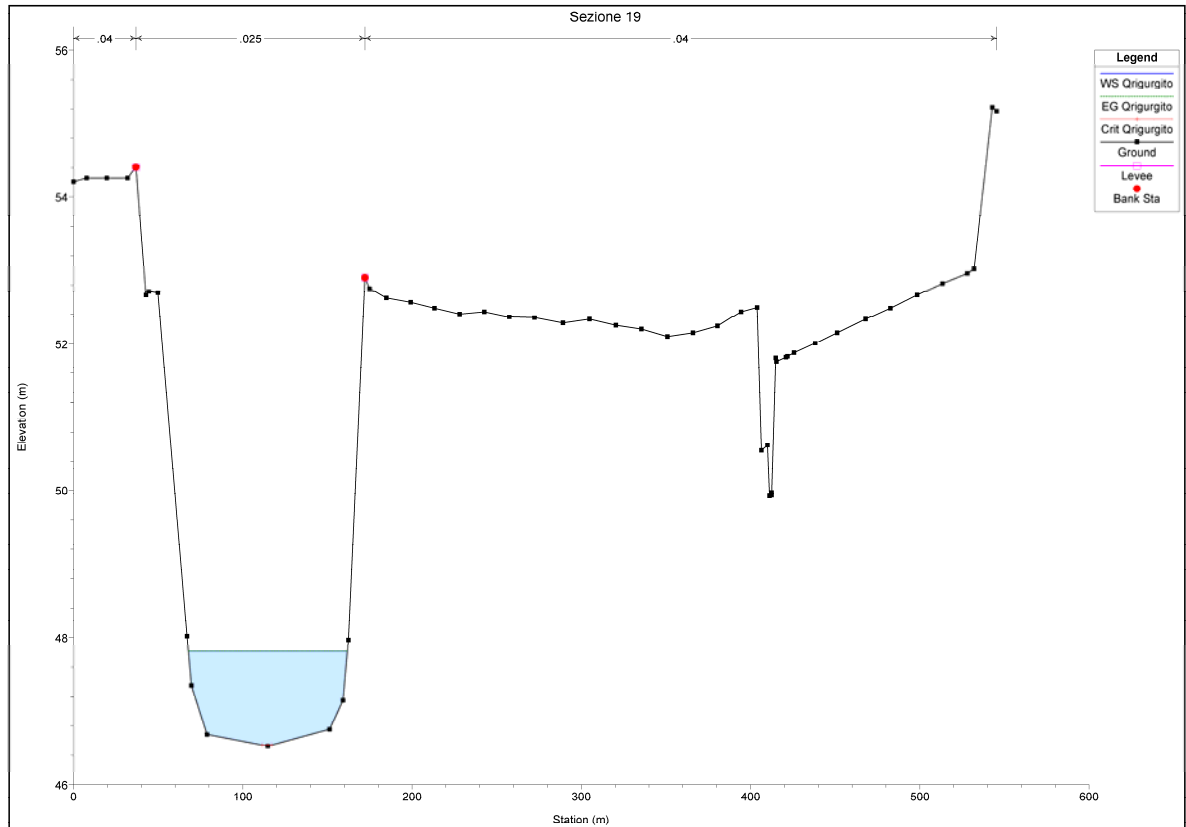




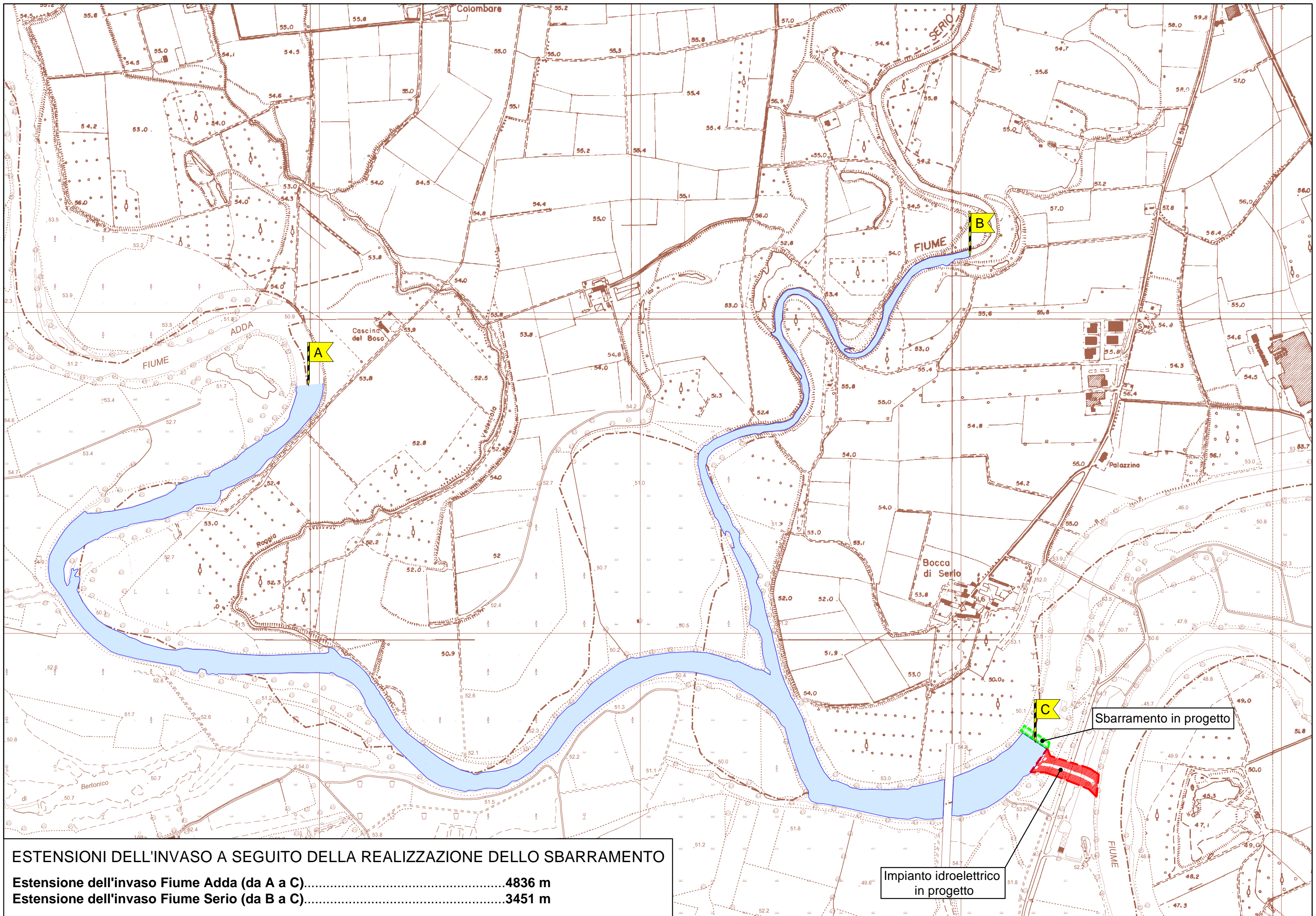








Appendice 2:
Planimetria dell'invaso



ESTENSIONI DELL'INVASO A SEGUITO DELLA REALIZZAZIONE DELLO SBARRAMENTO

Estensione dell'invaso Fiume Adda (da A a C).....	4836 m
Estensione dell'invaso Fiume Serio (da B a C).....	3451 m

Impianto idroelettrico
in progetto

Sbarramento in progetto