

Contratto	Accordo di programma 2009-2011 con il Ministero dello Sviluppo Economico per le attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico nazionale. Piano Annuale di realizzazione 2010.
Oggetto	Calcolo del potenziale idroelettrico della Provincia VCO e strumento GIS interattivo
Progetto	Studi su potenziali sviluppi delle energie rinnovabili
Linea di Ricerca	Gestione della risorsa idrica e sicurezza delle infrastrutture idroelettriche
Deliverable	Rapporto aggiuntivo
Note	

La parziale riproduzione di questo documento è permessa solo con l'autorizzazione scritta di RSE.

N. pagine	79	N. pagine fuori testo	0
Data	31/05/2011		
Elaborato	ASV - J. Alterach, A. Bassini, G. Stella, M. Vergata		
Verificato	ASV - E. Garofalo ASV - S. Maran		
Approvato	ASV - A. Negri		

Ricerca sul Sistema Energetico – RSE S.p.A.

Società con unico socio soggetta alla direzione ed al coordinamento di GSE S.p.A.
Sede Legale - 20134 Milano - Via R. Rubattino, 54
Tel. +39 023992.1 - Fax +39 023992.5370
Reg. Imprese di Milano, P.IVA e C.F. 05058230961
R.E.A. di Milano n. 1793295
Cap. Soc. € 1.100.000 i.v.



ISO 9001 CH-32919

Indice

1	INTRODUZIONE	7
2	CALCOLO DEL POTENZIALE IDROELETTRICO EFFETTIVO	7
2.1	Potenziale idroelettrico effettivo nella provincia Verbano-Cusio-Ossola	8
2.2	Descrizione della metodologia per il calcolo del potenziale effettivo.....	9
2.3	Modello digitale del terreno e rete idrografica	10
2.4	Definizione del bacino limite in funzione della portata media.....	12
2.5	Mappa della precipitazione media annua	12
2.5.1	Dati disponibili	12
2.5.2	Analisi dei dati.....	14
2.5.3	Campi di precipitazione risultanti	16
2.6	Mappa dei coefficienti di deflusso	22
2.7	Portate naturali	23
2.7.1	Metodo di calcolo delle portate naturali	23
2.7.2	Due scenari di portate medie naturali utilizzate nella modellazione	24
2.8	Valutazione degli attuali usi dell'acqua	25
2.9	Scenari combinati di precipitazione ed uso dell'acqua	29
2.10	Calcolo della portata residua	30
2.10.1	Scenari di portata residua	30
2.11	Calcolo del salto disponibile	31
2.12	Metodo semplificato per il calcolo del DMV	33
2.13	Calcolo della potenza idroelettrica residua.....	34
2.13.1	Potenza residua per i tre scenari	34
2.14	Calcolo dell'energia idroelettrica residua.....	36
2.14.1	Energia residua per i 3 scenari.....	37
2.15	Effetto della quota sul potenziale effettivo.....	38
2.16	Effetto delle zone urbanizzate sul potenziale effettivo.....	39
2.17	Aree di dissesto idrogeologico	41
2.18	Linee elettriche	44
2.19	Strade.....	45
2.20	Parchi naturali e zone protette	46
2.21	Fasce fluviali	48
2.22	Risultati	50
2.22.1	Elaborazioni dei diversi condizionanti	50
2.22.2	Tabelle dei risultati integrati.....	54
2.22.3	Risultati per lo scenario "A" di riferimento storico.....	57
2.22.4	Risultati per lo scenario "B" utilizzando le prese e restituzioni in costruzione e le piogge nel periodo 2001-2009.....	66
2.22.5	Risultati per lo scenario "C" utilizzando gli impianti in costruzione ed in iter autorizzativo e le piogge nel periodo 2001-2009	68
2.22.6	Confronto tra risultati dei diversi scenari	69
3	STRUMENTO INTERATTIVO PER IL CALCOLO DEL POTENZIALE IDROELETTRICO EFFETTIVO IN PROVINCIA VCO	70
3.1	Dati e coperture inserite nel modello nella configurazione iniziale	71
3.2	Inserimento di una nuova presa o restituzione	72
3.3	Cancellazione di una presa o restituzione	73
3.4	Calcoli	73
3.4.1	Calcolo della nuova portata residua	73
3.4.2	Calcolo delle nuove energie e potenze residue.....	74

3.4.3	Integrazione delle potenze e le energie nei sottobacini di riferimento	74
3.5	Copia di una copertura GIS	74
4	OSSERVAZIONI CONCLUSIVE.....	75
5	BIBLIOGRAFIA	75

Indice delle Figure

Figura 1 – Rapporto schematico tra potenziale idroelettrico massimo, residuo ed effettivo	8
Figura 2 – Modello digitale del terreno 40x40 m della provincia VCO.....	10
Figura 3 – Fiume Anza generato automaticamente utilizzando il DEM di 90x90 m.....	11
Figura 4 – Fiume Anza generato automaticamente utilizzando il DEM di 40x40 m.....	11
Figura 5 – Dettaglio della rete idrografica calcolata (azzurro) in confronto con la rete fluviale digitalizzata reale (rosso).....	12
Figura 6 – Distribuzione delle 29 stazioni di misura considerate, 27 delle quali sono incluse nella Provincia di Verbania.....	14
Figura 7 – Modello esponenziale isotropo di variogramma utilizzato per la approssimazione spaziale dei dati relativi al periodo 1971-2000.	15
Figura 8 – Modello lineare isotropo di variogramma utilizzato per approssimare spazialmente i dati relativi al periodo 2001-2009	16
Figura 9 – Campo di precipitazioni per il periodo 1971-2000 ottenuto tramite Kriging con variogramma esponenziale isotropo	18
Figura 10 – Campo di precipitazioni per il periodo 1971-2000 ottenuto tramite interpolazione con modello di regressione lineare multipla (X, Y, Pendenza come variabili indipendenti).....	19
Figura 11 – Campo di precipitazioni per il periodo 2001-2009 ottenuto tramite interpolazione con modello di regressione lineare multipla (X, Y, Pendenza come variabili indipendenti).....	20
Figura 12 – Campo di precipitazioni per il periodo 2001-2009 ottenuto tramite Kriging con variogramma lineare isotropo.....	21
Figura 13 – Distribuzione dei coefficienti di deflusso utilizzati nel modello.....	22
Figura 14 – Portate naturali medie in ogni cella fiume, periodo 1971-2000, bacino dell'Anza.....	24
Figura 15 – Portate naturali medie in ogni cella fiume, periodo 2001-2009.....	25
Figura 16 – Prese e restituzioni di impianti idroelettrici in uso.....	27
Figura 17 – Prese e restituzioni di impianti idroelettrici in costruzione.....	27
Figura 18 – Prese e restituzioni di impianti idroelettrici in iter autorizzativo	28
Figura 19 – Prese e restituzioni di uso agricolo	28
Figura 20 – Prese per gli usi civile, domestico potabile e di produzione	29
Figura 21 – Portate residue nel bacino dell'Anza, per lo scenario “A” di riferimento storico con piogge 1971-2000.....	31
Figura 22 – Griglia di calcolo nelle celle “fiume”	32
Figura 23 – Salto massimo disponibile per ogni cella.....	33
Figura 24 – Potenza installabile residua in ogni cella della zona del fiume Anza, per lo scenario “A” di riferimento storico e piogge 1971-2000	36
Figura 25 – Energia residua ottenibile in ogni cella nell'area del fiume Anza, per lo scenario “A” di riferimento storico e piogge 1971-2000	37
Figura 26 – Opere idroelettriche in costruzione ed in iter autorizzativo in funzione del livello e della portata.....	38
Figura 27 – Effetto della quota sulla difficoltà di sfruttamento del potenziale idroelettrico.....	39
Figura 28 – Opere idroelettriche in costruzione ed aree edificate (rosso).....	40
Figura 29 – Zone di difficoltà di sfruttamento idroelettrico secondo il criterio delle zone urbanizzate ...	41
Figura 30 – Scostamento tra le linee di esondazione e la rete idrografica generata automaticamente....	42
Figura 31 – Scostamento tra le linee di valanghe e la rete idrografica generata automaticamente	42
Figura 32 – Scostamento tra i punti di frana e la rete idrografica generata automaticamente.....	43
Figura 33 – Distanza minima alla linea elettrica di media o alta tensione	44
Figura 34 – Area “buffer” di 6km dalle linee elettriche ed impianti in costruzione e iter autorizzativo..	45
Figura 35 – Area di 2 km dalle strade, ed impianti in costruzione ed in iter autorizzativo.....	46
Figura 36 – Aree protette nell'area in studio.....	47
Figura 37 – Aree protette senza difficoltà e con difficoltà media ed alta di sfruttamento idroelettrico e impianti in iter autorizzativo e in costruzione	48

Figura 38 – Condizionante sulla difficoltà di sfruttamento del potenziale idroelettrico, derivato dalle fasce fluviali	49
Figura 39 – Condizionante da fascia fluviale, dettaglio sul fiume Toce	50
Figura 40 – Mappa dell’energia effettiva sfruttabile senza difficoltà nell’area del fiume Anza, per lo scenario A	51
Figura 41 – Mappa dell’energia effettiva sfruttabile con difficoltà media, nell’area del fiume Anza per lo scenario A	52
Figura 42 – Mappa dell’energia effettiva sfruttabile con difficoltà alta nell’area del fiume Anza, per lo scenario A	53
Figura 43 – Mappa dell’energia effettiva sfruttabile con altissima difficoltà, nell’area del fiume Anza, per lo scenario A	54
Figura 44 – Mappa dei sottobacini elementari in Provincia di Verbania	55
Figura 45 – Scenario A. Mappa dell’energia effettiva sfruttabile senza difficoltà in ogni sottobacino di riferimento	59
Figura 46 – Scenario A. Mappa dell’energia effettiva sfruttabile con difficoltà media in ogni sottobacino di riferimento	60
Figura 47 – Scenario A. Mappa dell’energia effettiva sfruttabile con difficoltà alta in ogni sottobacino di riferimento	61
Figura 48 – Scenario A. Mappa dell’energia residua sfruttabile con altissima difficoltà in ogni sottobacino di riferimento	62
Figura 49 – Scenario A. Mappa della potenza effettiva installabile senza difficoltà in ogni sottobacino di riferimento	63
Figura 50 – Scenario A. Mappa della potenza effettiva installabile con difficoltà media in ogni sottobacino di riferimento	64
Figura 51 – Scenario A. Mappa della potenza effettiva installabile con difficoltà alta in ogni sottobacino di riferimento	65
Figura 52 – Scenario A. Mappa della potenza residua sfruttabile con altissima difficoltà in ogni sottobacino di riferimento	66

Indice delle Tabelle

Tabella 1 – Scarti assoluti riferiti al periodo 1971-2001, ottenuti con i tre diversi metodi di approssimazione spaziale	16
Tabella 2 – Errori percentuali relativi riferiti al periodo 1971-2001, ottenuti con i tre diversi metodi di approssimazione spaziale	16
Tabella 3 – Scarti assoluti riferiti al periodo 2001-2009, ottenuti con i tre diversi metodi di approssimazione spaziale	16
Tabella 4 – Errori percentuali relativi riferiti al periodo 2001-2009, ottenuti con i tre diversi metodi di approssimazione spaziale	17
Tabella 5 – Aree di dissesto idrogeologico e le limitazioni allo sviluppo del potenziale mini idroelettrico	43
Tabella 6 – Linee di esondazione e valanga e limitazioni allo sviluppo del potenziale mini idroelettrico	43
Tabella 7 – Punti di frana e limitazioni allo sviluppo del potenziale mini idroelettrico	44
Tabella 8 – Raggruppamento delle aree protette secondo la difficoltà di sfruttamento	47
Tabella 9 – Scenario A. Energia effettiva nella provincia di Verbania	57
Tabella 10 – Scenario A. Potenza effettiva nella provincia di Verbania	58
Tabella 11 – Scenario B. Energia effettiva nella provincia di Verbania	67
Tabella 12 – Scenario B. Potenza effettiva nella provincia di Verbania	67
Tabella 13 – Scenario C. Energia effettiva nella provincia di Verbania	68
Tabella 14 – Scenario C. Potenza effettiva nella provincia di Verbania	69
Tabella 15 – Percentuale di potenziale effettivo a confronto tra scenari	70
Tabella 16 – Percentuale di potenziale effettivo che rimane sfruttando tutti gli impianti in iter autorizzativo	70

STORIA DELLE REVISIONI

Numero revisione	Data	Protocollo	Lista delle modifiche e/o dei paragrafi modificati
00	31/05/2011	11002405	Prima emissione

1 INTRODUZIONE

A seguito dell'Accordo di Collaborazione tra RSE e Provincia di Verbano Cusio Ossola del 23.12.2009, si illustra nel presente rapporto l'attività riguardante la messa a punto e l'applicazione di metodologie di valutazione del potenziale idroelettrico effettivo nella Provincia nei bacini di interesse.

L'applicazione della metodologia assieme ai dati relativi alle utilizzazioni idriche esistenti forniti e collaudati dalla Provincia VCO, ha consentito di stimare la producibilità idroelettrica effettiva, ossia quanto sarebbe teoricamente possibile incrementare la produzione energetica di ogni singolo bacino allo stato attuale, sulla base della risorsa idrica effettivamente disponibile. Tale risorsa è stata classificata secondo 4 livelli di difficoltà. Sono state quindi prodotte delle mappe provinciali della disponibilità idrica e della producibilità idroelettrica effettiva.

Sulla base dei dati disponibili e dei risultati ottenuti sono stati individuati alcuni bacini con un più elevato potenziale idroelettrico residuo.

Viene illustrato inoltre uno strumento GIS interattivo, che consente all'utente di introdurre nuove concessioni di uso dell'acqua ed ottenere il potenziale idroelettrico effettivo risultante nei bacini di interesse della Provincia VCO.

2 CALCOLO DEL POTENZIALE IDROELETTRICO EFFETTIVO

Nel corso della Ricerca di Sistema del 2009 è stato iniziato lo sviluppo della metodologia per il calcolo del potenziale effettivo.

Nella presente fase di progetto (2010), è stata perfezionata tale metodologia per la redazione del potenziale idroelettrico residuo ed effettivo, tenendo conto dei vincoli ambientali, degli attuali utilizzi idrici, limitazioni amministrative (parchi, aree protette), zone abitate, impedimenti topografici o di connettività ecc.

Per avere una stima del potenziale energetico delle risorse idroelettriche disponibili è necessario un accurato studio d'indagine che tenga conto delle utilizzazioni d'acqua di vario tipo (potabile, industriale, energetico, irriguo, ecc) esistenti o impegnate per future concessioni. A valle delle stime quantitative sono inoltre da tenere in conto, gli eventuali vincoli tecnologici e ambientali che potrebbero limitare ulteriormente l'eventuale utilizzo della risorsa idrica.

L'Accordo di Collaborazione con la Provincia Verbano-Cusio-Ossola ha consentito di disporre dei dati necessari per perfezionare ed applicare la metodologia ad un caso reale e fornire strumenti di programmazione e sviluppo energetico ad un'Amministrazione Pubblica.

È possibile richiamare le tre seguenti definizioni: da una parte la "producibilità idroelettrica massima" esprime la potenzialità di un bacino analizzandone la naturale disponibilità di acqua e la sua conformazione altimetrica; la "producibilità idroelettrica residua" esprime la potenzialità effettivamente sfruttabile, al netto dei prelievi esistenti e del DMV ed invece la producibilità effettiva esprime l'energia

ricavabile al netto delle limitazioni ambientali (parchi protetti ecc) e tecnologiche (quota, zone abitate, zone troppo isolate, ecc.).

La seguente figura illustra schematicamente il rapporto tra energia potenziale massima, residua ed effettiva. Uno degli aspetti innovativi sviluppati riguarda la suddivisione del potenziale idroelettrico effettivo in diverse categorie, considerando il grado di difficoltà di sfruttamento, come indicato nella figura:

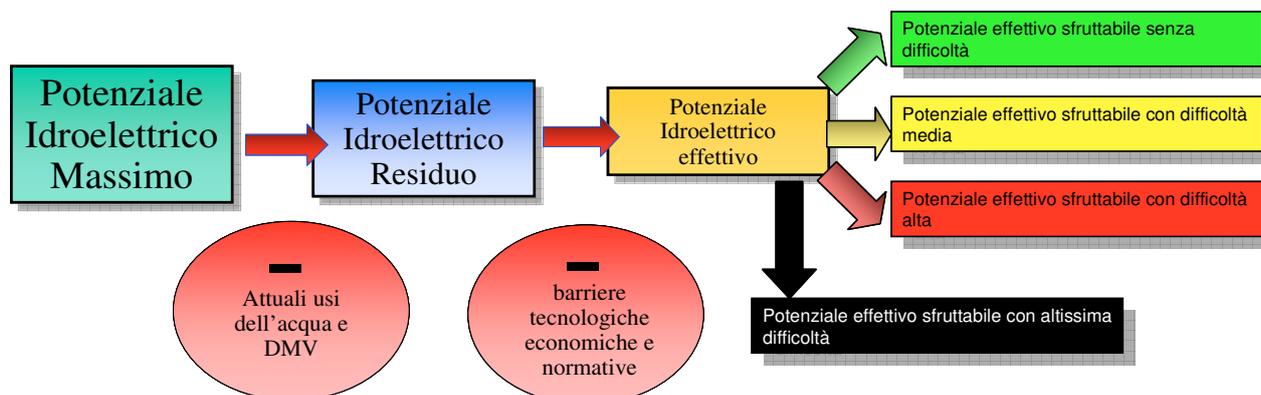


Figura 1 – Rapporto schematico tra potenziale idroelettrico massimo, residuo ed effettivo

L'obiettivo della presente ricerca è il perfezionamento della metodologia per produrre le mappe del potenziale idroelettrico effettivo e l'applicazione in Provincia Verbano-Cusio-Ossola (VCO), assegnando diverse categorie di difficoltà di sfruttamento secondo le barriere tecnologiche ed amministrative riscontrate nel territorio, utilizzando esclusivamente strumenti GIS e coperture tematiche.

2.1 Potenziale idroelettrico effettivo nella provincia Verbano-Cusio-Ossola

La metodologia descritta nel presente paragrafo utilizza strumenti GIS ed è stata sviluppata tenendo conto dell'esistenza di "coperture" input per gli algoritmi di calcolo del potenziale idroelettrico effettivo secondo la difficoltà di sfruttamento: bassa, media, alta e altissima.

Le coperture GIS necessarie per il calcolo del potenziale idroelettrico effettivo sono le seguenti:

- DEM, modello digitale del terreno, quote del terreno in una griglia, oppure altre a disposizione.
- Copertura in formato GRID delle piogge medie
- Copertura in formato GRID dei coefficienti di deflusso
- Copertura delle zone urbanizzate, in formato GRID
- Copertura delle strade
- Copertura della rete elettrica di media ed alta tensione
- Copertura dei parchi naturali e delle zone protette in formato GRID
- Copertura delle aree di dissesto idrogeologico
- Copertura delle fasce fluviali
- Copertura degli attuali usi dell'acqua (prelievi e restituzioni), indicando la posizione e la portata media annua prelevata
- Altre coperture di indicatori che condizionano la producibilità idroelettrica

È importante sottolineare che in accordo con l'Amministrazione Provinciale di Verbano-Cusio-Ossola è stato concordato di realizzare 3 scenari di attuale utilizzo della risorsa e due scenari della componente piovosa. Lo scenario che utilizza la pioggia storica e gli impianti in funzione è stato creato esclusivamente per la taratura della modellazione. I 3 scenari combinati verranno descritti in dettaglio nei paragrafi dedicati al calcolo della pioggia e ai dati relativi agli usi dell'acqua.

Di seguito viene dettagliata la metodologia utilizzata ed i risultati ottenuti in ogni passo.

2.2 Descrizione della metodologia per il calcolo del potenziale effettivo

Per stimare l'energia idroelettrica potenzialmente producibile in un bacino idrografico sono necessari due tipi di informazione: una stima della disponibilità della risorsa idrica, basata su dati storici di precipitazione, e la conformazione geo-morfologica del bacino. Ciò consente di ottenere, da una parte, una mappa della disponibilità idrica, con conseguenti informazioni di portata dei corsi d'acqua, dall'altra i salti geodetici, in modo da poter calcolare la producibilità massima.

Il passo successivo è quello di valutare l'effetto della "antropizzazione" sulla potenzialità teorica così calcolata. L'impatto dell'uomo sulla risorsa idrica si evidenzia nelle utilizzazioni idriche di vario tipo, le quali sottraggono risorsa teoricamente utilizzabile per la produzione elettrica; si pensi ad esempio ai prelievi d'acqua per scopo potabile, industriale, irriguo oppure agli stessi prelievi di impianti idroelettrici esistenti: questi utilizzano volumi idrici prelevandoli direttamente dall'alveo del corso d'acqua, costituendo così delle limitazioni nell'ottica di sfruttamenti futuri.

Altro vincolo da tenere in considerazione è rappresentato dal Deflusso Minimo Vitale, la cui osservanza vieta uno sfruttamento "troppo spinto" del deflusso idrico naturale, imponendo ad ogni opera di captazione il rilascio di una portata da garantire in ogni periodo dell'anno.

Il passo finale consiste nella valutazione di tutti gli elementi, legati all'assetto e all'uso del territorio, che in qualche modo limitano la realizzabilità degli impianti, riducendo e condizionando la producibilità idroelettrica ad una producibilità residua effettiva (chiamata in seguito per brevità "producibilità effettiva").

Gli elementi identificati che riducono il potenziale o cambiano la difficoltà di sfruttamento della producibilità idroelettrica sono i seguenti:

- **La dimensione del bacino di captazione.** Viene considerata come non effettiva l'energia ricavata da bacini con una portata al di sotto di un minimo valore sfruttabile. Questo valore limite è stato concordato con la Provincia in 50 l/s di media annua.
- **La quota dell'impianto.** In effetti oltre una certa quota altimetrica l'energia prodotta residua contribuisce al valore di energia effettiva con altissima difficoltà di sfruttamento.
- **Attuale uso dell'acqua.** Questa componente viene applicata per trasformare l'energia massima in energia residua. È intrinsecamente incluso come parametro limitante nell'energia effettiva.
- **Effetto delle zone urbanizzate.** L'energia residua prodotta all'interno delle zone urbanizzate produce contributi con alta difficoltà.
- **Distanza dalle linee di media ed alta tensione.** Quando la distanza tra la centrale e le linee elettriche di media ed alta tensione risulta considerevole, ad esempio 1 km, l'energia effettiva residua prodotta in queste condizioni viene assunta con altissima difficoltà. Infatti, tenendo conto degli impianti mini idro è poco probabile la convenienza in situazioni con grandi distanze di collegamento elettrico.
- **Zone di dissesto idrogeologico e fasce fluviali.** È poco probabile l'esistenza di producibilità idroelettrica effettiva all'interno di zone geologicamente instabili, come zone di alto pericolo di franosità o frane in corso e zone di esondazione. Viene considerata una scala di difficoltà in funzione delle zone di dissesto idrogeologico.
- **Parchi naturali e zone protette.** Vengono definiti 2 tipi di zone protette: quella dove la produzione idroelettrica ha una difficoltà molto alta di sfruttamento e le zone con difficoltà media di sfruttamento. Non si può dire a priori che la producibilità idroelettrica effettiva è nulla all'interno di un'area protetta.

Le diverse mappe dello studio sono state generate utilizzando un *tool* appositamente progettato e realizzato in un ambiente GIS (Sistema Informativo territoriale). Tale tool consente l'esecuzione automatica di elaborazioni alfanumeriche e grafiche, in modo da ottenere mappe tematiche rappresentanti i dati di interesse.

La metodologia è stata messa appunto per l'intera area della Provincia Verbano-Cusio-Ossola. Mediante l'Accordo di Collaborazione tra RSE SpA e la Provincia sono stati ricavati i dati necessari per eseguire i calcoli.

2.3 Modello digitale del terreno e rete idrografica

Per poter elaborare il calcolo del potenziale idroelettrico sono necessarie le informazioni altimetriche definite da un modello digitale del terreno (DEM).

Il primo modello digitale considerato nel presente lavoro è quello scaricabile liberamente dal sito <http://srtm.csi.cgiar.org/>, calcolato sulla base di dati elaborati dalla NASA. Esso presenta un passo orizzontale di 90 m (griglia quadrata), una risoluzione verticale dell'ordine del metro e copre l'intera area Italiana e la zona Svizzera dei bacini che versano verso l'Italia.

Un secondo modello più dettagliato è stato fornito dalla Provincia Verbano-Cusio-Ossola con definizione 40x40 m, e copre interamente la Provincia (vedere Figura 2):

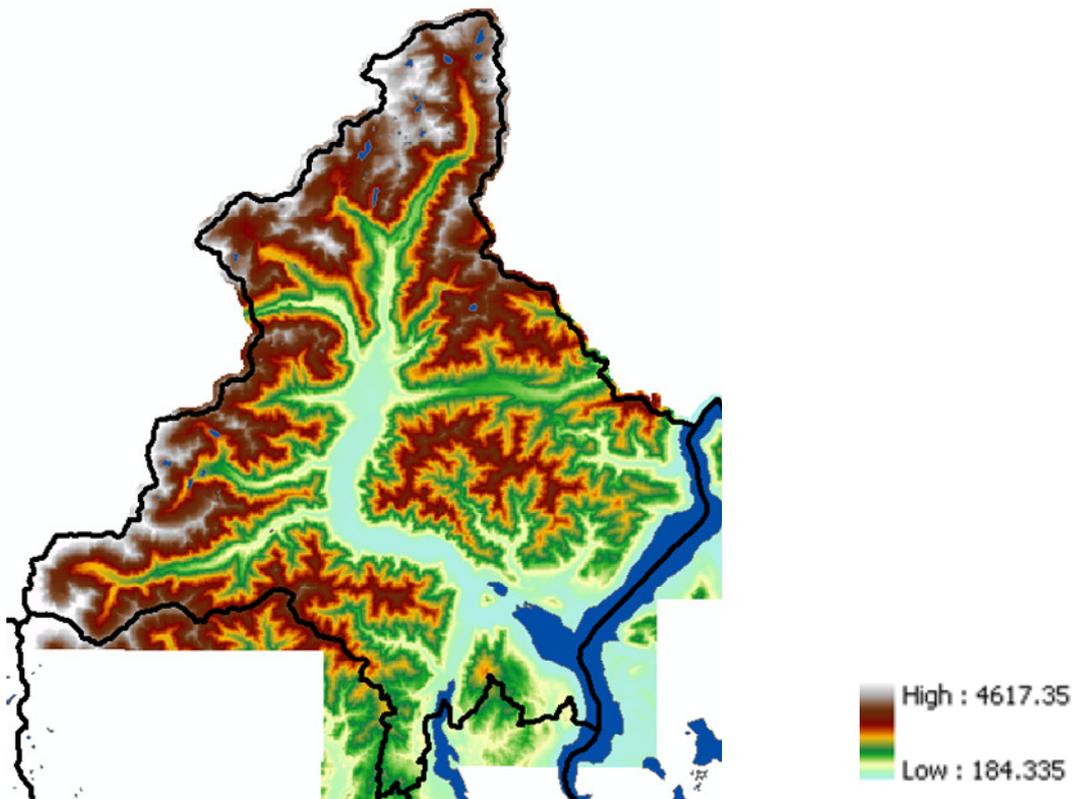


Figura 2 – Modello digitale del terreno 40x40 m della provincia VCO

Sono state realizzate prove di generazione automatica della rete idrografica considerando entrambi i modelli digitali del terreno (DEM).

- Il modello digitale 90x90 risulta più completo, contiene infatti anche il bacino del fiume Diveria nascente in territorio Svizzero completo, però impreciso nella definizione di alcuni tratti fluviali.

- Il modello digitale 40x40 m fornito dalla Provincia risulta incompleto riguardo la definizione del bacino del fiume Diveria ma molto preciso nella definizione dei corsi fluviali.

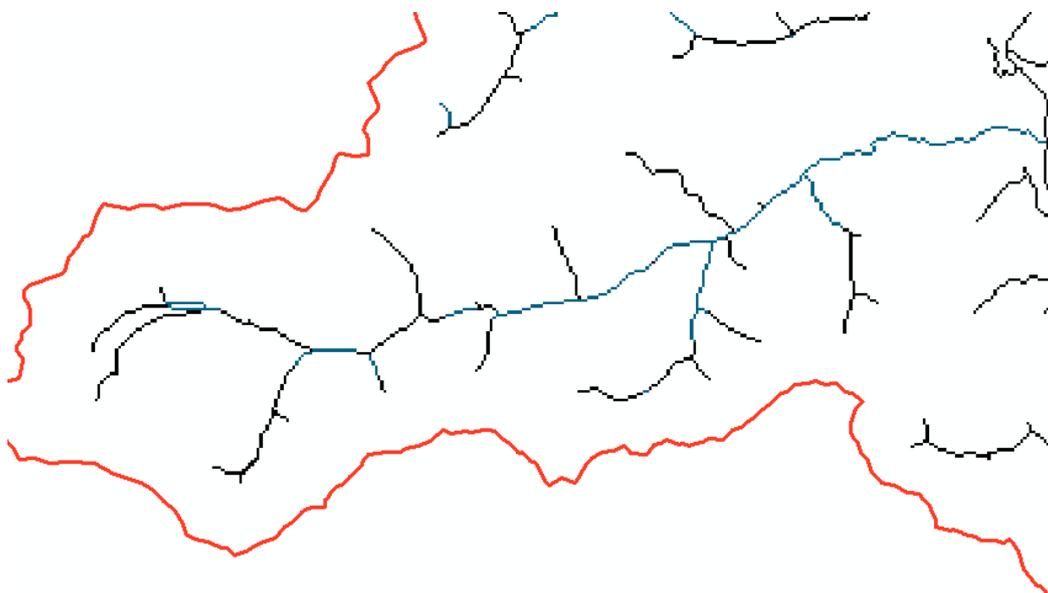


Figura 3 – Fiume Anza generato automaticamente utilizzando il DEM di 90x90 m

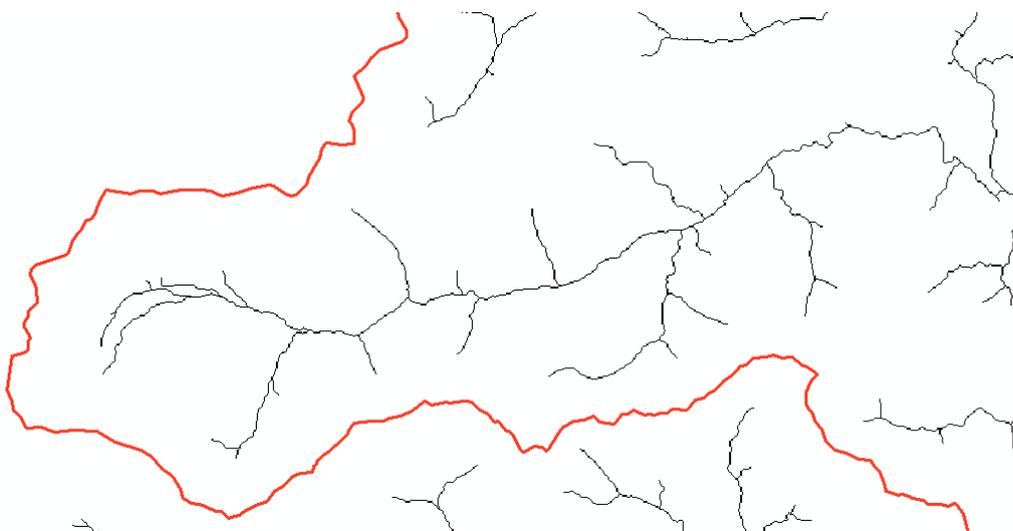


Figura 4 – Fiume Anza generato automaticamente utilizzando il DEM di 40x40 m

Si è deciso di realizzare la sperimentazione col DEM 40x40 considerando un compenso di portata aggiuntiva mediante una restituzione nel punto di confine nel fiume Diveria per simulare la portata ricevuta dal territorio Svizzero. Tale portata sul fiume Diveria proveniente dalla Svizzera è pari a 7.6 m³/s.

Il Modello digitale del terreno di 40x40m è stato elaborato mediante la funzione “DEM Reconditioning” del tool Arc Hydro Tools. La funzione modifica il dato di elevazione in modo da renderlo più coerente al dato vettoriale. Ciò implica che i dati di flusso di rete (vettoriale in input) siano più affidabili del DEM. La funzione modifica il DEM imponendo degli elementi lineari in esso. E’ un’implementazione del metodo AGREE sviluppato dal Center for Research in Water Resources all’University of Texas in Austin. La funzione necessita come input del DEM e del dato vettoriale (rete fluviale).

La Figura 5 illustra a modo di esempio, il confronto tra la rete generata automaticamente partendo dal DEM perfezionato e la rete fluviale reale (copertura GIS vettoriale dedotta dalle immagini satellitari).

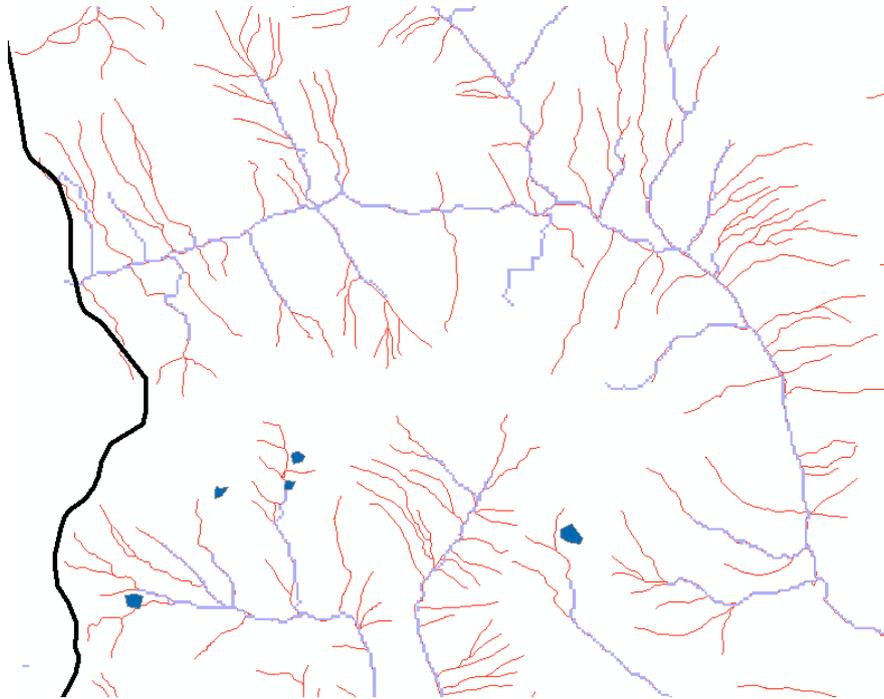


Figura 5 – Dettaglio della rete idrografica calcolata (azzurro) in confronto con la rete fluviale digitalizzata reale (rosso)

Come si può osservare la coincidenza è pressoché soddisfacente.

2.4 Definizione del bacino limite in funzione della portata media

Un primo passaggio per il calcolo del potenziale effettivo consiste nel limitare l'area del minimo bacino collettore dal quale è possibile generare energia idroelettrica. Tale area è stata identificata, in accordo con la provincia VCO come quella che raccoglie una portata media annua di 50 l/s.

Questo significa che bacini inferiori a detta area sono da considerare della produzione effettiva idroelettrica solo per il contributo alle portate, calcolato trasformando i valori di pioggia del bacino in valore di portata mediante il coefficiente di deflusso.

2.5 Mappa della precipitazione media annua

Per la stima della producibilità potenziale il dato basilare, oltre alle proprietà morfologiche dei bacini imbriferi, è la distribuzione di precipitazione per ciascuna cella elementare.

Per poter avere a disposizione informazione continua su tutto il territorio, è necessaria l'elaborazione di una mappa raster delle precipitazioni.

2.5.1 Dati disponibili

La Provincia di Verbania ha fornito un nuovo database di valori di precipitazione media annua (in mm) calcolati su due diversi periodi temporali:

- trentennio 1971-2000
- decennio 2001-2009

I valori sono rilevati da 29 stazioni di misura, 27 delle quali sono distribuite nella Provincia di Verbania mentre due sono situate nella vicina provincia di Novara. Sono state selezionate le 29 stazioni che dispongono di dati in entrambi i periodi considerati (sono quindi state escluse dall'analisi le stazioni di Alpe Motta, Cursolo Orasso e Macugnaga-Fornarelli per le quali non sono disponibili valori medi relativi al periodo 1971-2000). La collocazione geografica delle stazioni utilizzate per questa analisi è illustrata in Figura 6.

Le stazioni sopra i 2000 m di quota (in particolare SABBIONE, TOGGIA, VANNINO) hanno rilevato valori di precipitazione annua piuttosto bassi. Nonostante le stazioni sembrino dotate di pluviometri (informazione avuta dal CNR e in parte verificata tramite indagine su banca dati IDROSTAZ) resta il dubbio che non siano state correttamente quantificate le precipitazioni nevose. Specialmente nel trentennio 1971-2000 è forte la differenza tra i valori medi annui registrati nelle stazioni di Sabbione (m.2462, 1066.7 mm di pioggia) e Morasco (1820 m, 1541.2 mm di pioggia) che si trovano nella stessa zona.

Sulla base di informazioni avute dal CNR, nell'analisi effettuata si è assunto che le coordinate X e Y che definiscono la posizione delle stazioni siano UTM32 e siano riferite all'ellissoide WGS84 come il DTM della NASA utilizzato per la spazializzazione. Dal confronto con i valori X e Y ED50 di alcune stazioni riportati sul sito dell'ARPA Piemonte, sembrerebbe però che le coordinate utilizzate siano in qualche caso riferite ED50 e non WGS84 (es:DRUOGNO). Per qualche altra stazione, inoltre, le coordinate considerate non coincidono né con quelle ED50 riportate sul sito ARPA nè con quelle che si ottengono applicando a queste la conversione a WGS84 (ad es. la coord. X di Bognanco-Pizzanco differisce di circa 2 km in entrambe i casi rispetto al valore da noi usato).

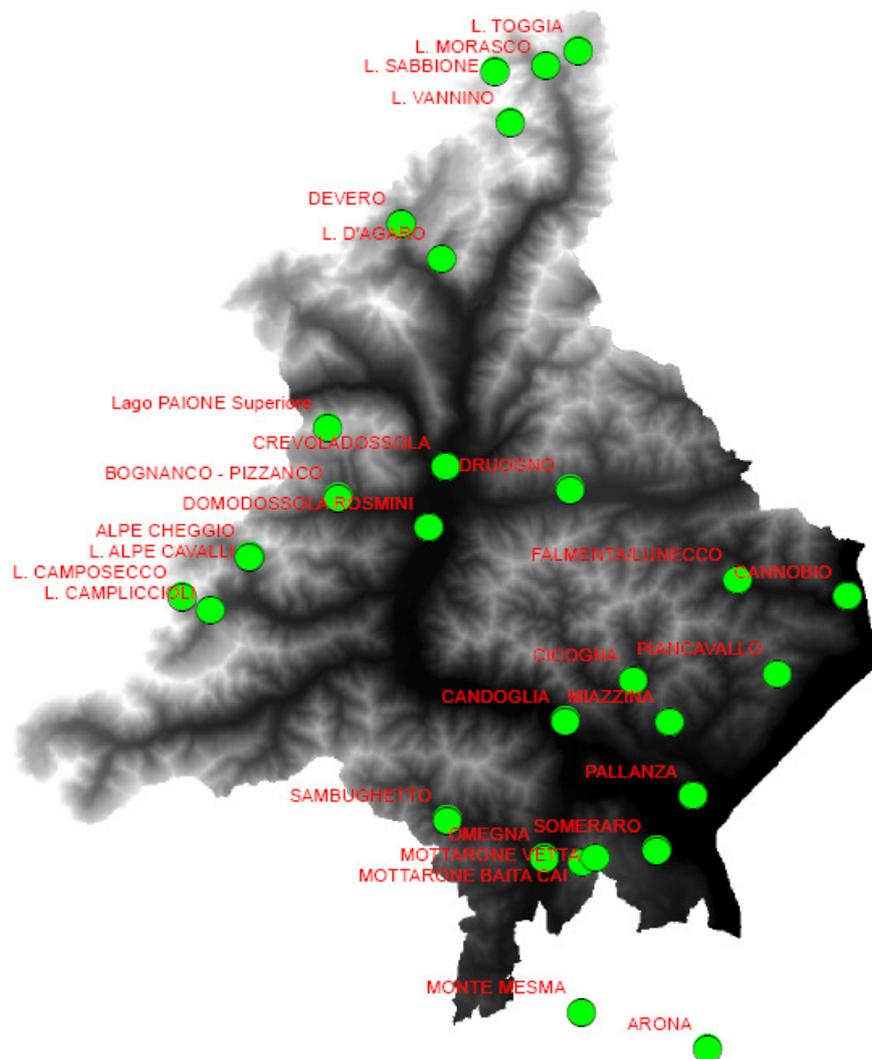


Figura 6 – Distribuzione delle 29 stazioni di misura considerate, 27 delle quali sono incluse nella Provincia di Verbania

2.5.2 Analisi dei dati

E' stata effettuata un analisi statistica per verificare la eventuale presenza di correlazione tra i valori di precipitazione misurati nelle diverse stazioni e le variabili X, Y, quota, pendenza ed esposizione. Tramite una stepwise regression 'backward' ¹ si è stabilito che le uniche varabili significative sono X, Y e pendenza per entrambe i periodi. Su entrambi i data-set è stata quindi effettuata una regressione lineare multipla considerando le suddette variabili come variabili indipendenti. Dai valori di precipitazione misurati nei punti stazione sono stati sottratti i valori stimati tramite la regressione lineare multipla, ottenendo così dei 'residui' che non contengono più il trend rispetto alle variabili topografiche e orografiche considerate.

E' stato quindi analizzato il variogramma dei residui. Per entrambe le serie temporali, il modello di variogramma è stato definito in base al variogramma omnidirezionale dato che il numero di stazioni disponibili è troppo ridotto per effettuare una significativa analisi direzionale.

¹ si effettua una regressione lineare multipla considerando inizialmente tutte le variabili e scartando successivamente una alla volta quelle che risultano meno influenti e significative.

I residui sono stati approssimati spazialmente tramite Kriging ordinario, utilizzando un modello esponenziale isotropo di variogramma (vedi Figura 7) per il periodo 1971-2000 ed un modello lineare isotropo per il periodo 2001-2009 (vedi Figura 8). Entrambi i modelli di variogramma sono stati ottenuti tramite fit manuale del variogramma sperimentale. Il campo di precipitazione è stato poi costruito aggiungendo puntualmente al valore dei residui il trend rispetto a X,Y e pendenza calcolato tramite regressione lineare multipla.

Per confronto è stata inoltre effettuata una spazializzazione diretta dei dati originali di precipitazione tramite il metodo IWSD (Inverse Weighted Square Distance) ed una interpolazione spaziale mediante il modello di regressione lineare multipla utilizzato per il calcolo dei residui (X, Y e pendenza come variabili indipendenti). In tutti e tre i casi, il campo delle precipitazioni è stato calcolato sulla stessa griglia del DTM della NASA che ha una risoluzione spaziale di 90 m .

L'efficacia dei metodi utilizzati e la qualità delle approssimazioni spaziali effettuate sono state giudicate sulla base degli scarti tra i valori reali e quelli stimati di precipitazione in corrispondenza dei punti stazione (cross-validazione).

Sono stati innanzitutto considerati gli scarti assoluti ($P_{mis}-P_{regr}$), ($P_{mis}-P_{krig}$) e ($P_{mis}-P_{IWSD}$) valutati anche in valore assoluto. Sono stati quindi calcolati gli errori percentuali relativi $(P_{mis}-P_{regr})/P_{mis}$, $(P_{mis}-P_{krig})/P_{mis}$ e $(P_{mis}-P_{IWSD})/P_{mis}$ e i valori assoluti di tali errori. Per tutte le serie degli scarti assoluti e degli errori relativi, sono stati valutati la deviazione standard, il minimo e il massimo. E' stata poi stimata la media dei valori assoluti degli scarti e degli errori relativi.

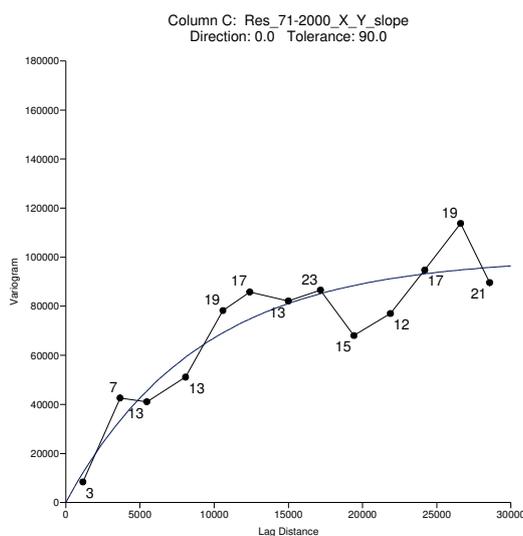


Figura 7 – Modello esponenziale isotropo di variogramma utilizzato per la approssimazione spaziale dei dati relativi al periodo 1971-2000.

Column C: Res_01-09_X_Y_slope
Direction: 0.0 Tolerance: 90.0

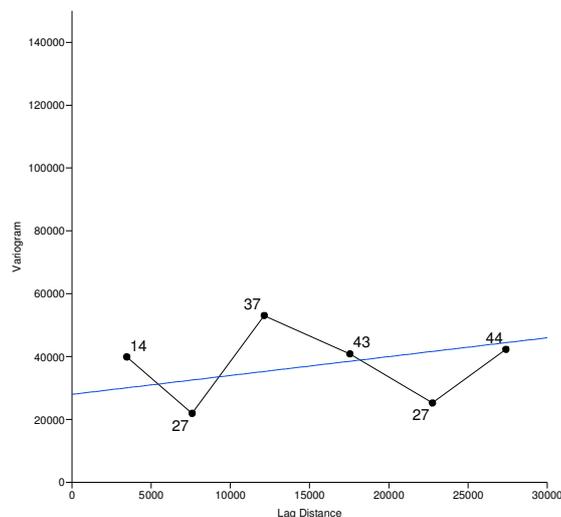


Figura 8 – Modello lineare isotropo di variogramma utilizzato per approssimare spazialmente i dati relativi al periodo 2001-2009

2.5.3 Campi di precipitazione risultanti

Per il periodo 1971-2000, il prospetto riassuntivo dei parametri che caratterizzano la distribuzione degli scarti assoluti e degli errori percentuali relativi di stima della precipitazione nei punti stazione (considerati in entrambe i casi anche in valore assoluto) è riportato in Tabella 1 (scarti assoluti) e in Tabella 2 (errori percentuali relativi). Le analoghe stime per il periodo 2001-2009 sono rispettivamente riportate in Tabella 3 e in Tabella 4.

I queste tabelle si è indicato con Err.Ass. lo scarto assoluto ($P_{\text{mis}} - P_{\text{calc}}$), espresso in mm di pioggia, tra il valore di precipitazione misurato (P_{mis}) e quello stimato (P_{calc}) con uno dei diversi metodi di approssimazione spaziale considerati. La quantità $|\text{Err.Ass.}|$ rappresenta il valore assoluto di ($P_{\text{mis}} - P_{\text{calc}}$). L'errore percentuale relativo, indicato con Err.rel %, è stato calcolato come $(P_{\text{mis}} - P_{\text{calc}}) / P_{\text{mis}}$ espresso in %. La quantità $|\text{Err.rel.\%}|$ rappresenta il valore assoluto di $(P_{\text{mis}} - P_{\text{calc}}) / P_{\text{mis}}$ %.

Tabella 1 – Scarti assoluti riferiti al periodo 1971-2001, ottenuti con i tre diversi metodi di approssimazione spaziale

Periodo	Regr.Lin.Multipla		Kriging		IWSD	
	Err.Ass.	$ \text{Err.Ass.} $	Err.Ass.	$ \text{Err.Ass.} $	Err.Ass.	$ \text{Err.Ass.} $
1971-2000						
Media		212.0		204.2		243.6
Dev.st.	271.6	165.0	258.4	153.8	283.5	137.6
Min	-457.6		-458.0		-459.3	
Max	514.8	514.8	560.2	560.2	671.6	671.6

Tabella 2 – Errori percentuali relativi riferiti al periodo 1971-2001, ottenuti con i tre diversi metodi di approssimazione spaziale

Periodo	Regr.Lin.Multipla		Kriging		IWSD	
	Err.rel %	$ \text{Err.rel.\%} $	Err.rel %	$ \text{Err.rel.\%} $	Err.rel %	$ \text{Err.rel.\%} $
1971-2000						
Media		12.7		12.5		14.6
Dev.st.	16.5	10.5	15.9	9.9	17.0	8.7
Min	-36.6		-32.8		-37.9	
Max	27.3		33.7		26.7	

Tabella 3 – Scarti assoluti riferiti al periodo 2001-2009, ottenuti con i tre diversi metodi di approssimazione spaziale

Periodo	Regr.Lin.Multipla		Kriging		IWSD	
	Err.ass.	Err.ass.	Err.ass.	Err.ass.	Err.ass.	Err.ass.
2001-2009						
Media		157.7		174.0		172.8
Dev.st.	201.3	121.5	231.9	149.7	230.7	149.5
Min	-557.9		-487.3		-445.9	
Max	370.3	557.9	452.1	487.3	524.3	524.3

Tabella 4 – Errori percentuali relativi riferiti al periodo 2001-20009, ottenuti con i tre diversi metodi di approssimazione spaziale

Periodo	Regr.Lin.Multipla		Kriging		IWSD	
	Err.rel %	Err.rel.%	Err.rel %	Err.rel.%	Err.rel %	Err.rel.%
2001-2009						
Media		10.8		11.6		11.4
Dev.st.	14.0	8.8	15.4	10.0	15.0	9.6
Min	-42.9		-37.4		-32.7	
Max	17.4		22.5		24.6	

Come si può vedere, per il periodo 1971-2000 il minimo valore dell'errore medio e la minima deviazione standard dell'errore percentuale relativo si ottengono utilizzando, come metodo di approssimazione spaziale, il Kriging sui residui (metodo di tipo stocastico). Rispetto ai risultati ottenuti con il metodo della regressione lineare multipla, il miglioramento è comunque piuttosto contenuto. La Figura 9 rappresenta il campo di precipitazioni relativo alla provincia di Verbania e al periodo 1971-2000 ottenuto tramite Kriging con variogramma esponenziale isotropo. I valori medi annui delle precipitazioni (in mm) sono rappresentati per fasce di livello, come da legenda. I punti stazione sono individuati da simboli, il cui colore specifica il livello di appartenenza della precipitazione misurata.

Periodo 1971-2000: Campo di precipitazioni ottenuto tramite kriging con variogramma esponenziale isotropo

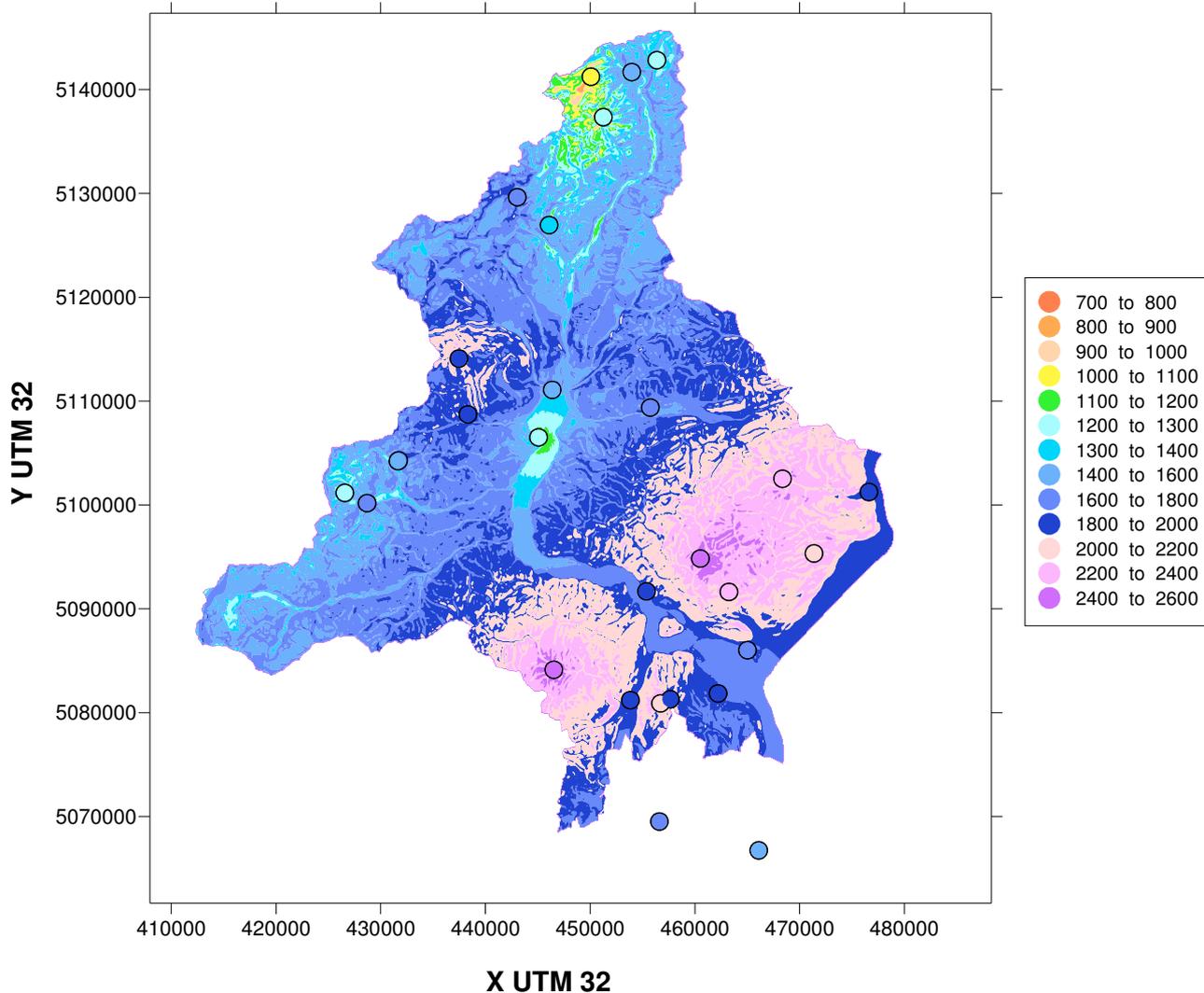


Figura 9 – Campo di precipitazioni per il periodo 1971-2000 ottenuto tramite Kriging con variogramma esponenziale isotropo

La Figura 10 rappresenta il campo di precipitazioni relativo alla provincia di Verbania e al periodo 1971-2000 ottenuto tramite interpolazione con modello di regressione lineare multipla (X, Y, Pendenza come variabili indipendenti).

**Periodo 1971-2000: Campo di precipitazioni ottenuto
tramite interpolazione con modello di regressione lineare multipla**

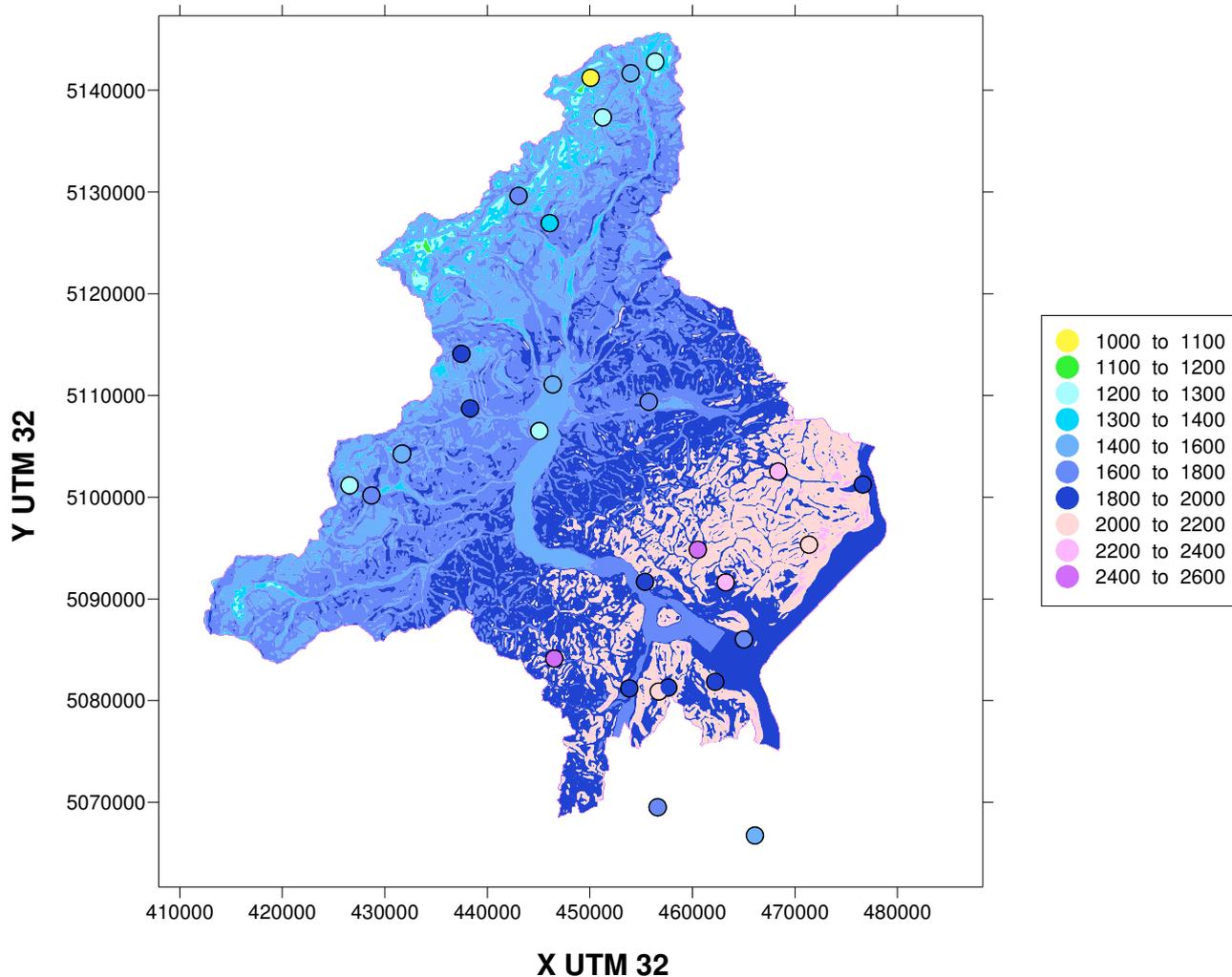


Figura 10 – Campo di precipitazioni per il periodo 1971-2000 ottenuto tramite interpolazione con modello di regressione lineare multipla (X, Y, Pendenza come variabili indipendenti)

Per il periodo 2001-2009 i migliori risultati si ottengono in media applicando direttamente la regressione lineare multipla (metodo di tipo deterministico), sebbene con questo metodo si osservi il valore più elevato dello scarto tra precipitazione misurata e calcolata in un punto stazione. Il campo di precipitazione ottenuto è mostrato in Figura 11.

**Periodo 2001- 2009: Campo di precipitazioni ottenuto
tramite interpolazione con modello di regressione lineare multipla**

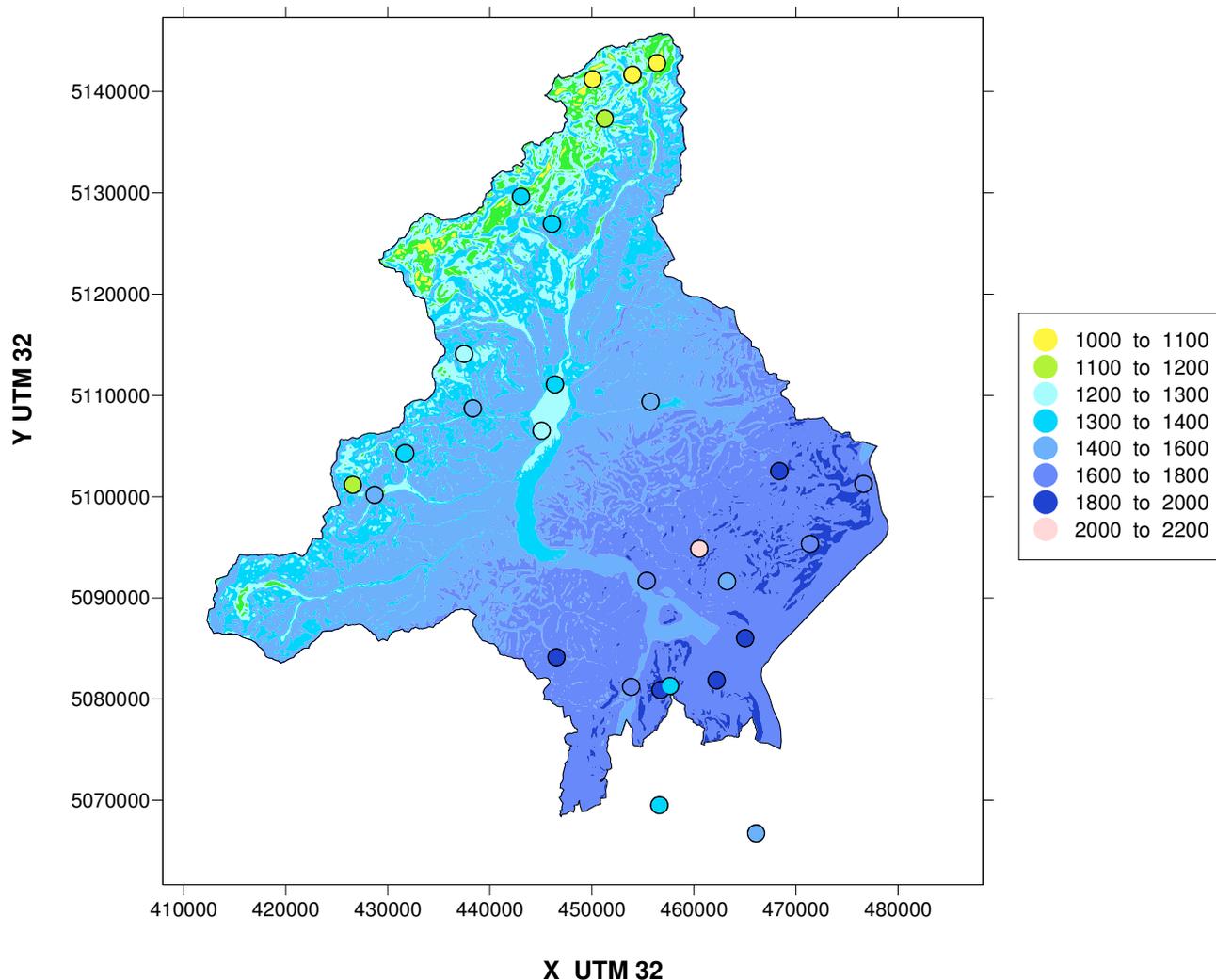


Figura 11 – Campo di precipitazioni per il periodo 2001-2009 ottenuto tramite interpolazione con modello di regressione lineare multipla (X, Y, Pendenza come variabili indipendenti)

L'approssimazione spaziale effettuata tramite Kriging con variogramma lineare isotropo da luogo invece alla mappa riportata in Figura 12.

**Periodo 2001- 2009: Campo di precipitazioni ottenuto
tramite kriging con variogramma lineare isotropo**

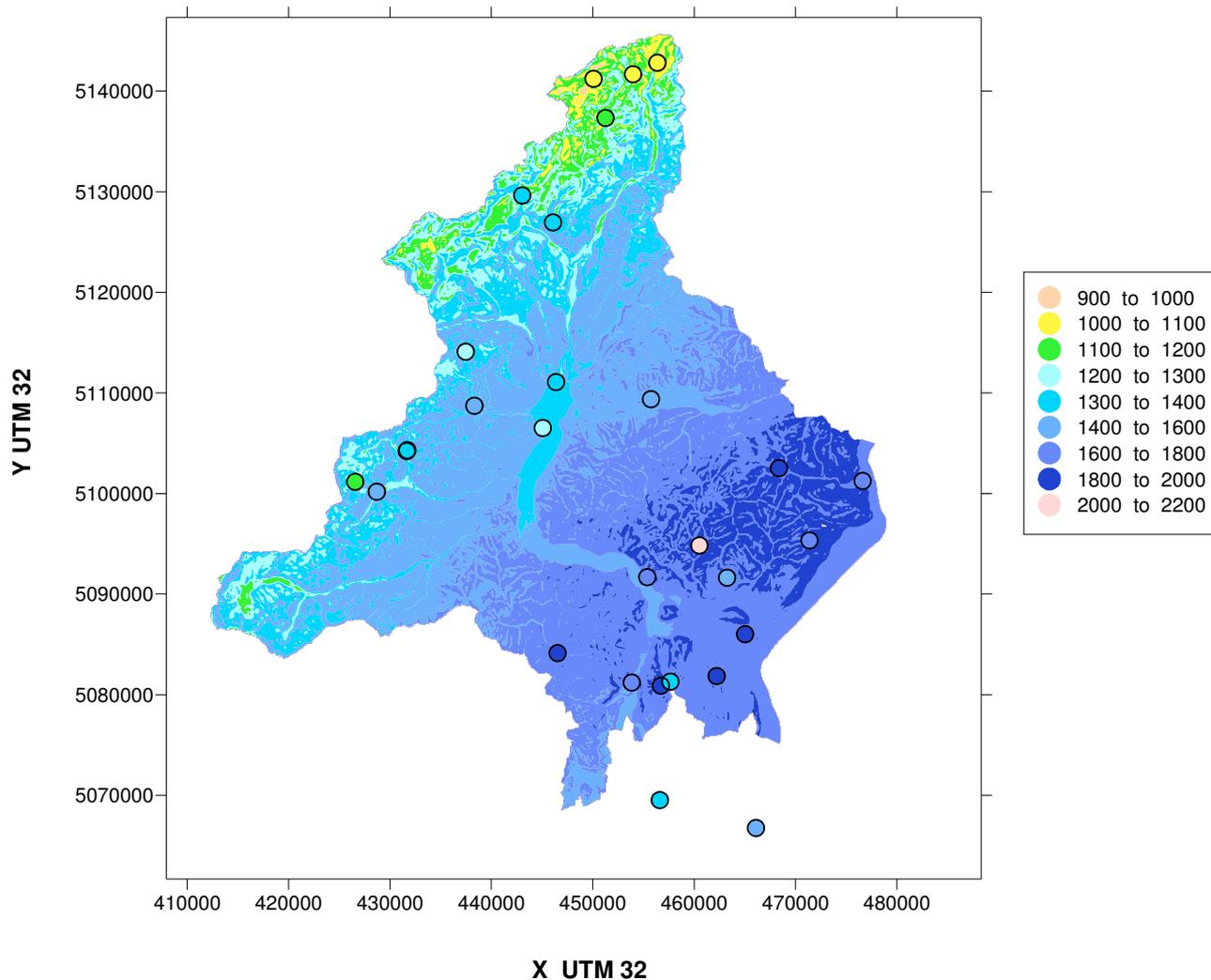


Figura 12 – Campo di precipitazioni per il periodo 2001-2009 ottenuto tramite Kriging con variogramma lineare isotropo

Allo scopo della presente ricerca i calcoli sono eseguiti considerando due possibili scenari di precipitazione:

- **Campo di precipitazioni 1971-2000**, ottenuto tramite Kriging con variogramma esponenziale isotropo (Figura 9)
- **Campo di precipitazioni 2001-2009**, ottenuto tramite interpolazione con modello di regressione lineare multipla (X, Y, Pendenza come variabili indipendenti) (Figura 11)

2.6 Mappa dei coefficienti di deflusso

Altra informazione necessaria per calcolare la disponibilità idrica riguarda i coefficienti di deflusso ossia i coefficienti che rappresentano il rapporto tra la portata in una data sezione e la quantità di pioggia caduta nel bacino con chiusura alla sezione analizzata. Tale coefficiente, mediato nell'anno, ha un valore che si trova tra 0 ed 1.

Ogni punto [x,y] della griglia ha un valore $C(x,y)$ da 0-1. Tale valore puntuale viene ricavato dalla digitalizzazione della mappa dei coefficienti di deflusso misurati, ricavata dalla pubblicazione "L'Energia Elettrica vol XXXV, n3).

Alcuni coefficienti di deflusso sono stati compensati per tener conto dell'effetto della superficie dei ghiacciai, ad esempio sono stati tarati i valori dell'alto bacino che convoglia le acque nel lago Sabbione e del lago Vannino.

L'alto bacino del fiume Anza è stato compensato per effetto dell'apporto proveniente dai ghiacciai, modificando il coefficiente di deflusso. Tale valore è stato tarato tenendo conto delle misure effettuate all'idrometro di Pecetto.

Sono stati inoltre ritarati i sottobacini che versano le acque nel lago Camposecco e nel lago Cingino per tener conto dell'effetto delle coperture nevose presenti.

La figura illustra la distribuzione del valore del coefficiente di deflusso elaborata per l'area campione:

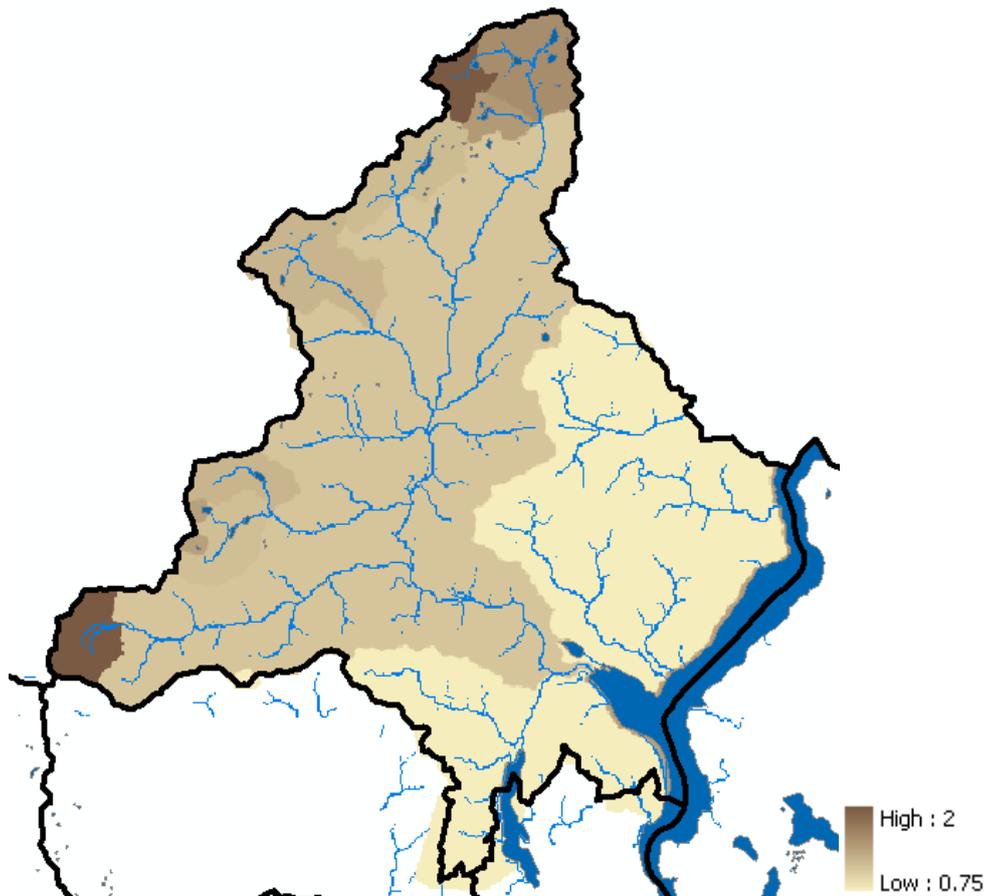


Figura 13 – Distribuzione dei coefficienti di deflusso utilizzati nel modello

Come si può osservare, alcuni coefficienti sono stati tarati mediante misure di utilizzo dell'acqua negli impianti e idrometri a valori maggiori di 1 per tenere conto dell'effetto dello scioglimento dei ghiacciai e dei sottobacini sotterranei virtuali.

2.7 Portate naturali

Nel presente paragrafo viene illustrata la metodologia per il calcolo della portata turbinabile tenendo conto delle informazioni ed i dati elencati nei paragrafi precedenti.

Considerando gli scenari di precipitazione già illustrati, vengono generate due mappe di portate naturali corrispondenti ai due periodi trattati (triennio 1971-2000 e decennio 2001-2009).

2.7.1 Metodo di calcolo delle portate naturali

Sfruttando le potenzialità di ARCGIS per elaborare le matrici di punti vengono create due nuove coperture di tipo "grid" coincidente spazialmente con la disposizione del DEM utilizzato (40x40):

- Copertura delle piogge medie annue nel territorio italiano. Ogni punto $[x,y]$ della griglia avrà una pioggia in mm/anno associata $P(x,y)$. Tale valore puntuale è una media ricavata dall'interpolazione realizzata per la mappatura associata alla cella corrente x,y .
- Copertura dei coefficienti di deflusso nel territorio italiano (Figura 13). Ogni punto $[x,y]$ della griglia avrà un valore $C(x,y)$. Tale valore puntuale viene ricavato come intersezione tra il valore di coefficiente di deflusso digitalizzato e la posizione del pixel $[x,y]$.

Per calcolare la portata in ogni cella si procede come segue:

$$Q(x,y) = \text{FlowAccumulationW} [x,y,W(x,y)]$$

Dove

$Q(x,y)$ è la portata disponibile massima in ogni cella "fiume", m^3/s

FlowAccumulationW è la funzione di Flow Accumulation di Arcgis con l'opzione "peso"

$W(x,y)$ è la copertura completa di valori di peso come spiegato precedentemente

Occorre sottolineare che tale portata viene calcolata per tutte le celle ma la visualizzazione viene fatta per i valori di oltre 25 l/s.

Per considerare l'effetto del bacino del fiume Diveria che nasce nel territorio svizzero, è stata considerata una portata media supplementare di 7.6 m^3/s .

$$Q_{div}(x,y) = Q_{diveria}$$

dove

x,y sono le coordinate di immissione del Diveria nel territorio italiano.

$Q_{div}(x,y)$ è il raster di contributo del Diveria, con un unico punto diverso di zero.

Inoltre per tenere conto degli apporti al lago d'Orta mediante il canale Nigoglia proveniente dalla provincia di Novara, è stata considerata una portata aggiuntiva di 2.6 m^3/s per rispettare un valore naturale di 5.21 m^3/s .

$$Q_{ort}(x,y) = Q_{orta}$$

dove

x,y sono le coordinate di immissione del canale Nigoglia.

$Q_{ort}(x,y)$ è il raster di contributo della portata aggiuntiva al lago d'Orta, con un unico punto diverso di zero.

A questo punto la nuova definizione di portata naturale è:

$$Q(x,y) = \text{FlowAccumulationW} [x,y,W(x,y)] + \text{FlowAccumulationW} [x,y,Qdiv (x,y)] + \text{FlowAccumulationW} [x,y,Qort (x,y)]$$

Dove

$Q(x,y)$ sono le portate naturali medie annue

$\text{FlowAccumulationW} [x,y,W(x,y)]$ è il contributo dovuto alle piogge sul territorio italiano

$\text{FlowAccumulationW} [x,y,Qdiv (x,y)]$ è il contributo dovuto al fiume Diveria a monte del confine con la Svizzera

$\text{FlowAccumulationW} [x,y,Qort (x,y)]$ è il contributo dovuto al canale Nigoglia proveniente dalla provincia di Novara

2.7.2 Due scenari di portate medie naturali utilizzate nella modellazione

Per quanto riguarda il caso applicativo alla Provincia VCO, e seguendo la metodologia descritta nel paragrafo precedente, sono stati prodotti due scenari diversi, considerando differenti campi di precipitazione:

- $Q1(x,y)$: portate naturali utilizzando il campo di precipitazioni medio degli anni 1971-2000
- $Q2(x,y)$: portate naturali utilizzando il campo di precipitazioni medio degli anni 2001-2009

A modo di esempio, la Figura 14 illustra la distribuzione spaziale delle portate medie annue naturali disponibili in ogni cella fiume (oltre 25 l/s), per il periodo 1971-2000 nella zona del bacino dell'Anza.

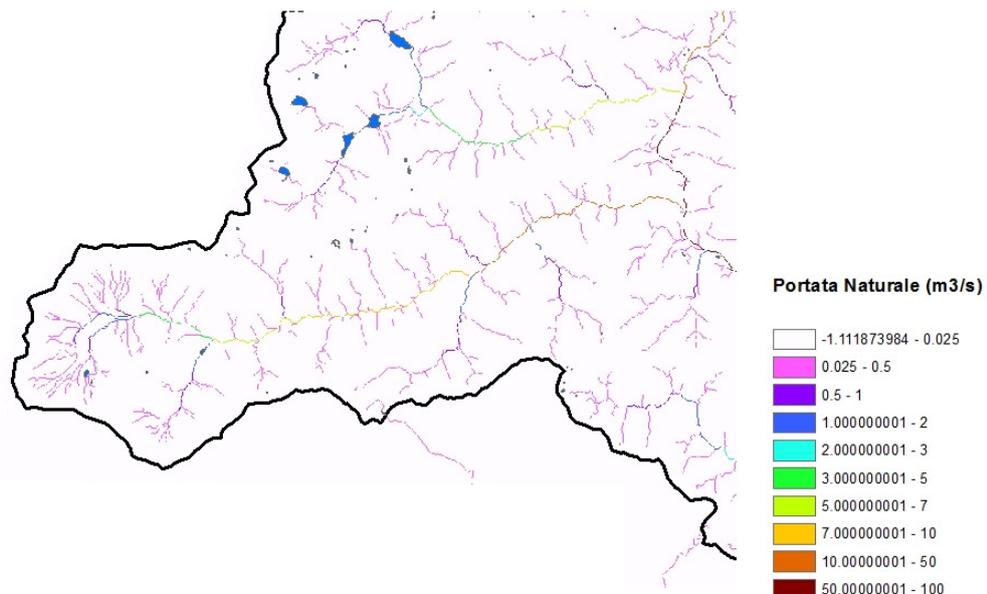


Figura 14 – Portate naturali medie in ogni cella fiume, periodo 1971-2000, bacino dell'Anza

La Figura 15 illustra, a modo di esempio, la distribuzione spaziale delle portate medie annue naturali disponibili in ogni cella fiume (oltre 25 l/s), per il periodo 2001-2009 nel bacino del fiume Anza.

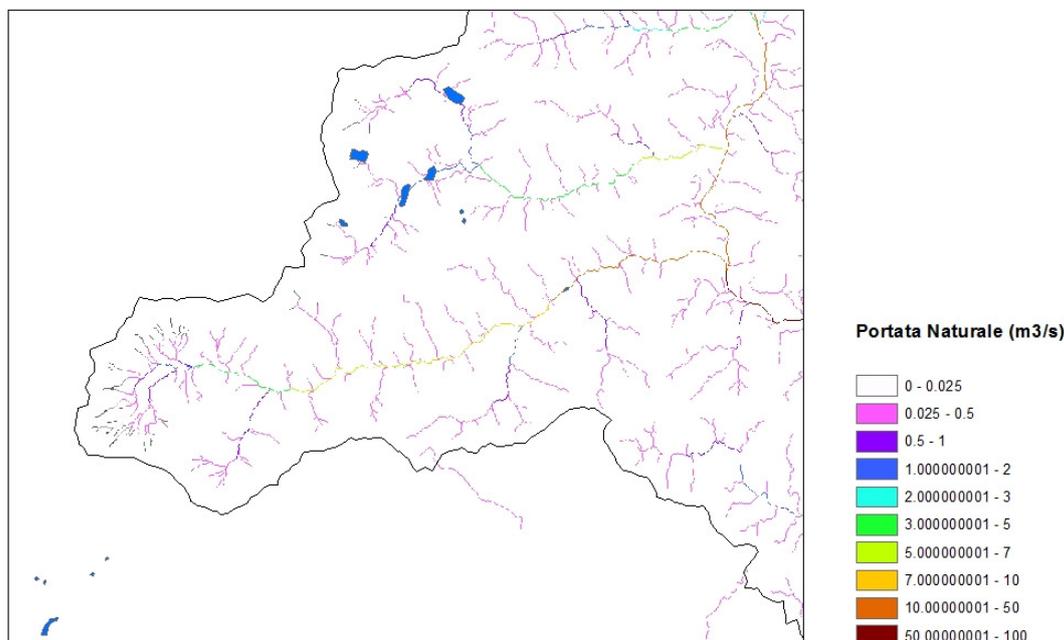


Figura 15 – Portate naturali medie in ogni cella fiume, periodo 2001-2009

Nel territorio della Provincia VCO, per il periodo 2001-2009, si ottengono in generale portate di valore inferiore rispetto al periodo 1971-2000.

2.8 Valutazione degli attuali usi dell'acqua

Al fine di poter calcolare il potenziale residuo e quindi il potenziale effettivo, occorre conoscere gli utilizzi d'acqua, ossia le portate prelevate o restituite nelle diverse sezioni dei corsi idrici. Ad ogni prelievo d'acqua corrisponde infatti un "prelievo energetico", ossia una quantità di energia potenziale non sfruttabile, proporzionale al prodotto tra portata stessa e dislivello tra quota del prelievo e sezione di calcolo; analogamente, ad ogni restituzione corrisponde una quantità aggiuntiva di energia potenziale sfruttabile.

Per ogni punto di prelievo o restituzione occorre quindi conoscere il valore di portata media annua transitata.

È importante distinguere fra l'acqua che è prelevata e l'acqua che è effettivamente consumata: una prima distinzione tra i prelievi d'acqua è appunto tra prelievi perdenti e prelievi non perdenti. Mentre i primi derivano una quantità d'acqua che viene totalmente consumata, al contrario i prelievi non perdenti prevedono la restituzione del volume prelevato, ovvero di una sua frazione. Ad esempio, l'irrigazione consuma la maggior parte dell'acqua prelevata (se non tutta), mentre le acque per uso civile ed industriale in media sono consumate solo, rispettivamente, per il 10% ed il 5% (la restante parte ritorna ai fiumi ed agli acquiferi in forma di refluo). Di particolare interesse i prelievi delle centrali idroelettriche: il 100% dell'acqua prelevata viene restituita più a valle attraverso le opere di scarico della centrale.

Le portate effettivamente prelevate sono state calcolate in base alle condizioni storiche con riferimento al periodo di calcolo 1971-2000, invece, per essere rappresentativi ad una valutazione del potenziale idroelettrico futuro, sono stati incorporati i valori del DMV per i calcoli relativi al periodo 2001-2009.

A questo proposito la Provincia ha fornito il database degli usi dell'acqua secondo la seguente classificazione:

- attualmente in uso
- attualmente in costruzione
- in iter autorizzativo

Gli usi considerati sono i seguenti:

- **Idroelettrico:** di norma è identificabile una o più sezioni di presa ed una di restituzione, e tutta la portata prelevata viene successivamente restituita in un punto a valle.
- **Agricolo:** spesso le opere destinate all'irrigazione sono considerate perdenti (si utilizza tutta l'acqua prelevata, non è quindi prevista una restituzione).
- **Domestico:** l'utilizzazione di acqua destinata all'uso igienico e potabile, all'innaffiamento di orti e giardini, all'abbeveraggio del bestiame, purché tali usi siano destinati al nucleo familiare e non configurino un'attività economico-produttiva o con finalità di lucro. Non sono inclusi gli acquedotti.
- **Potabile:** acquedotti per approvvigionamento idrico alle persone.
- **Civile:** l'uso dell'acqua per il lavaggio di strade e superfici impermeabilizzate, lo spurgo di fognature, l'irrigazione di aree verdi pubbliche, la costituzione di scorte antincendio, nonché qualsiasi altro uso che non sia riconducibile alle altre categorie.
- **Industriale:** le derivazioni industriali prevedono sia prelievo sia restituzione. Tuttavia la portata restituita può essere notevolmente inferiore a quella derivata, in base alla tipologia dell'industria ed all'utilizzo specifico della risorsa idrica (cicli di raffreddamento, acqua di controlavaggio, ecc.).

Tale database fornisce informazione riguardo il valore medio della portata prelevata (o restituita) e la relativa posizione georeferenziata in files ARCGIS.

In particolare sono stati tarati i valori di prelievo degli impianti idroelettrici, per i quali si disponeva del dato di energia media annua prodotta ed il relativo coefficiente energetico.

Sono state inoltre aggiunte due coperture di correzione in positivo ed in negativo delle portate prelevate dalle prese idroelettriche per rispettare il valore di deflusso minimo vitale a valle della struttura stessa.

I punti viola rappresentano le opere di captazione dei diversi usi, mentre i punti azzurri identificano le restituzioni.

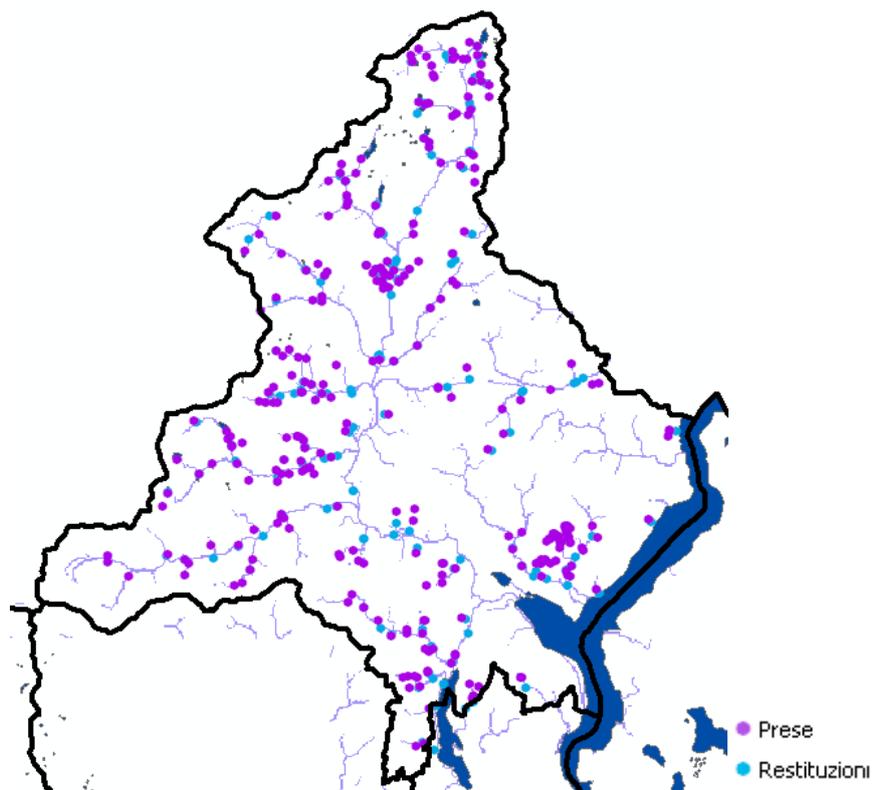


Figura 16 – Prese e restituzioni di impianti idroelettrici in uso

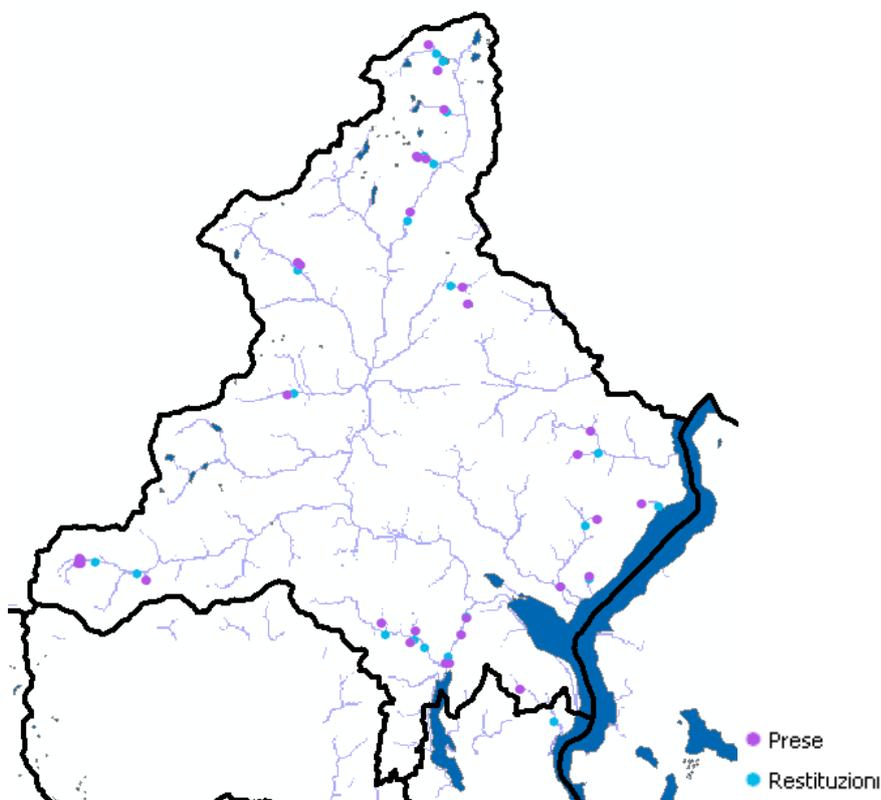


Figura 17 – Prese e restituzioni di impianti idroelettrici in costruzione

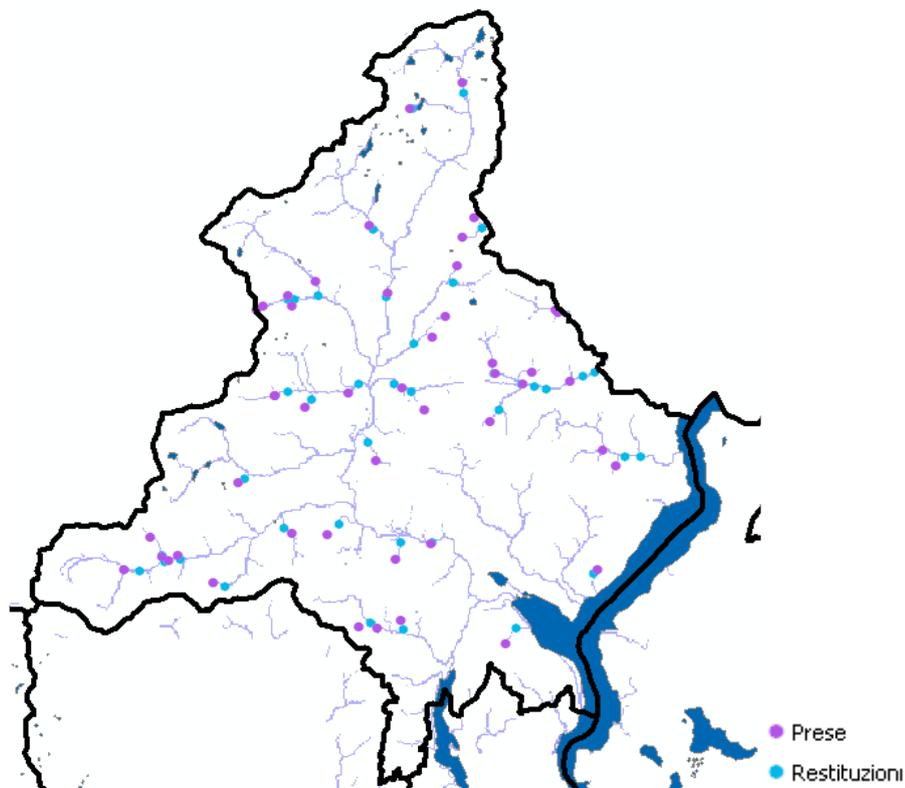


Figura 18 – Prese e restituzioni di impianti idroelettrici in iter autorizzativo

Per quanto riguarda gli usi agricoli, sono stati identificati i punti di presa e restituzione illustrati nella seguente figura:

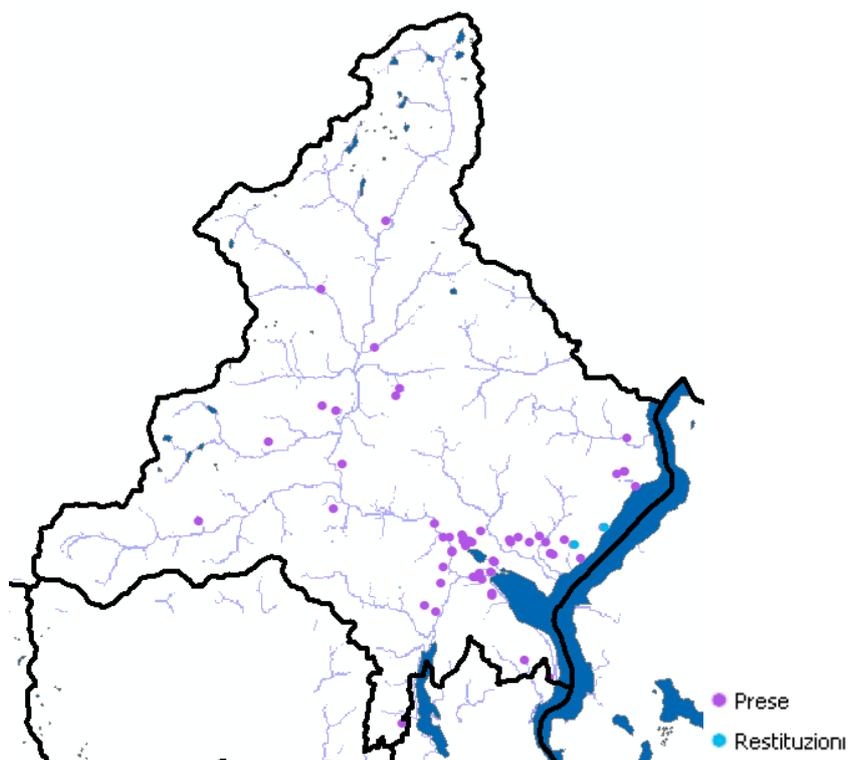


Figura 19 – Prese e restituzioni di uso agricolo

Per quanto riguarda gli altri usi, sono stati identificati i punti di presa illustrati nella seguente figura, divisi per tipologia:

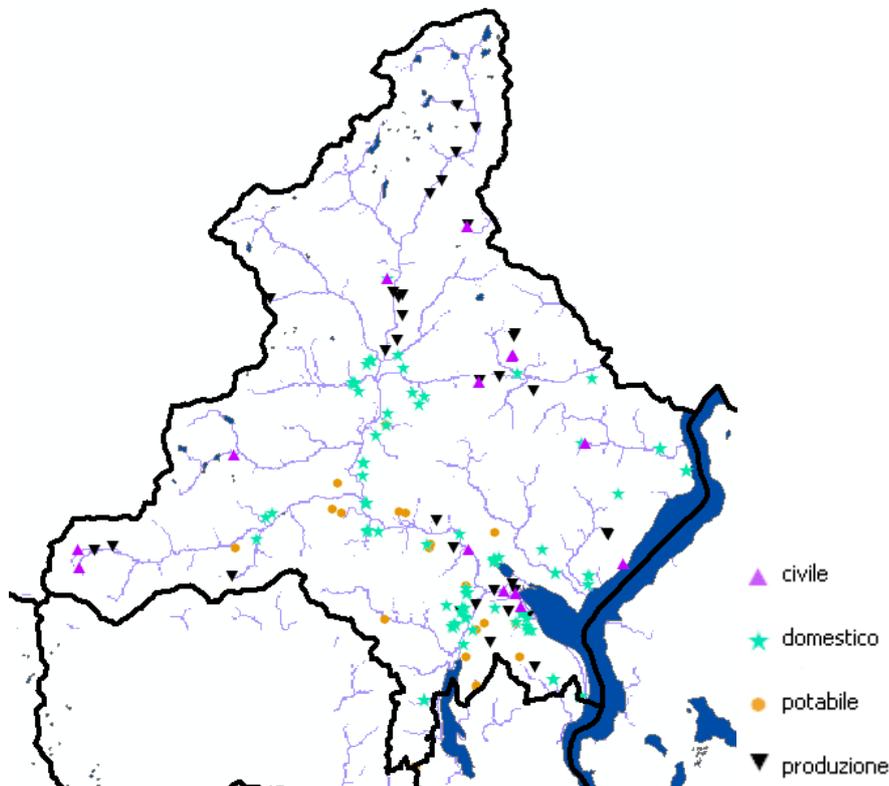


Figura 20 – Prese per gli usi civile, domestico potabile e di produzione

2.9 Scenari combinati di precipitazione ed uso dell'acqua

Per i calcoli illustrati successivamente è stato concordato con la Provincia VCO l'utilizzo di 3 diversi scenari che combinano il campo di pioggia e il campo di utilizzi dell'acqua.

Gli scenari illustrati di seguito sono utilizzati per calcolare le portate residue e le energie e le potenze effettive:

- **Scenario A: di riferimento storico:** considera il campo di precipitazioni dal 1971-2000 e tutti gli usi dell'acqua attuali tarati per il periodo 1971-2000 (idroelettrico in uso + altri usi). Questo scenario è stato creato esclusivamente per la taratura della modellazione. Le figure relative nel presente documento sono state riportate per illustrare la metodologia.
- **Scenario B: in costruzione:** considera il campo di precipitazioni dal 2001-2009 e tutti gli usi dell'acqua attuali + costruzione tarati per il periodo 2001-2009 e considerando le normative sul DMV (idroelettrico in uso, in costruzione + altri usi)
- **Scenario C: in iter:** considera il campo di precipitazioni dal 2001-2009 e tutti gli usi dell'acqua attuali + costruzione + iter autorizzativo tarati per il periodo 2001-2009 e considerando le normative sul DMV (idroelettrico in uso, in costruzione, in iter + altri usi)

Nel presente rapporto sono presentati i risultati preliminari che riguardano tali scenari.

2.10 Calcolo della portata residua

Per calcolare la portata residua, vengono create due coperture riguardanti da un lato i prelievi e dall'altro le restituzioni.

Tale raster viene costruito coi dati degli attuali usi dell'acqua $q(x,y)$. Per costruire la copertura dei prelievi si segue la formulazione:

$$\begin{cases} Q_{\text{prel}}(x,y) = q(x,y) & \text{se } q(x,y) > 0 \text{ (prelievi)} \\ Q_{\text{prel}}(x,y) = 0 & \text{se } q(x,y) \leq 0 \text{ (restituzioni e valori nulli)} \end{cases}$$

ed il raster delle restituzioni come segue :

$$\begin{cases} Q_{\text{rest}}(x,y) = -q(x,y) & \text{se } q(x,y) < 0 \text{ (restituzioni)} \\ Q_{\text{rest}}(x,y) = 0 & \text{se } q(x,y) \geq 0 \text{ (prelievi o nulli)} \end{cases}$$

Dove

$Q_{\text{prel}}(x,y)$ grid di tutti i prelievi (m^3/s)
 $Q_{\text{rest}}(x,y)$ grid di tutte le restituzioni (m^3/s)
 $q(x,y)$ sono le portate medie annue dei prelievi (valori positivi per i prelievi, valori negativi per le restituzioni in alveo) (m^3/s)

A questo punto sono disponibili gli elementi per calcolare la portata residua, al netto degli attuali usi dell'acqua:

$$\begin{aligned} Q_{\text{prelcum}}(x,y) &= \text{FlowAccumulationW} [x,y, Q_{\text{prel}}(x,y)] \\ Q_{\text{restcum}}(x,y) &= \text{FlowAccumulationW} [x,y, Q_{\text{rest}}(x,y)] \\ Q_{\text{res}}(x,y) &= Q(x,y) - Q_{\text{prelcum}}(x,y) + Q_{\text{restcum}}(x,y) \end{aligned}$$

Dove

$Q(x,y)$ portata naturale medie annue come calcolata nei paragrafi precedenti
 $Q_{\text{prelcum}}(x,y)$ copertura grid delle portate prelevate cumulate
 $Q_{\text{restcum}}(x,y)$ copertura grid delle portate restituite cumulate
 $Q_{\text{prel}}(x,y)$ grid dei prelievi (m^3/s)
 $Q_{\text{rest}}(x,y)$ grid delle restituzioni (m^3/s)
 FlowAccumulationW è la funzione di Flow Accumulation di Arcgis con l'opzione "peso"
 $Q_{\text{res}}(x,y)$ portata disponibile residua in ogni cella "fiume", m^3/s

2.10.1 Scenari di portata residua

Per quanto riguarda la portata residua vengono considerati i 3 scenari descritti in precedenza, tenendo conto delle combinazioni di portata naturale e di usi dell'acqua.

Le formulazioni utilizzate sono le seguenti:

$$\begin{aligned} Q_{\text{resA}}(x,y) &= Q1(x,y) - Q_{\text{prelcumA}}(x,y) + Q_{\text{restcumA}}(x,y) \\ Q_{\text{resB}}(x,y) &= Q2(x,y) - Q_{\text{prelcumB}}(x,y) + Q_{\text{restcumB}}(x,y) \\ Q_{\text{resC}}(x,y) &= Q2(x,y) - Q_{\text{prelcumC}}(x,y) + Q_{\text{restcumC}}(x,y) \end{aligned}$$

Dove :

$Q1(x,y)$ portata media naturale calcolata per il periodo di pioggia 1971-2000
 $Q2(x,y)$ portata media naturale calcolata per il periodo di pioggia 2001-2009

QprelcumA(x,y)	copertura grid delle portate prelevate cumulate considerando tutti gli usi attuali (scenario A)
QprelcumB(x,y)	copertura grid delle portate prelevate cumulate considerando usi attuali ed impianti in costruzione(scenario B)
QprelcumC(x,y)	copertura grid delle portate prelevate cumulate considerando usi attuali, impianti in costruzione ed in iter autorizzativo (scenario C)
QrestcumA(x,y)	copertura grid delle portate restituite cumulate considerando tutti gli usi attuali (scenario A)
QrestcumB(x,y)	copertura grid delle portate restituite cumulate considerando usi attuali ed impianti in costruzione(scenario B)
QrestcumC(x,y)	copertura grid delle portate restituite cumulate considerando usi attuali, impianti in costruzione ed in iter autorizzativo (scenario C)
QresA(x,y)	Portata disponibile residua in ogni “fiume” per lo scenario A
QresB(x,y)	Portata disponibile residua in ogni “fiume” per lo scenario B
QresC(x,y)	Portata disponibile residua in ogni “fiume” per lo scenario C

A modo di esempio, la seguente figura illustra la mappa delle portate residue nel bacino dell'Anza, per lo scenario A:

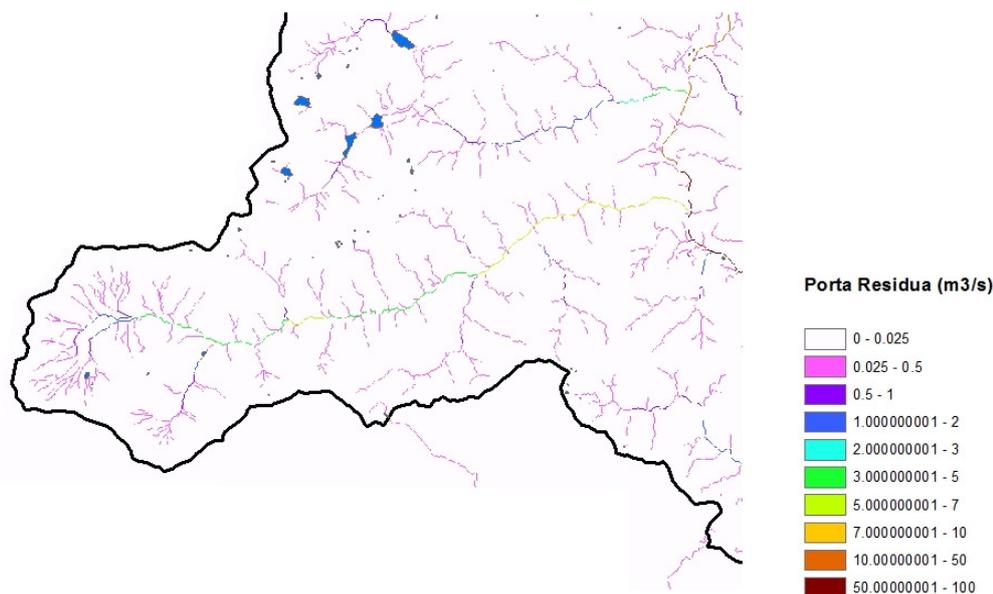


Figura 21 – Portate residue nel bacino dell'Anza, per lo scenario “A” di riferimento storico con piogge 1971-2000

2.11 Calcolo del salto disponibile

Nel paragrafo precedente si è illustrato il metodo per calcolare la portata residua $Q_{res}(x,y)$ per ogni uno dei 3 scenari combinati di pioggia e utilizzo della risorsa.

Per calcolare il potenziale idroelettrico residuo si rende necessario conoscere il salto disponibile in ogni cella fiume.

A tale fine si utilizza il modello digitale del terreno e si calcola per ogni cella la differenza di quota tra la cella corrente e la cella successiva “a valle”.

La figura seguente illustra uno schema del calcolo del salto tra le celle successive:

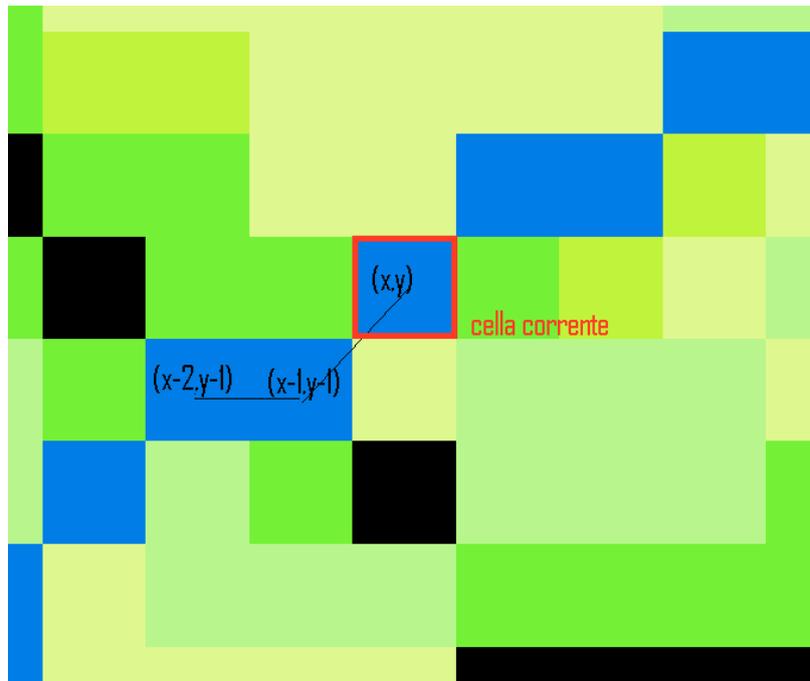


Figura 22 – Griglia di calcolo nelle celle “fiume”

FlowDir (x,y) è il parametro della “flow direction” che definisce in che direzione scorre il flusso, e pertanto indica la cella immediatamente “a valle” (nella figura esempio la x-1,y-1).

Quindi, il salto viene definito come:

- Head (x,y) = $h(x,y) - h(x-i,y-j)$ è la differenza di quota tra la cella corrente x,y e la cella a immediatamente a valle indicata dalla “flow direction”. Viene misurata in metri.

Dove:

$h(x,y)$ quota sul livello del mare della cella corrente

$h(x-i,y-j)$ quota sul livello del mare della cella immediatamente a valle di quella corrente m slm.

FlowDir (x,y) = x-1, y-1

j varia da -1 a 1

i varia da -1 a 1

La Figura 23 illustra la distribuzione dei salti massimi Head (x,y) in ogni cella del raster di calcolo nella Provincia VCO:

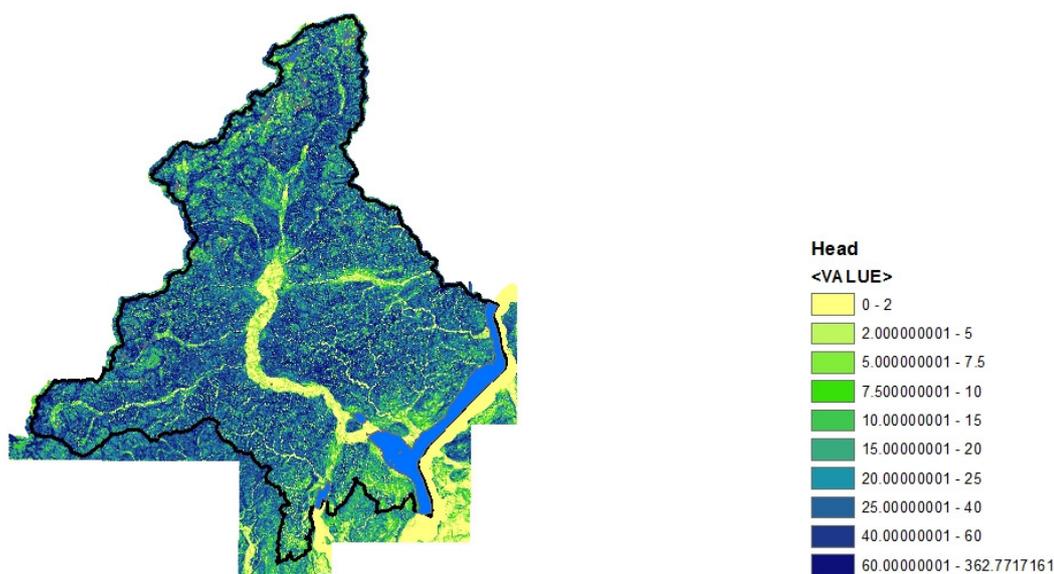


Figura 23 – Salto massimo disponibile per ogni cella

2.12 Metodo semplificato per il calcolo del DMV

La normativa italiana in merito alla tutela ambientale dei corpi idrici ha da tempo introdotto il Deflusso Minimo Vitale come strumento regolatorio per garantire l'equilibrio quantitativo nei corpi idrici. Il Deflusso Minimo Vitale è definito dalla normativa italiana come la quantità minima di acqua che deve essere rilasciata in alveo per la sopravvivenza delle biocenosi acquatiche e la salvaguardia del corpo idrico.

La realizzazione di un nuovo impianto deve perciò necessariamente tenere conto dell'inevitabile vincolo imposto dall'entrata in vigore, seppur graduale, di tale normativa, che porta ad una limitazione della portata disponibile ai fini idroelettrici.

Allo stato attuale, il quadro normativo di riferimento (spesso specifico del singolo bacino poiché amministrato dalle Autorità di Bacino locali) e/o il grande numero di variabili che determinano il DMV rendono impossibile l'applicazione di un metodo generalizzato di calcolo per tutto il territorio italiano. La necessità di una formulazione che possa indistintamente essere adottata per ogni bacino in esame conduce all'assunzione di ipotesi semplificative, ad esempio che il DMV sia pari al 10% della portata idrologica media annua.

Tuttavia, per considerare un valore consono alla normativa della Regione Piemonte è stato concordato di utilizzare un valore diverso, pari a 11.7% della portata idrologica media annua e con un risultante DMV di almeno 0.05 m³/s.

Pertanto, la definizione adottata nella modellazione è la seguente:

$DMV = 0.117 \cdot Q(x,y)$ e $DMV \geq 0.05 \text{ m}^3/\text{s}$ DMV del bacino di riferimento, calcolato sulla base della portata naturale media annua $Q(x,y)$;

Considerando che ci sono due scenari possibili di pioggia, risultano due valori di portata DMV:

$DMV1 = 0.117 \cdot Q1(x,y)$ e $DMV1 \geq 0.05 \text{ m}^3/\text{s}$

$DMV2 = 0.117 \cdot Q2(x,y)$ e $DMV2 \geq 0.05 \text{ m}^3/\text{s}$

Dove:

DMV1 deflusso minimo vitale calcolato dalle portate naturali derivate dalle piogge del periodo 1971-2000;

DMV2 deflusso minimo vitale calcolato dalle portate naturali derivate dalle piogge del periodo 2001-2009;

2.13 Calcolo della potenza idroelettrica residua

Per calcolare la potenza idroelettrica residua viene applicata la seguente formulazione:

$Pres(x,y) = g \cdot \eta_p \cdot (Q_{res}(x,y) - DMV) \cdot Head(x,y) \cdot K_{hp}$

$Pres(x,y) \geq 0$

$DMV = 0.117 Q(x,y)$ e $DMV \geq 0.05 \text{ m}^3/\text{s}$

Dove :

Pres (x,y) è il valore della potenza residua ottenibile in ogni cella fiume in kW

g è l'accelerazione di gravità (9.81 m/s^2);

η_p è il rendimento idraulico delle turbine e della condotta forzata, default 0.8;

K_{hp} Rapporto tra Q_{max} turbinabile e Q_{media} , pari a 1.5

DMV deflusso minimo vitale, pari al 11.7 % della portata media annuale e superiore a $0.05 \text{ m}^3/\text{s}$ (caso specifico per la Provincia VCO)

Q (x,y) è la portata media annuale disponibile in ogni cella fiume

$Q_{res}(x,y)$ è la portata residua disponibile in ogni cella fiume

E da notare che la potenza residua è nulla nelle aree dove la portata residua risulta minore del DMV, il quale viene considerato non turbinabile.

È importante sottolineare che la potenza installabile fa riferimento alla singola cella elementare ed al salto formato con la successiva cella e non può avere valori negativi.

2.13.1 Potenza residua per i tre scenari

Come accennato in precedenza, i calcoli vengono effettuati secondo i parametri di input di ogni uno dei 3 scenari A,B e C.

Quindi le formulazioni per calcolare la potenza secondo i 3 scenari sono le seguenti:

$PresA(x,y) = g \cdot \eta_p \cdot (Q_{resA}(x,y) - DMV1) \cdot Head(x,y) \cdot K_{hp}$

$PresA(x,y) \geq 0$

$DMV1 = 0.117 Q1(x,y)$ e $DMV1 \geq 0.05 \text{ m}^3/\text{s}$

$PresB(x,y) = g \cdot \eta_p \cdot (Q_{resB}(x,y) - DMV2) \cdot Head(x,y) \cdot K_{hp}$

$PresB(x,y) \geq 0$

$DMV2 = 0.117 Q2(x,y)$ e $DMV2 \geq 0.05 \text{ m}^3/\text{s}$

$PresC(x,y) = g \cdot \eta_p \cdot (QresC(x,y) - DMV2) \cdot Head(x,y) \cdot Khp$

$PresC(x,y) \geq 0$

$DMV2 = 0.117 Q2(x,y)$ e $DMV2 \geq 0.05 \text{ m}^3/\text{s}$

Dove:

$PresA(x,y)$ è il valore della potenza residua ottenibile in ogni cella fiume in kW per lo scenario A

$PresB(x,y)$ è il valore della potenza residua ottenibile in ogni cella fiume in kW per lo scenario B

$PresC(x,y)$ è il valore della potenza residua ottenibile in ogni cella fiume in kW per lo scenario C

g è l'accelerazione di gravità (9.81 m/s^2);

η_p è il rendimento idraulico delle turbine e della condotta forzata, default 0.8;

Khp Rapporto tra Q_{max} turbinabile e Q_{media} , pari a 1.5

$DMV1$ deflusso minimo vitale, pari al 11.7 % della portata media annuale e superiore a $0.05 \text{ m}^3/\text{s}$ (caso specifico per la Provincia VCO) considerando le precipitazioni 1971-2000

$DMV2$ deflusso minimo vitale, pari al 11.7 % della portata media annuale e superiore a $0.05 \text{ m}^3/\text{s}$ (caso specifico per la Provincia VCO) considerando le precipitazioni 2001-2009

$Q1(x,y)$ è la portata media annuale disponibile in ogni cella fiume, calcolata sulla base delle piogge 1971-2000

$Q2(x,y)$ è la portata media annuale disponibile in ogni cella fiume, calcolata sulla base delle piogge 2001-2009

$QresA(x,y)$ è la portata residua calcolata sulla base dello scenario A

$QresB(x,y)$ è la portata residua calcolata sulla base dello scenario B

$QresC(x,y)$ è la portata residua calcolata sulla base dello scenario C

A modo di esempio, la figura seguente illustra la distribuzione della potenza installabile residua in ogni cella della zona del fiume Anza, considerando il DMV, gli attuali usi dell'acqua ed i rendimenti macchina ed idraulico per lo scenario A di "riferimento storico":

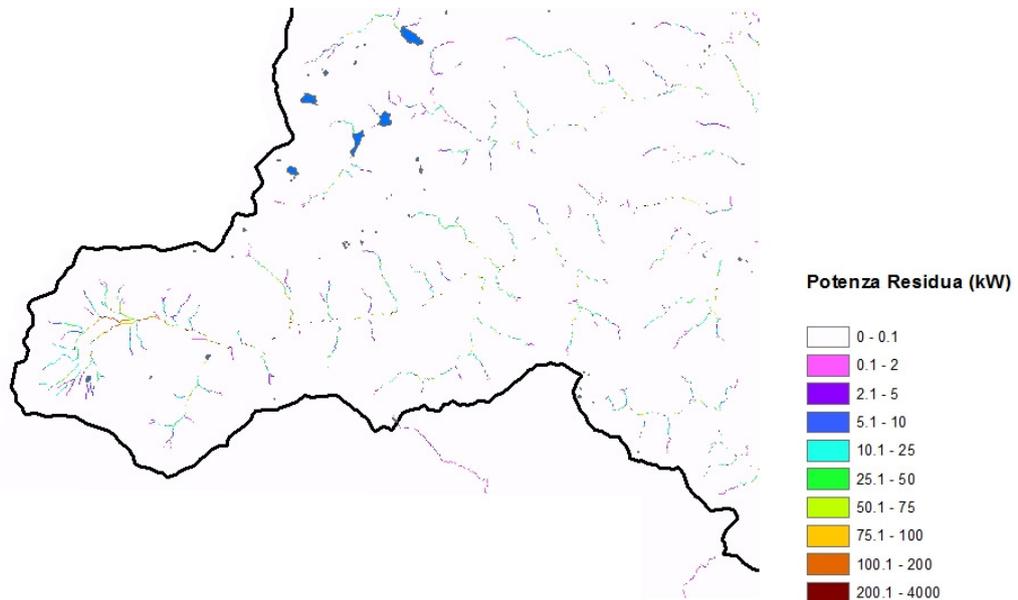


Figura 24 – Potenza installabile residua in ogni cella della zona del fiume Anza, per lo scenario “A” di riferimento storico e piogge 1971-2000

2.14 Calcolo dell’energia idroelettrica residua

L’energia massima ricavabile in ogni cella fiume, utilizzando il salto Head (x,y) con la cella a valle e la portata convogliata dalla cella stessa e da quelle a monte, viene calcolata come:

$$E_{res}(x,y) = Conv \cdot g \cdot \eta \cdot (Q_{res}(x,y) - DMV) \cdot Head(x,y) \cdot Cut$$

$$E_{res}(x,y) \geq 0$$

$$DMV = 0.117 Q(x,y) \text{ e } DMV \geq 0.05 \text{ m}^3/\text{s}$$

Dove :

$E_{res}(x,y)$ è il valore del potenziale energetico ricavabile in ogni cella in GWh/anno

Conv pari a $24 \cdot 365 \cdot 10^{-6}$ (=0.00876), è il coefficiente di conversione per ottenere la producibilità idroelettrica potenziale in termini di GWh/anno;

g è l’accelerazione di gravità (9.81 m/s^2);

η è l’efficienza energetica del sistema di conversione idroelettrica, posta pari a 0.7;

DMV deflusso minimo vitale, pari al 11.7 % della portata media annuale e superiore a $0.05 \text{ m}^3/\text{s}$ (caso specifico per la Provincia VCO)

Cut Coefficiente percentuale di utilizzo della turbina, pari a 0.9

2.14.1 Energia residua per i 3 scenari

In modo analogo al calcolo della potenza residua, sono state calcolate le mappe di distribuzione dell'energia residua ricavabile in ogni cella, considerando il DMV e gli attuali usi dell'acqua, per ogni uno dei 3 scenari di precipitazione ed uso dell'acqua.

Di seguito si illustrano le formulazioni utilizzate:

$$\begin{aligned} \text{EresA}(x,y) &= \text{Conv} \cdot g \cdot \eta \cdot (\text{QresA}(x,y) - \text{DMV1}) \cdot \text{Head}(x,y) \cdot \text{Cut} \\ \text{DMV1} &= 0.117 \text{ Q1}(x,y) \text{ e } \text{DMV1} \geq 0.05 \text{ m}^3/\text{s} \\ \text{EresA}(x,y) &\geq 0 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{EresB}(x,y) &= \text{Conv} \cdot g \cdot \eta \cdot (\text{QresB}(x,y) - \text{DMV2}) \cdot \text{Head}(x,y) \cdot \text{Cut} \\ \text{DMV2} &= 0.117 \text{ Q2}(x,y) \text{ e } \text{DMV2} \geq 0.05 \text{ m}^3/\text{s} \\ \text{EresB}(x,y) &\geq 0 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{EresC}(x,y) &= \text{Conv} \cdot g \cdot \eta \cdot (\text{QresC}(x,y) - \text{DMV2}) \cdot \text{Head}(x,y) \cdot \text{Cut} \\ \text{DMV2} &= 0.117 \text{ Q2}(x,y) \text{ e } \text{DMV2} \geq 0.05 \text{ m}^3/\text{s} \\ \text{EresC}(x,y) &\geq 0 \end{aligned}$$

A modo di esempio, la seguente figura illustra i risultati di energia residua ottenibile per ogni cella nella zona del fiume Anza, per lo scenario A di riferimento storico:

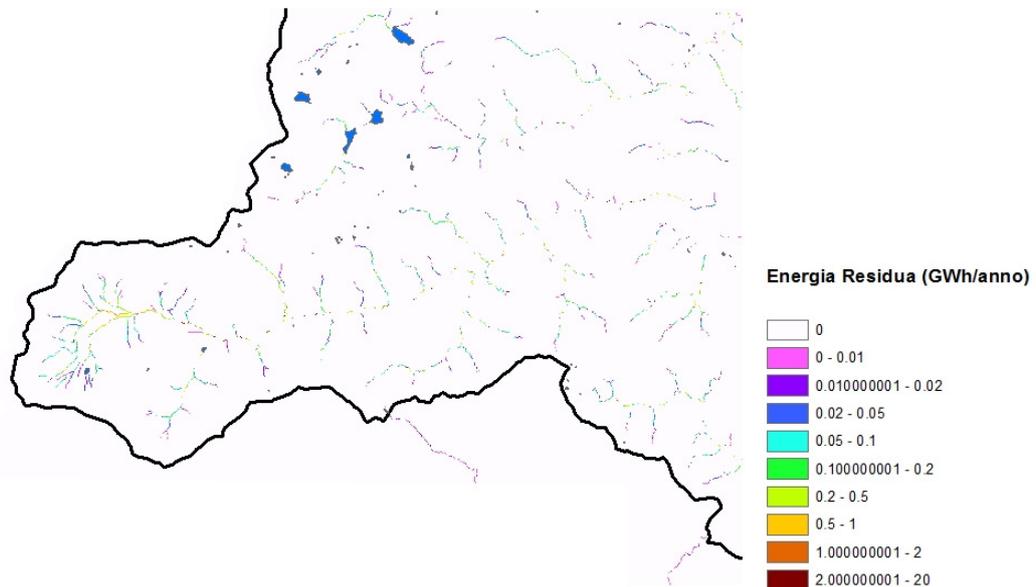


Figura 25 – Energia residua ottenibile in ogni cella nell'area del fiume Anza, per lo scenario “A” di riferimento storico e piogge 1971-2000

2.15 Effetto della quota sul potenziale effettivo.

Come illustrato in precedenza, per raggiungere il valore del potenziale effettivo finale, occorre considerare altri fattori che condizionano fortemente l'effettiva possibilità e/o difficoltà di sfruttamento idroelettrico.

Uno di questi fattori riguarda la quota: oltre un certo valore risulta poco plausibile l'installazione di una presa e di una centrale mini idro.

Per valutare la quota effettiva sopra la quale non è appetibile installare nuovi impianti mini idroelettrici sono stati analizzati i dati esistenti riguardanti le quote delle opere in costruzione ed in iter autorizzativo. Il seguente grafico rappresenta la quota degli impianti in costruzione e in iter, in funzione della portata media dell'impianto:

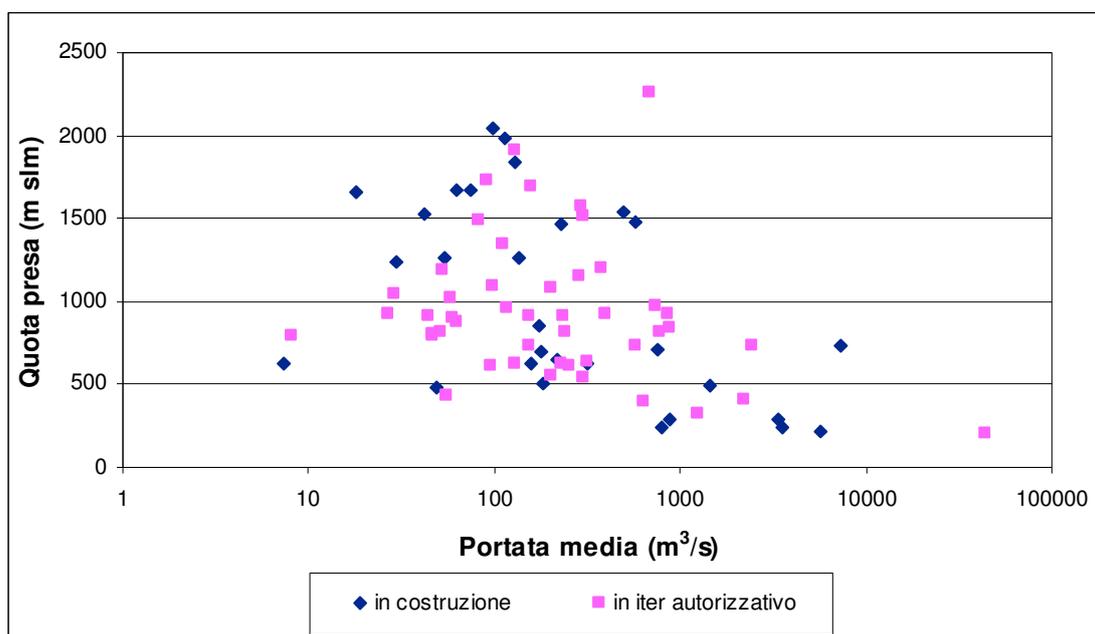


Figura 26 – Opere idroelettriche in costruzione ed in iter autorizzativo in funzione del livello e della portata

Dal grafico precedente si deduce che oltre 2300 m slm non ci sono impianti in costruzione o in iter autorizzativo. Quindi il valore della quota limite oltre il quale viene considerato con altissima difficoltà lo sfruttamento del potenziale residuo è 2300 m slm. Pertanto risulta che:

- Il potenziale idroelettrico al di sotto di 2300 m slm viene considerato sfruttabile senza difficoltà
- Il potenziale idroelettrico al di sopra di 2300 m slm viene considerato sfruttabile con altissima difficoltà

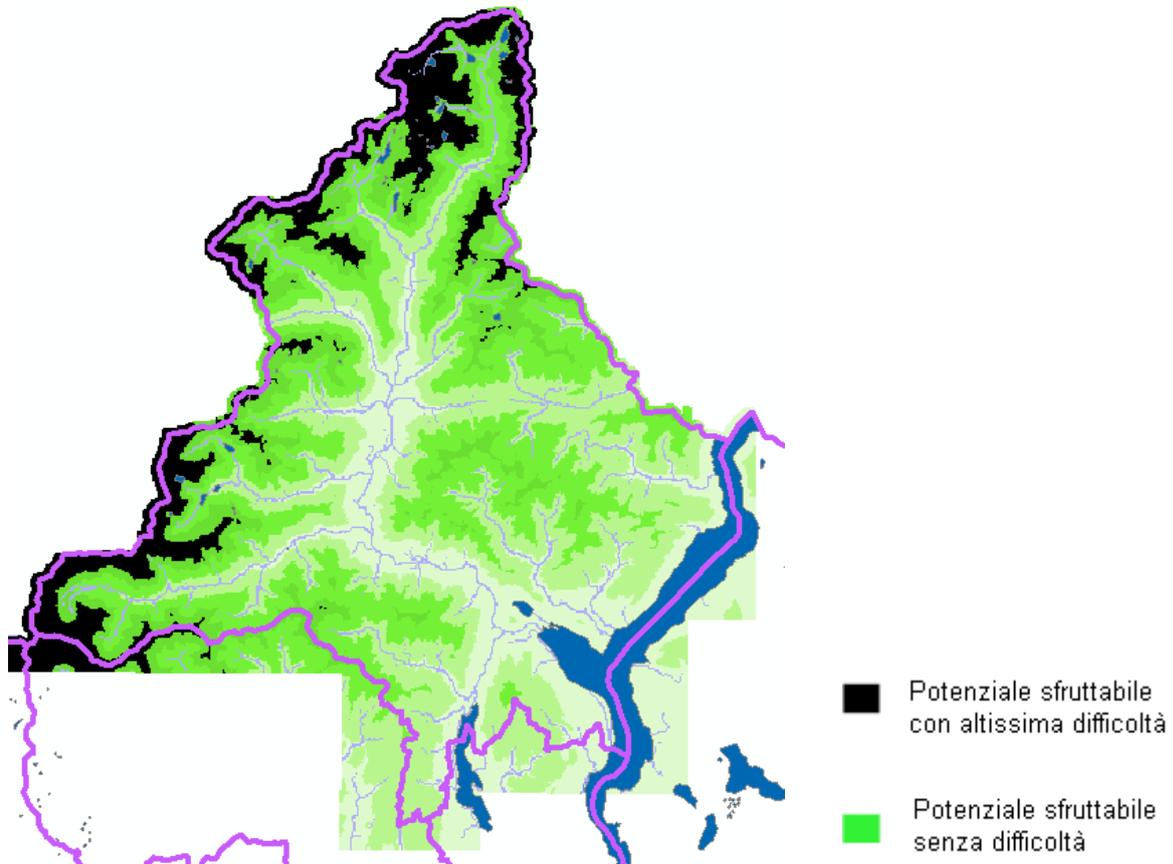


Figura 27 – Effetto della quota sulla difficoltà di sfruttamento del potenziale idroelettrico

2.16 Effetto delle zone urbanizzate sul potenziale effettivo

Altro fattore che condiziona la difficoltà di sfruttare il potenziale idroelettrico è l'urbanizzazione di una certa area. Per calcolare l'energia effettiva si pone l'ipotesi di costruzione con alta difficoltà di future centrali all'interno delle zone urbanizzate.

Per il calcolo del potenziale effettivo viene utilizzata la copertura GIS delle area abitate fornita dalla Provincia VCO.

La seguente mappa illustra la disposizione delle opere in costruzione in confronto ai nuclei abitativi:

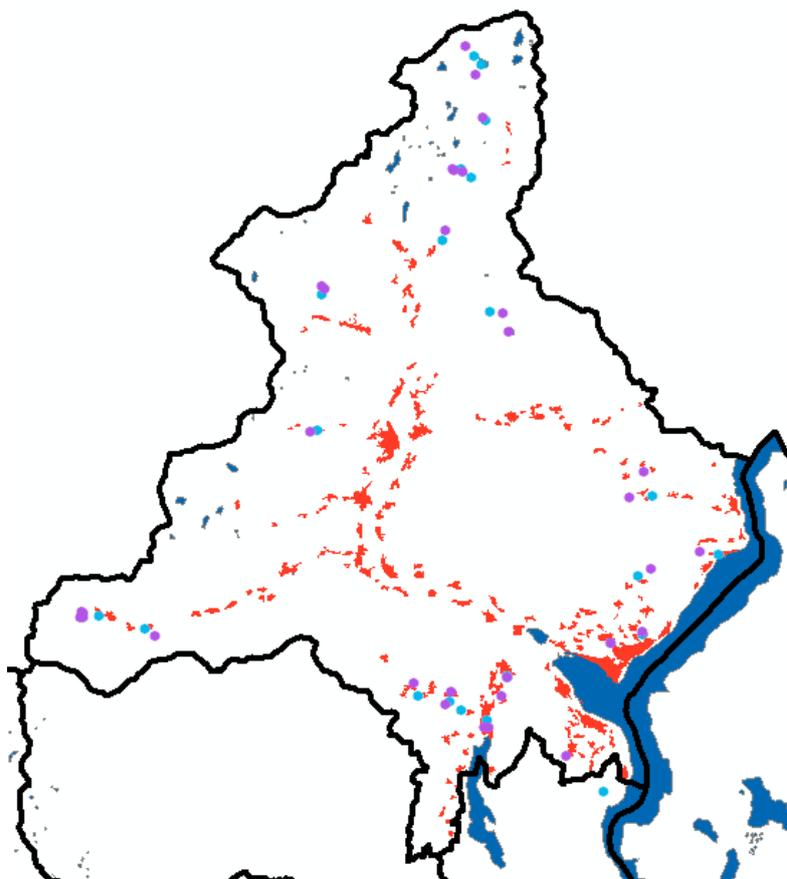


Figura 28 – Opere idroelettriche in costruzione ed aree edificate (rosso)

I campi di difficoltà di sfruttamento in funzione delle aree edificate risultano due:

- Il potenziale idroelettrico sviluppato all'interno delle aree edificate viene considerato sfruttabile con alta difficoltà
- Il potenziale idroelettrico sviluppato al di fuori delle aree edificate viene considerato sfruttabile senza difficoltà

La figura seguente illustra in colore verde le aree senza difficoltà di sfruttamento del potenziale idroelettrico e le aree rosse con difficoltà alta:

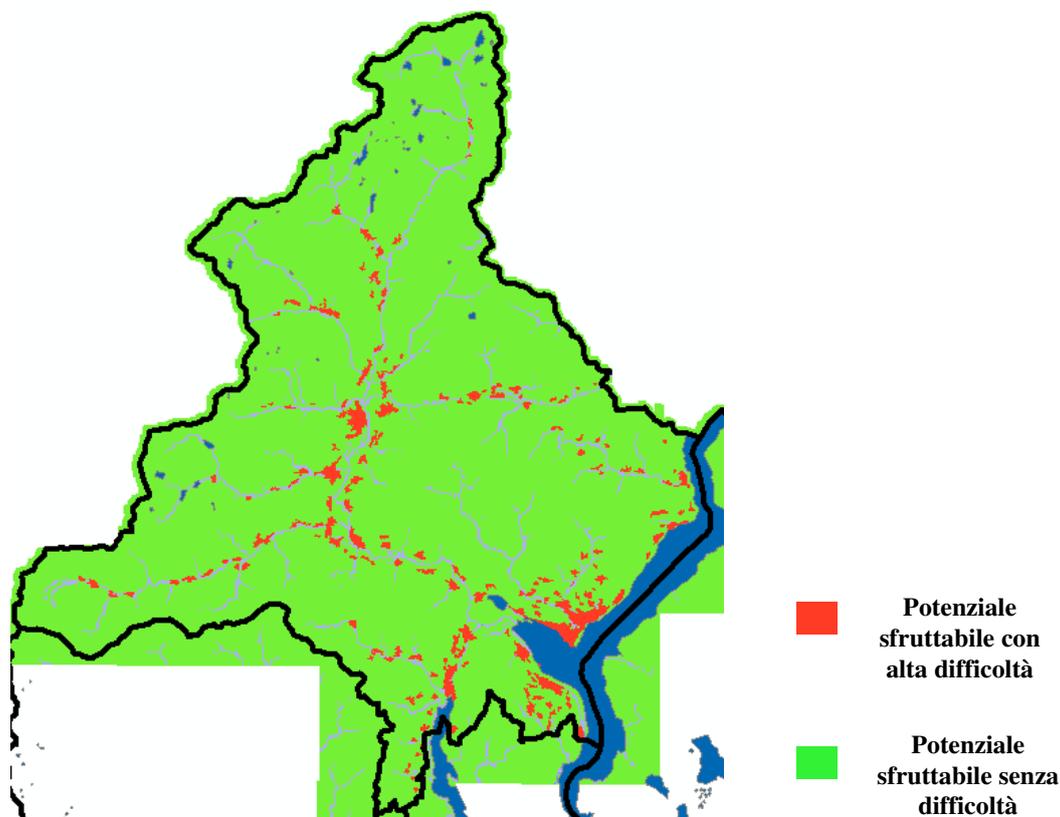


Figura 29 –Zone di difficoltà di sfruttamento idroelettrico secondo il criterio delle zone urbanizzate

2.17 Aree di dissesto idrogeologico

Altro parametro da considerare riguarda la costruzione di impianti mini idro all'interno o nelle vicinanze di aree di dissesto idrogeologico. Dal momento che non è auspicabile la realizzazione di impianti di produzione all'interno e nelle vicinanze di queste aree, la difficoltà di sfruttamento del potenziale effettivo coinvolto viene considerata alta o media secondo i casi che verranno dettagliati di seguito.

Sono stati forniti dalla Provincia VCO, in forma digitale georeferenziata, le aree di dissesto idrogeologico individuate dal PAI dell'Autorità di Bacino del fiume Po, approvato con D.P.C.M. 24 maggio 2001 e D.P.C.M. 10 dicembre 2004. Tale informazione è stata raggrupata nelle seguenti categorie:

- Informazioni a punti;
- Informazioni lineari;
- Informazioni areali.

Un primo parametro da valutare risulta quello legato alla distanza dal dissesto per avere un effetto limitante sul potenziale:

- nel caso dei dissesti definiti mediante **aree**, la limitazione riguarda il potenziale idroelettrico all'interno dell'area.
- Nel caso dei dissesti definiti mediante **linee**, è stato considerato il massimo scostamento tra la rete idrografica generata automaticamente e la linea di dissesto. Ci sono due casi possibili
 - Nel caso delle esondazione la limitazione riguarda l'area all'interno di una distanza di 200 m. Questo valore risulta il massimo scostamento tra la rete idrografica generata automaticamente e la linea di dissesto (vedere Figura 30);

- Nel caso delle valanghe la limitazione riguarda l'area all'interno di una distanza di 250 m (vedere Figura 31).
- Nel caso dei dissesti definiti mediante **punti**, è stato considerato il massimo scostamento tra la rete idrografica generata automaticamente e il punto di dissesto. Tale valore è stato assunto pari a 60 m (vedere Figura 32)

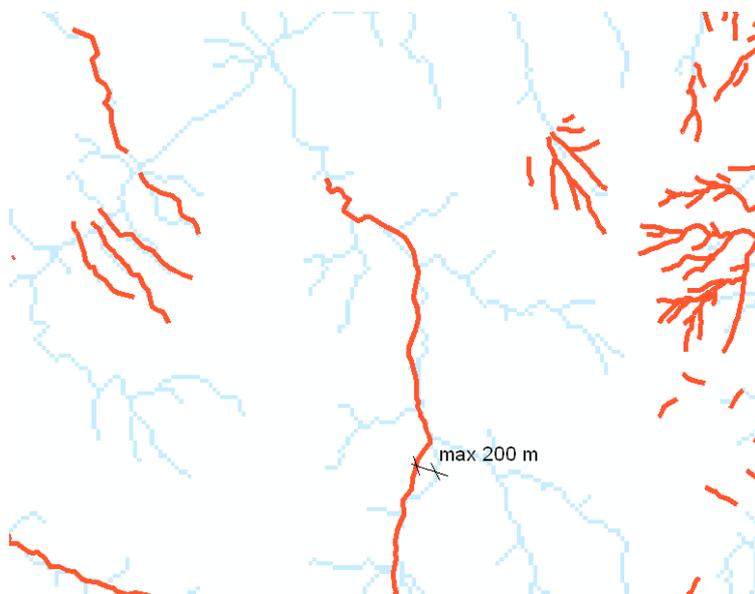


Figura 30 – Scostamento tra le linee di esondazione e la rete idrografica generata automaticamente

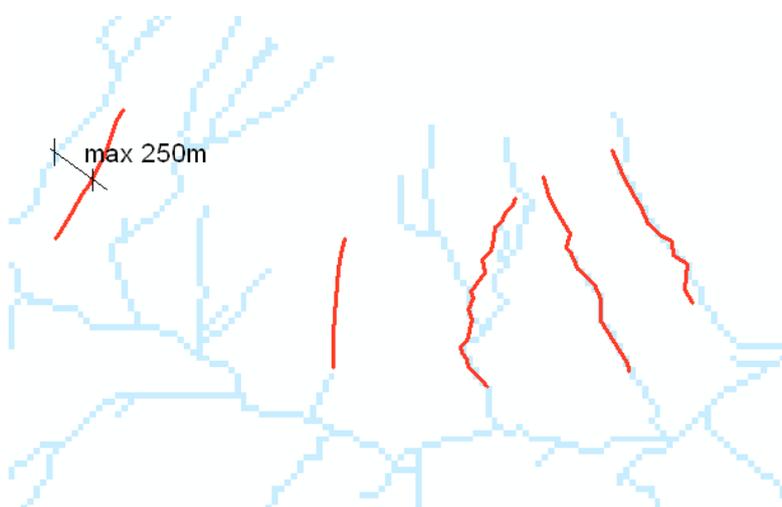


Figura 31 – Scostamento tra le linee di valanghe e la rete idrografica generata automaticamente

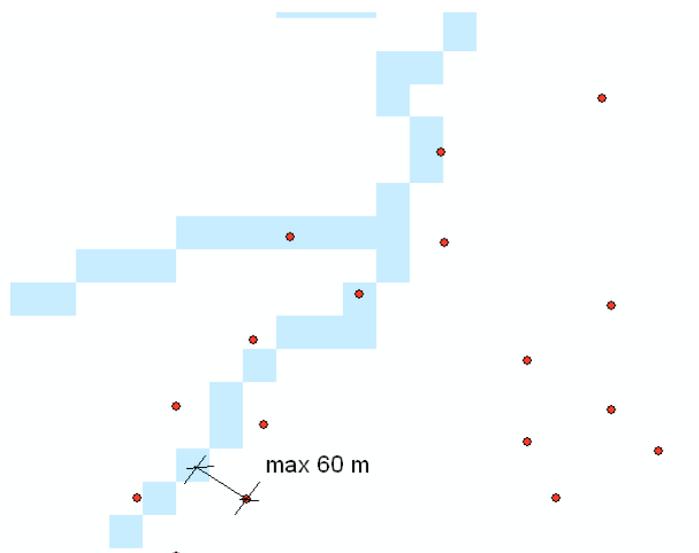


Figura 32 – Scostamento tra i punti di frana e la rete idrografica generata automaticamente

Le seguenti tabelle illustrano le limitazioni alla producibilità effettiva in funzione del tipo di area, linea o punto di dissesto idrogeologico identificato:

Tabella 5 – Aree di dissesto idrogeologico e le limitazioni allo sviluppo del potenziale mini idroelettrico

Sigla	Descrizione	Potenziale effettivo
Ca	Area di conoide attiva non protetta	Potenziale effettivo sfruttabile con difficoltà alta
Cp	Area di conoide attiva parzialmente protetta	Potenziale effettivo sfruttabile con difficoltà media
Cn	Area di conoide non recentemente attivatasi	Potenziale effettivo sfruttabile con difficoltà media
Fa	Area di frana attiva	Potenziale effettivo sfruttabile con difficoltà alta
Fq	Area di frana quiescente	Potenziale effettivo sfruttabile con difficoltà media
Fs	Area di frana stabilizzata	Potenziale effettivo sfruttabile con difficoltà media
Vm	Area di valanga a pericolosità media o moderata	Potenziale effettivo sfruttabile con difficoltà media
Va	Area di valanga a pericolosità molto elevata o elevata	Potenziale effettivo sfruttabile con difficoltà alta
Fa	area instabile o che presenta elevata probabilità di coinvolgimento in fenomeni di dissesto	Potenziale effettivo sfruttabile con difficoltà alta
Ee	area instabile o che presenta elevata probabilità di coinvolgimento in fenomeni di dissesto	Potenziale effettivo sfruttabile con difficoltà alta
Ca	area potenzialmente instabile o in cui l'intensità dei fenomeni di dissesto e' ritenuta media	Potenziale effettivo sfruttabile con difficoltà alta
Ee	area potenzialmente interessata da inondazioni con tr<= 50 anni	Potenziale effettivo sfruttabile con difficoltà alta
Eb	Aree di esondazione a pericolosità elevata	Potenziale effettivo sfruttabile con difficoltà media
Em	Aree di esondazione a pericolosità media o moderata	Potenziale effettivo sfruttabile con difficoltà media
Ee	Aree di esondazione a pericolosità molto elevata	Potenziale effettivo sfruttabile con difficoltà alta

Tabella 6 –Linee di esondazione e valanga e limitazioni allo sviluppo del potenziale mini idroelettrico

Sigla	Descrizione	Potenziale effettivo
Vm	Area di valanga a pericolosità media o moderata	Potenziale effettivo con difficoltà media a meno di 250 m dalla linea
Va	Area di valanga a pericolosità molto elevata o elevata	Potenziale effettivo con difficoltà alta a meno di 250 m dalla linea
Eb	Aree di esondazione a pericolosità elevata	Potenziale effettivo con difficoltà media a meno di 200 m dalla linea
Em	Aree di esondazione a pericolosità media o moderata	Potenziale effettivo con difficoltà media a meno di 200 m dalla linea
Ee	Aree di esondazione a pericolosità molto elevata	Potenziale effettivo con difficoltà alta a meno di 200 m dalla linea

Tabella 7 –Punti di frana e limitazioni allo sviluppo del potenziale mini idroelettrico

Sigla	Descrizione	Potenziale effettivo
Fa	Area di frana attiva	Potenziale effettivo con difficoltà alta a meno di 60 m dal punto
Fq	Area di frana quiescente	Potenziale effettivo con difficoltà media a meno di 60 m dal punto
Fs	Area di frana stabilizzata	Potenziale effettivo con difficoltà media a meno di 60 m dal punto

2.18 Linee elettriche

È noto l'effetto sul costo degli impianti in funzione della distanza dalla linea elettrica.

La Provincia di Verbania ha fornito le mappature delle linee elettriche di media ed alta tensione nel territorio.

Per esperienza nel campo costruttivo, il potenziale effettivo viene sfruttato con bassissima probabilità oltre i 6 km di distanza dalle linee elettriche di media ed alta tensione.

Tale valore deriva dall'assunzione di due componenti di distanza:

- 1 km, massima distanza di collegamento tra la centrale e la linea idroelettrica
- 5 km, massima lunghezza della condotta forzata/canale fino alla presa

Il seguente grafico illustra il concetto:

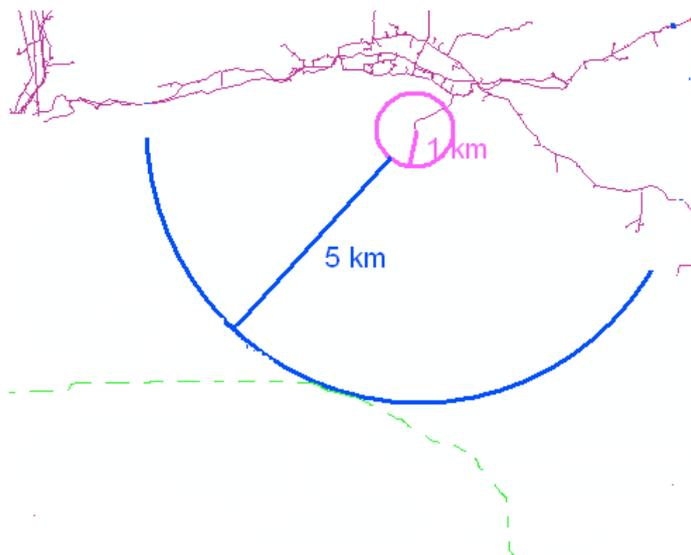


Figura 33 – Distanza minima alla linea elettrica di media o alta tensione

Dalla figura precedente, l'area relativa al potenziale effettivo idroelettrico sfruttabile senza difficoltà è quella ricadente tra la linea tratteggiata verde e la linea elettrica.

La seguente figura illustra l'area delimitata dalla distanza di 6 km dalle linee elettriche, entro la quale il potenziale idroelettrico viene considerato effettivo sfruttabile senza difficoltà ("buffer"). Al di fuori di questo limite il potenziale idroelettrico viene considerato sfruttabile con altissima difficoltà.

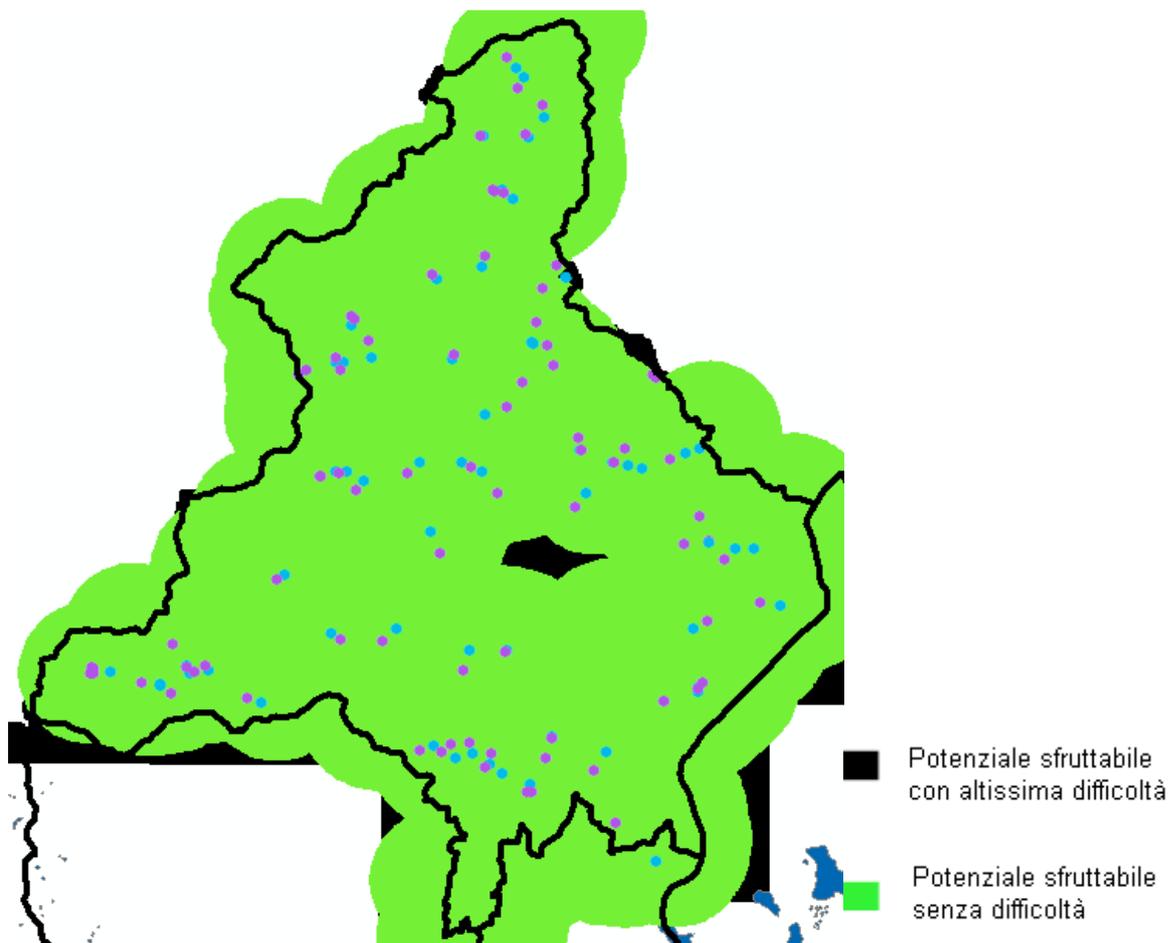


Figura 34 – Area “buffer” di 6km dalle linee elettriche ed impianti in costruzione e iter autorizzativo

Come si può osservare solo una minima parte del territorio della Provincia sarebbe sfruttabile con una probabilità molto ridotta dal punto di vista idroelettrico (zona nera) utilizzando come condizione la distanza alle linee elettriche.

Riassumendo, le aree di limitazione risultano:

- Distanza da 0 – 6 km dalle linee elettriche, potenziale effettivo senza difficoltà di sfruttamento
- Oltre 6 km di distanza dalle linee elettriche, potenziale effettivo sfruttabile con altissima difficoltà

2.19 Strade

Un'eccessiva distanza dalle strade di media percorrenza provoca un aumento dei costi per la costruzione di impianti mini idroelettrico e pertanto un'eventuale produzione idroelettrica risulta di alta difficoltà.

La Provincia VCO ha fornito le coperture GIS delle strade di media percorrenza. La seguente mappa illustra le strade di media percorrenza ed una area “buffer” di 2 km di distanza entro la quale si trova la maggior parte degli impianti in costruzione ed in iter autorizzativo:

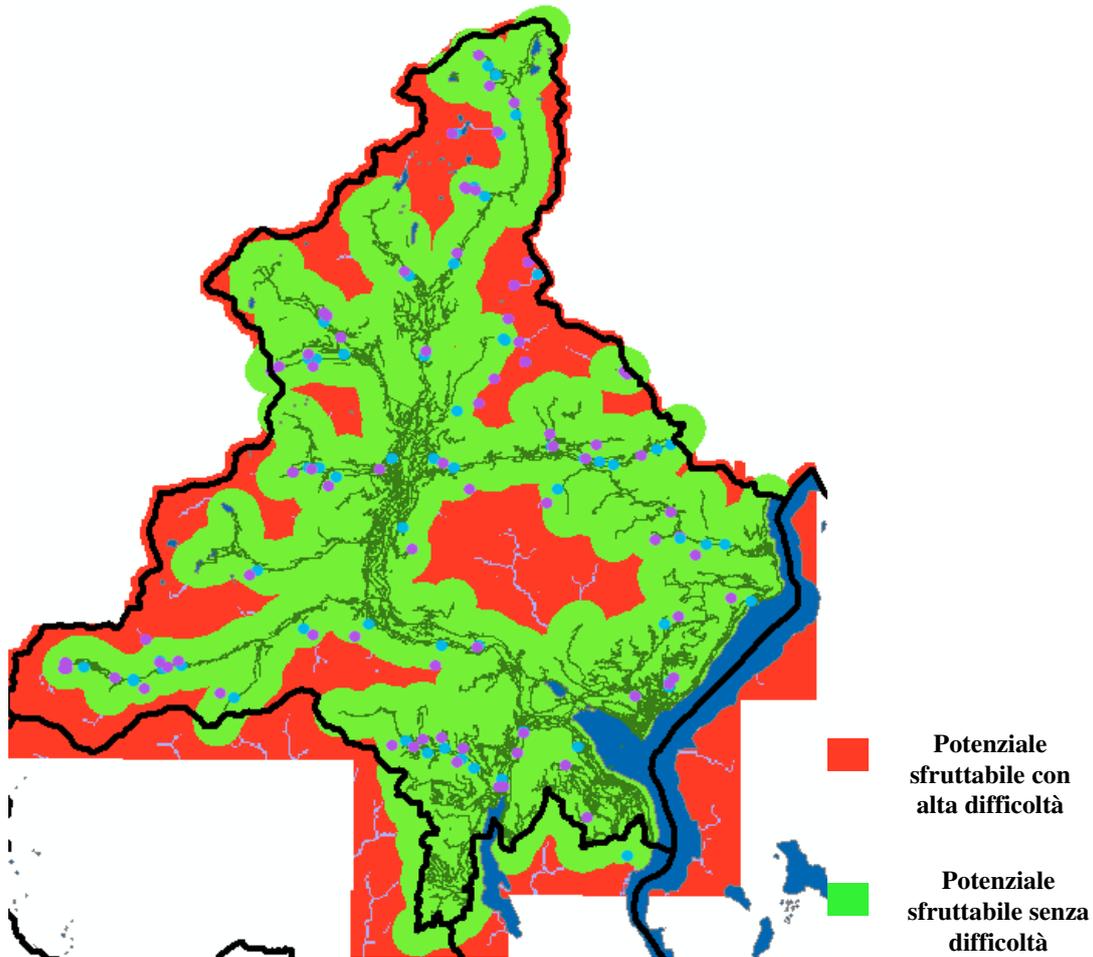


Figura 35 – Area di 2 km dalle strade, ed impianti in costruzione ed in iter autorizzativo

Dal precedente ragionamento si deduce che:

- tutto il potenziale idroelettrico posizionato a meno di 2 km di distanza dalle strade viene considerato potenziale effettivo sfruttabile senza difficoltà (area in verde);
- oltre i 2 km il potenziale idroelettrico viene considerato sfruttabile con alta difficoltà (area in rosso).

2.20 Parchi naturali e zone protette

Altra limitazione con riferimento al potenziale idroelettrico riguarda la coincidenza con parchi naturali o zone protette.

La seguente figura illustra le diverse tipologie di aree protette nella Provincia di Verbania:

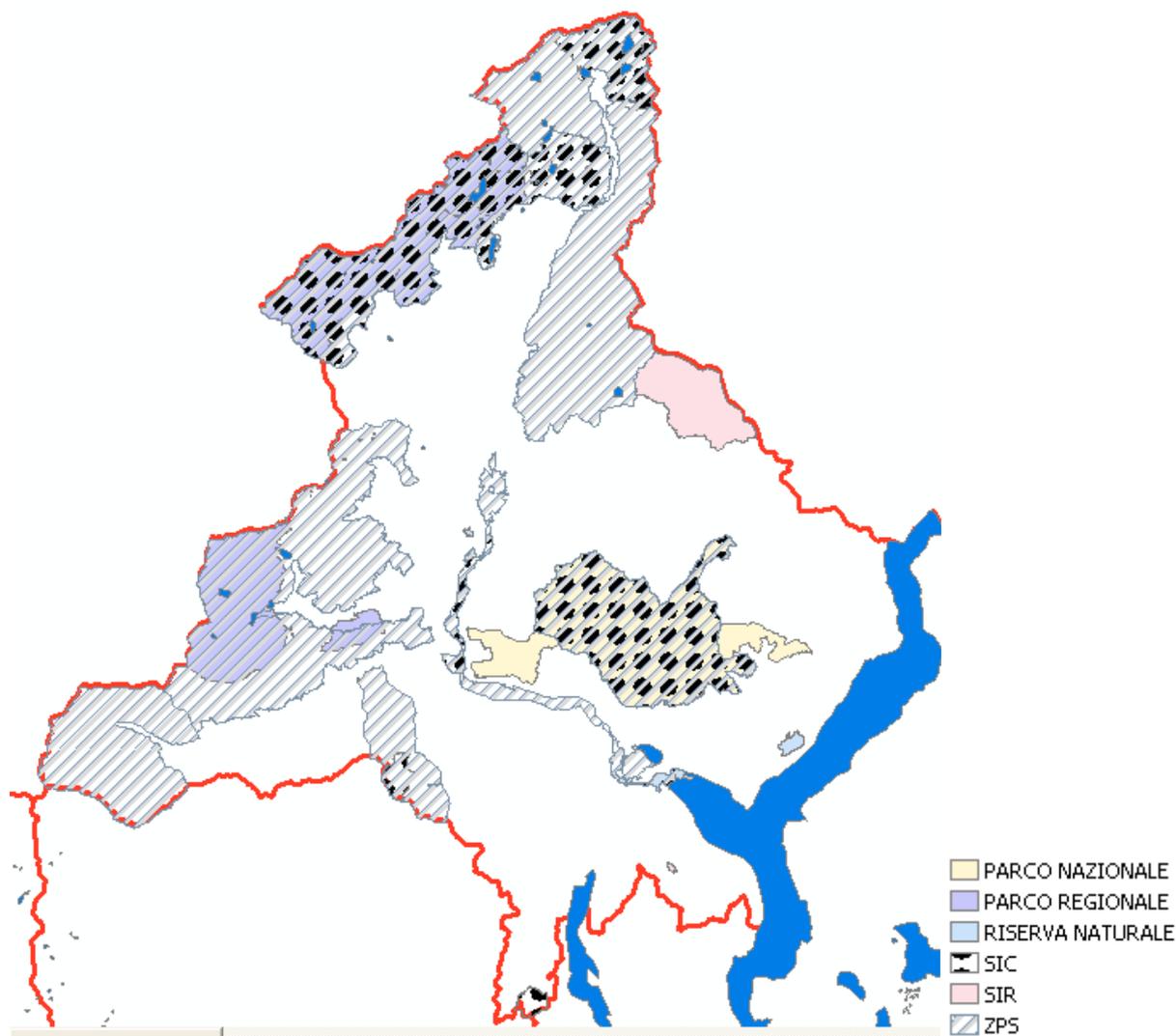


Figura 36 – Aree protette nell’area in studio

Queste aree protette sono state raggruppate secondo la difficoltà di sfruttamento idroelettrico, come indicato nella seguente tabella:

Tabella 8 – Raggruppamento delle aree protette secondo la difficoltà di sfruttamento

Parco Nazionale Val Grande	Energia potenziale con difficoltà alta di sfruttamento
Parchi Regionali	Energia potenziale con difficoltà media di sfruttamento
Riserva Naturale	Energia potenziale con difficoltà media di sfruttamento
SIC = Siti di interesse comunitario	Energia potenziale con difficoltà media di sfruttamento
ZPS = Zone di protezione speciale	Energia potenziale con difficoltà media di sfruttamento
SIR = Siti di interesse Regionale	Energia potenziale con nessuna difficoltà di sfruttamento
Zone senza protezione	Energia potenziale con nessuna difficoltà di sfruttamento

Le seguenti figure illustrano le aree con alta e media difficoltà di sfruttamento, confrontate con le posizioni degli attuali impianti in costruzione ed iter autorizzativo.

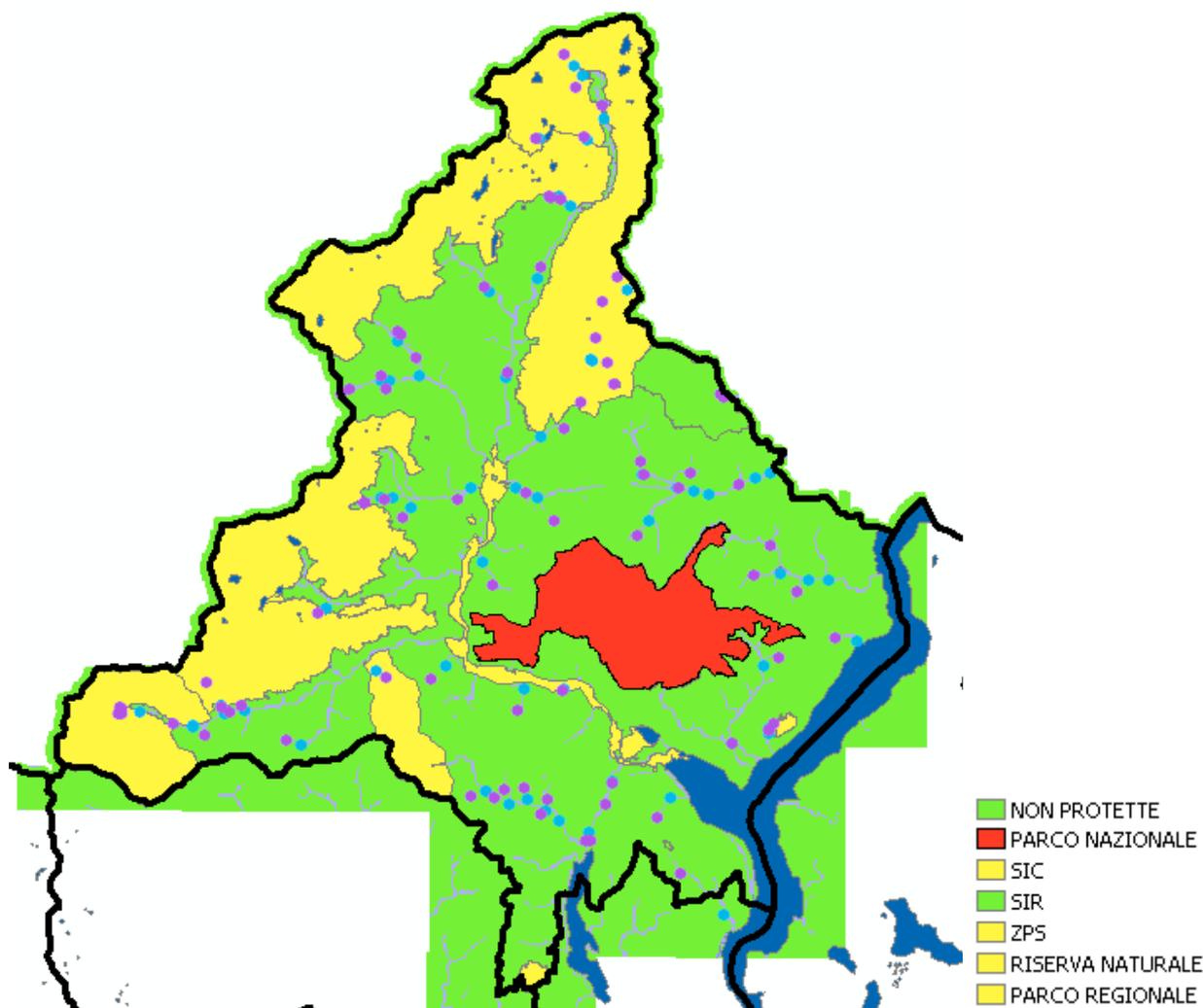


Figura 37 – Aree protette senza difficoltà e con difficoltà media ed alta di sfruttamento idroelettrico e impianti in iter autorizzativo e in costruzione

2.21 Fasce fluviali

Per il perseguimento degli obiettivi del Piano Stralcio per l'Assetto Idrogeologico (PAI), l'ambito territoriale è suddiviso in fasce dette Fasce Fluviali che condizionano la difficoltà di ottenimento di autorizzazioni per lo sfruttamento idroelettrico.

In particolare, il PAI contiene norme che limitano la presenza di edifici, impianti e attività nelle aree soggette ad esondazione ossia nelle suddette Fasce Fluviali.

Nelle aree a maggiore pericolosità la soluzione ottimale è delocalizzare edifici ed attività fuori dalle fasce, ma per ragioni tecniche, sociali e soprattutto economiche ciò non è sempre possibile.

Sono state quindi emanate apposite direttive tecniche finalizzate a ridurre la vulnerabilità di opere pubbliche non altrimenti localizzabili, come i ponti, gli impianti di depurazione o gli impianti portuali, e limitarne la costruzione di nuove.

Le fasce fluviali nel territorio della Provincia di Verbania occupano prevalentemente il fiume Toce.

Le aree delimitate dalle fasce fluviali sono state raggruppate secondo il grado di difficoltà di sfruttamento idroelettrico:

- All'interno delle fasce A, e B: energia potenziale sfruttabile con difficoltà alta;
- All'interno della fascia C: energia potenziale sfruttabile con difficoltà media;
- Al di fuori delle fasce, l'energia potenziale senza difficoltà di sfruttamento.

La seguente figura illustra le limitazioni risultanti tenendo conto delle fasce fluviali:

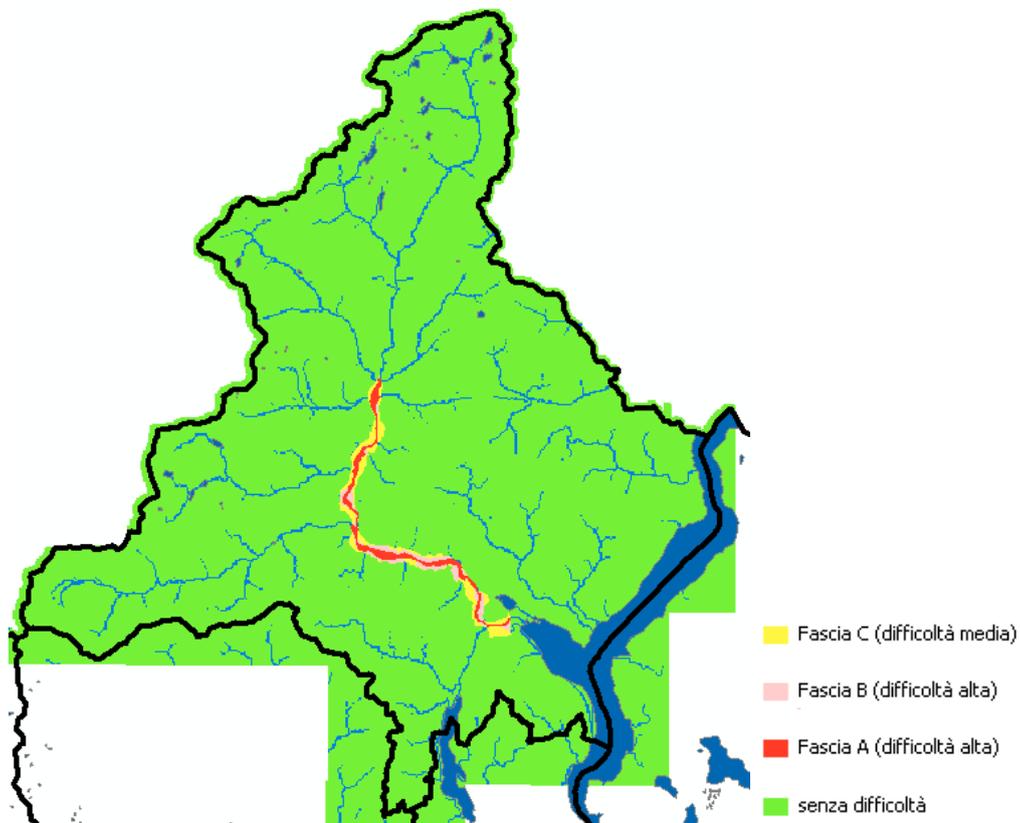


Figura 38 – Condizionante sulla difficoltà di sfruttamento del potenziale idroelettrico, derivato dalle fasce fluviali

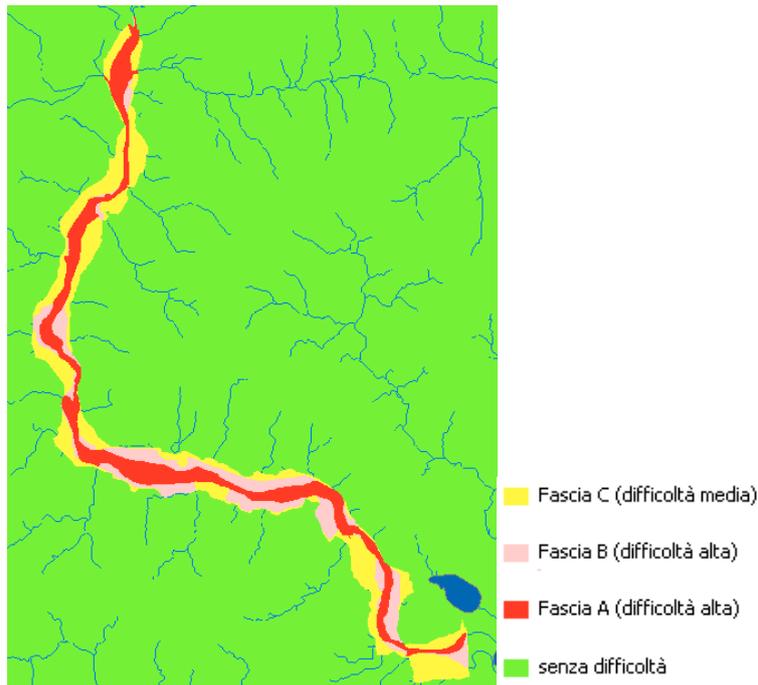


Figura 39 – Condizionante da fascia fluviale, dettaglio sul fiume Toce

È importante sottolineare che nel caso di sovrapposizione dei condizionanti viene utilizzato per ogni punto la condizione più difficoltosa.

2.22 Risultati

2.22.1 Elaborazioni dei diversi condizionanti

Riassumendo i diversi limitanti, il potenziale effettivo può suddividersi nel territorio secondo:

- Energia potenziale senza difficoltà di sfruttamento
- Energia potenziale con difficoltà media di sfruttamento
- Energia potenziale con difficoltà alta di sfruttamento
- Energia potenziale con altissima difficoltà di sfruttamento

Per ogni punto del territorio viene scelto il condizionante più sfavorevole, ad esempio se un dato punto risulta senza difficoltà di sfruttamento per il fattore vicinanza alle linee elettriche, invece lo stesso punto risulta con difficoltà alta per le aree protette, il risultato della combinazione è il più limitante, ossia la difficoltà alta.

Le seguenti mappature illustrano a modo di esempio, la distribuzione dell'energia ricavabile senza difficoltà, con difficoltà media, alta e altissima nell'area del fiume Anza:

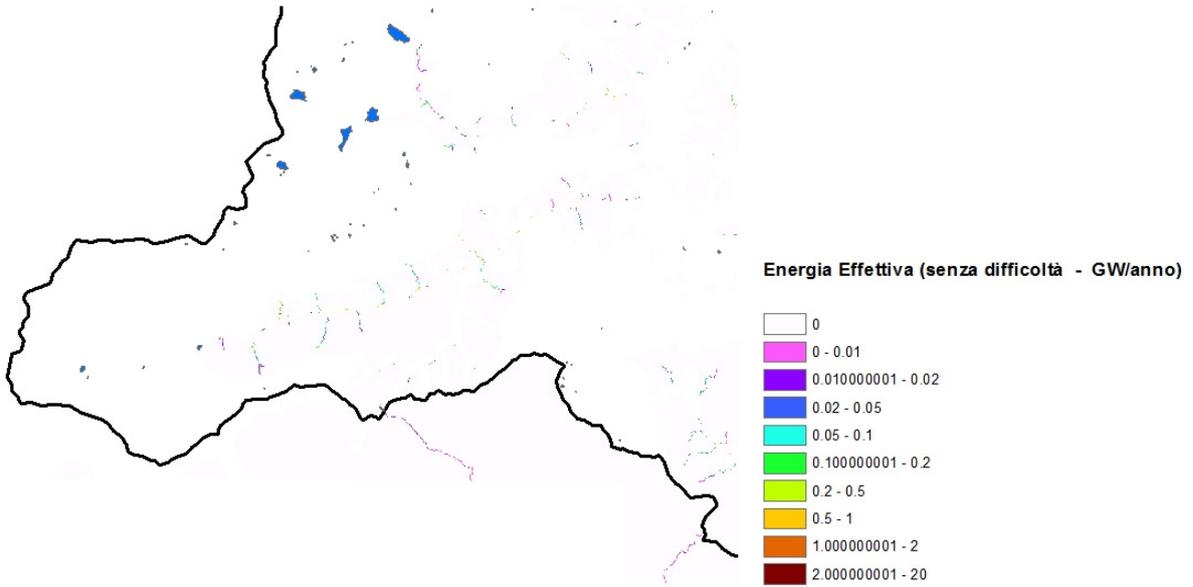


Figura 40 – Mappa dell'energia effettiva sfruttabile senza difficoltà nell'area del fiume Anza, per lo scenario A

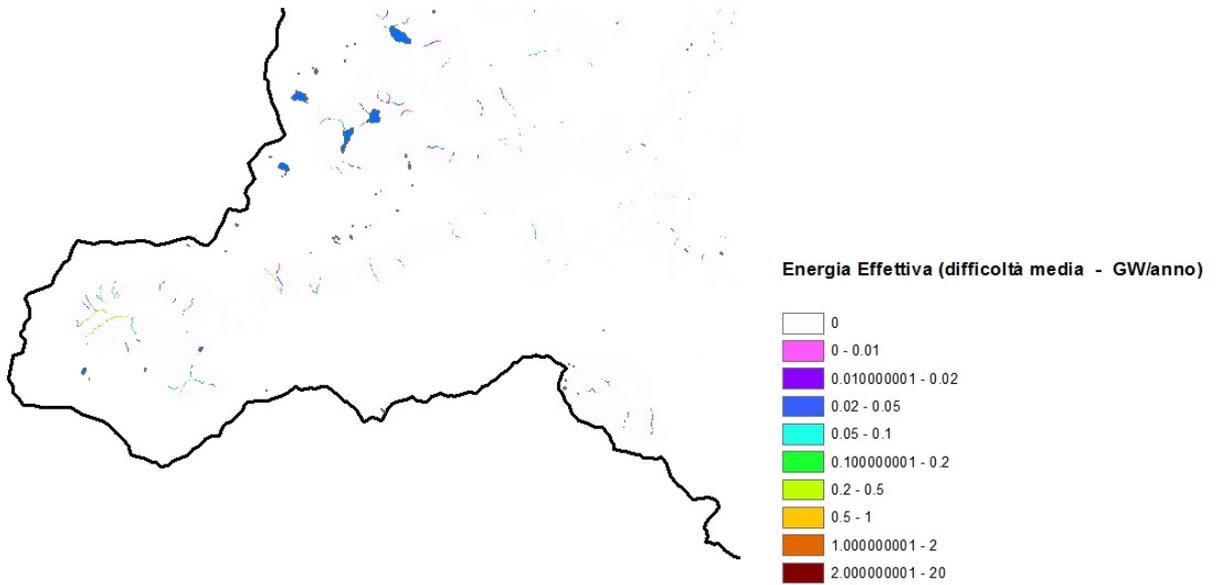


Figura 41 – Mappa dell’energia effettiva sfruttabile con difficoltà media, nell’area del fiume Anza per lo scenario A

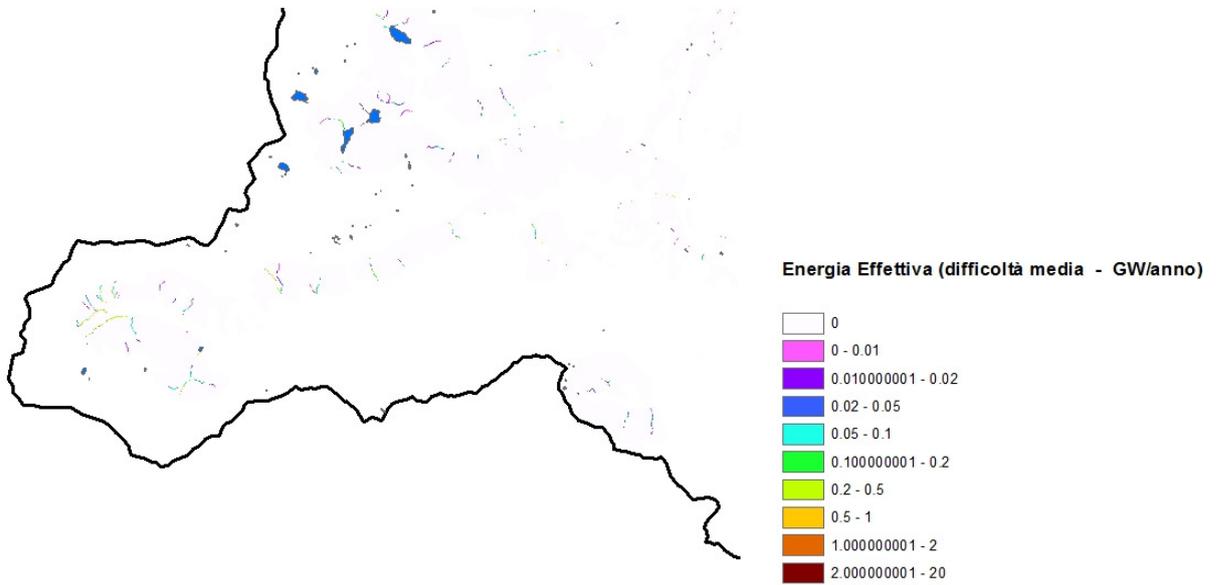


Figura 42 – Mappa dell’energia effettiva sfruttabile con difficoltà alta nell’area del fiume Anza, per lo scenario A

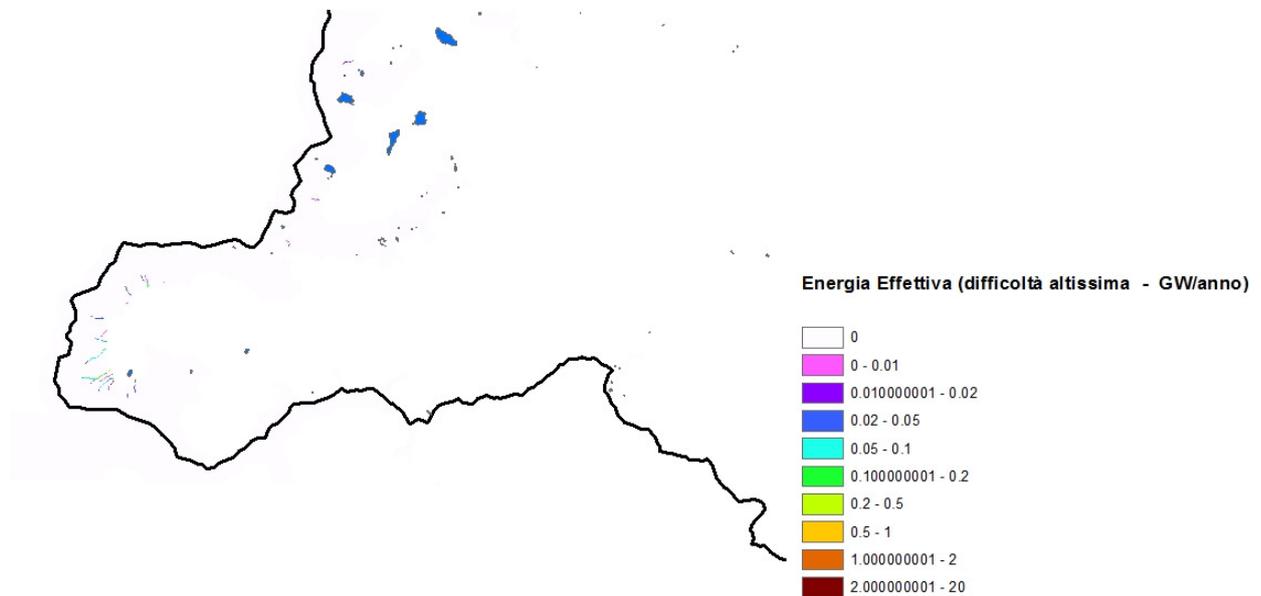


Figura 43 – Mappa dell’energia effettiva sfruttabile con altissima difficoltà, nell’area del fiume Anza, per lo scenario A

Analogamente vengono realizzati i calcoli delle mappe di energia effettiva sfruttabile di potenza installabile per gli scenari “B” e “C”.

2.22.2 Tabelle dei risultati integrati

Allo scopo di aggregare i dati del potenziale idroelettrico, il territorio della Provincia di Verbania è stato suddiviso nelle aree di riferimento assimilabili a sottobacini, illustrati nella seguente figura:

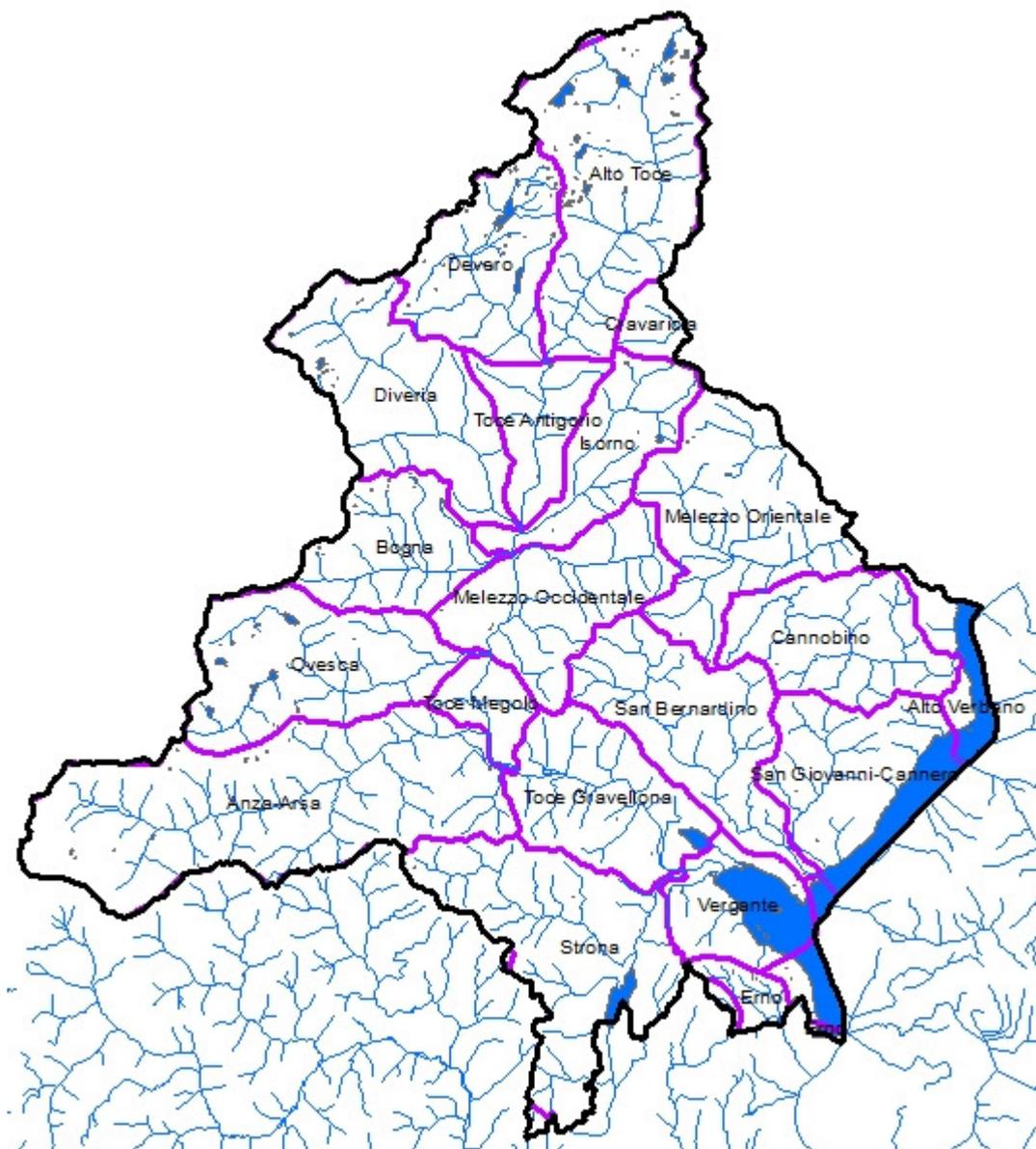


Figura 44 – Mappa dei sottobacini elementari in Provincia di Verbania

Per ogni sottobacino è stata integrata l'energia ricadente in ognuna delle 4 categorie di facilità di sfruttamento.

Per calcolare il contributo energetico di un bacino di riferimento, vengono integrati i contributi energetici delle celle che rientrano nell'area scelta..

$$E_{effTot} = \sum_{area} E_{res}(x, y)$$

$$E_{eff1} = \sum_{area} E_{res}(x, y) \quad \text{nelle aree senza difficoltà di sfruttamento}$$

$$E_{eff2} = \sum_{area} E_{res}(x, y) \quad \text{nelle aree con difficoltà media di sfruttamento}$$

$$E_{eff3} = \sum_{area} E_{res}(x, y) \quad \text{nelle aree con difficoltà alta di sfruttamento}$$

$$E_{eff4} = \sum_{area} E_{res}(x, y) \quad \text{nelle aree con altissima difficoltà di sfruttamento}$$

Dove

E_{effi} è il contributo idroenergetico effettivo dell'area analizzata

$E_{res}(x,y)$ è il valore del potenziale residuo energetico ricavabile in ogni cella "fiume"

\sum_{area} è la sommatoria estesa a tutta l'area analizzata

Per calcolare la massima potenza installabile effettiva in un'area, analogamente si procede come segue:

$$P_{eff1} = \sum_{area} P_{res}(x, y) \quad \text{nelle aree senza difficoltà di sfruttamento}$$

$$P_{eff2} = \sum_{area} P_{res}(x, y) \quad \text{nelle aree con difficoltà media di sfruttamento}$$

$$P_{eff3} = \sum_{area} P_{res}(x, y) \quad \text{nelle aree con difficoltà alta di sfruttamento}$$

$$P_{eff4} = \sum_{area} P_{res}(x, y) \quad \text{nelle aree con altissima difficoltà di sfruttamento}$$

Dove

P_{effi} è la potenza residua installabile nell'area analizzata

$P_{res}(x,y)$ è la potenza residua installabile in ogni cella "fiume"

\sum_{area} è la sommatoria estesa a tutta l'area analizzata

2.22.3 Risultati per lo scenario "A" di riferimento storico

I risultati sono presentati nelle seguenti tabelle che illustrano le energie producibili e le potenze installabili nella Provincia di Verbania, per ogni sottobacino di riferimento, per ogni difficoltà di sfruttamento e per lo scenario "A" di riferimento storico.

Tabella 9 – Scenario A. Energia effettiva nella provincia di Verbania

SCENARIO A	Sottobacino																				
	Erno	San Bernardino	Cannobino	Cravariola	Melezzo Orientale	Alto Verbano	San Giovanni-Cannero	Devero	Toce Antigorio	Alto Toce	Diveria	Isorno	Bogna	Melezzo Occidentale	Ovesca	Anza-Arsa	Toce Mleggio	Strona	Toce Gravelona	Vergante	Totale
Energia effettiva sfruttabile senza difficoltà	1.6	38.1	80.9		70.3	3.3	48.3	70.6	9.3	10.9	46.3	13.8	34.2	19.5	23.2	175.7	0.3	74.0	17.4	4.5	742.2
Energia effettiva sfruttabile con difficoltà media	1.9	0.0	3.4		20.4		1.2	9.4	13.0	33.4	27.4	14.0	13.7	4.4	22.7	92.7	2.7	17.8	1.1	0.1	279.5
Energia effettiva sfruttabile con difficoltà alta	3.7	133.8	66.0	4.9	22.4		22.1	61.9	14.8	26.2	39.8	52.3	73.1	78.4	37.1	263.7	28.8	58.5	74.1	2.5	1064.3
Energia residua sfruttabile con altissima difficoltà		17.2		2.7				0.0		4.8	0.6				0.3	12.6					38.3
Totale effettivo sfruttabile	7.2	189.1	150.3	7.6	113.2	3.3	71.5	142.0	37.2	75.3	114.1	80.1	121.0	102.4	83.4	544.8	31.7	150.4	92.7	7.1	2124.2
% di potenziale sfruttabile senza difficoltà	23%	20%	54%		62%	100%	67%	50%	25%	14%	41%	17%	28%	19%	28%	32%		49%	19%	63%	35%
Distribuzione di potenziale totale	0%	9%	7%	0%	5%	0%	3%	7%	2%	4%	5%	4%	6%	5%	4%	26%		7%	4%	0%	100%
Distribuzione di potenziale senza difficoltà	0%	5%	11%		9%	0%	7%	10%	1%	1%	6%	2%	5%	3%	3%	24%		10%	2%	1%	100%

Tabella 10 – Scenario A. Potenza effettiva nella provincia di Verbania

SCENARIO A	Sottobacino																				
	Erno	San Bernardino	Cannobino	Cravariola	Melezzo Orientale	Alto Verbano	San Giovanni-Cannero	Devero	Toce Antigorio	Alto Toce	Diveria	Isorno	Bogna	Melezzo Occidentale	Ovesca	Anza-Arsa	Toce Megolo	Strona	Toce Gravello	Vergante	Totale
Potenza effettiva installabile senza difficoltà	0.4	8.3	17.6		15.3	0.7	10.5	15.4	2.0	2.4	10.1	3.0	7.4	4.2	5.0	38.2	0.1	16.1	3.8	1.0	161.4
Potenza effettiva installabile con difficoltà media	0.4	0.0	0.7		4.4		0.3	2.0	2.8	7.3	5.9	3.0	3.0	1.0	4.9	20.2	0.6	3.9	0.2	0.0	60.8
Potenza effettiva installabile con difficoltà alta	0.8	29.1	14.4	1.1	4.9		4.8	13.5	3.2	5.7	8.7	11.4	15.9	17.1	8.1	57.3	6.3	12.7	16.1	0.5	231.4
Potenza residua installabile con altissima difficoltà		3.7		0.6				0.0		1.0	0.1				0.1	2.7					8.3
Totale effettivo sfruttabile	1.6	41.1	32.7	1.7	24.6	0.7	15.6	30.9	8.1	16.4	24.8	17.4	26.3	22.3	18.1	118.5	6.9	32.7	20.1	1.5	461.9
% di potenziale sfruttabile senza difficoltà	23%	20%	54%		62%	100%	67%	50%	25%	14%	41%	17%	28%	19%	28%	32%		49%	19%	63%	35%
Distribuzione di potenziale totale	0%	9%	7%	0%	5%	0%	3%	7%	2%	4%	5%	4%	6%	5%	4%	26%		7%	4%	0%	100%
Distribuzione di potenziale senza difficoltà	0%	5%	11%		9%	0%	7%	10%	1%	1%	6%	2%	5%	3%	3%	24%		10%	2%	1%	100%

Le figure seguenti illustrano le energie sviluppabili e le potenze installabili in ogni sottobacino di riferimento.

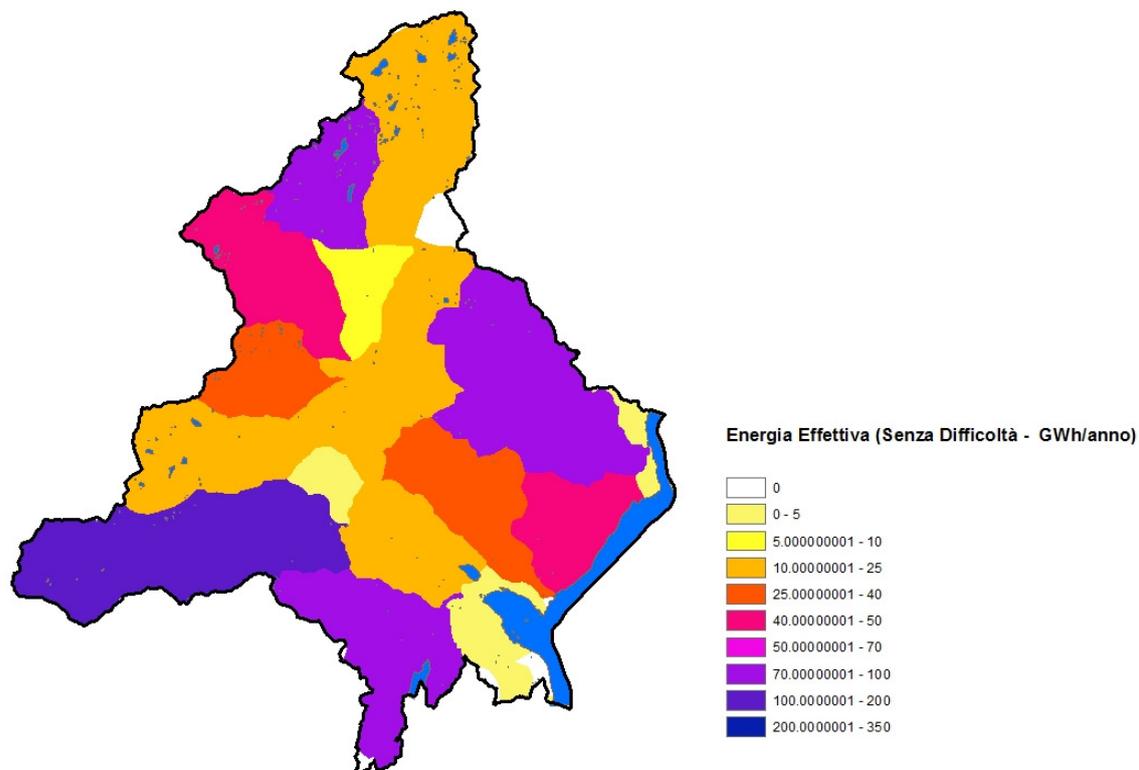


Figura 45 – Scenario A. Mappa dell’energia effettiva sfruttabile senza difficoltà in ogni sottobacino di riferimento

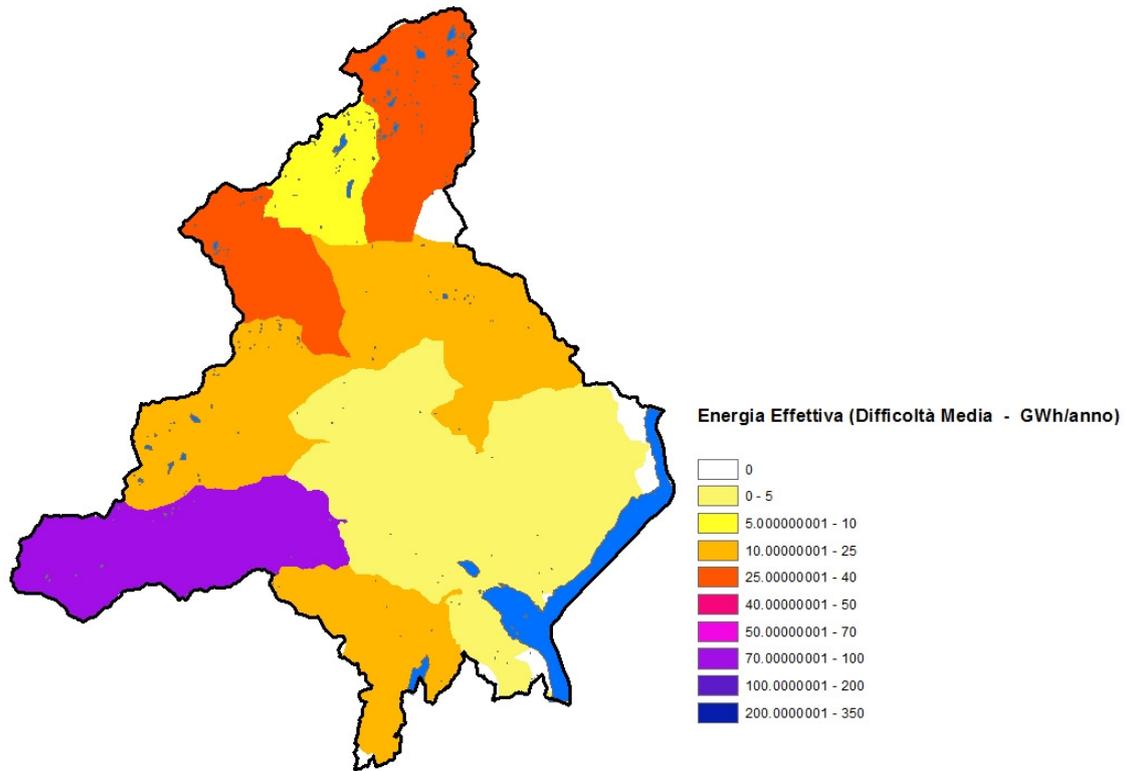


Figura 46 – Scenario A. Mappa dell’energia effettiva sfruttabile con difficoltà media in ogni sottobacino di riferimento

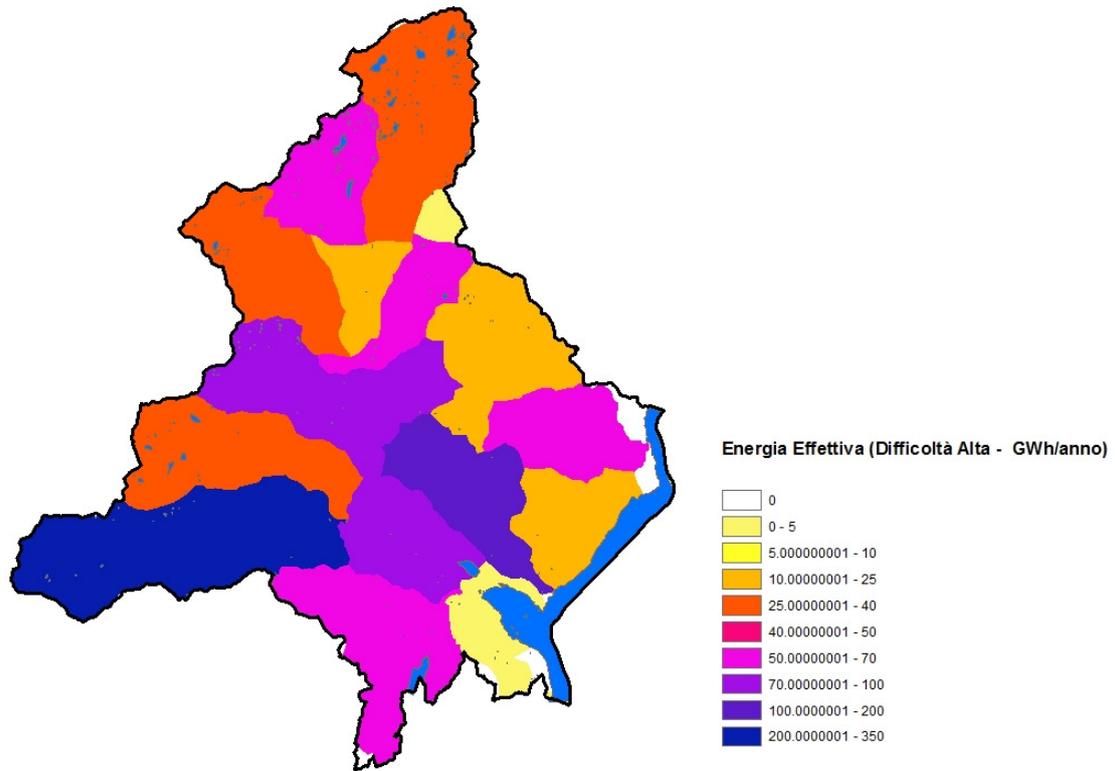


Figura 47 – Scenario A. Mappa dell’energia effettiva sfruttabile con difficoltà alta in ogni sottobacino di riferimento

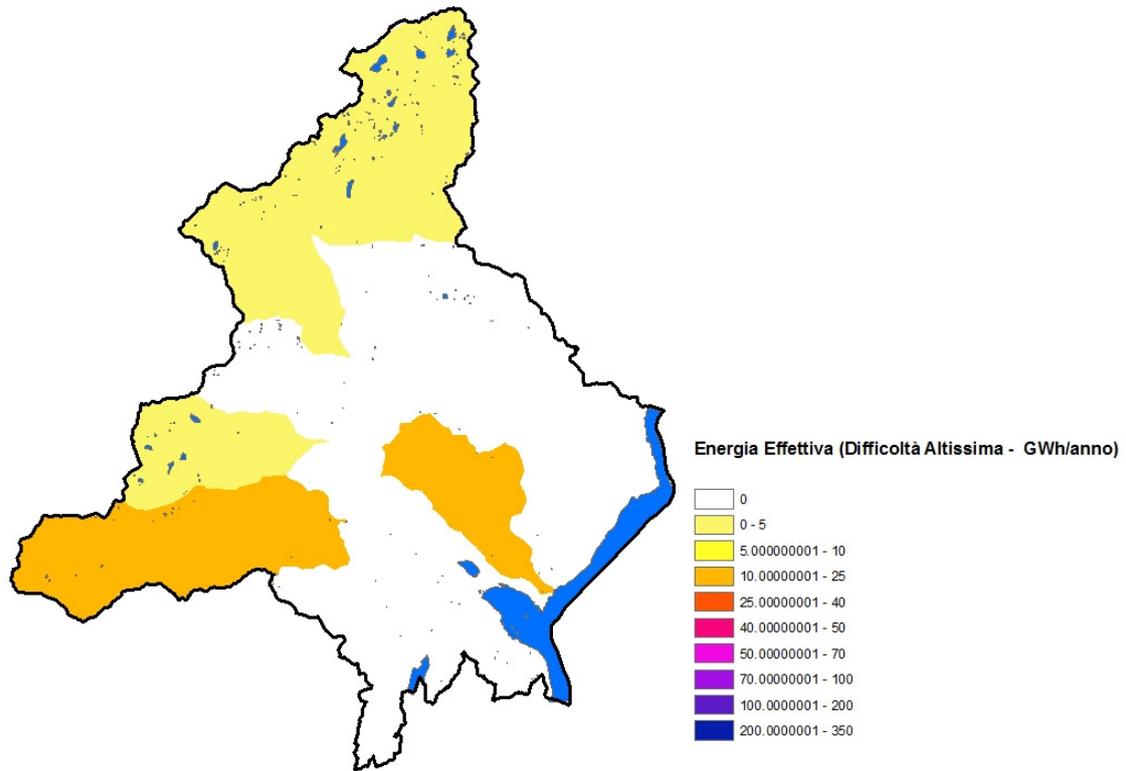


Figura 48 – Scenario A. Mappa dell’energia residua sfruttabile con altissima difficoltà in ogni sottobacino di riferimento

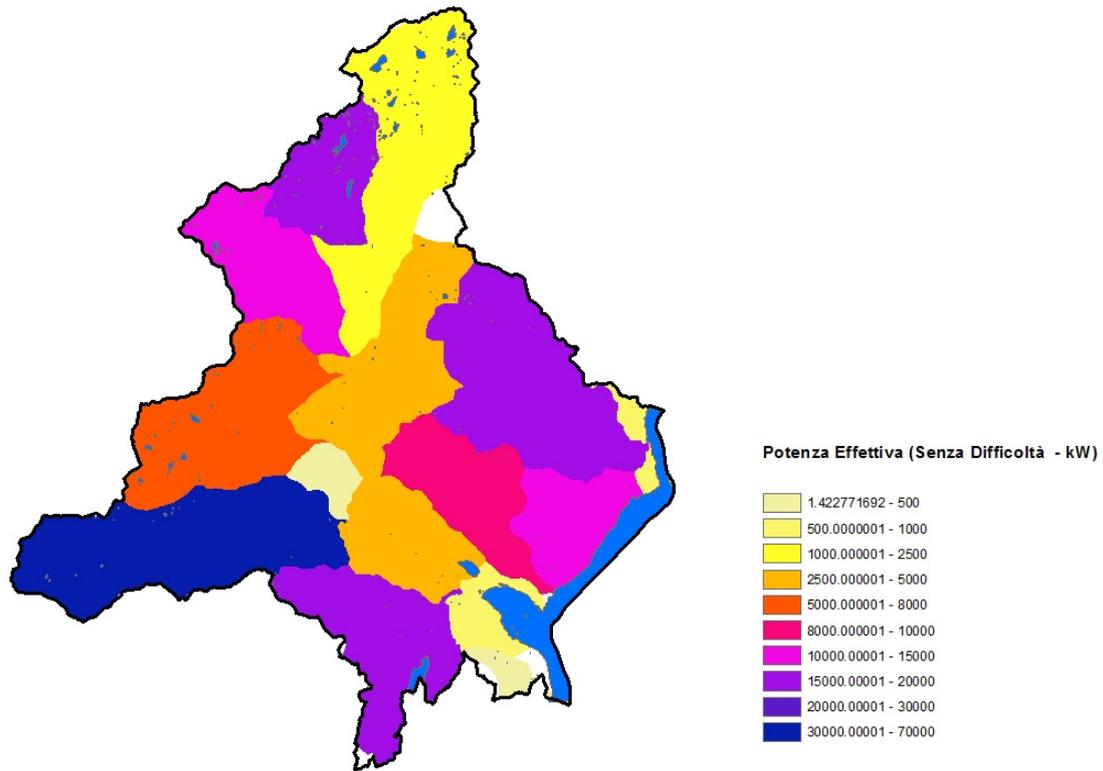


Figura 49 – Scenario A. Mappa della potenza effettiva installabile senza difficoltà in ogni sottobacino di riferimento

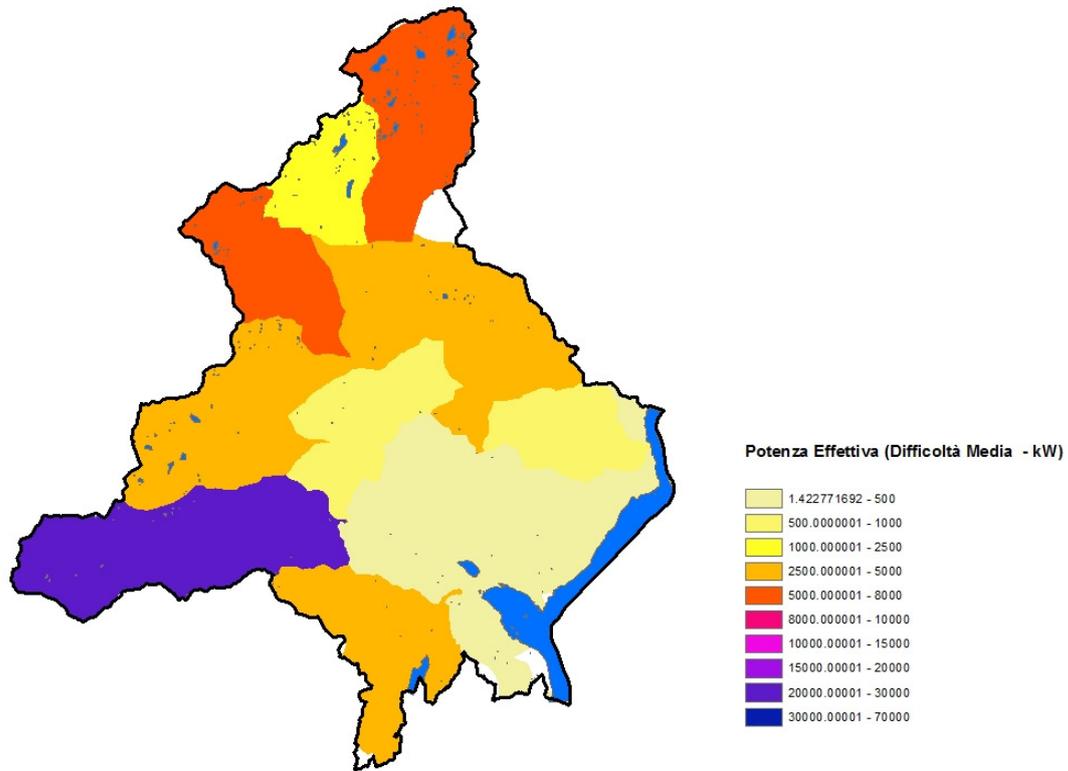


Figura 50 – Scenario A. Mappa della potenza effettiva installabile con difficoltà media in ogni sottobacino di riferimento

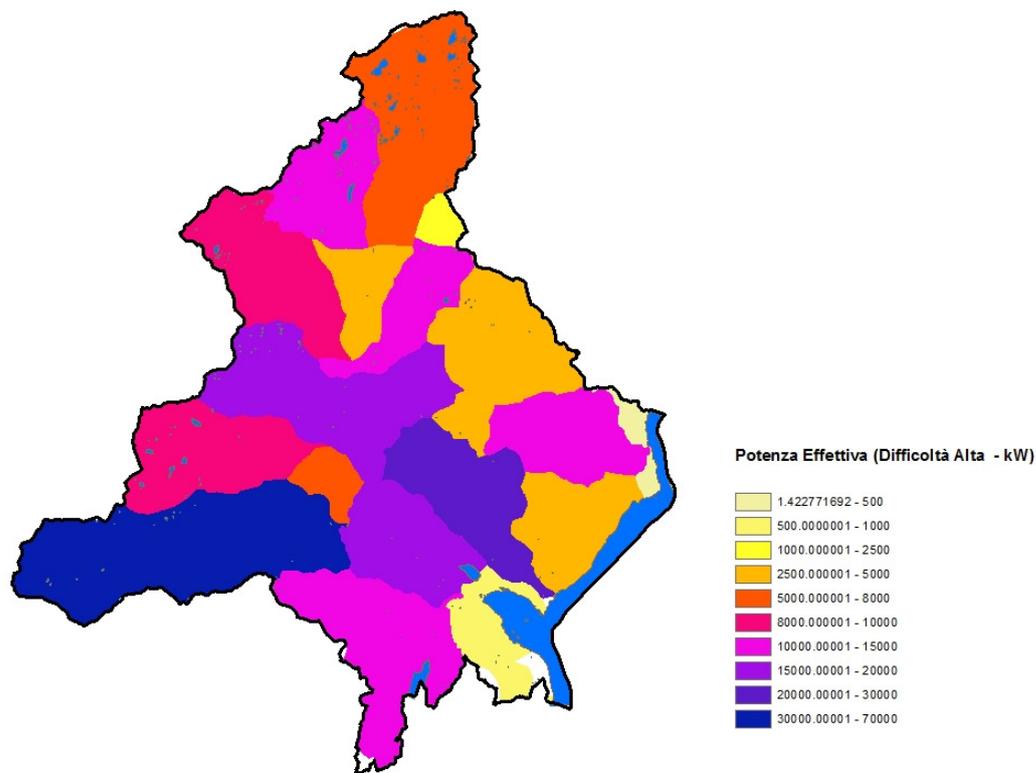


Figura 51 – Scenario A. Mappa della potenza effettiva installabile con difficoltà alta in ogni sottobacino di riferimento

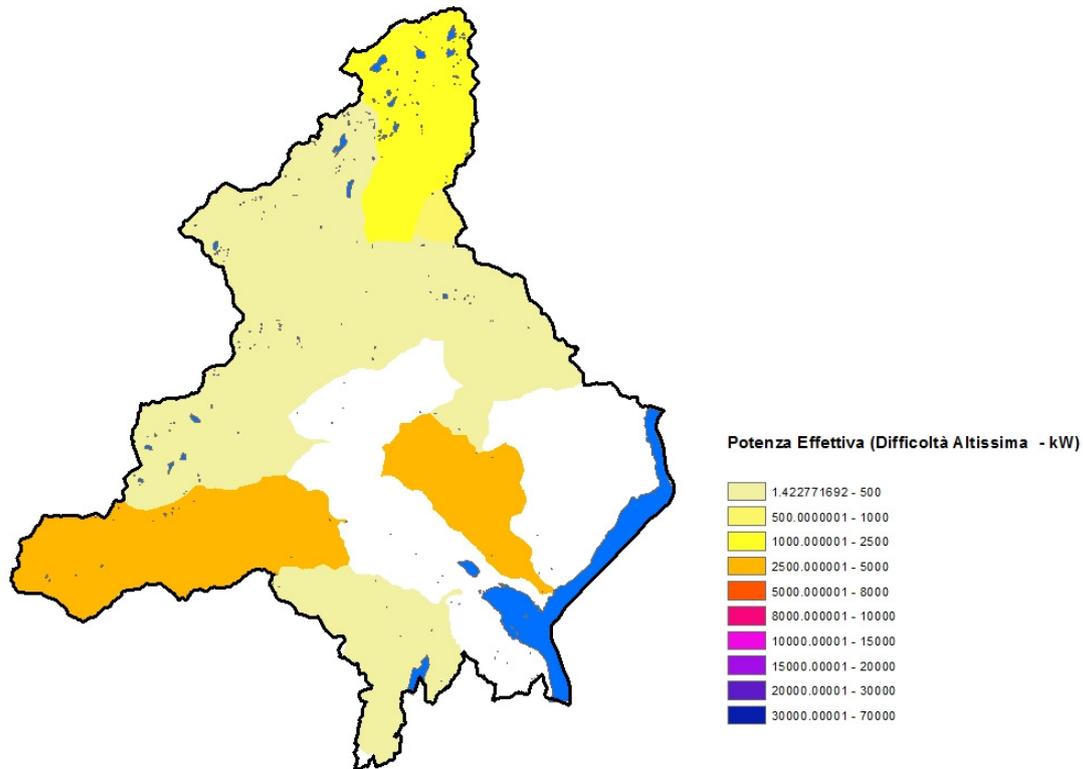


Figura 52 – Scenario A. Mappa della potenza residua sfruttabile con altissima difficoltà in ogni sottobacino di riferimento

2.22.4 Risultati per lo scenario “B” utilizzando le prese e restituzioni in costruzione e le piogge nel periodo 2001-2009.

I risultati sono presentati nelle seguenti tabelle che illustrano le energie producibili e le potenze installabili nella Provincia di Verbania, per ogni sottobacino di riferimento, per ogni difficoltà di sfruttamento e per lo scenario “B”.

Tabella 11 – Scenario B. Energia effettiva nella provincia di Verbania

SCENARIO B	Sottobacino																				
	Erno	San Bernardino	Cannobino	Cravariola	Melezzo Orientale	Alto Verbano	San Giovanni-Cannero	Devero	Toce Antigorio	Alto Toce	Diveria	Isorno	Bogna	Melezzo Occidentale	Ovesca	Anza-Arsa	Toce Megolo	Strona	Toce Gravellona	Vergante	Totale
Energia effettiva sfruttabile senza difficoltà	0.5	31.3	54.1		58.9	2.5	37.6	17.7	6.1	8.2	32.8	11.5	25.8	15.8	26.1	115.2	0.2	49.1	12.7	3.4	509.6
Energia effettiva sfruttabile con difficoltà media	1.4	0.0	2.7		17.3		0.9	7.8	9.8	30.4	47.2	10.9	8.6	3.8	23.1	75.2	2.2	12.6	0.9	0.1	254.8
Energia effettiva sfruttabile con difficoltà alta	1.4	107.0	53.8	4.2	19.3		16.3	20.4	12.1	30.2	29.9	40.8	50.4	63.4	35.6	213.7	23.9	48.5	53.6	2.1	826.5
Energia residua sfruttabile con altissima difficoltà		14.3		2.4				0.0		4.5	0.3				0.2	8.5					30.3
Totale effettivo sfruttabile	3.3	152.6	110.6	6.6	95.5	2.5	54.7	46.0	27.9	73.3	110.3	63.2	84.8	83.0	85.0	412.7	26.3	110.3	67.1	5.6	1621.2
% di potenziale sfruttabile senza difficoltà	16%	21%	49%		62%	100%	69%	39%	22%	11%	30%	18%	30%	19%	31%	28%		45%	19%	61%	31%
Distribuzione di potenziale totale	0%	9%	7%	0%	6%	0%	3%	3%	2%	5%	7%	4%	5%	5%	5%	25%		7%	4%	0%	100%
Distribuzione di potenziale senza difficoltà	0%	6%	11%		12%	0%	7%	3%	1%	2%	6%	2%	5%	3%	5%	23%		10%	2%	1%	100%

Tabella 12 – Scenario B. Potenza effettiva nella provincia di Verbania

SCENARIO B	Sottobacino																				
	Erno	San Bernardino	Cannobino	Cravariola	Melezzo Orientale	Alto Verbano	San Giovanni-Cannero	Devero	Toce Antigorio	Alto Toce	Diveria	Isorno	Bogna	Melezzo Occidentale	Ovesca	Anza-Arsa	Toce Megolo	Strona	Toce Gravellona	Vergante	Totale
Potenza effettiva installabile senza difficoltà	0.1	6.8	11.8		12.8	0.5	8.2	3.9	1.3	1.8	7.1	2.5	5.6	3.4	5.7	25.1	0.0	10.7	2.8	0.7	110.8
Potenza effettiva installabile con difficoltà media	0.3	0.0	0.6		3.8		0.2	1.7	2.1	6.6	10.3	2.4	1.9	0.8	5.0	16.3	0.5	2.7	0.2	0.0	55.4
Potenza effettiva installabile con difficoltà alta	0.3	23.3	11.7	0.9	4.2		3.5	4.4	2.6	6.6	6.5	8.9	11.0	13.8	7.8	46.5	5.2	10.6	11.6	0.5	179.7
Potenza residua installabile con altissima difficoltà		3.1		0.5				0.0		1.0	0.1				0.0	1.9					6.6
Totale effettivo sfruttabile	0.7	33.2	24.0	1.4	20.8	0.5	11.9	10.0	6.1	15.9	24.0	13.7	18.4	18.1	18.5	89.7	5.7	24.0	14.6	1.2	352.5
% di potenziale sfruttabile senza difficoltà	16%	21%	49%		62%	100%	69%	39%	22%	11%	30%	18%	30%	19%	31%	28%		45%	19%	61%	31%
Distribuzione di potenziale totale	0%	9%	7%	0%	6%	0%	3%	3%	2%	5%	7%	4%	5%	5%	5%	25%		7%	4%	0%	100%
Distribuzione di potenziale senza difficoltà	0%	6%	11%		12%	0%	7%	3%	1%	2%	6%	2%	5%	3%	5%	23%		10%	2%	1%	100%

Come si può osservare dalle tabelle, il massimo potenziale della provincia sfruttabile senza difficoltà con lo scenario B è di circa 510 GWh/anno con circa 111 MW nuovi installabili. La riduzione del

potenziale dallo scenario A allo scenario B è dovuta a tre elementi: il primo legato alla piovosità minore nel periodo 2001-2009 rispetto al valore assunto nello scenario A. Il secondo fattore riguarda l'introduzione degli impianti idroelettrici in costruzione e per ultimo l'assunzione del funzionamento con DMV negli impianti esistenti ed in costruzione.

2.22.5 Risultati per lo scenario "C" utilizzando gli impianti in costruzione ed in iter autorizzativo e le piogge nel periodo 2001-2009

I risultati sono presentati nelle seguenti tabelle che illustrano le energie producibili e le potenze installabili nella Provincia di Verbania, per ogni sottobacino di riferimento, per ogni difficoltà di sfruttamento e per lo scenario "C".

Tabella 13 – Scenario C. Energia effettiva nella provincia di Verbania

SCENARIO C	Sottobacino																				
	Erno	San Bernardino	Cannobino	Cravariola	Melezzo Orientale	Alto Verbanio	San Giovanni-Cannero	Devero	Toce Antigorio	Alto Toce	Diveria	Isorno	Bogna	Melezzo Occidentale	Ovesca	Anza-Arsa	Toce Meggolo	Strona	Toce Gravelona	Vergante	Totale
Energia effettiva sfruttabile senza difficoltà	0.5	31.3	51.0		40.4	2.5	37.5	17.7	6.0	8.2	31.7	8.7	23.2	15.0	25.0	108.2	0.2	47.9	11.6	2.0	468.8
Energia effettiva sfruttabile con difficoltà media	1.4	0.0	2.7		11.8		0.5	7.8	9.8	30.4	47.2	8.7	8.6	3.8	22.9	71.2	2.2	12.6	0.9	0.1	242.6
Energia effettiva sfruttabile con difficoltà alta	1.4	107.0	46.1	1.5	15.4		16.1	19.7	12.1	28.0	29.2	34.5	46.6	52.4	35.6	201.7	23.9	46.9	48.8	0.7	767.4
Energia residua sfruttabile con altissima difficoltà		14.3		1.5				0.0		4.5	0.3				0.2	8.5					29.4
Totale effettivo sfruttabile	3.3	152.6	99.8	3.0	67.6	2.5	54.0	45.3	27.8	71.1	108.3	52.0	78.4	71.3	83.9	389.7	26.3	107.5	61.2	2.8	1508.2
% di potenziale sfruttabile senza difficoltà	16%	21%	51%		60%	100%	69%	39%	22%	12%	29%	17%	30%	21%	30%	28%		45%	19%	73%	31%
Distribuzione di potenziale totale	0%	10%	7%	0%	4%	0%	4%	3%	2%	5%	7%	3%	5%	5%	6%	26%		7%	4%	0%	100%
Distribuzione di potenziale senza difficoltà	0%	7%	11%		9%	1%	8%	4%	1%	2%	7%	2%	5%	3%	5%	23%		10%	2%	0%	100%

Tabella 14 – Scenario C. Potenza effettiva nella provincia di Verbania

SCENARIO C	Sottobacino																				
	Erno	San Bernardino	Cannobino	Cravariola	Melezzo Orientale	Alto Verbano	San Giovanni-Cannero	Devero	Toce Antigorio	Alto Toce	Diveria	Isorno	Bogna	Melezzo Occidentale	Ovesca	Anza-Arsa	Toce Megolo	Strona	Toce Gravellona	Vergante	Totale
Potenza effettiva installabile senza difficoltà	0.1	6.8	11.1		8.8	0.5	8.2	3.9	1.3	1.8	6.9	1.9	5.0	3.3	5.4	23.5	0.0	10.4	2.5	0.4	101.9
Potenza effettiva installabile con difficoltà media	0.3	0.0	0.6		2.6		0.1	1.7	2.1	6.6	10.3	1.9	1.9	0.8	5.0	15.5	0.5	2.7	0.2	0.0	52.8
Potenza effettiva installabile con difficoltà alta	0.3	23.3	10.0	0.3	3.3		3.5	4.3	2.6	6.1	6.3	7.5	10.1	11.4	7.8	43.9	5.2	10.2	10.6	0.1	166.9
Potenza residua installabile con altissima difficoltà		3.1		0.3				0.0		1.0	0.1				0.0	1.9					6.4
Totale effettivo sfruttabile	0.7	33.2	21.7	0.7	14.7	0.5	11.7	9.9	6.1	15.5	23.6	11.3	17.1	15.5	18.2	84.7	5.7	23.4	13.3	0.6	327.9
% di potenziale sfruttabile senza difficoltà	16%	21%	51%		60%	100%	69%	39%	22%	12%	29%	17%	30%	21%	30%	28%		45%	19%	73%	31%
Distribuzione di potenziale totale	0%	10%	7%	0%	4%	0%	4%	3%	2%	5%	7%	3%	5%	5%	6%	26%		7%	4%	0%	100%
Distribuzione di potenziale senza difficoltà	0%	7%	11%		9%	1%	8%	4%	1%	2%	7%	2%	5%	3%	5%	23%		10%	2%	0%	100%

Come si può osservare dalle tabelle, il massimo potenziale della provincia sfruttabile senza difficoltà con lo scenario C è di circa 470 GWh/anno con circa 102 MW nuovi installabili.

Visto che in questo scenario vengono considerati in funzione tutti gli impianti attualmente in iter autorizzativo, il potenziale effettivo rimanente viene ulteriormente ridotto rispetto al valore di calcolo nello scenario B.

2.22.6 Confronto tra risultati dei diversi scenari

I risultati dello scenario A, illustrati nel presente rapporto, sono stati utili per la taratura generale del modello idrologico e di usi dell'acqua. I suoi risultati identificano il potenziale idroelettrico considerando i dati storici.

I risultati derivati dallo scenario B sono utili per identificare il potenziale idroelettrico considerando tutti gli impianti attualmente in costruzione, mentre lo scenario C riassume l'ipotesi di potenziale idroelettrico considerando approvati ed in funzione anche tutti gli impianti attualmente in fase di iter autorizzativo.

La seguente tabella illustra per ogni bacino i potenziali idroelettrici effettivi derivati dallo scenario B e C in confronto allo scenario storico "A" e allo scenario "B".

Tabella 15 – Percentuale di potenziale effettivo a confronto tra scenari

% di potenziale effettivo a confronto tra scenari	Sottobacino																			Totale	
	Erno	San Bernardino	Cannobino	Cravariola	Melezzo Orientale	Alto Verbano	San Giovanni-Cannero	Devero	Toce Antigorio	Alto Toce	Diveria	Isorno	Bogna	Melezzo Occidentale	Ovesca	Anza-Arsa	Toce Megolo	Strona	Toce Gravelona		Vergante
% di potenziale effettivo scenario B a confronto con lo scenario A	46%	81%	74%	87%	84%	75%	77%	32%	75%	97%	97%	79%	70%	81%	102%	76%	83%	73%	72%	80%	76%
% di potenziale effettivo scenario C a confronto con lo scenario B	100%	100%	90%	46%	71%	100%	99%	99%	100%	97%	98%	82%	92%	86%	99%	94%	100%	97%	91%	49%	93%

La tabella risulta utile per identificare situazioni critiche di sfruttamento del potenziale effettivo rimanente, soprattutto nell'ultima riga dove viene illustrata la percentuale di potenziale effettivo rimanente dopo il funzionamento di tutti gli impianti in iter autorizzativo. Nel bacino Melezzo Orientale risulta una rimanenza del 71% del potenziale totale dello scenario B, mentre nel Vergante questa percentuale è di circa il 50%.

La seguente tabella illustra la percentuale di potenziale effettivo che rimane sfruttando tutti gli impianti in iter autorizzativo, diviso per difficoltà di sfruttamento.

Tabella 16 – Percentuale di potenziale effettivo che rimane sfruttando tutti gli impianti in iter autorizzativo

% di potenziale effettivo che rimane sfruttando tutti gli impianti in iter autorizzativo	Sottobacino																			Totale	
	Erno	San Bernardino	Cannobino	Cravariola	Melezzo Orientale	Alto Verbano	San Giovanni-Cannero	Devero	Toce Antigorio	Alto Toce	Diveria	Isorno	Bogna	Melezzo Occidentale	Ovesca	Anza-Arsa	Toce Megolo	Strona	Toce Gravelona		Vergante
Potenziale effettivo sfruttabile senza difficoltà	100%	100%	94%		69%	100%	100%	100%	99%	100%	96%	76%	90%	95%	96%	94%	100%	98%	91%	58%	92%
Potenziale effettivo sfruttabile con difficoltà media	100%	100%	100%		68%		55%	100%	100%	100%	100%	80%	100%	100%	100%	95%	100%	100%	100%	100%	95%
Potenziale effettivo sfruttabile con difficoltà alta	100%	100%	86%	35%	80%		99%	97%	100%	93%	98%	85%	92%	83%	100%	94%	100%	97%	91%	32%	93%
Potenziale effettivo sfruttabile con altissima difficoltà		100%		64%			100%		100%	100%				100%	100%						97%
Valori medi	100%	100%	90%	46%	71%	100%	99%	99%	100%	97%	98%	82%	92%	86%	99%	94%	100%	97%	91%	49%	93%

Si evidenzia che il rimanente 71% di potenziale nel bacino del Melezzo Orientale è distribuito uniformemente tra le tre difficoltà più lievi, mentre per il bacino di Vergante l'abbassamento maggiore risulta per la difficoltà alta.

3 STRUMENTO INTERATTIVO PER IL CALCOLO DEL POTENZIALE IDROELETTRICO EFFETTIVO IN PROVINCIA VCO

In questo capitolo viene illustrato lo strumento interattivo, sviluppato in linguaggio GIS, che consentirà all'Amministrazione Provinciale VCO l'inserimento di nuove concessioni idriche e quindi la visualizzazione degli effetti riguardo le nuove portate residue nei corsi fluviali, energie effettive potenziali, potenze installabili ecc.

Lo strumento in fase di sviluppo consentirà ai tecnici della Provincia di valutare autonomamente i cambiamenti del potenziale effettivo all'interno del territorio VCO in corrispondenza dei sottobacini del Toce.

Il modello è sviluppato integralmente in linguaggio macro GIS, ed è quindi necessario disporre di un PC Windows con una versione di ESRI ARCGIS 9.3 con il modulo SPATIAL ANALYST installato ed attivato.

3.1 Dati e coperture inserite nel modello nella configurazione iniziale

Nell'istante iniziale il modello GIS, che copre interamente l'area della Provincia VCO, è configurato coi seguenti dati iniziali consultabili dall'utente.

- DEM40x40: Modello digitale del Terreno (DEM) proporzionato dalla Provincia VCO, con cella 40x40 m, elaborato mediante funzioni dedicate di ARCGIS, per avvicinare il tracciato generato automaticamente al tracciato reale dei fiumi, soprattutto nelle zone pianeggianti.
- LAGHI: copertura shapefile dei laghi della Provincia
- PROVINCIA: shapefile poligonale del contorno della Provincia
- QNAT: Raster GIS delle portate naturali in corrispondenza con la rete idrografica generata automaticamente dal DEM 40x40, considerato le celle con **una portata limite di 25 l/s** e piogge medie nel periodo 2001-2009.
- PREL: Raster GIS dei punti di prelievo tarati per lo scenario B. Ogni tipologia di prelievo è identificata mediante un simbolo diverso:
 - idroelettrico in uso, coi valori di portata media annua prelevata
 - idroelettrico in costruzione, coi valori di portata media annua prelevata
 - agricolo attuale, coi valori di portata media annua prelevata
 - agricolo in costruzione, coi valori di portata media annua prelevata
 - industriale attuale, coi valori di portata media annua prelevata
 - domestico attuale, coi valori di portata media annua prelevata
 - civile attuale, coi valori di portata media annua prelevata
 - potabile attuale, coi valori di portata media annua prelevata
- REST: Raster GIS dei punti di restituzione. Ogni tipologia di restituzione è identificata mediante un simbolo diverso:
 - idroelettrico in uso, coi valori di portata media annua restituita
 - idroelettrico in costruzione, coi valori di portata media annua restituita
 - agricolo attuale, coi valori di portata media annua restituita
- PREL_ITER: Mappa e copertura GIS dei punti idroelettrici di prelievo in iter autorizzativo, coi valori di portata media annua prelevata. Questo shapefile non viene considerato nel calcolo e viene inserito nel modello come riferimento per i prelievi definiti dall'utente,
- REST_ITER: Mappa e copertura GIS dei punti idroelettrici di restituzione in iter autorizzativo, coi valori di portata media annua restituita. Questo shapefile non viene considerato nel calcolo e viene inserito nel modello come riferimento per le restituzioni definite dall'utente,
- UTENTE_PREL: Mappa e copertura GIS dei punti di prelievo definiti dall'utente. Tale copertura è vuota nella configurazione iniziale.
- UTENTE_REST: Mappa e copertura GIS dei punti di restituzione definiti dall'utente. Tale copertura è vuota nella configurazione iniziale.
- QRES: Mappa e copertura GIS delle portate residue in corrispondenza con la rete idrografica generata automaticamente dal DEM 40x40, considerato una portata residua minima di 25 l/s, le piogge medie annue del periodo 2001-2009, gli usi attuale e in costruzione idroelettrico e tutti gli altri usi (PREL e REST, Scenario B di riferimento). Questa copertura non viene ricalcolata.
- QRES_new: Mappa e copertura GIS delle portate residue ricalcolate in corrispondenza con la rete idrografica generata automaticamente dal DEM 40x40, considerato una portata residua minima di 25 l/s, gli usi attuali, in costruzione e tutti quelli definiti dall'utente (PREL, REST, UTENTE_PREL, UTENTE_REST). Nella configurazione iniziale QRES_new=QRES.

- ERES: Mappa e copertura GIS delle energie residue in corrispondenza con la rete idrografica generata automaticamente dal DEM 40x40, considerato una portata residua minima di 50 l/s, le piogge medie annue del periodo 2001-2009, gli usi attuale e in costruzione idroelettrico, tutti gli altri usi (Scenario B, di riferimento). Questa copertura non viene ricalcolata.
- ERES_new: Mappa e copertura GIS delle energie residue ricalcolate in corrispondenza con la rete idrografica generata automaticamente dal DEM 40x40, considerato una portata residua minima di 50 l/s, le piogge medie annue del periodo 2001-2009, gli usi attuali, in costruzione e tutti quelli definiti dall'utente (PREL, REST, UTENTE_PREL, UTENTE_REST). Nella configurazione iniziale ERES_new=ERES
- PRES: Mappa e copertura GIS delle potenze residue in corrispondenza con la rete idrografica generata automaticamente dal DEM 40x40, considerato una portata residua minima di 50 l/s, le piogge medie annue del periodo 2001-2009, gli usi attuali, in costruzione e tutti quelli definiti dall'utente (PREL, REST, UTENTE_PREL, UTENTE_REST, Scenario B di riferimento). Questa copertura non viene ricalcolata.
- PRES_new: Mappa e copertura GIS delle potenze residue ricalcolate in corrispondenza con la rete idrografica generata automaticamente dal DEM 40x40, considerato una portata residua minima di 50 l/s, le piogge medie annue del periodo 2001-2009, gli usi attuali, in costruzione e tutti quelli definiti dall'utente (PREL, REST, UTENTE_PREL, UTENTE_REST). Nella configurazione iniziale PRES_new=PRES
- SALTI: Mappa e copertura GIS dei salti massimi, considerato una portata limite naturale di 25 l/s
- DIFF_AMMINISTRATIVE: Mappa e copertura GIS delle zone differenziate secondo la difficoltà di sfruttamento idroelettrico tenendo conto soltanto delle barriere amministrative (aree di dissesto idrogeologico, fasce fluviali, parchi naturali e zone protette). Non vengono considerate nelle mappe le limitazioni derivate dalle barriere tecnologiche (quota, zone urbanizzate, linee elettriche vicinanza a strade).
 - Zone rosse: con alta difficoltà
 - Zone gialle: con difficoltà media
 - Zone verdi: senza difficoltà
- DIFF_TOTALI: Mappa e copertura GIS delle zone differenziate secondo la difficoltà di sfruttamento idroelettrico tenendo conto delle barriere amministrative e tecnologiche.
 - Zone nere: con altissima difficoltà
 - Zone rosse: con alta difficoltà
 - Zone gialle: con difficoltà media
 - Zone verdi: senza difficoltà
- Zone verdi: senza difficoltà
- BACINI: Mappa e copertura GIS dei bacini di riferimento contenenti l'integrazione delle energie e delle potenze, tenendo conto delle coperture ERES e PRES. Questa copertura non viene ricalcolata e verrà utilizzata per confrontare con le simulazioni successive.
- BACINI_new: Mappa e copertura GIS dei bacini di riferimento contenenti i nuovi valori di integrazione delle energie e delle potenze, tenendo conto delle coperture ERES_new e PRES_new. Nella configurazione iniziale BACINI=BACINI_new

3.2 Inserimento di una nuova presa o restituzione

L'utente è in grado di inserire una nuova presa o restituzione al modello seguendo la procedura in basso descritta. Ci sono due "tasti" possibili da utilizzare, uno per inserimento nuovi prelievi ed altro per inserimento nuove restituzioni:

- Cliccare sul tasto prelievo o sul tasto restituzione
- Inserire la posizione del punto nella cartografia di riferimento

- Inserire la tipologia del prelievo: idroelettrico, agricolo, industriale, domestico, civile o potabile
- Inserire il valore di portata media in m³/s (prelevata o restituita sempre con valore positivo)
- Viene posizionato il prelievo (nella copertura UTENTE_PREL) oppure la restituzione nella copertura UTENTE_REST

L'utente è in grado di aiutarsi con la copertura DIFF_AMMINISTRATIVE per identificare la difficoltà di sfruttamento del possibile futuro punto di prelievo o restituzione, dal punto di vista delle sole barriere amministrative.

3.3 Cancellazione di una presa o restituzione

L'utente è in grado di cancellare ogni presa o restituzione creati in precedenza dall'utente, seguendo la procedura in basso descritta. C'è un unico tasto "Cancellazione Presa/Restituzione" utilizzabile per le prese e restituzioni create dall'utente:

- Cliccare sul tasto "Cancellazione Presa/Restituzione"
- Indicare la posizione del punto nella cartografia di riferimento
- Comparire un messaggio con l'informazione della presa/restituzione da cancellare (nome, portata, ecc) e la domanda di conferma per continuare l'operazione di cancellazione
- Scompare il punto dalla copertura UTENTE_PREL o UTENTE_REST.

3.4 Calcoli

Ci sono diversi tipi di calcoli possibili da effettuare:

- Ricalcolo della portata residua (QRES_new)
- Ricalcolo dell'energia e potenza residua (ERES_new e PRSE_new)
- Ricalcolo delle energie e potenze ricadenti nei sottobacini di riferimento (BACINI_new)

3.4.1 Calcolo della nuova portata residua

Per il ricalcolo della nuova portata residua il programma utilizza i seguenti dati di input:

- le portate naturali QNAT
- gli usi definiti dalla copertura PREL
- gli usi definiti dalla copertura REST
- gli usi definiti dalla copertura UTENTE_PREL
- gli usi definiti dalla copertura UTENTE_REST

La procedura è la seguente:

- L'utente clicca sul tasto "Calcolo Portate"
- Il programma restituisce una nuova mappa raster di portate residue chiamata QRES_new, tematizzata per visualizzare un valore minimo di 25 l/s.
- Questa nuova copertura sostituisce la precedente se esistente.

L'utente è in grado di confrontare autonomamente con gli strumenti GIS le variazioni tra le coperture QRES e la nuova copertura QRES_new.

3.4.2 Calcolo delle nuove energie e potenze residue

Per il ricalcolo delle nuove potenze ed energie residue vengono utilizzati i seguenti dati di input:

- Le portate QRES_NEW
- La copertura dei salti disponibili, SALTI

La procedura è la seguente:

- L'utente clicca sul tasto "Calcolo Energie e Potenze"
- Il programma restituisce due nuove mappe raster: di energia potenziale ERES_new e di potenza installabile PRES_new.
- Queste due nuove coperture sostituiscono le precedenti se esistenti.

L'utente è in grado di confrontare autonomamente con gli strumenti GIS le variazioni tra le coperture ERES e PRES e le nuove coperture QRES_new.

3.4.3 Integrazione delle potenze e le energie nei sottobacini di riferimento

Allo scopo di aggregare i dati del potenziale idroelettrico, il territorio della Provincia di Verbania è stato suddiviso nei sottobacini elementari, illustrati nel capitolo precedente.

Per ogni sottobacino è stata integrata l'energia ricadente in ognuna delle 4 categorie di difficoltà di sfruttamento.

Il software calcola automaticamente le energie e le potenze effettive ricadenti in ogni sottobacino di riferimento (BACINI_new), tenendo conto delle seguenti coperture:

- ERES_new
- PRES_new
- DIFF_TOTALI

La procedura da seguire è:

- l'utente clicca sul tasto "Integrazioni"
- il programma restituisce la nuova copertura BACINI_new contenente i campi delle potenze e le energie effettive globali.
- Questa nuova copertura sostituisce la precedente se esistente

L'utente è in grado di confrontare autonomamente con gli strumenti GIS le variazioni tra le coperture BACINI e BACINI_new.

3.5 Copia di una copertura GIS

Mediante il tasto "Copia Copertura", l'utente è in grado di copiare una qualsiasi copertura.

Ad esempio, tale funzionalità è utile per consentire la creazione di scenari copiando le coperture calcolate QRES_new, ERES_new, PRES_new, BACINI_new per un'ulteriore confronto tra casi diversi.

4 OSSERVAZIONI CONCLUSIVE

Le attività svolte hanno riguardato il perfezionamento e l'applicazione delle metodologie per la stima dei contributi energetici ottenibili dall'implementazione del mini idroelettrico nei corsi d'acqua naturali.

È stata perfezionata e completata la metodologia che consente di arrivare alla mappatura del potenziale idroelettrico effettivo, tenendo conto di vincoli e limitazioni ambientali e territoriali. Tale metodologia è stata applicata alla Provincia Verbano Cusio Ossola, considerando i dati pluviometrici nel periodo 1971-2000 e gli attuali usi dell'acqua per gli scenari "A Storico", "B in costruzione" e "C in iter".

Il massimo potenziale della provincia sfruttabile nello scenario "B" risulta di circa 1620 GWh/anno, dei quali 510 GWh/anno (111 MW) senza difficoltà. Per lo stesso scenario il maggiore potenziale effettivo si trova nel bacino Anza-Arsa, con il 25% di energia sfruttabile di tutta la Provincia VCO.

L'eventuale sfruttamento di tutti gli impianti in iter autorizzativo produce in media un abbassamento del 7% del potenziale idroelettrico esistente (1520 GWh/anno).

La possibilità di disporre di mappe e tabelle rappresenta per le amministrazioni competenti in materia di pianificazione energetica una base a cui potersi riferire per formulare considerazioni preliminari sull'opportunità di localizzare nuovi impianti nel territorio.

In particolare si sottolinea che la metodologia illustrata considera alcune importanti limitazioni di tipo territoriale e ambientale, individuate e discusse accuratamente con operatori del settore e coi tecnici della Provincia VCO.

È stato altresì sviluppato in linguaggio GIS uno strumento interattivo, che consente all'Amministrazione Provinciale l'inserimento di nuove concessioni idriche e quindi la visualizzazione degli effetti riguardo le energie effettive potenziali, potenze installabili, ecc.

Tale strumento sarà di grande utilità, particolarmente a supporto dell'approvazione delle nuove concessioni in iter e per la programmazione delle risorse naturali nel territorio.

5 BIBLIOGRAFIA

Alterach J, D. Postiglione, M. Vergata, A. Elli, (ERSE) – Sviluppo del mini-idro: valutazione del potenziale effettivo e nuovi strumenti di supporto alla pianificazione e alla progettazione” Rapporto ERSE Prot. 10000296 (28.02.2009)

Alterach J, E. Garofalo, A. Elli, D. Postiglione, M. Vergata (CESIRICERCA) – Ricerca di sistema, “Strumenti informatici e criteri guida per migliorare la pianificazione e diffusione del mini-idro” Rapporto CESIRICERCA Prot. 08006003 (28.02.2009)

Alterach J. – Ricerca di Sistema, “Valutazione a livello regionale delle risorse idriche superficiali – Applicazione di procedure di regionalizzazione delle curve di durata delle portate medie giornaliere nell'area montana dall'Adamello al versante meridionale delle Alpi Orobie” Rapporto GEN21/IDRO/WP 4.1 IDROUSI/Task 4.1.2/Milestone 4.1.2.3, 1 Dicembre, 2005

Alterach J. et al.”Regionalizzazione della curva di durata delle portate nell'area “Adamello – Alpi Orobie” (Università la Sapienza – XXX° Convegno di Idraulica e Costruzioni Idrauliche – IDRA 2006, Rome, Italy, September 10th-15th 2006)

Alterach J., Brasi O., Flamini B., Peviani M. (ERSE) et Gilli L., Quaglia G. (Envitech) – Ricerca di Sistema, “Valutazione della disponibilità idrica e del potenziale di producibilità idroelettrica a scala nazionale e di bacino” – Rapporto CESIRICERCA Prot. 7000597 (2006)

Alterach J., Davitti A., Elli A., Garofalo E., Grasso F. Peviani M., Menga R. (ERSE)– Ricerca di Sistema, “Mappe di potenziale idroelettrico e metodi di caratterizzazione di nuovi siti “ – Rapporto CESIRICERCA Prot. 08001022 (29.02.2008)

Alterach J., Davitti A., Peviani M. (ERSE) “SMART MINI IDRO – strumento informatico per la valutazione della fattibilità tecnico-economica di impianti mini idroelettrici ad acqua fluente” Rapporto CESIRICERCA Prot. 08001047 (29.02.2008)

Alterach J., Peviani M., Davitti A., Elli A. (ERSE) “A GIS integrated tool to evaluate the residual potential hydropower production at watercourse scale” – WWC- Montpellier Francia 1-4 sett 2008.

Alterach J., Peviani M., Davitti A., Vergata M. (ERSE), Ciaccia G. (AEEG) and Fontini F. (University of padova) “Evaluation of the residual potential hydropower production in Italy” – HIDROENERGIA 2008 (Bled Slovenia 11-13/6/2008)

Alterach J., Peviani M., Davitti A., Vergata M. (ERSE), Ciaccia G. (AEEG) and Fontini F. (University of Padova) “Evaluation of the remaining hydro potential in Italy” – The international Journal of Hydropower & Dams (Volume Fifteen, Issue 5, 2009)

Alterach J., Vergata M. (ERSE) “A method to evaluate the effective potential hydropower production applied to a case study” – HIDROENERGIA 2010 (Lausanne 16-19/6/2008)

Ballance A. et al. “A geographic information system analysis of hydro power potential in South Africa”, Journal of Hydroinformatics 02.4 2000

Bertacchi p. (ENEL) et al “Indagine sulle risorse idroelettriche minore residue nel mezzogiorno d’Italia”, Ricerca promossa dalla CEE, 21 giugno 1982.

Cernuschi F. et al. Ricerca di Sistema, “Censimento ed analisi del parco di generazione nazionale, caratterizzazione energetica, economica ed ambientale delle tecnologie di generazione e valutazione della producibilità delle fonti rinnovabili” – Rapporto CESIRICERCA Prot. 06007772 (2006)

Coiante D. et al. “Rinnovabili, incentivi e compatibilità territoriale” Dossier “Energie del Futuro” Rivista Nuova Energia (n. 4/2009)

Crepon (ISL Ingénieri, France) “Re-assessing French hydropower potential” The international Journal of Hydropower & Dams (Volume Fifteen, Issue 5, 2009)

Direzione Costruzioni Impianti Idroelettrici del Gruppo Edison, 1958. Elaborazione dei dati idrologici dei bacini del Ticino e dell’Adda, L’Energia Elettrica vol. XXXV (3)

Direzione Produzione e Trasmissione, 1992. Atlante degli impianti idroelettrici – Volume I, ENEL.

DRIRE Directions Régionales de l’Industrie, de la Recherche et de l’Environnement, « Evaluation du potentiel hydroelettrique Limousin » ottobre 2005

Elli M., Giudici G., Martin L. Rodighiero L. “Tecnologie e mercati per lo sviluppo di centrali energetiche Mini Hydro”- Politecnico di Milano, Luglio 2010

ENEA – “La Tecnologia Idroelettrica”, Schede Tecnologiche ENEA 2009.

ENEA – “Le fonti rinnovabili 2005 – Lo sviluppo delle rinnovabili in Italia tra necessità e opportunità”, 2005.

ENEA – “Rapporto Energia Ambiente 2000” , 2000.

Escobar P., Mancini M. (Politecnico di Milano) “Mini-hydro water use application documents”, redatto nell’ambito del progetto S.M.A.R.T., giugno 2009.

ESHA – “Guida all’idroelettrico minore. Per un corretto approccio alla realizzazione di un piccolo impianto.” ESHA per la Commissione delle Comunità Europee – Direttorato Generale per l’Energia, 1998.

ESHA – “Guida per la realizzazione di un piccolo impianto idroelettrico”. 2007

ESHA – Report on small hydropower statistics: general overview of the last decade (1990-2001) 36pp. Brussel, 2003

F. Busato, D. Del Col, M. Noro, “Energia dal vento e dall’acqua. Possibilità di sviluppo degli impianti di piccola taglia in Italia”, Febbraio 2008.

Galeati G. – Ricerca di Sistema, “Analisi delle risorse idriche a supporto della pianificazione del sistema elettrico. Valutazione a livello regionale delle risorse idriche superficiali”, Rapporto avanzamento attività 2002, A2/031675, 2002.

Galeati G. – Ricerca di Sistema, “Analisi delle risorse idriche a supporto della pianificazione del sistema elettrico. Valutazione a livello regionale delle risorse idriche superficiali”, Rapporto finale attività 2002, A3/007010, 2002.

Galeati G.- Ricerca di Sistema, “Analisi delle risorse idriche a supporto della pianificazione del sistema elettrico. Valutazione a livello regionale delle risorse idriche superficiali”, Rapporto finale attività 2001, A1/039892, 2001.

Gestore Sistema Elettrico, 2009. “Statistiche sulle fonti rinnovabili in Italia”. 2010

Giugni M., Fontana N., Portolano D, (Università di Napoli e Università del Sannio) “Energy saving policy in water distribution networks”- International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ’09) Valencia (Spain), 15th – 17th April, 2009

IHA International Hydropower Association “Sustainability Assessment Protocol”, luglio 2006.

IPRE, Integrated Plan for Renewable Energies “Studio di fattibilità per la riabilità delle centrali minihydro” Provincia di Chieti, contract n.4.1030/Z/01.042/2001

Lehner B. et al. “Europe’s hydropower potential today and in the future” EuroWasser 2001

Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, Commissione Nazionale di vigilanza sulle Risorse Idriche, sito internet <http://www.conviri.it/>

Miotto F., Claps P., Revelli R., Poggi D., (Politecnico di Torino) “Produzione di energia idroelettrica eco-compatibile da acquedotti: analisi di fattibilità economica”- XXXI Convegno Nazionale di idraulica e Costruzioni Idrauliche Perugia 9-12 settembre 2008

Muller G. (Univ. Of Southampton) “Current research and developments in low head hydropower”

Palomino Cuya, G., Brandimarte L., Alterach J., Peviani M. “A GIS-based assessment of maximum potential hydropower production in La Plata Basin under global changes”, Journal dell' IAHR (International Association of Hydrologic Engineering and Research), 2010.

Peviani M. et al. – Ricerca di Sistema, “Risultati del censimento del potenziale mini-idro e realizzazione del sistema informativo territoriale “ – Rapporto CESIRICERCA Prot. 7000595 (2006)

Peviani M., Alterach J., Brasi O., Maran S. “Evaluation of small scale hydro electricity potential in Italy”, (IAHR 2007 – Venezia)

Progetto internazionale “S.M.A.R.T.” (Strategies to proMote small scAle hydro electRicity producTion in Europe”) Finanziato da Intelligent Energy Europe. <http://www.smarthydro.eu/>

Progetto internazione CLARIS LPB (La Plata Basin) finanziato dal Seventh Framework Programme, <http://www.claris-eu.org/>

Progetto internazione SEE HYDROPOWER “Clear Water, Clean Energy” 2009-2012, finanziato da South East Europe Transnational Cooperation Programme, coordinato da RSE. <http://www.seehydropower.eu/>

Progetto internazione SHARE “Sustainable Hydropower in Alpine Rivers Ecosystems” 2009-2012, finanziato dal programma Alpine SPACE, <http://www.share-alpinerivers.eu/>

Protezione Civile Nazionale – Rapporti di attività, Rapporto situazione idrica (23-09-2003), Gli utilizzi d'acqua in Italia – (www.protezionecivile.it).

R.D. 1 Comité de l'Energie Electrique Délègation Italienne – “Potentiel brut hydroelectrique des cours d'eau italiens”, 1956.

Rahuel et al. “Assessing the hydro potential of three Albanian rivers” – The international Journal of Hydropower & Dams (Volume Fifteen, Issue 5, 2009)

Regione Lombardia, “Documento di indirizzo per l'individuazione degli aspetti ambientali sull'utilizzo dei sistemi di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili nelle aree protette”, Milano Aprile 2009

SPLASH Project – “Guidelines for micro hydropower development”. SPLASH PROJECT, ALTENER PROGRAMME – European Commission eds., 48 pp., 2005

Studio Frosio “Small Hydroelectric Plants – Guide to the environmental approach and impact assessment“, with the support of the European Commission, Directorate –General for Energy and Transport, 2000.

TERNA – Dati statistici sull’energia elettrica in Italia 2009,

UNCEM Unione Nazionale Comuni Comunità Enti Montani “Indagine sulle potenzialità di produzione idroelettrica nelle aree montane di Cuneo, Torino e Biella

Water for Agriculture and Energy in Africa “Hydropower resource assessment of Africa” Ministerial conference on water for agriculture and Energy in Africa: the challenges of climate change, Sirte, Libyan Arab Jamahiriya 15-17 Dicembre 2008