

REN LAB
(Renewable Energies Lab)

Il mercato, la filiera industriale
e le prospettive di sviluppo del mini-idroelettrico
in Italia e il caso della Lombardia

Gennaio 2010

INDICE

INTRODUZIONE	pag.	4
1. L'ENERGIA IDROELETTRICA	pag.	5
1.1 INTRODUZIONE	pag.	5
1.2 TIPOLOGIA DEGLI IMPIANTI IDROELETTRICI	pag.	6
1.3 LA COMPETITIVITA' RISPETTO ALLE ALTRI FONI RINNOVABILI	pag.	7
1.4 LE OPPORTUNITA' DI SVILUPPO FUTURO	pag.	8
2. IL MINI-IDROELETTRICO	pag.	10
2.1 TASSONOMIA DEL MINI-HYDRO	pag.	10
2.2 COMPOSIZIONE DI UN IMPIANTO MINI-HYDRO	pag.	11
3. LO STATO DELL'ARTE DELLA TECNOLOGIA	pag.	13
3.1 TURBINE	pag.	13
3.1.1 Turbine PELTON	pag.	14
3.1.2 Turbine FRANCIS	pag.	15
3.1.3 Turbine KAPLAN	pag.	16
3.1.4 Coccia idraulica	pag.	16
3.1.5 Turbine BANKI e rotor	pag.	28
4. LA NORMATIVA DI RIFERIMENTO	pag.	20
4.1 INTRODUZIONE AL QUADRO NORMATIVO IN ITALIA	pag.	20
4.2 IL DECENTRAMENTO AMMINISTRATIVO	pag.	20
4.3 IL DEFLUSSO MINIMO VITALE	pag.	21
4.4 L'ITER AMMINISTRATIVO	pag.	22
4.5 LA CONCESSIONE	pag.	25
4.6 LA VERIFICA DI ASSOGGETTABILITA'	pag.	26
4.7 LE TARIFFE DI CESSIONE DELL'ENERGIA	pag.	30
4.8 I CERTIFICATI VERDI	pag.	31
4.9 LO SQUILIBRIO DI MERCATO E LA LEGGE 99/09	pag.	32
4.10 IL RITIRO DEDICATO	pag.	32
4.11 LO SCAMBIO SUL POSTO	pag.	33
4.12 LA DIPENDENZA DEL SETTORE DALLA NORMATIVA	pag.	33
4.13 GLI OBIETTIVI DI POLICY REGIONALI	pag.	35
5. LA VALUTAZIONE DI UN PROGETTO MINI-HYDRO	pag.	36
5.1 LA FASE PRELIMINARE	pag.	36

5.1.1 Scelta del bacino e analisi delle autorizzazioni	pag. 36
5.1.2 Analisi dei costi e studio di fattibilità	pag. 38
5.2 LA FASE DI COSTRUZIONE	pag. 39
5.2.1 La scelta del progettista	pag. 39
5.2.2 La scelta del costruttore	pag. 40
5.2.3 La realizzazione dell'impianto	pag. 40
5.3 LA FASE MANUTENTIVA E DI GESTIONE	pag. 41
6. ANALISI DEL MERCATO DEL MINI-HYDRO	pag. 42
6.1 LA SITUAZIONE A LIVELLO MONDIALE	pag. 42
6.2 LA SITUAZIONE IN EUROPA	pag. 43
6.3 LA SITUAZIONE IN ITALIA	pag. 48
6.3.1 La localizzazione degli impianti in Italia	pag. 51
6.3.2 Le prospettive in Italia	pag. 55
6.3.3 La situazione in Lombardia	pag. 57
6.3.4 Studio di caso: la Provincia di Sondrio	pag. 62
6.3.5 Studio di caso: la Provincia di Cremona	pag. 65
7. ANALISI DELLA FILIERA INDUSTRIALE	pag. 69
7.1 ANALISI STRATEGICA	pag. 69
7.1.1 Vincoli allo sviluppo	pag. 69
7.1.2 Opportunità	pag. 70
7.1.3 Segmentazione del mercato finale	pag. 72
7.2 I FORNITORI DI COMPONENTI E TECNOLOGIA	pag. 73
7.2.1 Le imprese leader in Europa	pag. 75
7.2.2 Le imprese operanti in Italia	pag. 79
7.2.3 Il quadro in Lombardia	pag. 84

INTRODUZIONE

Il settore del mini-idroelettrico (mini-hydro) è in piena espansione, in Italia come all'estero. Il pressoché totale sfruttamento nei paesi industrializzati dei siti dove sono a disposizione bacini idroelettrici consistenti, e il rilevante impatto ambientale e paesaggistico di questo tipo di infrastrutture, hanno spinto gli operatori a 'spostare' l'attenzione verso l'installazione di piccole centrali idroelettriche (sotto i 20 MW, spingendosi a volte anche sotto i 10 kW) che risultano meno 'invasive' per l'ambiente, più facili da gestire sia per l'autorizzazione sia per la manutenzione.

Le tariffe incentivanti e i certificati verdi rendono oggi l'investimento in questi impianti significativamente redditizio. Gli studi mostrano che in Italia le centrali mini-hydro sotto i 10 MW stanno per raggiungere una potenza complessiva installata di 2 GW, con un potenziale ulteriore di sviluppo che potrebbe raddoppiare questo traguardo. In Lombardia il Piano d'Azione per l'Energia (PAE) si pone l'obiettivo ambizioso di individuare nel breve-medio periodo 93 siti alpini e 88 siti in pianura da cui ricavare nuovi impianti mini-hydro. Fuori dai confini nazionali si apre un mondo di opportunità in paesi quali il Cile, l'Argentina, l'Est Europa, la Turchia, ma anche l'Africa, l'Asia tropicale e indiana, dove il mini-hydro può essere la chiave di sviluppo industriale per villaggi rurali e comunità isolate.

Questo studio vuole rappresentare un quadro esaustivo dello sviluppo del mini-idroelettrico, evidenziando in particolare lo stato dell'arte della tecnologia consolidata e del mercato, la filiera industriale, la situazione in Italia e in Lombardia. Esso riassume un lavoro di ricerca che ha comportato l'analisi di una mole significativa di documenti e decine di interviste con operatori industriali e ricercatori del settore.

Il primo capitolo è dedicato ad un inquadramento delle caratteristiche dei siti idroelettrici, mentre il secondo capitolo focalizza l'attenzione sulla tipologia di impianti mini-hydro. Il terzo capitolo è dedicato ad una breve rassegna delle tecnologie oggi applicate nel mini-hydro. Il quarto capitolo prende in esame l'evoluzione della normativa di riferimento in Italia, evidenziando i vantaggi per gli operatori in termini tariffari, ma allo stesso tempo le complessità burocratiche. Il quinto capitolo presenta le metodologie di valutazione della convenienza economica per un operatore relativa all'installazione di un impianto mini-hydro. Il sesto capitolo contiene un'analisi del mercato del mini-hydro, partendo dal livello mondiale, focalizzando via via sui livelli europeo, nazionale e italiano. In questo capitolo sono prese in esame le strategie di sfruttamento del mini-hydro in Regione Lombardia, presentando anche due casi di studio, uno in ambito alpino (la Provincia di Sondrio) e uno in ambito padano (la Provincia di Cremona). Il settimo capitolo contiene un'analisi della filiera industriale del mini-idroelettrico, mappando le imprese leader in Europa e in Italia e segmentando le competenze fondamentali. Il quadro che emerge evidenzia opportunità rilevanti per l'industria manifatturiera lombarda (che in passato ha generato competenze di eccellenza nell'ingegneria, nella meccanica e nella componentistica) relative al business dell'assemblaggio di centrali mini-hydro, dove oggi primeggiano players appartenenti ad altre Regioni, e allo sviluppo di nuove generazioni di impianti capaci di ottimizzare il rendimento energetico, nelle condizioni limite di sfruttamento di basse prevalenze e/o basse portate finora inutilizzate (come potrebbero essere gli acquedotti montani, le rogge irrigue, i reflui industriali).

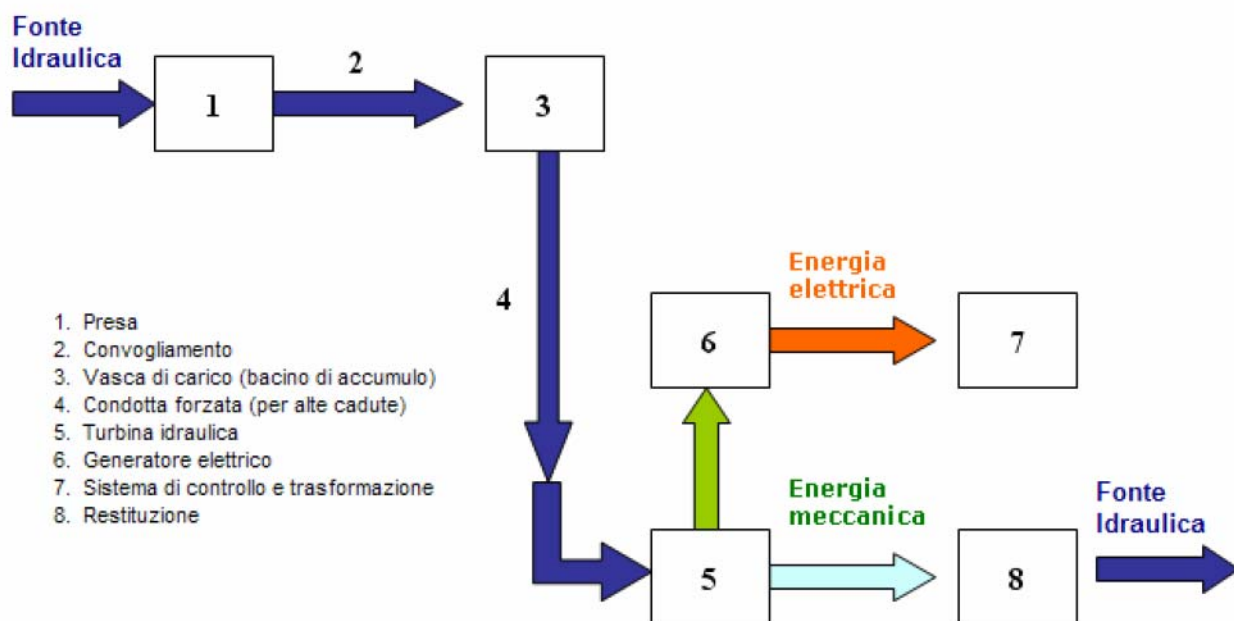
1. L'ENERGIA IDROELETTRICA

1.1 INTRODUZIONE

Per energia idroelettrica si intende lo sfruttamento dell'energia cinetica di una portata d'acqua, per la produzione di elettricità utilizzando una turbina collegata ad un generatore di corrente.

L'utilizzo dell'energia presente in un corso d'acqua è forse uno dei metodi più antichi di sfruttamento in maniera efficiente degli elementi della natura. A partire dall'ottocento, l'utilizzo della forza idrica è stato uno dei metodi più utilizzati per la produzione di energia elettrica e per l'attività industriale in generale.

In taluni casi, viene sfruttata invece l'energia potenziale dell'acqua, ricavata dalla differenza di altitudine tra il corso d'acqua e le turbine, dapprima per generare energia cinetica, poi energia meccanica per concludersi con la produzione di energia elettrica.



Funzionamento di un impianto idroelettrico

L'idroelettrico viene classificato come forma di **energia rinnovabile**, poiché sfrutta il normale ciclo idrologico dell'acqua senza portare ad un consumo della stessa. Innegabile d'altra parte l'impatto ambientale delle enormi opere permanenti necessarie alla produzione di energia idroelettrica.

Possiamo dire che la produzione di energia elettrica per mezzo di grandi impianti ha raggiunto in Italia ed in Europa il massimo sfruttamento teorico dei bacini, compatibile con il deflusso minimo vitale che deve essere garantito all'ambiente e all'agricoltura, e con la crescente sensibilità verso la conservazione paesaggistica.

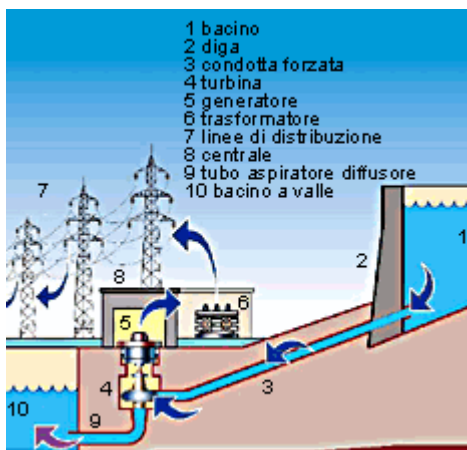
Partendo da quest'impossibilità tecnica nell'aumentare ulteriormente la costruzione di grandi opere e considerando ormai la tecnologia in campo idroelettrico più che matura, si ritiene che lo sviluppo futuro dell'energia idroelettrica sarà possibile esclusivamente sviluppando le potenzialità degli **impianti di piccole dimensioni**, per i quali esistono ancora possibilità significative di crescita.

1.2 TIPOLOGIA DEGLI IMPIANTI IDROELETTRICI

È possibile suddividere gli impianti idroelettrici a seconda della tipologia di impianto:

- Impianti a bacino o serbatoio;
- Impianti a pompaggio;
- Impianti ad acqua fluente;
- Impianti inseriti in condotta idrica.

a. IMPIANTI A BACINO O SERBATOIO



Sono gli impianti più utilizzati per la produzione di grandi potenze, superiori ai 10 MW, ma presentano un forte impatto ambientale a causa delle mastodontiche opere ingegneristiche necessarie e alla dimensione degli invasi.

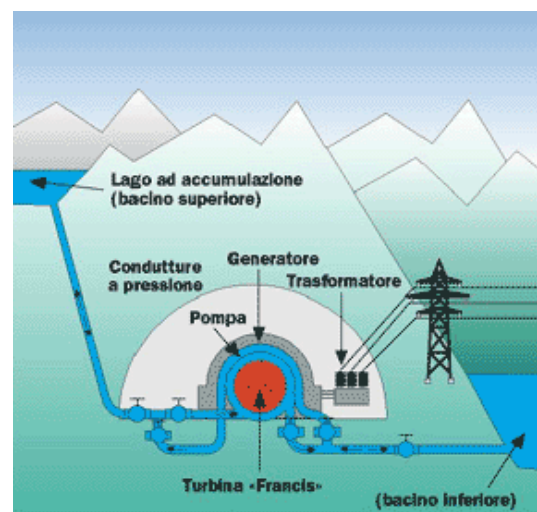
Questo tipo di impianto è svincolato dal regime del singolo corso idrico, poiché sfrutta l'acqua dei bacini permettendo di regolare il flusso, e quindi la produzione elettrica. A seconda del fabbisogno è possibile azionare l'impianto o modificare il flusso in pochi minuti; per questa motivazione, vengono considerati dei serbatoi di energia utili a coprire il carico dei periodi di maggior richiesta.

Concludendo, per impianti 'a serbatoio' vengono considerati quegli impianti con durata d'invaso pari o superiore alle 400 ore. Per impianti a modulazione settimanale o giornaliera e durata di invaso inferiore alle 400 ore viene utilizzata la terminologia di impianti 'a bacino'.

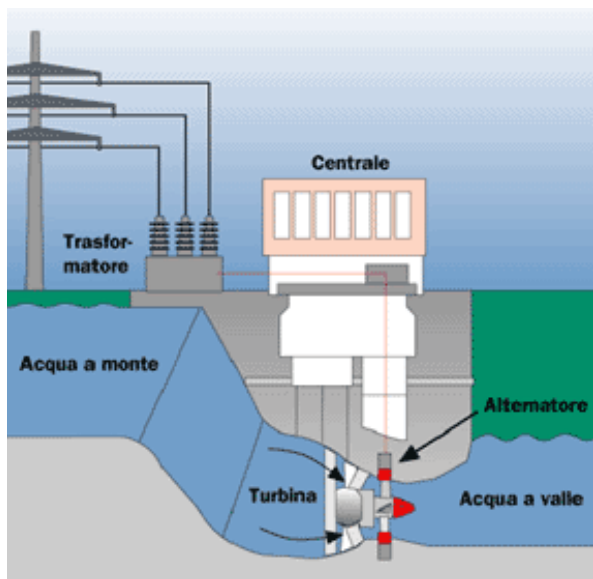
b. IMPIANTI A POMPAGGIO

Gli impianti di questa tipologia sono caratterizzati dalla presenza di un bacino di accumulazione inferiore ed uno superiore. Nelle ore notturne, sfruttando il basso costo dell'energia, l'acqua a valle viene pompata nel bacino superiore e successivamente utilizzata per la produzione di energia, che verrà venduta nelle ore diurne di picco, caratterizzate da una maggior domanda e quindi da un prezzo più elevato dell'energia.

Il guadagno economico di arbitraggio deriva proprio dal fatto che l'energia utilizzata per il pompaggio ha un prezzo minore rispetto a quello dell'energia prodotta dall'impianto. Attualmente questa tecnologia risulta essere il sistema più efficiente per l'accumulo d'energia.



c. IMPIANTI AD ACQUA FLUENTE



Questa tipologia d'impianto, a differenza delle precedenti, non presenta alcuna possibilità di accumulo e di regolamentazione dei flussi; di conseguenza l'impatto ambientale è di solito limitato.

Le turbine delle centrali ad acqua fluente sono azionate dall'acqua di un fiume. Normalmente il dislivello del salto utile è minimo se paragonato a quello delle centrali ad accumulazione. Per contro la quantità d'acqua disponibile è maggiore. Ciò però risulta anche essere il limite principale di questo tipo d'impianti, poiché la produzione di elettricità dipende dalla portata sfruttabile del fiume che per definizione è variabile nel corso dell'anno, determinando dunque una variazione della produzione su base stagionale. Com'è facilmente intuibile, per esempio, vi è una produzione di energia maggiore nelle stagioni piovose.

d. IMPIANTI INSERITI IN CONDOTTA IDRICA

Solo recentemente è stata presa in considerazione la possibilità di inserire piccoli impianti idroelettrici in canali o in condotti utilizzati per l'approvvigionamento idrico.

Normalmente, per permettere l'utilizzo della risorsa idrica, le condotte presentano, all'estremo, delle valvole necessarie al dissipamento dell'energia di pressione presente. La soluzione adottata consiste nel sostituire queste valvole con mini turbine che sfruttino questa energia per la produzione di elettricità.

1.3 LA COMPETITIVITA' RISPETTO ALLE ALTRE FONTI RINNOVABILI

il costo medio del kWh degli impianti mini-hydro varia dagli 0,03 ai 0,06 € in funzione delle caratteristiche del sito (salto e portata). Alcune turbine Banki, realizzate in Italia per impianti micro-hydro, hanno costi compresi fra 1.000 e 1.500 €/kW nella classe da 10 a 60 kW. Un possibile incentivo alla realizzazione degli impianti, ipotizzati per le aree urbane e/o suburbane, potrebbe venire dalla loro integrazione in sistemi DPS (piccoli impianti distribuiti di accumulo a mezzo pompaggio) ed in questo caso tali impianti potrebbero, significativamente, partecipare al miglioramento della qualità del sistema di generazione elettrica distribuita a livello locale.

In generale i costi di produzione da fonti rinnovabili sono ancora molto alti rispetto a quelli delle fonti tradizionali. I costi di generazione da fonte fossile rientrano nel range dei 4-8 centesimi di € per kilowattora. Gli alti costi e le barriere all'entrata esistenti suggeriscono che la maggior parte delle energie rinnovabili necessitano del supporto di policy. Tuttavia, il costo di alcune tecnologie rinnovabili si è ridotto grazie alla diffusione di nuove tecnologie e alla maturità raggiunta dal mercato. Allo stesso tempo, i costi di alcune tecnologie convenzionali stanno diminuendo, mentre altri aumentano a causa dei costi del combustibile e agli standard ambientali stringenti introdotti.

L'idroelettrico e il mini-hydro conservano comunque una forte appetibilità, sia in termini di costi marginali soprattutto di gestione, sia in termini di robustezza della tecnologia ed affidabilità.

1.4 LE OPPORTUNITA' DI SVILUPPO FUTURO

Fra le varie forme di energia rinnovabile, le tecnologie idroelettriche rappresentano l'80-90% del mercato globale delle rinnovabili per la produzione di energia elettrica.

Tuttavia tali tecnologie soffrono di una scarsa immagine nei confronti delle agenzie governative, risultano infatti spesso escluse dai piani di incentivo delle "energie verdi" e non godono dunque della forte espansione che caratterizza invece altre tecnologie come l'eolico o il solare. Le ragioni più importanti di questa 'negligenza' sono gli effetti di impatto ambientale creati dall'idroelettrico (soprattutto per i grandi impianti) e, paradossalmente, la distorsione del mercato delle energie rinnovabili che tende a premiare energie che permettono di applicare un prezzo più alto per kWh. Secondo taluni, un'altra determinante è la scarsa concentrazione industriale nella filiera di produzione di impianti idroelettrici (al contrario di quanto avviene ad esempio nel caso dell'energia eolica), che determina un basso potere di 'lobbying' presso le istituzioni deputate a decidere le incentivazioni tariffarie.

Il contributo del settore idroelettrico alle energie rinnovabili ha ancora notevoli margini di sviluppo, in particolare per quanto riguarda il comparto dell'idroelettrico *minore*, che fino a qualche anno fa è stato trascurato, sia per le condizioni di mercato, sia per le dimensioni aziendali dei principali operatori che non incoraggiavano dei precisi piani di sviluppo del settore, e che oggi trova per diversi motivi terreno fertile per una sua rivitalizzazione.

Le possibilità di un recupero delle potenzialità dell'idroelettrico minore non ancora esplorate si fonda essenzialmente sulle effettive situazioni idrologiche e geomorfologiche finora trascurate, sulle possibilità sinergiche con altri settori affini come i sistemi urbani degli acquedotti, le reti d'irrigazione e bonifica, i processi industriali bisognosi d'ingenti risorse idriche, la gestione e sviluppo delle opere di salvaguardia dei flussi idrici (briglie, traverse, ecc.).

La tecnologia risulta consolidata nonostante non si sia ancora raggiunta l'ottimizzazione presente per impianti di larga scala. Tale perfezionamento è reso difficile da un panorama di mini-hydro installati molto eterogeneo, spesso largamente configurabile in loco e poco standardizzabile (quindi non adatto a produzioni in scala).

La maggior parte delle imprese presenti sul mercato nazionale realizzano attrezzature e componenti meccanici in base alle specifiche richieste del cliente. In molti casi, nelle applicazioni di piccola scala i costruttori di apparecchiature sono anche in grado di fornire un servizio completo sin dalla fase di progettazione delle opere idrauliche e civili, così da consegnare l'impianto "chiavi in mano". Va inoltre segnalato che esistono in commercio piccolissimi sistemi idroelettrici integrati, a partire da 0,2 kW di potenza, facilmente installabili. Il vantaggio di questi piccolissimi impianti risiede nel fatto che non richiedono autorizzazione al prelievo dell'acqua e il loro impatto ambientale è praticamente trascurabile.

La tecnologia mini-hydro presenta diversi vantaggi:

- è fonte continuativa di energia e permette la riduzione dell'approvvigionamento da fonti soggette a forti variazioni di prezzo come i combustibili;
- contribuisce alla fornitura di energia sul territorio e allo sviluppo economico ed occupazionale dello stesso;
- ha il minimo impatto sociale ed ambientale;
- l'iter approvativo e di licenza è generalmente più semplice che per le installazioni di più larga scala, anche se comunque non breve in Europa;

- i tempi di costruzione sono relativamente brevi.

Di contro, tale tecnologia presenta alcune barriere tecnologiche:

- la tecnologia è molto site-specific;
- i siti disponibili spesso non incontrano una domanda locale di energia;
- gli invasi possono impedire la migrazione dei pesci e il normale fluire dei corsi riducendo il deposito di limo;
- i bacini idrici possono emettere quantità di metano.

Esistono inoltre altre barriere “procedurali”, raccolte attraverso un’indagine presso i produttori, come:

- la lentezza, disomogeneità applicativa e complessità dell’iter autorizzativo;
- la difficoltà di accesso o recupero dei dati tecnici necessari alla progettazione dell’impianto (portata massima, disponibilità idrica per il corso d’acqua);
- l’eccesso di enti coinvolti nell’iter di concessione (anche solo per emissione di pareri) e la separazione dei procedimenti.

Il presente studio di mercato intende dunque fornire una panoramica del settore, sia sotto l’aspetto tecnologico, sia sotto l’aspetto economico, identificando trend di sviluppo ed opportunità. L’obiettivo sarà dunque la sensibilizzazione e la valorizzazione delle possibilità di sviluppo della tecnologia mini-hydro.

In genere molti impianti di piccola taglia si trovano realizzati in aree montane su corsi d’acqua a regime torrentizio o permanente e l’introduzione del telecontrollo, telesorveglianza e telecomando ed azionamento consentono di recuperarli ad una piena produttività, risparmiando sui costi del personale di gestione, che in genere si limita alla sola manutenzione ordinaria con semplici operazioni periodiche (ad es. la sostituzione dell’olio per la lubrificazione delle parti). Molti impianti di piccola taglia attuano il cosiddetto recupero energetico. I sistemi idrici nei quali esistono possibilità di recupero sono assai diversi e possono essere indicativamente raggruppati nelle seguenti tipologie:

- acquedotti locali o reti di acquedotto complesse;
- sistemi idrici ad uso plurimo (potabile, industriale, irriguo, ricreativo, etc.);
- sistemi di canali di bonifica o irrigui;
- canali o condotte di deflusso per i superi di portata;
- circuiti di raffreddamento di condensatori di impianti motori termici.

In linea generale, nei sistemi idrici in cui esistono punti di controllo e regolazione della portata derivata o distribuita all’utenza, come pure dei livelli piezometrici, attraverso organi del tipo di paratoie, valvole, opere idrauliche (vasche di disconnessione, sfioratori, traverse, partitori), cioè sistemi di tipo dissipativo, è possibile installare turbine idrauliche che siano in grado di recuperare salti altrimenti perduti. Si può dire che esiste la convenienza a realizzare impianti di piccola taglia ove le condotte già esistano insieme a salti e portate interessanti. Sotto questo punto di vista gli acquedotti rappresentano una significativa possibilità di sfruttamento.

Riguardo l’espansione della tecnologia in Europa, si può affermare che i siti più interessanti per l’installazione di impianti idroelettrici sono già stati sfruttati. Per questo motivo vi è un crescente interesse verso il mini-hydro (small-scale e lower-head), che permette di recuperare potenzialità non ancora sfruttate presenti sul territorio, e il retrofitting e l’upgrading dei siti esistenti. In particolare i potenziali siti che presentano bassi salti ma grandi portate sono molto comuni, per questo molto si sta investendo in ricerca per il low-head hydro. Anche per lo small-scale hydropower (SHP) è alto l’interesse: infatti, nonostante la minor disponibilità di siti d’applicazione, esso presenta un minor impatto ambientale.

2. IL MINI IDROELETTRICO

Il termine mini idroelettrico (*mini-hydro*) si riferisce a centrali elettriche, che oltre a sfruttare l'energia idroelettrica, sono caratterizzate dal fatto di avere una potenza installata ridotta, che comporta l'utilizzo di strutture di dimensioni molto minori rispetto ad una diga normale, più sicure, grazie al minore volume d'acqua nel bacino, e che inoltre hanno un basso impatto ambientale e paesaggistico.

2.1 TASSONOMIA DEL MINI-HYDRO

Secondo la classificazione ufficiale dell'*UNIDO* (United Nations Industrial Development Organization), possiamo identificare 4 principali tipologie di impianti.

- | | |
|---------------------------|------------------|
| • Piccoli impianti | Potenza < 10 MW |
| • Mini impianti | Potenza < 1 MW |
| • Micro impianti | Potenza < 100 KW |
| • Pico impianti | Potenza < 5 KW |

Secondo questa metodologia, vengono classificati come centrali mini idroelettriche tutti quegli impianti con potenza inferiore ai 10 MW. Questa classificazione è valida in termini generali a livello mondiale; per quanto concerne l'Italia, sarebbe più corretto porre come limite per gli impianti Mini idroelettrici la soglia di **3 MW** in maniera tale da allinearsi alle direttive dell'autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di prezzi di cessione dell'energia.

Viste le potenze in gioco, i mini impianti sono di norma impianti **ad acqua fluente** realizzati presso fiumi, torrenti e canali irrigui a regime costante nel rispetto di quello che è indicato come il minimo deflusso vitale, (indice della diminuzione massima nella portata di un corso d'acqua a valle dell'opera di presa) necessario per salvaguardare l'ecosistema (il suo valore è calcolato intorno ai 2 litri/sec per km² di bacino imbrifero utilizzato).

Come detto il mini idroelettrico, oltre a sfruttare una tecnologia matura e collaudata, presenta degli indiscutibili vantaggi nei confronti degli impianti di grossa taglia, riassumibili nel modo seguente:

- **Investimenti contenuti:** la realizzazione di un tale impianto generalmente avviene su acqua fluente che non richiede la costruzione di opere particolarmente costose (come le grosse dighe). Questo permette un veloce ritorno dell'investimento.
- **Miglioramento delle condizioni idrogeologiche** del territorio;
- Contributo alla **riduzione dell'effetto serra**, per effetto di cui beneficia dei certificati verdi.
- **Alta automazione**, con l'introduzione del telecontrollo, telesorveglianza e telecomando, con conseguenti costi di gestione minori
- **Costi di manutenzione contenuti**

Da valutare il fatto che, oltre all'utilizzo degli impianti su corsi d'acqua fluente, è possibile sfruttare questa tecnologia per un recupero energetico di svariati sistemi idrici, sotto questo punto di vista gli acquedotti rappresentano una delle più significative possibilità di sfruttamento, senza trascurare tutte le altre realtà idriche, come ad esempio:

- sistemi idrici ad uso plurimo (potabile, industriale, irriguo, ricreativo, etc.);
- sistemi di canali di bonifica o irrigui;
- canali o condotte di deflusso per i superi di portata;
- circuiti di raffreddamento di condensatori di impianti motori termici.

2.2 COMPOSIZIONE DI UN IMPIANTO MINI-HYDRO

Un impianto idroelettrico tipo è composto da:

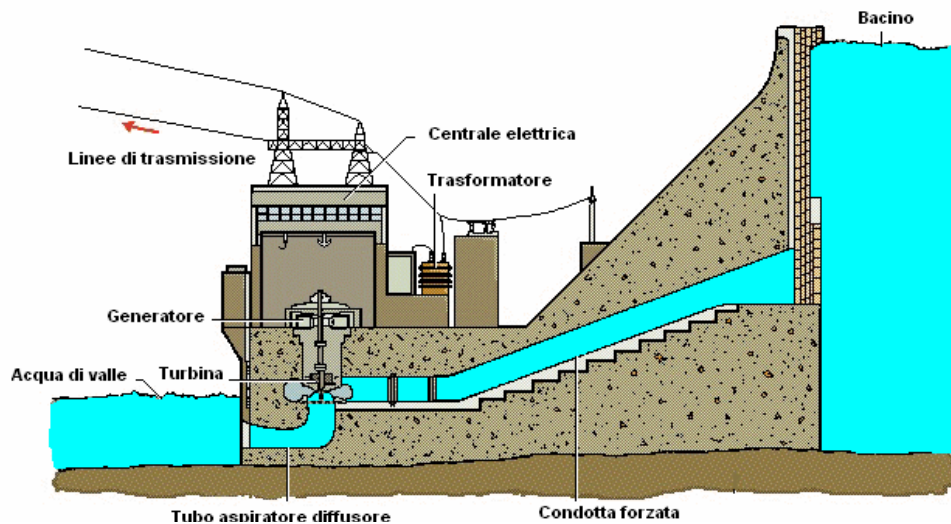
Opere civili ed idrauliche	Opere elettromeccaniche
<ul style="list-style-type: none">• Opere di presa• Opere di filtraggio• Opere di convogliamento• Opere di restituzione• Centrale	<ul style="list-style-type: none">• Turbina• Generatore• Trasformatore• Quadri elettrici• Sistemi di comando e telecontrollo



Esempio di scala pesci

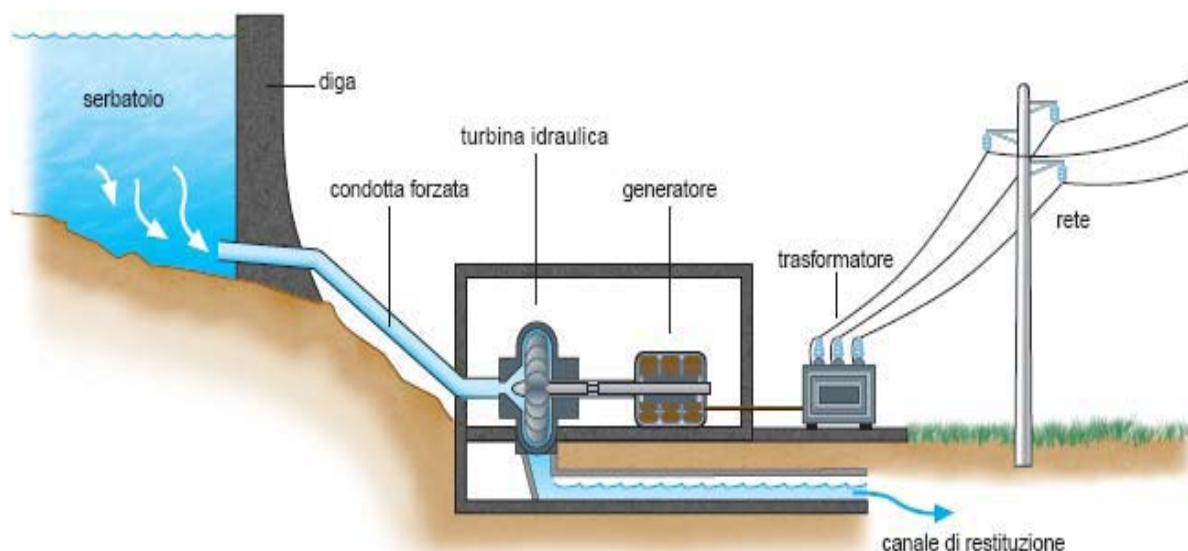
Nei corsi d'acqua naturali, per portare e rendere efficiente il flusso, quest'ultimo viene deviato lateralmente attraverso scale per i pesci, obbligatorie per legge, ed intercettato attraverso le opere di presa e convogliato, fino a giungere alla turbine attraverso condotte forzate. L'energia posseduta dal flusso viene trasmessa alle pale della turbina provocando la rotazione dell'albero girante. Quest'ultimo è collegato ad un generatore elettrico che sfrutta questo moto rotatorio per la produzione di elettricità.

L'acqua turbinata per via delle opere di restituzione viene rilasciata nel letto del fiume.



Dopo aver descritto in maniera rapida il funzionamento di un impianto mini idroelettrico, individuiamo le caratteristiche di ogni singola opera:

- **Opere di presa:** la complessità e la configurazione dipendono dalla tipologia del corso d'acqua e dalla conformazione del territorio. Inseriamo in questa tipologia anche le scale per i pesci fondamentali per preservare la fauna ittica del bacino idrico.
- **Opere di filtraggio:** indispensabili per eliminare grossi corpi presenti nel corso d'acqua.
- **Opere di convogliamento:** canali e condotte forzate necessarie al convogliamento dell'acqua al corpo turbina. Opere di questo tipo sono caratteristiche degli impianti ad alto salto.
- **Centrale:** è l'edificio nel quale risiedono l'insieme delle opere elettromeccaniche.
- **Turbina:** dispositivo di conversione dell'energia potenziale (di pressione) e cinetica in energia meccanica. Può essere abbinato ad un moltiplicatore di giri (necessario per il buon funzionamento dell'alternatore).
- **Generatore:** dispositivo di trasformazione dell'energia meccanica in elettrica.
- **Trasformatore:** innalza la tensione in uscita dal generatore al livello della linea elettrica.
- **Quadri elettrici.**
- **Sistemi di comando e telecontrollo:** permettono un controllo dell'impianto in remoto, eliminano la necessità della presenza di una persona che vigili sul corretto funzionamento dello stesso.



3. LO STATO DELL'ARTE DELLA TECNOLOGIA

3.1 TURBINE

Le **turbine** sono l'elemento centrale di un impianto idroelettrico. Esse sono costituite da un distributore fisso regolabile e da una girante mobile. L'elemento fisso ha il compito di regolare ed indirizzare la portata verso la girante e trasformare l'energia potenziale in energia cinetica. A seconda che il processo avvenga parzialmente o totalmente le turbine sono distinte in **turbine ad azione** e **turbine a reazione**. L'organo mobile completa la conversione, trasformando l'energia cinetica/potenziale in energia meccanica. Come detto, distinguiamo le turbine in due categorie: ad **AZIONE** ed a **REAZIONE**.

Appartengono alla prima categoria le **Pelton** in cui l'energia potenziale disponibile, a meno delle inevitabili perdite, si trasforma in energia cinetica immediatamente prima di agire sulle pale della ruota. La trasformazione da energia potenziale a cinetica avviene con il passaggio del fluido attraverso un ugello che restringe il diametro del flusso rispetto alla condotta forzata.

Sono a reazione le turbine **Francis** e **Kaplan** nelle quali viene demandato alle pale della girante il compito di trasformare in energia cinetica la parte di energia potenziale ancora disponibile al loro ingresso. L'acqua esce dal distributore con una velocità minore rispetto alle turbine ad azione ma con pressione non nulla. Appartengono a questa categoria anche le turbine Bulbo e le cosiddette S per la loro particolare forma e che possiamo ritenere entrambe derivate dalle Kaplan.

Esistono poi altri tipi di impianti, quali la **coclea**, le turbine **Banki** e i **rotori**.

È possibile suddividere le diverse tipologie di turbine anche per la portata e per il salto della massa d'acqua:

- **Turbina Pelton** ad azione, per *bassa portata e notevoli salti* (50-1300m)
- **Turbina Francis** a reazione, per valori *medi di portata e salto* (10-350m)
- **Turbina Kaplan** a reazione, per *elevate portate e salti bassi* (2-20m)
- **Coclea idraulica**, adatte a *portate e salti limitati* (10m)

Applicazioni Ottimali		
Turbina	Salto (m)	Portata minima della turbina (% sulla massima)
Pelton	50 – 1300	10%
Francis	10 – 350	30%
Kaplan	2 – 20	20% – 30%
Coclea Idraulica	10	n.d.



Girante Francis



Girante Kaplan



Girante Pelton

In fase di progetto, le prime due grandezze fondamentali necessarie per il dimensionamento di una turbina idraulica sono le seguenti:

- 1) H = caduta o salto netto disponibile [m]
- 2) Q = portata del fluido [m^3/s]

Conoscendo i valori di portata e salto è inoltre possibile individuare a priori la tipologia di turbina più idonea alle caratteristiche dell'impianto.

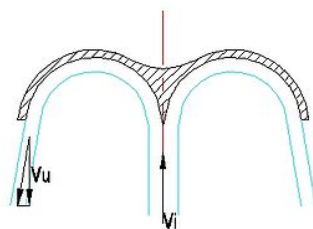
3.1.1 Turbine PELTON

Probabilmente la Pelton è l'unica **turbina ad azione** oggi universalmente utilizzata ed è tuttora la turbina che garantisce il **miglior rendimento**.

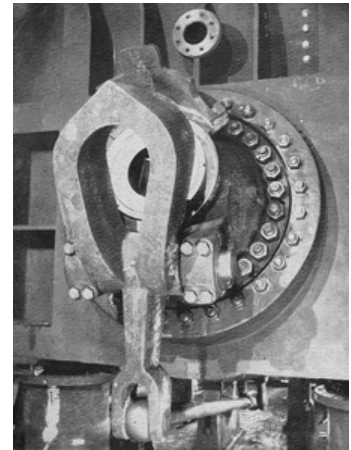
Come visto in precedenza, questa turbina è adatta per **grandi salti** (50 – 1300 m) e **piccole portate** (inferiori a $50 m^3/s$), si adatta dunque perfettamente a quelle che sono le caratteristiche della maggior parte dei bacini alpini.

Inoltre, l'acqua abbandona successivamente le pale a velocità molto bassa, questo fa sì che la cassa contenente la turbina, non deve resistere ad alcune pressioni e quindi può essere più leggera.

La forma delle pale è quella di due cucchiaini appaiati, tra i quali si trova un tagliente che divide a metà il getto, per farlo uscire ai lati sotto forma di due getti separati e equilibrare la spinta sui due lati della turbina. Il flusso di acqua in uscita dall'ugello viene deviato dalle pale della turbina, che, come conseguenza, subiscono una spinta come reazione alla deviazione del flusso stesso.



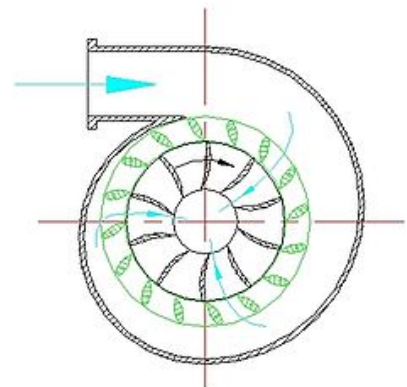
Un ulteriore aspetto particolarmente apprezzato della turbina Pelton è l'ampio margine di regolazione della girante; si può infatti regolare la portata del getto, riducendolo in sezione (quindi ottenere una potenza minore), senza che vada ad influire negativamente sul rendimento della trasformazione energetica. La regolazione della sezione avviene mediante una spina ('ago doble') che scorrendo orizzontalmente va ad ostruire tutta la sezione del getto o parte di essa. Dato che la regolazione mediante ago non può essere improvvisa, in modo da evitare colpi d'ariete indesiderati, un altro strumento utile in regolazione è il tegolo deviatore. Esso ha la funzione principale di intercettare il getto in tempi brevissimi, $1\div 2$ sec nel caso ci sia uno stacco di carico. Il getto deviato non va più ad agire sulla ruota e consente alla macchina di mantenersi ad un numero di giri contenuto evitando di portare il gruppo in fuga, in genere 1,8 volte la velocità nominale con sollecitazioni notevoli degli organi in movimento, per mancanza di momento resistente rispetto a quello motore.



3.1.2 Turbine FRANCIS

Le Francis appartengono alla categoria delle **turbine a reazione**, esse sono adatte a corsi d'acqua con **dislivelli medi** (10 - 350m) e **portate da $2\div 3$ m³/s fino a $40\div 50$ m³/s**.

È una turbina a flusso centripeto: l'acqua raggiunge la girante tramite un condotto a chiocciola che la lambisce interamente, poi un distributore, ovvero dei palettamenti sulla parte fissa, statorica, indirizzano il flusso per investire le pale della girante. La girante viene alimentata con acqua in pressione poiché solo una parte del salto disponibile viene trasformato in velocità attraverso il distributore.



Come detto in precedenza, la turbina è detta a reazione proprio poiché non sfrutta solo la velocità ma anche la pressione del getto d'acqua che, quando giunge nella girante, è ancora superiore a quella atmosferica.

Si definisce grado di reazione la differenza fra il salto disponibile e quello ancora da trasformare all'ingresso della ruota.

Mediamente tale rapporto vale $0.7 \div 0.8$. Una parte del salto agisce sulla ruota per **AZIONE** che è quella che si è trasformata in velocità all'uscita del distributore mentre la restante parte agisce per **REAZIONE**.

A valle della girante, nello scarico, è necessario riportarsi alle condizioni esterne di pressione, quindi si ricomprime il fluido grazie ad un diffusore, che converte la restante energia cinetica.

Un'ultima differenza rispetto alle Pelton, è che la regolazione delle Francis avviene grazie alla variazione di apertura (angolo di incidenza) delle pale nel distributore, quindi modificando il condotto convergente che esse creano determinando una variazione della portata elaborata dalla girante. Questa variazione modifica anche il flusso sulle pale della girante, facendolo arrivare con un angolo diverso da quello di progetto e per

la composizione delle velocità si determinano componenti rotazionali che non hanno contribuito di potenza. In condizioni estreme può accadere che il fluido non aderisca più alla pala provocando cavitazione sul lato aspirazione o pressione (potrebbe distaccarsi o urtare contro la pala), introducendo oltre alla perdite di potenza anche fenomeni di erosione della superficie.

Per questi motivi la turbina Francis ha un modesto campo di regolazione, se non si vuole uscire dalle condizioni ottimali di efficienza.

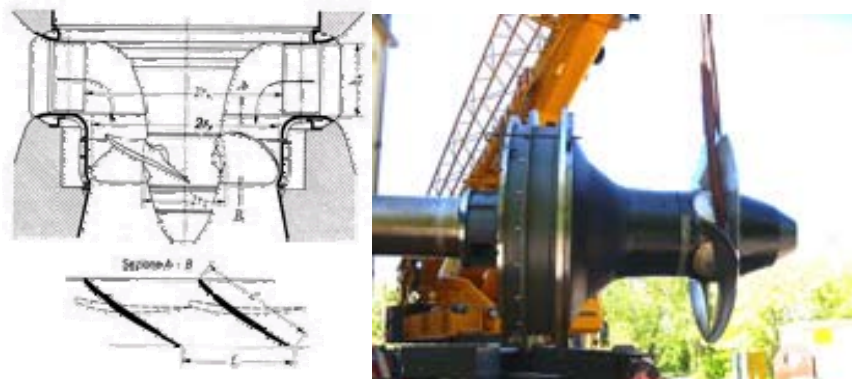
3.1.3 Turbine KAPLAN

È una turbina idraulica a reazione che sfrutta piccoli dislivelli (2 – 20m), ma con grandi portate, da qualche decina di m³ in su.

Costruttivamente è un'elica, ove le pale si possono orientare, al variare della portata d'acqua permettendo di avere delle curve di rendimento più estese rispetto alle Francis fino a portate del 20-30% della portata nominale, poiché le pale vengono ad assumere la posizione più opportuna in ragione del mutare dei triangoli di velocità.

Il liquido giunge sulla turbina grazie ad un condotto a forma di chiocciola che alimenta tutta la circonferenza, poi attraversa un distributore che dà al fluido una rotazione vorticoso, essenziale per imprimere il moto alla girante, ove il flusso deviato di 90° la investe assialmente.

Allo scarico, come per la turbina Francis, è possibile recuperare l'energia cinetica grazie al diffusore.



3.1.4 Coclea idraulica

Tra le tecnologie emergenti del settore, negli ultimi anni si è avuto uno sviluppo dell'utilizzo di **coclee idrauliche** per la produzione di energia elettrica. La vite idraulica fa proprio il principio della vite di trasporto archimedeo usata nell'antichità dagli Egizi per convogliare l'acqua. Caratteristica della vite idraulica è la sua semplicità, soprattutto per la sua regolazione automatica senza ulteriori regolatori di portata come avviene invece nelle altre turbine.

Le vite idrauliche lavorano per gravità, cioè l'acqua viene fatta scendere all'interno delle camere dal livello più alto al livello più basso di solito con un movimento relativamente lento. La forza di gravità che in questo modo agisce sull'acqua esercita un momento torcente sull'albero di trasmissione.

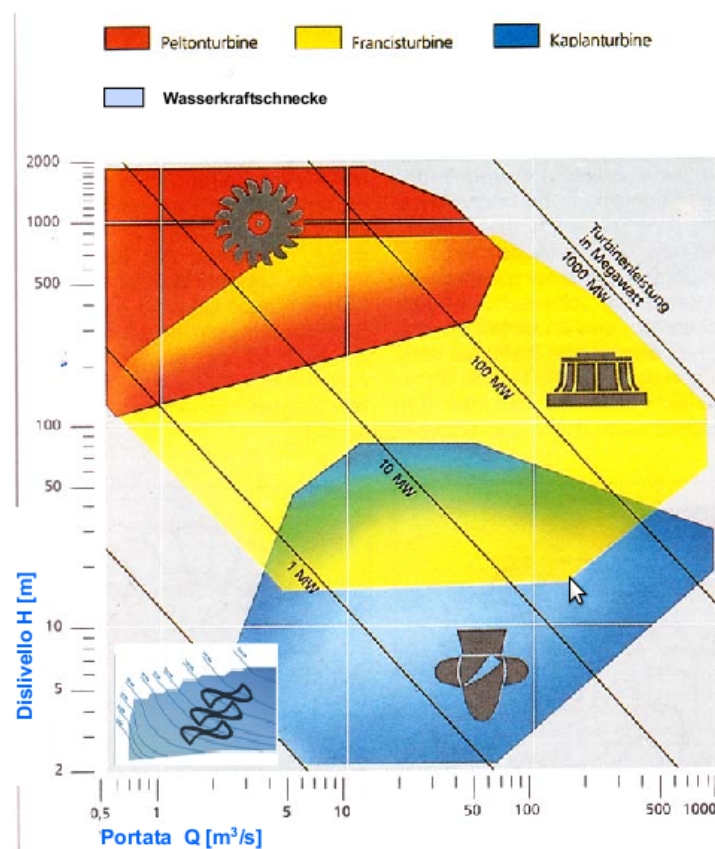
Poiché la vite idraulica deve coprire tutto lo spazio compreso tra lo specchio d'acqua superiore e quello inferiore, questo principio è utilizzabile solo per dislivelli limitati (10m).

Le caratteristiche che contraddistinguono la vite idraulica sono tuttavia: l'impatto ambientale minimo, l'ecologicità e la lunga durata. Il volume d'acqua da elaborare in una vite idraulica, la "portata", determina il numero di giri, l'angolo d'incidenza e il diametro esterno del blocco, mentre d'altra parte l'angolo d'incidenza e il dislivello determinano la lunghezza del blocco. Il numero di giri della vite idraulica è limitato verso l'alto dalla diminuzione di portata per cavitazione e verso il basso dal riempimento del passo dell'elica.

Date le sue caratteristiche, per un volume d'acqua tra 0,2 e 5,5 m³/s e dislivelli fino a 10 m le viti idrauliche rendono possibile l'utilizzazione di energia idraulica, mentre le turbine ne sono escluse per ragioni di costo.

A causa del minore battente d'acqua in efflusso, le viti idrauliche non hanno bisogno, se confrontate con gli impianti a turbina, di alcun lavoro di costruzione in sottosuolo nella zona dello scarico a valle. Di conseguenza, l'installazione di una vite idraulica in un corso fluviale può avere luogo per lo più senza modificazione del letto fluviale naturale.

Con l'impiego di viti idrauliche si può rinunciare all'uso di griglie fini, usate nelle turbine e nelle ruote ad acqua per l'arresto dei flottanti e il rigetto dei pesci. Si evitano così le perdite di energia causate dalla riduzione del dislivello; lo stesso vale per le diminuzioni del deflusso dalle griglie, che possono influire negativamente sul rendimento dell'impianto. Inoltre è possibile utilizzare acqua con grado di purezza molto meno elevato (ad esempio reflui civili o industriali).



Livelli d'acqua variabili e portate variabili in afflusso e in deflusso influenzano il rendimento in modo irrilevante e non hanno influenza sul funzionamento della vite idraulica e sul suo servizio. Il funzionamento a secco non danneggia la vite idraulica, così come corpi solidi nella corrente.

La fattibilità di una centrale idroelettrica con viti idrauliche è quindi maggiore della fattibilità di centrali idroelettriche tradizionali a turbine. Grazie anche al fatto che le viti idrauliche raggiungono rendimenti del 90%.

Si deve notare l'estensione del campo dei buoni rendimenti, che varia da circa un terzo della portata fino al riempimento completo.

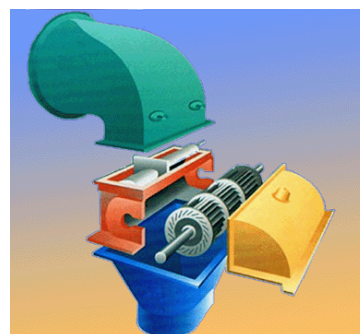
Le viti idrauliche, quindi, in virtù dell'estensione del campo di stabilità del rendimento, continuano a raggiungere buone prestazioni anche in caso di scarsa alimentazione.



3.1.5 Turbine Banki e rotorì

La turbina a flusso incrociato, o turbina Banki-Michell, in onore dei suoi inventori, si utilizza con una gamma molto ampia di portate e salti tra 5 m e 200 m.

Il suo rendimento massimo è inferiore all'87%, però si mantiene quasi costante quando la portata discende fino al 16% della nominale e può raggiungere una portata minima teorica inferiore al 10% della portata di progetto.

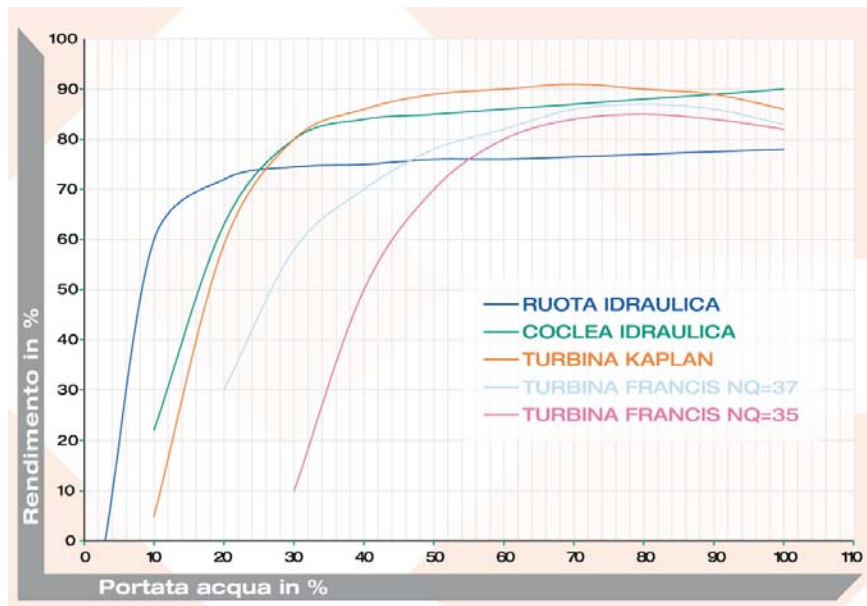


L'acqua entra nella turbina attraverso un distributore e passa nel primo stadio della ruota, che funziona quasi completamente sommersa (con un piccolo grado di reazione). Il flusso che abbandona il primo stadio cambia di direzione al centro della ruota e s'infiltra nel secondo stadio, totalmente ad azione. La ruota è costituita da due o più dischi paralleli, tra i quali si montano, vicino ai bordi, le pale, costituite da semplici lamiere piegate. Queste ruote si prestano alla costruzione artigianale nei paesi in via di sviluppo, anche se non raggiungono i rendimenti dei gruppi realizzati con tecnologie appropriate.

Sullo stesso principio si basano i comuni rotorì, o ruote idrauliche, noti per le applicazioni tradizionali nei mulini e nei magli. La figura riporta un micro-impianto aperto recentemente dal Consorzio del Brenta a Bassano del Grappa (VI), con ruota del diametro di 4 metri.

Il seguente prospetto riassume le curve di rendimento delle diverse tipologie di turbine.





Rendimenti delle diverse tipologie di turbine in funzione della portata d'acqua

4. LA NORMATIVA DI RIFERIMENTO

4.1 INTRODUZIONE AL QUADRO NORMATIVO IN ITALIA

“Il Governo italiano attribuisce alle fonti rinnovabili una rilevanza strategica. Pertanto, nell’ambito di una coerente e incisiva politica di supporto dell’Unione Europea, intende sostenere la progressiva integrazione di tali fonti nel mercato energetico e sviluppare la collaborazione con i paesi dell’area mediterranea DECENTRAMENTO AMMINISTRATIVO” (Libro Bianco, aprile 1999).

Al fine di rispettare i parametri dettati dal protocollo di Kyoto, il Libro Bianco e la Direttiva della Commissione Europea identificano degli obiettivi per ciascuna fonte rinnovabile, il raggiungimento dei quali garantirebbe una riduzione delle emissioni di CO₂ in linea con la deliberazione Cipe n. 137/98 “Linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni di gas serra.”

In particolare in Italia il Libro Bianco pone l’attenzione su 7 punti fondamentali:

1. Adottare politiche coerenti;
2. Decentramento e sussidiarietà: funzioni e strutture per le regioni e gli enti locali;
3. Diffondere una consapevole cultura energetico-ambientale;
4. Riconoscere il ruolo strategico della ricerca;
5. Favorire l’integrazione dei mercati energetici;
6. Soddisfare le esigenze organizzative;
7. Avviare progetti quadro e iniziative di sostegno.

Sull’osservazione di queste linee guida si è negli anni definita in Italia una normativa volta a sostenere lo sviluppo delle energie da fonti rinnovabili, sia dal punto di vista amministrativo (decentramento amministrativo italiano e procedimento unico), sia dal punto di vista economico (certificati verdi, tariffa unica onnicomprensiva e scambio sul posto).

4.2 IL DECENTRAMENTO AMMINISTRATIVO

Per agevolare uno sviluppo efficiente ed efficace, non ingessato da un apparato burocratico e amministrativo troppo complesso, viene introdotto con il DLsg 31/03/1998 n.112 un riparto delle competenze tra Stato, Regioni ed Enti Locali; una gestione centralizzata sarebbe stata fortemente penalizzata dalla difficile conciliazione delle diversità regionali con la necessità di una normativa poco complessa che risulterebbe un’inutile zavorra.

L’art. 30 di tale DLgs prevede che vengano “delegate alle regioni le funzioni amministrative in tema di energia, ivi comprese quelle relative alle fonti rinnovabili”, lasciando loro “una competenza di carattere residuale”.

In particolare l'art. 31 del DLgs 112/98 "attribuisce alle Province la competenza per il rilascio dell'autorizzazione all'installazione e all'esercizio degli impianti di produzione di energia di potenza inferiore e 300 MW". Essendo il Mini Idroelettrico di potenza inferiore ai 3MW (o comunque generalmente inferiore ai 10 MW), è evidente come esso sia di fatto regolato dalle Province. Il mini idroelettrico (come l'idroelettrico in generale), essendo chiaramente molto legato alla conformità del territorio e alla disponibilità di corsi d'acqua, non potendo una centrale di questo genere essere replicata in diverse aree, ha giovato molto di questa normativa, tradottasi di fatto in una semplificazione dell'iter burocratico da seguire per avere le concessioni.

Nel 2005 viene **ridisegnato il riparto di competenze tra Stato e Regioni** in materia di energia; "allo Stato spetterà la materia relativa alla produzione strategica, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia, mentre alle Regioni quella relativa alla produzione, trasporto e distribuzione dell'energia".

In altre parole, lo stato definisce un risultato che le Regioni debbono raggiungere, lasciando poi a queste ultime l'autonomia per quanto riguarda la concessione delle autorizzazioni ai vari impianti. Se questo potrebbe far pensare ad un ostacolo da parte delle Regioni una volta che abbiano raggiunto il risultato imposto, si ricorda che, con la liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica (iniziato con il Decreto Bersani), la produzione di energia elettrica è divenuta un'attività libera; pertanto "all'operatore che chiede l'autorizzazione a costruire una centrale, non può essere opposto un diniego fondato sulla circostanza che sia stato già raggiunto l'obiettivo regionale".

Per quanto riguarda in particolare il comparto del mini idroelettrico, con riferimento al decentramento amministrativo italiano, spettano alle Regioni:

- Le competenze in materia di rilascio di concessioni relative alle derivazioni di acque pubbliche;
- La pianificazione energetica;
- La pianificazione in materia di utilizzazione delle risorse idriche;
- La valutazione di impatto ambientale e/o verifica di assoggettività per alcune tipologie di impianti;

Le Regioni possono trasferire tutte o parte di queste competenze alle Province.

Tale decentramento, se da un lato permette una più flessibile gestione della produzione di energia elettrica e, nel caso particolare del mini idroelettrico, possa garantirgli uno sviluppo diversificato (e quindi potenzialmente maggiore) in base alle esigenze e alla conformità del territorio, dall'altro ha creato un panorama molto frammentato, in cui diventa difficile orientarsi. Questa situazione potrebbe penalizzare produttori di impianti mini-idro che vogliano espandere la propria area di azione da una Provincia all'altra o addirittura da una Regione all'altra.

Riprendendo l'ultima delle quattro responsabilità regionali, assume un ruolo critico nella valutazione dell'investimento di costruzione di una centrale mini idroelettrica la voce **Deflusso Minimo Vitale**, di cui si parlerà nel paragrafo seguente.

4.3 IL DEFLUSSO MINIMO VITALE

La frammentazione normativa riguarda anche il Deflusso Minimo Vitale, un parametro del quale si deve tener conto, come anticipato, se si vuole realizzare una centrale idroelettrica. Esso riguarda la quantità d'acqua del fiume che non può essere sfruttata per la produzione di energia, essendo la quantità minima

per garantire una sopravvivenza del fiume, degli animali la cui vita dipende dal corso d'acqua in questione, e delle altre attività umane che ad esso si appoggiano (turismo, pesca, ecc..). Una definizione formale, anche se molto teorica, è stata raggiunta dopo ampie discussioni sia a livello nazionale che internazionale; Il Deflusso Minimo Vitale è "la quantità minima di acqua che deve essere assicurata per la sopravvivenza delle biocenosi acquatiche, la vitalità del corpo idrico ed in generale per gli usi plurimi cui il fiume è destinato (approvvigionamenti idrici, balneazione, navigazione, scopi ricreativi ed estetici)".

La generalità della definizione ha portato ad una proliferazione di normative regionali, nel tentativo di quantificarlo. D'altronde il parametro quantitativo è necessario per l'analisi dell'investimento, impattando direttamente sulla potenzialità di energia prodotta e quindi sulla redditività economica dell'impianto.

La **Regione Lombardia** e l'Autorità di bacino del Po "stabiliscono un rilascio proporzionale alla superficie (S) di bacino sottesa dalla derivazione, secondo il fattore 1,6; quindi **DMV = 1,6 x S**, con la possibilità di ritocchi in aumento correlati alle condizioni locali (piovosità, altitudine, qualità ambientale)."

4.4 L'ITER AMMINISTRATIVO

Come accennato in precedenza, il contesto normativo italiano nel quale si colloca il mini idroelettrico è piuttosto frammentato e come tale complesso. Esso cambia infatti da regione a regione per quanto riguarda la compatibilità delle opere con il rispetto dell'ambiente, le concessioni per l'uso dell'acqua, l'allacciamento alla rete e l'ottenimento delle autorizzazioni per la realizzazione di un'attività produttiva.

In un'ottica di incentivazione delle energia da fonti rinnovabili si colloca l'art.12 del DLgs 387, volto a semplificare e velocizzare le procedure di ottenimento delle concessioni. Viene di seguito riportato il comma 3 di tale articolo:

"La costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione d'energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, gli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione, come definiti dalla normativa vigente, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli impianti stessi, sono soggetti ad un'autorizzazione unica, rilasciata dalla regione o altro soggetto istituzionale delegato dalla regione, nel rispetto delle normative vigenti in materia di tutela dell'ambiente, di tutela del paesaggio e del patrimonio storico-artistico. A tal fine la Conferenza dei servizi è convocata dalla regione entro trenta giorni dal ricevimento della domanda d'autorizzazione. Resta fermo il pagamento del diritto annuale di cui all'articolo 63, commi 3 e 4, del testo unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi e relative sanzioni penali e amministrative, di cui al decreto legislativo 26 ottobre 1995, n. 504, e successive modificazioni." (fonte:GIFI)

La semplificazione dell'iter si concretizza con l'istituzionalizzazione **dell'Autorizzazione Unica** (volta a ridurre i tempi necessari attraverso una riduzione della frammentazione della procedura) e con la creazione della Conferenza dei Servizi (con l'intento di riunire in un'unica controparte le amministrazioni interessate).

L'Autorizzazione unica prevede che la competenza sia attribuita alle Regioni, che potranno delegarla alle Province, e racchiude le seguenti procedure, se necessarie:

1. Permesso di costruire;
2. Variante di destinazione d'uso (se la classificazione dell'area non è compatibile);
3. VIA (se richiesta);
4. Valutazione d'Incidenza (in presenza di aree SIC o ZPS);
5. Autorizzazione Paesaggistica (se in area con vincolo paesaggistico);
6. Nulla osta dell'Ente Parco (se in area protetta);
7. Nulla osta delle autorità militari;
8. Nulla osta idrogeologico;
9. Nulla osta sismico;
10. Domanda di allacciamento al gestore della Rete di Trasmissione;
11. Licenza di esercizio di officina elettrica rilasciata dall'UTF;
12. Richiesta al GSE di qualifica di impianto alimentato a fonti rinnovabili (IAFR);
13. Convenzione con il Gestore di Rete per la cessione dell'energia;
14. Espropri o servitù

È evidente il vantaggio derivante dalla possibilità di ottenere tutti questi permessi con un unico procedimento da parte di un unico interlocutore che rappresenta tutte le parti interessate (Conferenza dei Servizi.)

L'Autorizzazione Unica viene applicata a impianti con **potenza superiore ai 20 KW**; la produzione da impianti più piccoli viene classificata come produzione destinata al consumo proprio e non alla vendita. Come tali questi impianti necessitano di meno autorizzazioni e in genere richiedono un iter amministrativo più facile ed agile. Per quanto riguarda l'Autorizzazione unica, i principali documenti da presentare sono:

1. Dati legali del richiedente;
2. Progetto *esecutivo* contenente il cronoprogramma delle opere, le prescrizioni richieste in fase di concessione alla derivazione, le informazioni tecniche relative all'esercizio dell'impianto, alle turbine e ai parametri elettrici di produzione energetica e di potenza;
3. Una relazione che provi l'assenza di effetti dannosi sulla regimazione delle acque e verso i diritti di terzi, con la descrizione dell'impatto ambientale dell'area;
4. Una corografia (in scala 1:10.000 o 1:2.000) che riporti la posizione della derivazione e dei luoghi circostanti, il canale di derivazione, gli attraversamenti e la posizione delle opere progettate;
5. Un layout delle linee elettriche e delle stazioni (in scala 1:10.000 o 1:2.000) con i parametri elettrici di produzione energetica e di potenza;
6. Ricevuta della tassa di istruttoria pagata all'ufficio competente.

Fonte: ERSE

L'autorizzazione viene rilasciata da tutti gli enti convocati nella Conferenza di Servizi, rappresentata, come detto sopra, da tutte le amministrazioni interessate.

I tempi necessari per ottenere l'autorizzazione variano da un minimo di 180 giorni ad un massimo di 360 giorni; per quanto riguarda i costi d'istruttoria l'ERSE li quantifica in circa 1000€, "ma variano a seconda dell'ufficio competente".

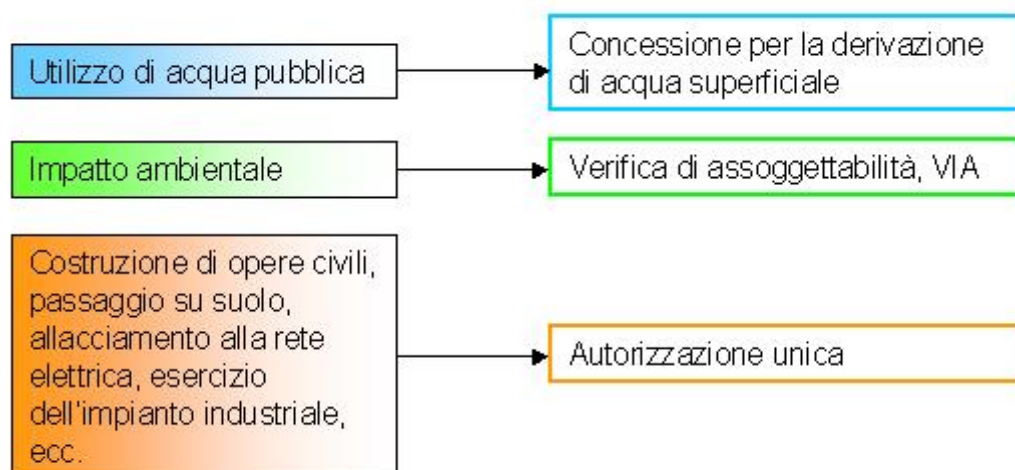
Essendo l'idroelettrico una fonte rinnovabile può quindi beneficiare di tale iter amministrativo semplificato.

Nella tabella seguente vengono elencati i principali atti necessari per ottenere l'autorizzazione.

	Atti di base	Altri atti
PER AVVIO IMPIANTO	1. Domanda di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti alimentati da fonti rinnovabili (Regione o Provincia demandata)	6. Parere Ente Parco
	2. Concessione di derivazione acqua pubblica	7. Compatibilità ambientale (screening)
	3. Permesso di costruire	8. Nulla osta idraulico
	4. Autorizzazione alla costruzione ed all'esercizio del bacino d'accumulo	9. Autorizzazione paesistica
	5. Svincolo idrogeologico	10. Varianti e proroghe della concessione edilizia
PER LA CESSIONE DI ENERGIA ELETTRICA	1. Procedura per la domanda di allacciamento alla rete presso il gestore di rete locale o il GRTN (per impianti allacciati rete AT)	6. Qualifica IAFR (Impianto Alimentato da Fonti Rinnovabili)
	2. Servitù di cabina (atto notarile)	
	3. Regolamento d'esercizio in parallelo con gestore cui l'impianto è collegato	
	4. Licenza di esercizio di officina elettrica presso Ufficio Tecnico di Finanza (UTF)	
	5. Tarature e collaudi Apparecchiature di Misura (AdM) fiscali e del produttore	
CONVENZIONI	1. Gestore di rete per la cessione di energia (evtl.)	3. Privati (acquisto terreni o diritto di superficie, servitù di passaggio)
	2. COMUNE per realizzazione impianto in aree pubbliche	

Fonte: ENEA

Ad ogni modo, limitatamente alla nostra analisi volta a definire il mercato in termini economici, assumono rilevanza i 3 passi rappresentati nello schema riportato sotto in quanto attività per le quali i tempi e costi di concessione risultano significativi nell'analisi dell'investimento.



4.5 LA CONCESSIONE

La **Concessione di derivazione d'acqua pubblica ad uso idroelettrico** costituisce forse il **fattore più critico** e talvolta limitante nell'avviamento di una centrale mini idroelettrica. La concessione ha durata trentennale con la possibilità di rinnovo a scadenza. La normativa in materia classifica le deviazioni in base alla loro potenza nominale, distinguendo tra:

- **Piccole derivazioni**, con potenza nominale minore di 3000 KW (3 MW, limite superiore del mini hydro)
- **Grandi derivazioni**, con potenza nominale maggiore di 3000 KW

Trattando la nostra analisi il mercato del mini idroelettrico, risulta dal nostro punto di vista interessante la normativa che regola le piccole derivazioni. Per queste l'autorizzazione viene rilasciata dalle Province, mentre per quelle di grandi dimensioni sono le Regioni gli enti di competenza.

Per ottenere la concessione è necessario presentare i documenti che descrivono tutte le principali caratteristiche del bacino e del progetto, tra cui:

- Relazioni idrauliche
- Elaborati grafici e relazioni tecniche del progetto
- Garanzie finanziarie ed economiche per l'attuazione del progetto
- Valutazione di incidenza (nel caso di realizzazioni in zone SIC o ZPS¹)
- Richiesta di esclusione della procedura di VIA (solo se in possesso dei requisiti richiesti)

È bene inoltre evidenziare come la concessione di derivazione di acqua superficiale non sia compresa nell'autorizzazione unica, a causa della sua specificità legata all'ambito dell'idroelettrico e quindi non generalizzabile per le altre fonti rinnovabili.

¹ SIC = Siti di importanza comunitaria; ZPS = Zona di protezione speciale

4.6 LA VERIFICA DI ASSOGGETTABILITA'

Gli impianti comunemente definiti come mini idroelettrico hanno un impatto ambientale piuttosto limitato, grazie alla dimensione limitata dell'impianto e delle opere civili di derivazione. Per questo motivo è sufficiente ottenere la Verifica di Assoggettabilità, senza dover ricorrere alla Valutazione Impatto Ambientale.

L'ente competente in materia è la Regione, procede per quanto riguarda la verifica di assoggettabilità per i progetti di:

- Derivazione di acque superficiali maggiori di 200 l/s
- Impianti idroelettrici con potenza maggiore di 100 KW
- Opere di regolazione dei corsi d'acqua naturali destinate a incidere sul regime delle acque
- Linee elettriche aeree con tensione nominale maggiore di 100 KV e lunghezza maggiore di 3 Km
- Impianti ricadenti in siti di importanza comunitaria o zone di protezione speciale classificate dagli stati membri, ai sensi delle direttive 92/43/CEE e 79/409 CEE
- Progetti che servono esclusivamente o essenzialmente per lo sviluppo ed il collaudo di nuovi metodi o prodotti e non sono utilizzati per più di due anni (elenco nell'allegato II del DLgs n. 4/2008)
- Eventuali modifiche degli stessi in grado di determinare effetti negativi sull'ambiente

I documenti richiesti sono :

1. Dati legali del richiedente;
2. Progetto preliminare dell'impianto;
3. Studio preliminare ambientale;

Entro 90 giorni dalla richiesta viene fatta la verifica, le cui spese di istruttoria hanno un costo che varia a seconda dei singoli Enti. I documenti che sono invece richiesti per la valutazione di impatto ambientale sono:

1. Dati legali del richiedente
2. Progetto definitivo dell'opera
3. Studio di impatto ambientale
4. Copia dell'avviso di pubblicazione
5. Elenco autorizzazioni, concessioni, licenze, pareri, nulla osta e assensi già acquisiti o da acquisire ai fini della realizzazione dell'esercizio dell'opera o intervento.

Risulta evidente come la verifica di assoggettabilità sia più snella rispetto alla valutazione di impatto ambientale, come d'altronde testimoniano i 90 giorni necessari per la prima rispetto a un minimo di 150 e un massimo di 330 per la seconda.

Normalmente per gli impianti mini idroelettrici è sufficiente l'autorizzazione unica; tuttavia in taluni casi può rendersi necessaria la Valutazione Impatto Ambientale (VIA), in particolare quando l'impianto è destinato a sorgere in aree protette o parchi nazionali. La VIA è richiesta nei seguenti casi:

- l'impianto rientra in aree protette ai sensi della Legge 394/91;
- l'autorità competente lo ritenga necessario.

La legge 394/91 è la legge Quadro sulle aree protette; nata "nel rispetto degli accordi internazionali, detta principi fondamentali per l'istituzione e la gestione delle aree naturali protette, al fine di garantire e di promuovere, in forma coordinata, la conservazione e la valorizzazione del patrimonio naturale del paese".

Complessivamente si nota come l'intento da parte della Pubblica Amministrazione sia quello di alleggerire il carico di lavoro decentrando le responsabilità e al tempo stesso di rendere semplice e agile il processo.

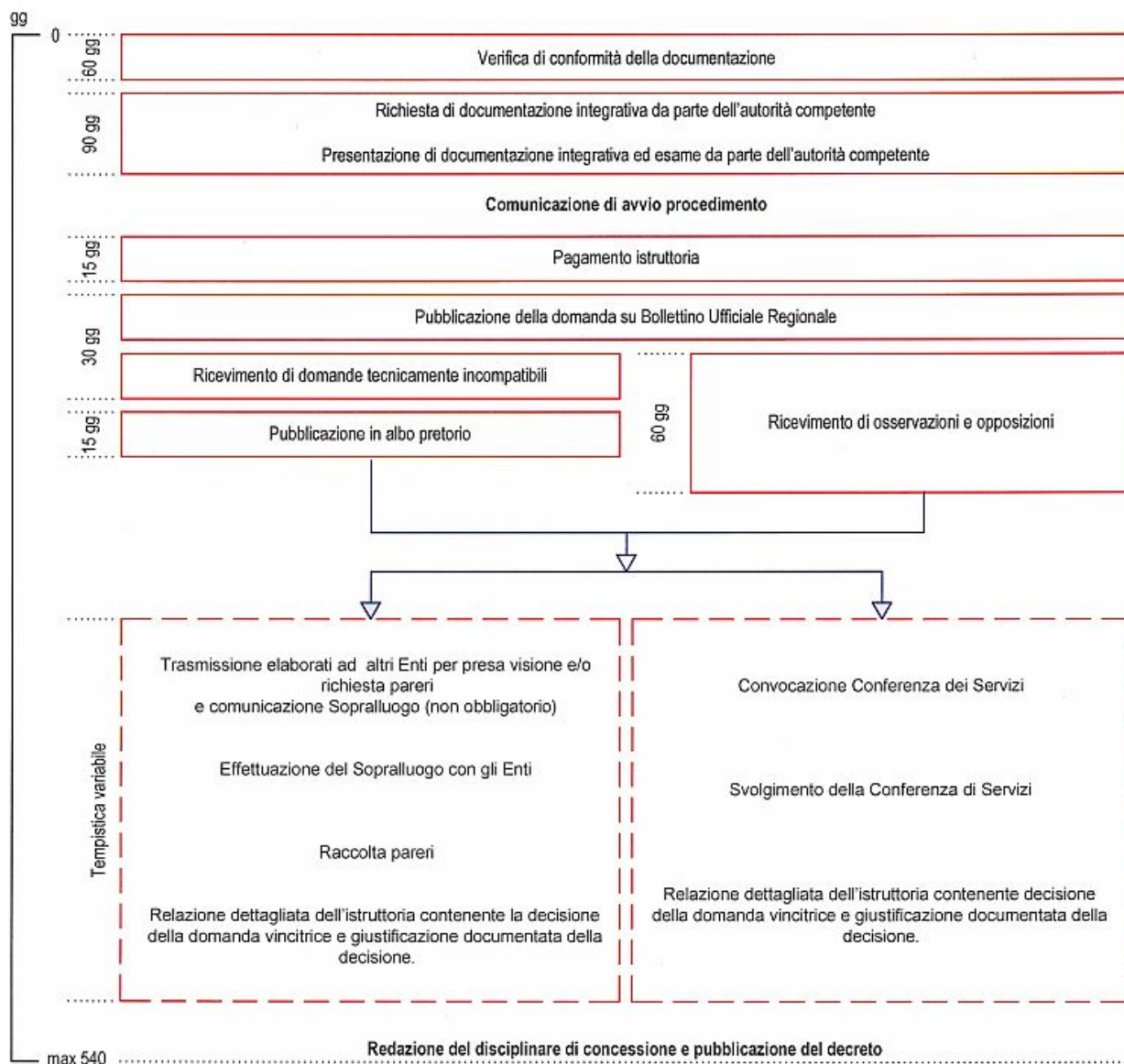
Rimane però il problema della frammentazione del quadro normativo, dal quale deriva una sostanziale aleatorietà che aleggia attorno a parametri fondamentali per l'analisi dell'investimento, quali tempi e costi. In questo caso il fatto di non poter determinare a priori un valore abbastanza preciso del costo e del tempo

necessario per ottenere le autorizzazioni necessarie costituisce un elemento di rischio aggiuntivo che rende meno appetibile l'investimento.

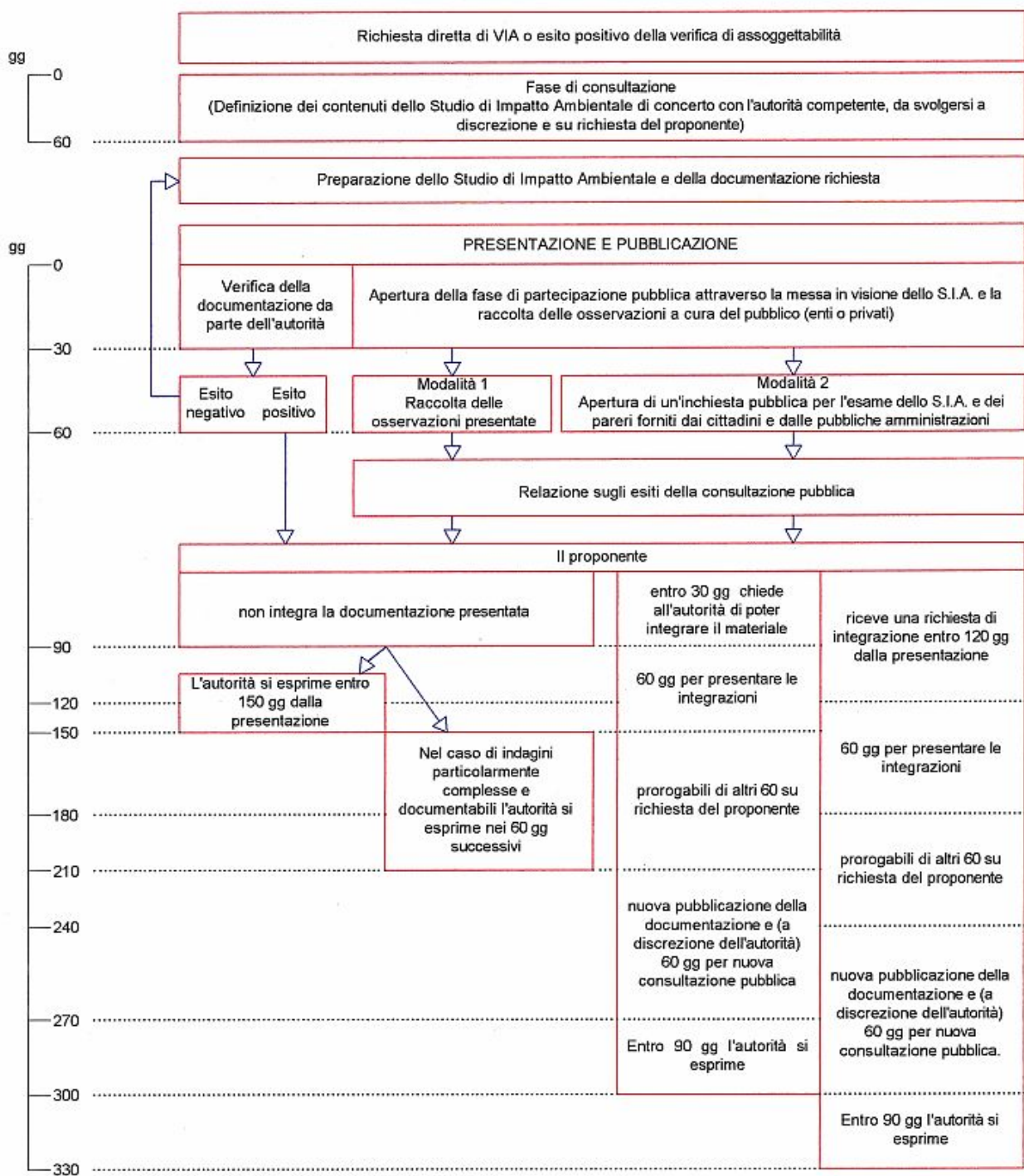
Tabella riassuntiva e diagrammi temporali della procedura:

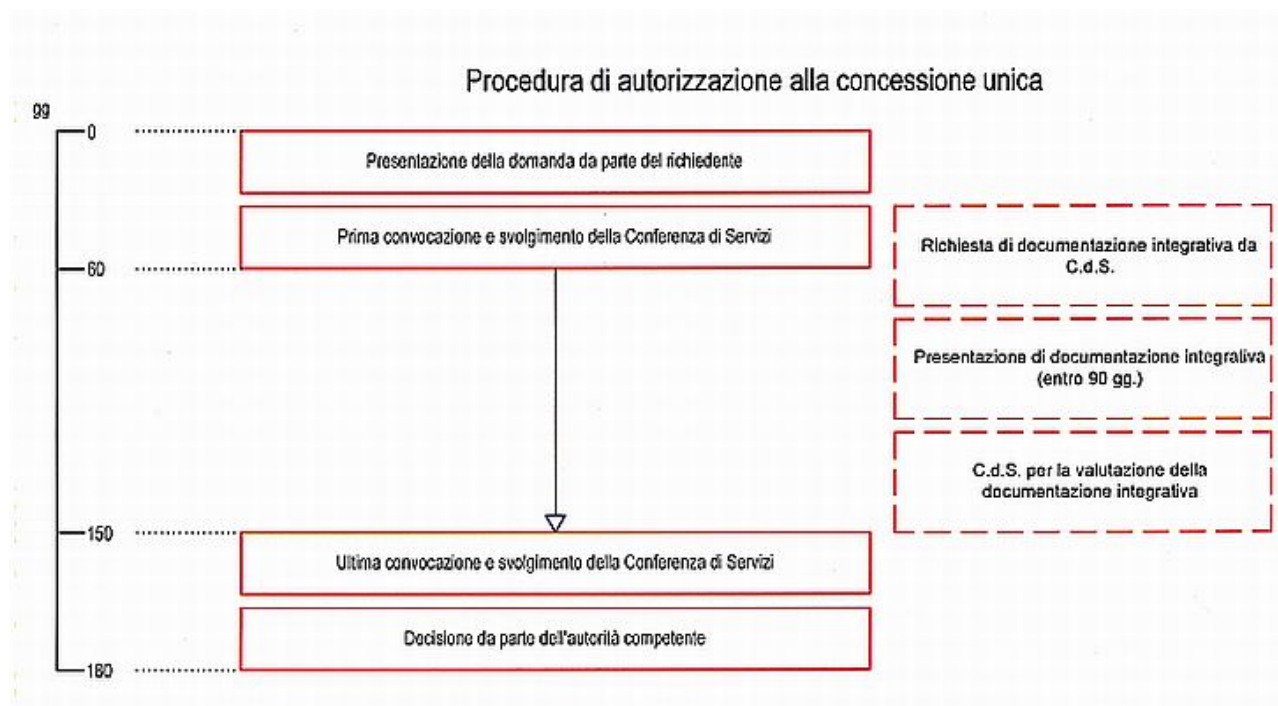
Autorizzazione	Ente Responsabile	Tempistiche	Riferimento legislativo
Concessione per la derivazione superficiale delle acque	Regione/Provincia per l'istruttoria. Per i pareri tutti gli enti convocati nella Conferenza dei servizi	Da 6 mesi a 2 anni	Decreto n. 1775/1933 D.Lgs n. 152/2006 D.Lgs. n. 4/2008
Verifica di assoggettabilità a Valutazione Impatto Ambientale (VIA)	Regione	Entro 90 giorni	D.Lgs. n. 152/2006 D.Lgs. n. 4/2008
Valutazione Impatto Ambientale	Regione	Da 150 a 330 giorni	Legge 394/91
Autorizzazione alla concessione unica	Regione/provincia per l'istruttoria. Per i pareri tutti gli enti convocati nella Conferenza dei servizi	Da 180 a 360 giorni	D.Lgs. n. 387/2003

Procedura di autorizzazione alla concessione idrica



La procedura di concessione deve concludersi entro 18 mesi esclusi i periodi di sospensiva (24 mesi in presenza di VIA)





Fonte: ERSE

4.7 LE TARIFFE DI CESSIONE DELL'ENERGIA

In generale l'energia elettrica prodotta e immessa in rete può essere destinata a:

1. Mercato (Borsa elettrica);
2. Cliente finale;
3. Cliente grossista.

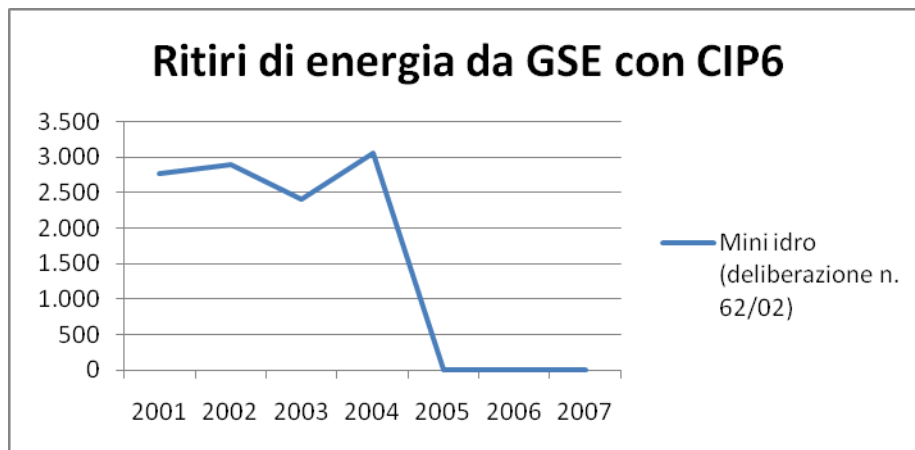
In alternativa il produttore può richiedere al GSE di ritirare l'energia elettrica ad un prezzo fissato dall'Autorità competente (AEEG).

L' incentivo (CIP6) risale ad una delibera del 1992 emanata dal Comitato Interministeriale Prezzi, che prevede l'acquisto da parte del GSE dell'energia prodotta da fonti rinnovabili o "assimilate" ad un prezzo superiore al quello al quale sarebbe stato possibile venderla sul mercato. Vengono incentivati con questo metodo i primi 2 milioni di kWh prodotti da centrali che ne abbiano fatto richiesta, garantendo i seguenti prezzi minimi:

- fino a 500.000 kWh annui, 95 euro/MWh;
- da oltre 500.000 fino a 1.000.000 di kWh annui, 80 euro/MWh;
- da oltre 1.000.000 fino a 2.000.000 di kWh annui, 70 euro/MWh;

In realtà questa forma di incentivo dal 2005 non interessa più il settore del mini Hydro, in quanto esso può ora optare per la più vantaggiosa tariffa onnicomprensiva.

Il grafico sottostante, che rappresenta l'energia da mini hydro incentivata con il meccanismo CIP6, dimostra che l'attrattività di questa leva di incentivazione si è del tutto dissolta.



4.8 I CERTIFICATI VERDI

Il meccanismo di incentivazione dei **certificati verdi** viene introdotto in Italia con il Decreto legislativo n.79 16/03/1999 (meglio conosciuto come Decreto Bersani). Nel successivo decreto del 11/11/1999, nell'art. 5 comma 1, si definisce il certificato verde come una "certificazione di produzione da fonti rinnovabili di valore pari o multiplo di 100 MWh, emesso dal Gestore della rete".

Di fatto i certificati verdi permettono agli impianti che producono energia dalle fonti non rinnovabili di rispettare la legge che prevede che almeno il 2% dell'energia prodotta provenga da fonti rinnovabili. Tale percentuale, dopo il 2004, viene incrementata dello 0,35% l'anno.

In altre parole, una centrale elettrica a carbone o petrolio dovrà acquistare tanti certificati verdi quanti sono necessari per far sì che il 2% dell'energia complessivamente prodotta o acquistata provenga da fonti rinnovabili.

Dall'altra parte, i produttori di "energia pulita" richiedono al gestore della rete (GSE) l'emissione di tali certificati che testimoniano che la fonte utilizzata per produrre energia è rinnovabile.

Tali certificati, secondo il decreto legislativo n.79 del 16/03/1999, vengono contrattati secondo le leggi del libero mercato su una piazza nata ad hoc, gestito dal GME (Gestore del Mercato Elettrico).

La finanziaria del 2008 ha lievemente modificato la normativa sugli incentivi alle fonti rinnovabili, senza però cambiare il concetto di fondo dei certificati verdi.

In particolare la legge, oltre ad estendere il periodo di rilascio da 8 a 15 anni e a ridurre il taglio del certificato da 50 MWh a 1 MWh, introduce la possibilità per impianti di potenza nominale media annua non superiore a 1 MW (in cui rientra parte del mini idroelettrico) entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007 di richiedere al GSE, in alternativa ai certificati verdi, una tariffa onnicomprensiva.

Il certificato verde viene venduto sul mercato elettrico al valore di mercato, come avviene nelle contrattazioni di borsa. Come tale esso ha un valore che varia a seconda della domanda e offerta; da quando sono stati introdotti il loro prezzo è costantemente aumentato fino all'introduzione della tariffa onnicomprensiva, che ha un valore fisso e sostituisce il certificato verde e il prezzo al quale l'energia verrebbe ritirata.

Se la vendita dei certificati verdi sul mercato può permettere un maggior guadagno nel momento in cui ci sia un picco di domanda, la tariffa onnicomprensiva garantisce stabilità di prezzo e protegge il produttore di energia da manovre speculative che possono verificarsi sulla borsa elettrica.

Per quanto riguarda l'idroelettrico la **tariffa onnicomprensiva è di 22 EuroCent/kWh**; tale tariffa è di fatto sempre stata maggiore del prezzo dei certificati verdi, facendo sì che i piccoli produttori optassero sistematicamente per la tariffa onnicomprensiva.

4.9 LO SQUILIBRIO DI MERCATO E LA LEGGE 99/09

L'introduzione dei Certificati Verdi non ha sortito l'effetto desiderato; già a partire dal 2004 si è registrato un eccesso di offerta di certificati rispetto alla domanda; da un lato infatti crescono gli impianti che producono energia da fonte rinnovabile, dall'altra le esenzioni sull'obbligo d'acquisto non hanno permesso il formarsi di una base di domanda sufficiente ad assorbire la crescente quantità di certificati che ogni anno arrivavano ed arrivano sul mercato. Questo ha di fatto depresso il prezzo dei certificati (che ha raggiunto il valore minimo di 58 €/MWh).

Per questo nel 2008 è stato approvato il decreto che obbliga il GSE all'acquisto di tutti i certificati verdi che a fine anno siano rimasti invenduti. Il prezzo di acquisto è calcolato come differenza tra una tariffa fissa (180 €/MWh) e il prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno precedente (definito da AEEG).

L'impegno di acquisto del GSE è stato previsto fino a tutto il 2010.

Lo squilibrio strutturale ha però fatto nascere la necessità di rivedere le norme in base alle quali alcune tipologie di produttori possono avere l'esenzione dall'acquisto, in modo da creare una domanda maggiore (si parla di un aumento pari a circa il 100%, da 185 TWh a 360 TWh).

In particolare, a partire dal 2011, i soggetti obbligati all'acquisto di certificati verdi non saranno più "i titolari di uno o più contratti di dispacciamento in prelievo con la società Terna spa".

Tale disposizione ha subito poi uno slittamento: sarà infatti applicata non più a partire dal 2011, bensì dal 2012; questo fa sì che il 2011 sia un anno critico per i produttori di energia da fonti rinnovabili, in quanto i certificati verdi si ritroveranno nuovamente senza un mercato. Da un lato infatti non sarà ancora garantito l'aumento della domanda, dall'altro terminerà il periodo in cui il GSE si è impegnato a ritirare i certificati invenduti.

Ciò, unito al fatto che è stata ripetutamente dichiarata l'intenzione di abbassare il prezzo attorno al quale convergono le quotazioni dei certificati verdi, sta generando un clima di sostanziale incertezza che pone un evidente freno alle iniziative imprenditoriali volte a investire nel settore delle rinnovabili.

4.10 IL RITIRO DEDICATO

Gli impianti di potenza inferiore a 10 MW (potenza nominale), qualunque sia la fonte, e di qualunque potenza alimentati da fonti rinnovabili, possono optare per il ritiro dedicato da parte del GSE. Lo stesso si impegna a ritirare anche le eccedenze prodotte dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili programmabili di potenza non inferiore a 10 MW purché nella titolarità di un autoproduttore.

È bene chiarire che il ritiro dedicato si tratta di una semplificazione del processo di cessione dell'energia, non di un vero e proprio incentivo; per questo motivo al prezzo di ritiro si somma poi quello degli incentivi, eccezion fatta per il caso in cui il produttore opti per la tariffa omnicomprensiva.

Il GSE dopo aver ritirato l'energia si occupa del collocamento sul mercato.

L'Autorità definisce le condizioni economiche alle quali avviene il ritiro; per garantire che vengano rispettate le condizioni di mercato, l'Autorità stabilisce il prezzo del ritiro sulla base del prezzo che si forma sul mercato elettrico, in base all'orario di immissione dell'energia (prezzo zonale orario).

Tuttavia, nell'intento di non svantaggiare i piccoli impianti, per i quali il costo orario di produzione è sensibilmente superiore rispetto alle centrali di maggiori dimensioni, l'Autorità garantisce loro una tariffa minima. Possono beneficiare del prezzo minimo garantito i primi 2 milioni di KWh immessi annualmente in rete da impianti alimentati da fonti rinnovabili e di potenza inferiore a 1 MW. Anche in questo caso non si tratta di incentivi, bensì di aiuti volti a rendere più sopportabili i costi di produzione.

Per il 2009 i prezzi minimi garantiti, per tutti gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 1 MW, ad eccezione degli impianti idroelettrici di potenza nominale media annua fino a 1 MW, hanno assunto i seguenti valori:

- a) per i primi 500.000 kWh annui, 101,1 euro/MWh;
- b) da oltre 500.000 fino a 1.000.000 kWh annui, 85,2 euro/MWh;
- c) da oltre 1.000.000 fino a 2.000.000 kWh annui, 74,5 euro/MWh.

Per il 2009 i prezzi minimi garantiti per gli **impianti idroelettrici** di potenza nominale media annua **fino a 1 MW** hanno invece assunto i seguenti valori:

- a) per i primi 250.000 kWh annui, 140,4 euro/MWh;
- b) da oltre 250.000 fino a 500.000 kWh annui, 107,3 euro/MWh;
- c) da oltre 500.000 fino a 1.000.000 kWh annui, 86,7 euro/MWh;
- d) da oltre 1.000.000 fino a 2.000.000 kWh annui, 80,5 euro/MWh

4.11 LO SCAMBIO SUL POSTO

Lo scambio sul posto consente di immettere in rete l'energia elettrica prodotta ma non immediatamente consumata e di prelevarla in un diverso momento per il consumo. L'ente preposto al ritiro e alla successiva messa a disposizione è il GSE, unico intermediario italiano preposto a svolgere questo compito. L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas invece si occupa di definire le condizioni alle quali lo scambio debba essere fatto.

L'Allegato A del Testo Integrato per lo Scambio sul Posto (TISP) definisce l'energia elettrica scambiata come "il valore minimo tra il totale dell'energia elettrica immessa e il totale dell'energia elettrica prelevata per il tramite del punto di scambio".

Possono usufruire del servizio i titolari di impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 KW (fra cui il micro idroelettrico). Si considera infatti che impianti di queste dimensioni producano energia destinata all'autoconsumo, anziché alla vendita con finalità di profitto. Lo scambio sul posto nasce allora come servizio per far fronte al mancato allineamento temporale tra produzione e consumo.

Il servizio, se richiesto, ha validità pari a un anno solare e tacitamente rinnovabile.

Il GSE al fine di stabilire il contributo per lo scambio sul posto, associa all'energia immessa un controvalore in € pari alla quantità di energia immessa e il prezzo zonale orario. Mentre al cliente viene infatti addebitato in costo calcolato usando un prezzo medio e uguale su tutto il territorio nazionale, al produttore viene corrisposto un prezzo che varia in base alla fascia oraria, all'area geografica e al giorno della settimana nei quali avviene lo scambio.

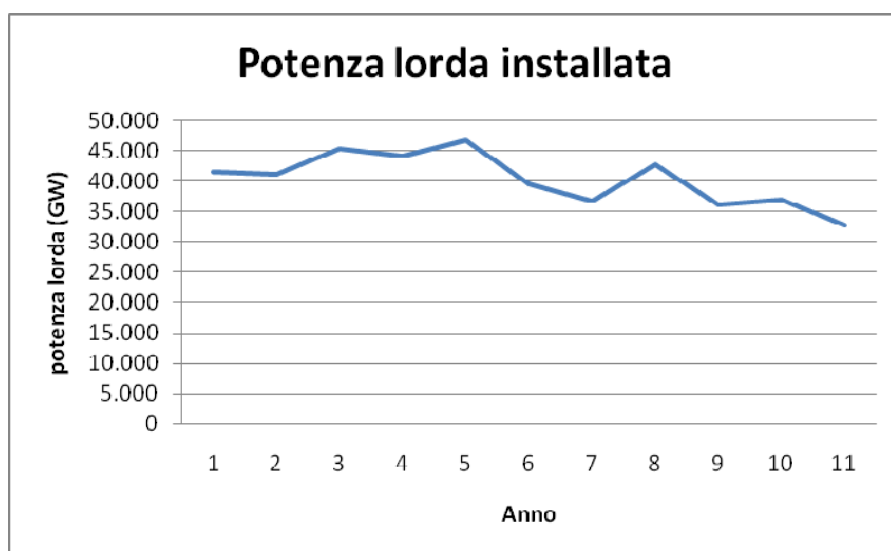
4.12 LA DIPENDENZA DEL SETTORE DALLA NORMATIVA

L'idroelettrico, così come le altre fonti rinnovabili, è "vittima" dell'incertezza della normativa e degli incentivi vigenti. Il settore appare fortemente minacciato in quanto la possibilità di competere dal punto di vista economico con l'energia prodotta da fonti tradizionali ruota sostanzialmente attorno agli incentivi.

Una scarsa chiarezza di questi ultimi o, peggio, una loro insufficienza, potrebbero determinare una sensibile flessione del settore, oltretutto con un danno di immagine per l'Italia non indifferente.

Analizzando la potenza lorda installata nei diversi anni, dal 1997 al 2007, si nota un andamento piuttosto irregolare e a prima vista impossibile da interpretare, ma che diventa chiaro andando ad analizzarne i picchi in corrispondenza delle introduzioni normative dell'anno di riferimento.

Anno	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Idroelettrico (da apporti naturali)	41.600	41.214	45.358	44.205	46.810	39.519	36.674	42.744	36.067	36.994	32.815
Incremento dall'anno prec.	-	-386	4.144	-1.153	2.605	-7.291	-2.845	6.070	-6.677	927	-4.179



Risulta subito evidente come il 1999 e il 2004 siano gli anni in cui si ha il maggior incremento di energia installata, segno evidente di investimenti nel settore.

Non è un caso che il 1999 sia l'anno in cui viene approvato il decreto Bersani (Decreto legislativo n.79 16/03/1999), in cui viene introdotto il meccanismo di incentivazione dei Certificati Verdi, liberalizzando di fatto il mercato dell'energia elettrica.

L'altro picco, quello relativo al 2004, può essere ricondotto alla Legge 239/04 (Legge Marzano), che "ha sancito la possibilità di estendere il trattamento previsto dal D.Lgs. 152/99 per le piccole derivazioni di pertinenza ENEL (che prorogava la concessione per ulteriori 30 anni a partire dal 1999) anche a soggetti diversi da ENEL, previa richiesta da inviare all'ente competente entro il 31/12/05". In altre parole, è dal 2004 che viene liberalizzato il settore del mini idroelettrico, permettendo a chiunque di richiedere le autorizzazioni per la derivazione dell'acqua e la costruzione dell'impianto. Per questa ragione si può ritenere che gran parte dell'incremento di potenza installata nel 2004 riguardi il mini idroelettrico.

Questo fa capire come le potenzialità di questo settore siano ancora nascoste e legate sostanzialmente al quadro normativo più che alla possibilità finanziaria e alla disponibilità di bacini adatti.

L'intero mercato del mini idroelettrico grava attorno agli stimoli economici e alla semplificazione dell'iter burocratico; questo, se da un lato può costituire una indubbia minaccia per tutta la filiera, dall'altro testimonia come il settore sia molto dinamico e pronto ad emergere per sfruttare le possibilità concesse dalla normativa.

4.13 GLI OBIETTIVI DI POLICY REGIONALI

Tutte le Regioni italiane hanno attivato iniziative nel campo delle fonti energetiche rinnovabili (FER).

Il ruolo dell'ente regionale si concretizza nella determinazione delle linee di indirizzo, degli standard e delle normative di attuazione e nella programmazione degli interventi e delle necessarie risorse finanziarie (Piano di indirizzo e Piano finanziario). Gli obiettivi fissati nei PEAR (Piano Energetico Ambientale Regionale) sono riportati nella tabella successiva. In quasi tutti gli ambiti regionali e provinciali i Piani sono stati approvati dalle rispettive Giunte e dal Consiglio Regionale, mentre in molte altre Regioni sono in corso gli studi per la stesura o l'aggiornamento di Piani precedenti.

Regione	Obiettivo
Piemonte	150 MW, 400 GWh/anno
Valle d'Aosta	20 MW, 110 GWh/anno
Lombardia	374 MW, 1270 GWh/anno
Trentino Alto Adige	-
Veneto	360-450 GWh/anno
Friuli Venezia Giulia	-
Liguria	250 GWh/anno
Emilia Romagna	16 MW, 80-90 GWh/anno
Toscana	100 MW, 578 GWh/anno
Umbria	3 MW, 37 GWh/anno
Marche	40 GWh/anno
Lazio	24 MW, 106 GWh/anno
Abruzzi	30 MW, 225 GWh/anno
Molise	-
Campania	-
Puglia	-
Basilicata	28,7-41 MW, 127,4-182 GWh/anno
Calabria	200 GWh/anno
Sicilia	-
Sardegna	137 GWh/anno

Obiettivi regionali di sfruttamento fonti rinnovabili 2010-2012.

5. LA VALUTAZIONE DI UN PROGETTO MINI-HYDRO

Il processo autorizzativo che porta alla realizzazione dell'impianto è in assoluto il momento del progetto che assorbe il maggior numero di risorse in termini di tempo e costi. Come è nella natura di ogni investimento, anche l'avventurarsi nel campo del mini idroelettrico comporta però ulteriori rischi. I principali che possiamo individuare sono rischi relativi a:

- **Costi operativi.**
- **Variabilità delle portate dei corsi fluviali.**
- **Valore degli incentivi e conseguente prezzo dell'energia elettrica.**

Risulta utile dunque al fine della realizzazione di un impianto mini idroelettrico mappare quelle che possono essere le fasi principali da compiere prima di intraprendere tale passo allo scopo di anticipare questi possibili vincoli.

E' possibile suddividere il processo realizzativo in 3 macro fasi:

- **Fase preliminare**
- **Fase di costruzione**
- **Fase manutentiva e di gestione.**



5.1 LA FASE PRELIMINARE

Questa prima macro fase è scomponibile a sua volta in 3 sottofasi:

- Individuazione e scelta del sito con conseguente valutazione delle caratteristiche (salto e portata)
- Analisi delle autorizzazioni da presentare
- Analisi dei costi e studio di fattibilità



5.1.1 Scelta del bacino e analisi delle autorizzazioni

Fondamentale ai fini della buona riuscita e profittabilità del progetto è la scelta del sito in cui installare l'impianto per la produzione di energia. I driver principali su cui basarsi su tale scelta sono principalmente:

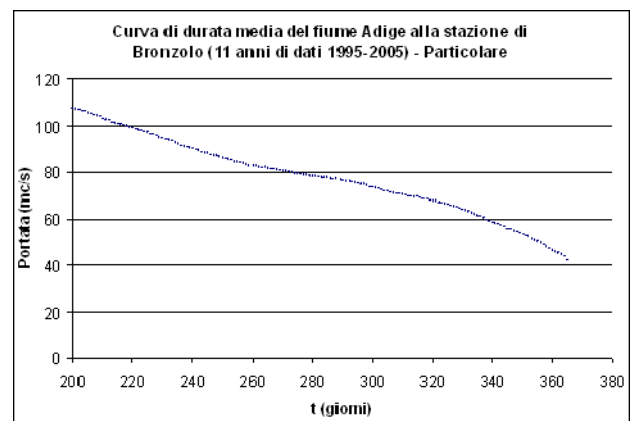
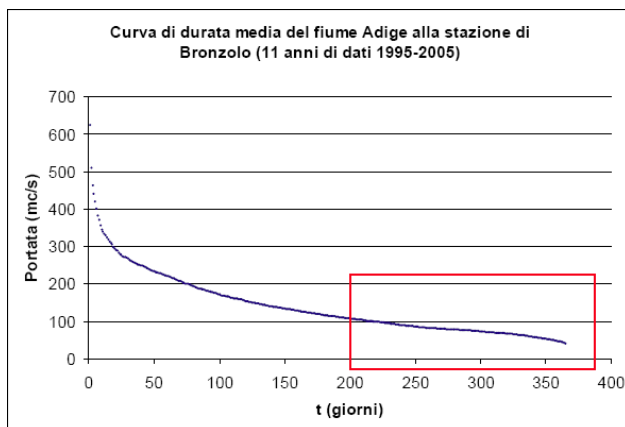
- Normativa locale;
- Dimensione del bacino;
- Accessibilità dello stesso;
- Disponibilità dei terreni;
- Determinazione della disponibilità di risorsa idrica;
- Valutazione delle caratteristiche del bacino (salto e portata);
- Resistenza al cambiamento.

Come sottolineato più volte nel corso della trattazione, punto cruciale per la scelta della località risulta essere anche la normativa in vigore nel territorio prescelto.

Oltre a tale criticità sarebbe opportuno contattare gli enti ambientalisti o possibili persone che potrebbero porre un veto alla realizzazione dell'impianto. È fondamentale in fase preliminare intavolare una discussione con le parti coinvolte per anticipare le possibili problematiche di impatto ambientale dell'opera. La scelta del luogo dovrebbe essere fatta anche alla luce di queste variabili sociali.

Per quanto riguarda l'accessibilità al luogo e alla disponibilità dei terreni, bisogna considerare tutti quei costi accessori, di acquisizione ed interventi sul bacino. Minore sarà l'accessibilità, maggiori risulteranno i costi di realizzazione e manutenzione.

Per la determinazione della disponibilità di risorsa idrica è fondamentale ricavare con dati diretti o indiretti quella che viene definita **curva media di durata delle portate**. Come è chiaro dalla figura sottostante tale curva rappresenta la frequenza ed il valore delle portate nel corso dei giorni dell'anno basandosi su serie storiche del corso d'acqua o dei corsi d'acqua attigui (nel caso specifico consideriamo a titolo di esempio la curva media delle portate del fiume Adige).



Fonte: Bacino - Adige

Punti chiave per una prima analisi sono il valore di massima e di minima portata; è evidente come dalla semplice analisi dei singoli valori è possibile ricavare la sostenibilità o meno della realizzazione di un impianto mini idroelettrico, coerentemente con i valori del deflusso minimo vitale regolamentati dal territorio.

Da questa prima stima, quindi, ricaviamo la presumibile portata massima derivabile dall'impianto.

Segue dunque la valutazione delle caratteristiche complessive del bacino, determinandone, anche con un semplicemente altimetro, il salto.

Dall'incrocio di queste determinanti in conclusione viene calcolata la potenza e la producibilità annua dell'impianto. Una volta ottenuta la potenza elettrica prodotta, moltiplicando semplicemente per le ore di funzionamento annue dell'impianto è possibile ricavare la producibilità annua dello stesso.

È evidente come il fattore discriminante per un ottimo sfruttamento del bacino, essendo salto e portata imm modificabili e dipendenti dal sito preso in considerazione, sia, come già detto, il rendimento globale dell'impianto, suddivisibile in rendimento meccanico ed elettrico. Questo sarà uno dei fattori discriminanti al momento della scelta del produttore della turbina o dell'impianto.

Partendo da queste basi sarà possibile in seguito effettuare l'analisi di fattibilità del progetto.

5.1.2 Analisi dei costi e studio di fattibilità

Conclusione della fase preliminare è l'individuazione di tutti i possibili costi del processo ed il loro confronto con i presumibili ricavi considerata la possibile potenza prodotta calcolata al punto precedente.

Tipicamente i costi fondamentali da sostenere prima della realizzazione e durante il funzionamento dell'impianto e da stimare in fase pre-realizzativa si possono suddividere in:

- Costi di investimento;
- Costi d'esercizio;
- Costi di manutenzione.

I costi d'investimento vengono suddivisi a loro volta in:

- Costi di realizzazione opere di cantiere (elettromeccaniche, civili ed idrauliche);
- Costi tecnici (progettazione dell'impianto e direzione dei lavori);
- Costi per autorizzazioni ed acquisizione dei terreni;
- Eventuali costi di allacciamento alla rete.

D'altra parte i costi d'esercizio sono tutte quelle voci di costo riconducibili al normale funzionamento dell'impianto (costi del personale, canoni, tasse sul reddito, ecc.).

Per ultimi vanno ricondotti sotto la voce costi di manutenzione tutti quegli interventi finalizzati alla riparazione ed al mantenimento dell'impianto. Quest'ultimi costi poiché non quantificabili in maniera precisa in fase di valutazione devono essere tenuti in considerazione al momento dell'analisi dell'investimento con dei valori probabilistici. Bisogna valutare l'usura meccanica, il calo del rendimento e prevedere i possibili guasti.

Per completare lo studio di fattibilità è necessario infine valutare quelli che possono essere i ricavi presunti del futuro impianto. Come detto, partendo dall'analisi fatta in precedenza della producibilità annua del bacino è possibile ottenere i ricavi medi annui del progetto.

Incrociando dunque tali valori con il prezzo dell'energia prodotta e dei Certificati Verdi si ricava facilmente a priori la profittabilità dell'impianto. Necessario inoltre valutare l'esistenza di possibili incentivi alla realizzazione di tale progetto.

COSTI	RICAVI
<ul style="list-style-type: none"> •Costi di investimento •Costi realizzazione opere •Costi di progettazione •Costi autorizzazioni •Costi acquisizione terreni •Costi di allacciamento alla rete •Costi d'esercizio •Costi del personale •Canoni •Tasse sul reddito •Costi di manutenzione 	<ul style="list-style-type: none"> •Prezzo dell'energia •Valore certificati verdi •Eventuali incentivazioni

A titolo esemplificativo indichiamo delle verosimili percentuali dell'incidenza delle singole voci di costi sui costi totali, attraverso le stime raccolte dalle interviste effettuate.

% sui Costi Totali	Costi
10%	Acqua, assicurazioni, terreni
10%	Opere di scarico
30%	Opere elettriche e di regolazione
40%	Opere fisse in muratura
10%	Costo macchinario
100%	Totale

5.2 LA FASE DI COSTRUZIONE

Una volta individuato il sito in cui realizzare l'impianto e verificata la sostenibilità economica del progetto, si passa alla vera e propria fase realizzativa dello stesso. Anche questa seconda fase è suddivisibile a sua volta in 3 sotto fasi:

- Scelta del progettista
- Scelta del costruttore
- Realizzazione dell'impianto



5.2.1 La scelta del progettista

Questa fase può anche venir anticipata alla fase preliminare, poiché diverse imprese che si occupano di progettazione forniscono ai propri clienti, sulla base delle specifiche degli impianti progettati, le capacità tecniche per valutare l'idoneità del sito e per redigere le analisi di sostenibilità descritte in precedenza.

Il progettista, mediante grafici standard che incrociano le caratteristiche di portata e salto del corso d'acqua, è in grado di identificare la tipologia più idonea di turbina e progettare dunque il dimensionamento dell'impianto coerentemente con queste caratteristiche.

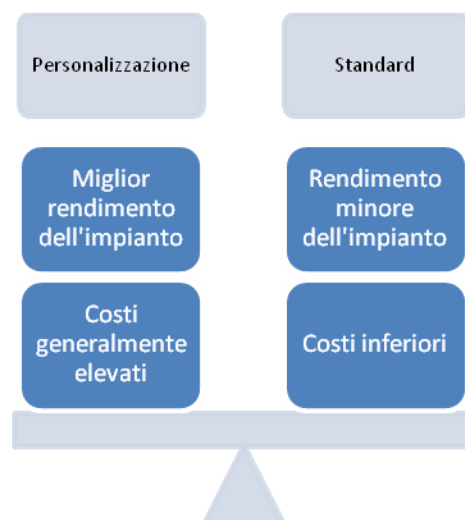
Diverse imprese svolgono oltre alla progettazione anche la fase produttiva vera e propria delle turbine fornendo ai propri clienti delle soluzioni "tutto compreso". Spesso invece le opere civili vengono demandate a società terze.

5.2.2 La scelta del costruttore

Nel caso in cui il progettista non si occupi in prima persona della costruzione delle turbine o dei moduli produttivi è necessario individuare in maniera autonoma il costruttore più idoneo che possa fornire un impianto che garantisca le massime prestazioni una volta installato.

Come visto in precedenza va prestata particolare attenzione al rendimento che può garantire l'insieme turbina-generatore in quanto influisce sulla redditività totale dell'impianto. Normalmente si opera personalizzando i diversi prodotti in base alle necessità del singolo cliente; questo però si traduce in un aumento dei costi di fornitura. Una possibile soluzione potrebbe essere quella di individuare dei produttori che forniscano componenti standard limitando la personalizzazione per il singolo impianto e che fanno riferimento a macchine elettriche standard.

Valutare il trade off esistente tra costi (personalizzazione dell'impianto Vs impianto standard) e ricavi (elevato rendimento Vs rendimento inferiore garantito da moduli standard) è fondamentale per la buona riuscita del progetto.



5.2.3 La realizzazione dell'impianto

Ultima fase è la costruzione, una volta individuate le specifiche dell'impianto.

Come anticipato nella maggioranza dei casi queste operazioni vengono esternalizzate ed effettuate da imprese terze che differiscono dai progettisti o dai semplici produttori di turbine.

In alcune occasioni risulta necessario effettuare le opere di collegamento dell'impianto alla rete elettrica, di vitale importanza dunque valutare a priori tale necessità e i costi relativi alla realizzazione dell'opera.

5.3 LA FASE MANUTENTIVA E DI GESTIONE

Indiscutibile vantaggio del mini idroelettrico nei confronti degli impianti di grandi dimensioni è l'incidenza minima dei costi di gestione e di manutenzione.

I costi di gestione relativi al personale vengono ridotti al minimo poiché non vi è necessità di una presenza fissa nell'impianto, ma il controllo di quest'ultimo viene effettuato in remoto. Occasionalmente si rende necessario un controllo delle opere meccaniche ed idrauliche per garantire il perfetto funzionamento e quindi il maggior rendimento dell'impianto.

6. ANALISI DEL MERCATO DEL MINI-HYDRO

6.1 LA SITUAZIONE A LIVELLO MONDIALE

La produzione idroelettrica copre attualmente il 19% della produzione mondiale di elettricità.

A livello globale, l'utilizzo dell'energia da mini-hydro è cresciuta molto negli ultimi anni per diversi fattori: l'elevata energia specifica, la disponibilità significativa di siti con basse portate o bassi salti, la comprovata tecnologia presente in tale settore. In particolare l'impiego dell'energia idraulica in piccola scala presenta molti vantaggi di natura sia tecnica (come facilità di costruzione e basso impatto ambientale), che economica (ovvero costo di costruzione e manutenzione contenuti). Il mini-idro può utilizzare corsi d'acqua di modeste dimensioni e può essere gestito anche da piccole comunità o semplici nuclei familiari.

Attualmente a livello mondiale l'Asia è di gran lunga l'area geografica dove il mini-hydro è più diffuso, seguita dall'Europa e dalle Americhe.

Region	Installed SHP capacity	Percentage
Asia	32,642	68.0 %
Africa	228	0.5 %
South America	1,280	2.7 %
North & Central America	2,929	6.1 %
Europe	10,723	22.3 %
Australasia – Oceania	198	0.4 %
TOTAL	47,997	100 %

Potenza installata (MW) nel campo del mini-hydro nel mondo – Fonte: International Journal on Hydropower and Dams, 2004

Con i più grandi e famosi fiumi del mondo, la Cina è in cima alle classifiche dal punto di vista dello sfruttamento dell'hydropower e del mini-hydro in particolare. Il potenziale sviluppo dell'hydro-power è di circa 676.000 MW, con una produzione annuale di circa 5,9 miliardi di kWh. Le riserve tecnicamente esplorabili sono stimate pari a 541.640 MW e le risorse economicamente sfruttabili sono circa 401.800 MW. In Cina, l'energia teoricamente disponibile mediante hydro-power misura 180.000 MW e quella tecnicamente sfruttabile ha una capacità di 75.000 MW.

L'opportunità per sviluppare impianti micro- mini- e small-hydro è notevole nel Sud-Est asiatico, dato che tutte i Paesi, fatta eccezione per Singapore, hanno potenziali siti per collocare gli impianti, con cinque fiumi

principali e molte cascate e ruscelli. I progetti considerati small non hanno un impatto dannoso sull'ambiente, mentre sono molto efficaci nella produzione di elettricità e quindi destinati per le mini-reti della comunità e l'uso domestico nelle aree più remote. Anche l'Asia minore presenta zone di assoluto interesse (come l'Anatolia, il Kurdistan e l'Iran) così come l'India. In America del Nord il Canada ha una lunghissima tradizione nell'idroelettrico, e nell'America del Sud, oltre ai bacini tropicali, vi sono potenzialità sorprendenti in Cile e Argentina. Anche l'Africa centrale e australe possono vantare siti significativi, ma qui lo sviluppo è ancora limitato.

Un utile 'atlante' della situazione mondiale delle installazioni mini-hydro in ogni nazione è contenuto nel sito Internet <http://www.small-hydro.com>.

6.2 LA SITUAZIONE IN EUROPA

In Europa per quanto riguarda lo sviluppo dell'idroelettrico di potenza superiore ai 10 MW siamo praticamente al pieno sfruttamento.

Il mini idroelettrico sta invece vivendo un momento di sviluppo, spinto dalle normative e dagli incentivi che oramai tutti i paesi europei stanno adottando nell'ambito delle energie da fonti rinnovabili. A livello europeo è sempre maggiore l'interesse nei confronti di questo settore, soprattutto da parte di paesi in cui l'idroelettrico è già maturo e il progresso delle tecnologie, l'abbassamento dei costi di produzione e gli incentivi statali hanno permesso una rinascita del settore spinta appunto dagli impianti di minore dimensioni. Si pensi a paesi come Italia, Svizzera, Francia, Austria, ricchi di fiumi e dislivelli, i cui corsi d'acqua fino a qualche anno fa non potevano essere sfruttati a causa della ridotta portata o dell'impossibilità di costruire grandi strutture in territori montuosi particolarmente impervi.

Lo sviluppo del mini hydro è sicuramente fondamentale per il raggiungimento degli obiettivi in termini di energie rinnovabili che l'Unione Europea si è preposta; considerando anche la Svizzera, dovranno e potranno essere installati più di 4000 MW mini idroelettrici, per una produzione annua di circa 55 TWh.

Nell'Europa a 25 sono attualmente in funzione circa 17000 impianti definibili mini idroelettrici (secondo la classificazione europea di potenza inferiore ai 10 MW) per una potenza installata totale superiore a 11000 MW e una produzione annua di oltre 40 TWh di energia elettrica.

Tra i paesi europei l'Italia è quello che contribuisce in percentuale maggiore: più del 20% della capacità mini idroelettrica è installata in Italia, paese in cui la produzione di energia da questa fonte raggiunge la percentuale maggiore.

Le opportunità nel mercato della sostituzione, ammodernamento e riposizionamento degli impianti sono buone, con molte società di servizi che ambiscono a raggiungere il più alto livello di efficienza e di capacità dagli impianti esistenti. Questa opzione rappresenta una rapida ed efficace strategia per incrementare le performance ed ottenere un accrescimento nella capacità installata da energie rinnovabili.

Quest'ultimo punto consentirà agli operatori una posizione favorevole nel momento in cui i 'certificati verdi' verranno adottati in Europa.

L'acqua rappresenta una risorsa disponibile ad un costo inferiore e maggiormente affidabile rispetto alle altre energie rinnovabili. Per esempio, quando la produzione di biomassa e costi di trasporto sono

considerati oppure quando l'energia generata dall'eolico, dai pannelli fotovoltaici o dalle onde viene considerata, essa può sottoperformare a causa delle condizioni volubili ambientali, mentre l'hydro-power sembra essere maggiormente consistente. In aggiunta al fatto che la tecnologia dell'hydro-power è matura, tali benefici sono un'opzione attrattiva per potenziali installatori.

L'hydro power è una delle più efficienti, consolidate e altamente sviluppate tecnologie esistenti negli ultimi 100 anni. I fornitori offrono ampiamente lo stesso prodotto ottenuto nelle prove e nei test, ed il cliente non deve preoccuparsi della logistica del fornitore.

Solitamente, gli impianti di mini-hydro possono operare per almeno 30 anni. Se gli utilizzatori adottano operazioni di manutenzione e di gestione programmata, gli impianti possono durare per più di 100 anni e ancor di più nel caso di successivi ammodernamenti. Questo rappresenta una efficacia in termini di costi rispetto ai convenzionali impianti di produzione di energia.

I costi di gestione e manutenzione variano dai 7.000\$ ai 10.000\$ per un impianto di 5 MW. Rispetto a impianti di simile dimensione come gli impianti di generazione a ciclo combinato (o CCGT: Combined Cycle GasTurbine), siamo attorno al 2% all'anno dei costi iniziali di installazione. Questo equivale a circa 100.000\$ ad esclusione dei costi del carburante. Questo aspetto, in uno scenario di lungo periodo, consente all'hydropower di essere una opzione attrattiva per i potenziali utenti.

Molti Paesi dell'Unione Europea consentono di installare impianti senza tener conto di eventuali impatti ambientali. Inquinamento, eco-mostri, danni o alterazioni alla flora locale, alla fauna ai fiumi possono rappresentare motivo di protesta e contestazione da parte dei residenti locali e dai gruppi di ambientalisti. Tuttavia, recentemente si è cercato di ridurre al minimo le alterazioni ed assicurare attraverso strumenti di gestione partecipati che le operazioni durante la costruzione e l'operatività conservino l'ambiente inalterato.

I principali problemi connessi all'adozione dei nuovi impianti hydro-power in Europa sono basati su considerazioni ambientali e molti governi dei Paesi membri UE richiedono la valutazione dell'impatto ambientale prima dello sviluppo del progetto.

La protezione della pesca, l'inquinamento, le alterazioni estetiche, i danni alla flora, alla fauna ed ai corsi d'acqua rappresentano un vincolo allo fattibilità del progetto. La percezione di possibili minacce ambientali sono state oggetto di proteste e contestazioni dagli abitanti locali, così come dai gruppi di ambientalisti. Alcuni corsi d'acqua ritenuti idonei per lo sviluppo di progetti hydro-power sono stati designati come aree protette. Queste decisioni rendono l'istallazione di nuovi impianti molto difficili. In aggiunta, gli imprenditori devono tenere in considerazioni la lentezza ed i ritardi per la realizzazione. Le autorizzazioni per la creazione degli impianti possono richiedere molti giorni prima dell'approvazione. Questo può portare all'aumento dei costi d'investimento e all'incertezza sulla realizzazione, fattori che gli imprenditori vorrebbero evitare.

I finanziatori decidono i propri investimenti solitamente su scenari con ritorni di breve termine, per esempio dai tre ai cinque anni. Siccome gli impianti hydro-power sono solidi e di lunga vita, il tempo di ripagamento dell'investimento ad essi associato risulta piuttosto di lungo periodo. Stipulando contratti con tempi di ripagamento prestabiliti, i rischi possono incrementare nella fase iniziale di operatività dell'impianto, quando ad esempio il livello dell'acqua si riduce o si è soggetti a fenomeni quali la siccità.

Molte delle autorità responsabili per l'assegnazione d'incentivi o agevolazioni di finanziamento, sia pubbliche che private, non hanno la completa conoscenza del funzionamento dei sistemi di piccola taglia.

Molteplici competitors che operano nel mercato dell'hydro-power in Europa sono molto competenti e hanno le potenzialità per sviluppare progetti in altri Paesi d'Europa. Tuttavia, molti di essi non sono proattivi nella identificazione delle nuove opportunità di mercato sulla base di fattori di rischio quali l'impiego ed il mantenimento di sufficiente capitale umano e finanziario per espandere le proprie strategie. Il rallentamento dello sviluppo del mercato è il risultato.

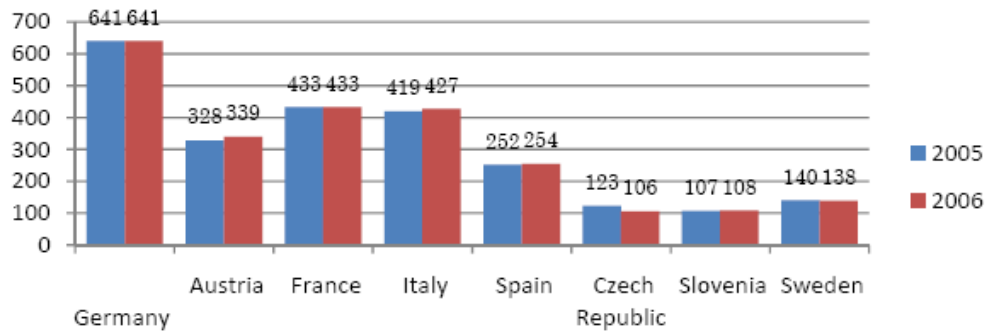
La seguente tabella mostra la produzione lorda di energia derivante dal mini-hydro per regione geografica nel mercato europeo dal 2002 e 2006. Inoltre, essa evidenzia il tasso di crescita della capacità installata nel medesimo periodo.

Country	2002	2003	2004	2005	2006
Austria	3433	2827	3132	3085	2999
Belgium	31	21	27	25	31
Bulgaria	189	260	272	373	364
Croatia	461	419	598	545	516
Czech Republic	214	119	174	205	219
Denmark	3	2	2	2	2
Estonia	1	1	2	2	1
EU 27	27120	26332	27827	26395	26569
Finland	927	825	1296	1185	988
France	5257	5133	5193	4496	4845
Germany	1988	1656	1812	1684	1714
Greece	241	410	402	431	520
Hungary	17	15	18	17	16
Iceland	600	609	613	604	627
Ireland	78	51	54	54	62
Italy	3398	3176	3671	3101	3181
Latvia	212	195	267	286	232
Lithuania	30	28	36	39	34
Luxembourg	10	7	9	8	9
Netherlands	9	6	8	8	9
New Member States	1407	1055	1380	1434	1365
Norway	11128	9081	9361	11665	10267
Poland	196	144	179	189	176
Portugal	671	1352	849	407	946
Romania	1380	1140	1420	1737	1578
Slovakia	453	299	353	399	378
Slovenia	285	254	352	298	309
Spain	1981	3530	2713	1681	2198
Sweden	5706	4604	5170	6260	5307
Switzerland	3028	2994	2902	2685	2662
Turkey	2896	3038	3963	3402	3804
UK	412	277	416	423	396

Produzione lorda degli impianti hydro in Europa in GWh - Fonte: Eurostat

I Paesi con più alta capacità installata in Europa sono: l'Italia, la Francia, la Spagna e la Germania. Assieme rappresentano il 65% della capacità installata complessivamente in Europa nel 2006. Il più alto potenziale di crescita si registra in Grecia, Portogallo e Spagna. Tra i Paesi Emergenti vi sono Lituania, Polonia ed Estonia.

La figura successiva riporta il trend della capacità netta installata in MW da impianti minihydro. I dati L'incremento della capacità annuale rimane pressoché costante tra il 2006 ed il 2007, con un rallentamento stimato nel 2008 e nel 2009 dovuto alla crisi finanziaria-industriale e alla riduzione del costo del petrolio, cui è generalmente associato un rallentamento degli investimenti nelle rinnovabili.



Trend dei principali Paesi europei con maggiore capacità installata in MW - Fonte: Eurostat

La tabella successiva riporta la capacità netta installata da impianti small-hydro di media taglia, compresa tra 1 MW e i 10 MW. I Paesi con più alta capacità installata in Europa sono: l'Italia, la Francia, la Spagna e la Germania. Assieme rappresentano il 65% della capacità installata complessivamente in Europa nel 2006.

Country	2004	2005	2006	Growth 2005-2006 (%)
Austria	442	328	339	3.35%
Belgium	8	8	8	0.00%
Bulgaria	25	25	25	0.00%
Croatia	1	1	1	0.00%
Czech Republic	107	123	106	-13.82%
Denmark	7	7	7	0.00%
Estonia	4	5	5	0.00%
European Union 27	2784	2842	2834	-0.28%
Finland	31	31	31	0.00%
France	433	433	433	0.00%
Germany	555	641	641	0.00%
Greece	23	26	21	-19.23%
Hungary	3	5	3	-40.00%
Iceland	13	10	7	-30.00%
Ireland	11	18	18	0.00%
Italy	413	419	427	1.91%
Latvia	18	18	18	0.00%
Lithuania	14	19	19	0.00%
Luxembourg	2	2	2	0.00%
Netherlands	0	0	0	
New Member States	338	365	351	-3.84%
Norway	49	49	n.a.	
Poland	77	72	72	0.00%
Portugal	29	28	28	0.00%
Romania	64	63	56	-11.11%
Slovakia	9	16	20	25.00%
Slovenia	106	107	108	0.93%
Spain	252	252	254	0.79%
Sweden	99	140	138	-1.43%
Switzerland	0	0	0	0.00%
Turkey	15	15	15	0.00%
United Kingdom	52	56	56	0.00%

Capacità netta installata in MW da impianti small hydro inferiori ad 1 MW - Fonte: Eurostat

La tabella successiva mostra come sia ripartita la domanda di energia mediante mini-hydro sulla base della tipologia di utente finale, nel 2004. Le utilities rappresentano la maggioranza della capacità installata. Molte stanno sviluppando nuovi impianti oppure ammodernando quelli esistenti al fine di incrementare la capacità di energia generata mediante le rinnovabili.

	Percentuale installata	Ricavi (Milioni \$)	Trend
Utilities	92%	366.4	Stable/Decreasing
Privati	5%	19.9	Increasing
Industriali	3%	12	Increasing
Totale	100%	398.3	

Analisi del mercato Small hydropower in termini di Ricavi e impianti installati per tipologia di utente finale - Fonte: Frost & Sullivan, 2004

I privati stanno aumentando, attratti dai finanziamenti governativi e dall'aumento delle tariffe per l'esportazione di energia elettrica generata dall'hydro-power. Per esempio in Grecia, gli imprenditori hanno installato impianti con lo scopo di esportare energia mediante la rete. La percentuale di impianti in questa categoria è destinata ad aumentare in base alle stime, per il 2010, dal momento che gli investitori riconoscono le potenzialità di profitti realizzabili nel medio-lungo termine. Gli utenti finali degli impianti industriali per mini-hydro che hanno accesso a corsi d'acqua iniziano a riconoscere le potenzialità dell'hydro power in loco. In tale categoria ci si attende una crescita per il 2010.

La tabella di seguito mostra i ricavi percentuali in base alle capacità dell'impianto di minihydro installato nel 2004 e fornisce delle stime per il 2010 e il 2020.

Circa il 27% di installazioni è costituito da impianti con una capacità superiore ai 5 MW. Tra tutte le categorie, gli impianti maggiormente installati sono quelli compresi tra i 3-5 MW di capacità. Lo scenario prevede che si assisterà ad una crescita nell'installazione di impianti di media-grande taglia a partire dal 2010. Mentre il trend s'inverterà, con un'enfasi su impianti di piccola taglia nel corso dei prossimi 20 anni.

	< 1 MW	1-3 MW	3-5 MW	5-7 MW	7-10 MW
2004	14%	26%	33%	17%	10%
2010	12%	24%	33%	19%	12%
2014	10%	23%	32%	21%	14%

Market share in funzione della dimensione dell'impianto mini-hydro - Fonte: Frost & Sullivan, 2004

6.3 LA SITUAZIONE IN ITALIA

Anche in Italia, come nel resto d'Europa, il settore dell'Idroelettrico è oramai quasi interamente sfruttato, essendo tra le fonti rinnovabili quella più datata e che consente la maggiore produzione di energia.

Ciò risulta particolarmente evidente dalla seguente tabella, che confronta il contributo percentuale di ogni fonte alla produzione totale di energia da FER in Italia, nel 1997 e nel 2007.

Fonte	1997	2007
Idroelettrico	90%	67%
Eolico	0%	7%
Fotovoltaico	0%	1%
Geotermico	8%	11%
Biomasse	2%	14%

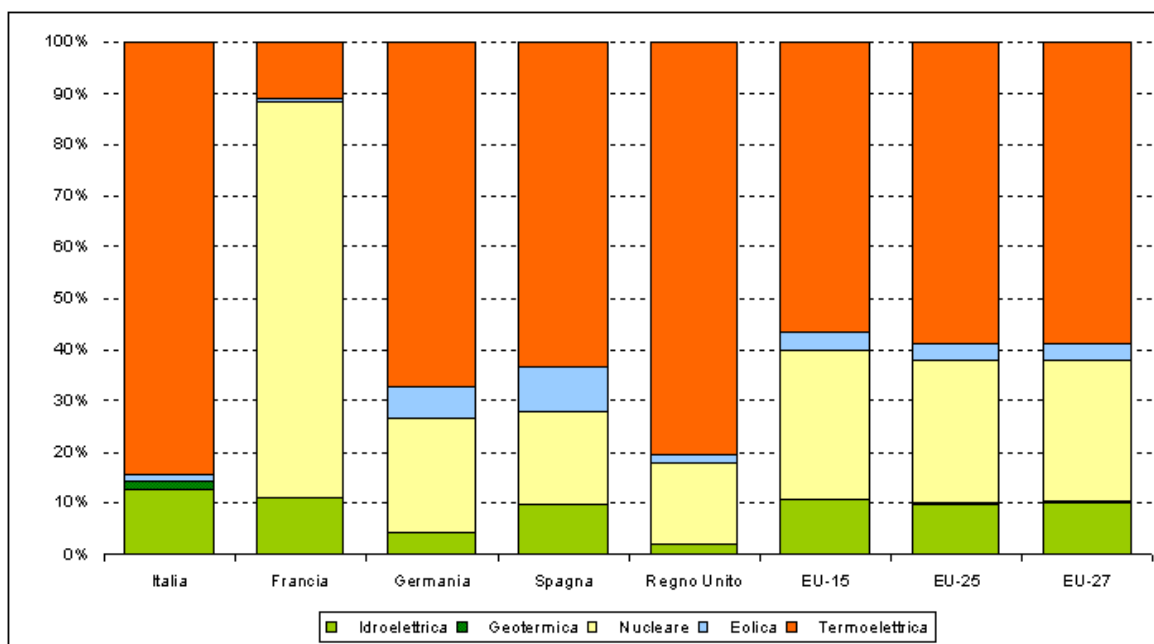
Ripartizione percentuale delle energie rinnovabili nel 1997 e nel 2007 - Fonte: AEEG

Nel 1997 l'idroelettrico contribuiva per quasi il 90% della produzione dell'energia proveniente da fonti rinnovabili, mentre nel 2007 la percentuale era scesa al 67% circa.

In Italia però l'idroelettrico rimane sicuramente la fonte rinnovabile principale e sulla quale si è maggiormente investito.

Il grafico seguente mostra l'anomala situazione italiana rispetto a quella degli altri paesi europei; è infatti uno dei paesi con la maggior percentuale di energia prodotta proveniente dall'idroelettrico (comunque al di sopra della media europea), ma al tempo stesso è il paese con la maggior percentuale di energia termoelettrica prodotta.

La mancanza del nucleare e il limitatissimo contributo del solare rendono quella idroelettrica praticamente l'unica energia prodotta da fonti rinnovabili. Da qui si intuisce come **l'Italia possa essere considerato un paese in cui ritrovare centri di eccellenza per quanto riguarda le soluzioni tecnologiche del mercato dell'idroelettrico**. In questo contesto, essendo ormai maturo (se non in declino) il settore dell'idroelettrico "maggiore", trova terreno fertile per potersi sviluppare il **mini idroelettrico**.

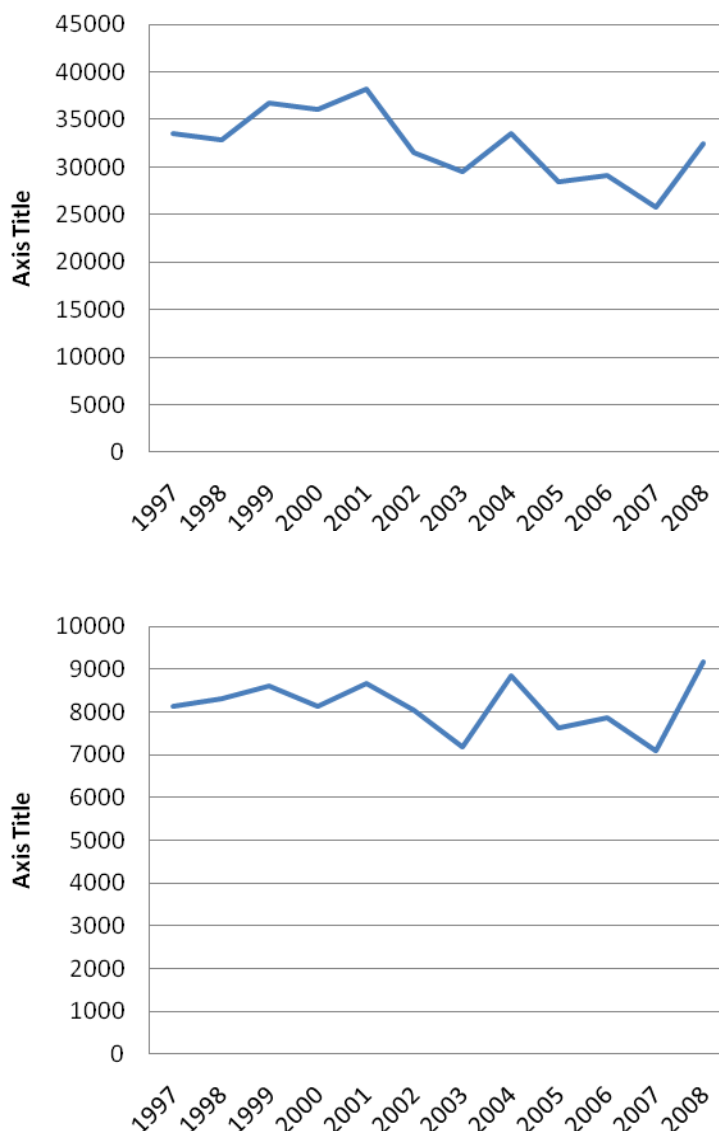


Ripartizione della produzione di energia per fonte - Fonte: AEEG

Se da un lato si può affermare che anche in Italia i grandi bacini sfruttabili per la produzione di energia sono attualmente sfruttati, dall'altra rimangono molti corsi d'acqua minori non ancora sfruttati, poiché la loro scarsa portata o il loro limitato salto non consentono la creazione di impianti abbastanza grandi da garantire un costo di produzione competitivo.

Una normativa che tenta di semplificare l'iter autorizzativo e gli incentivi di cui i piccoli impianti possono godere ha reso economicamente vantaggiosa la costruzione di questi impianti.

I due grafici sotto mostrano come l'energia idroelettrica prodotta con impianti maggiori di 10 MW abbia un trend decrescente, mentre quella proveniente da impianti di potenza minore di 10 MW registri oggi un valore maggiore che in passato.



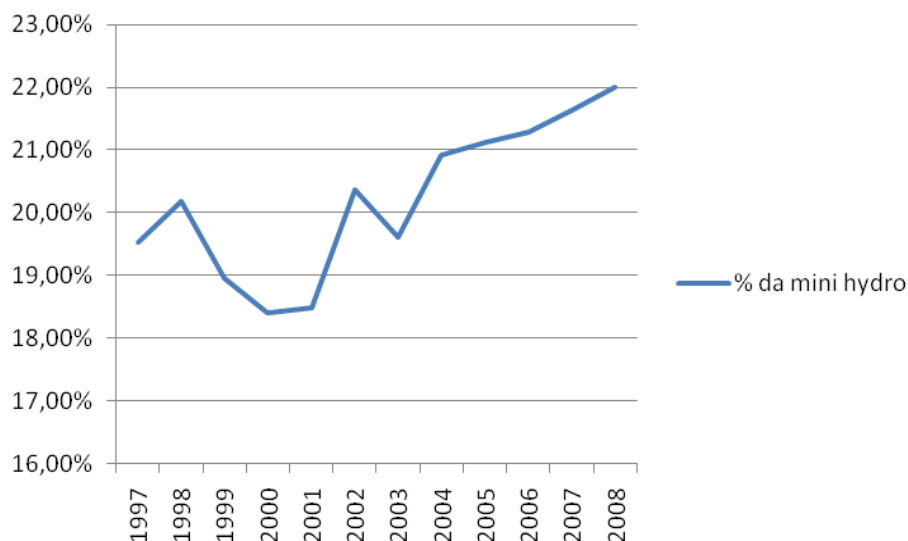
Energia prodotta da impianti idroelettrici di potenza rispettivamente superiore a 10 MW e inferiore a 10 MW, dal 1997 al 2008 - Fonte: GSE

Andando a considerare la percentuale di energia idroelettrica proveniente da impianti mini, si nota il peso sempre maggiore che questi ricoprono nella produzione complessiva di energia idroelettrica.

L'andamento irregolare dei grafici è da attribuire in parte alla normativa che, come già detto, varia molto e frequentemente, in parte dalle condizioni atmosferiche dell'anno, soprattutto in termini di piovosità.

Ad ogni modo, nonostante dipenda fortemente da variabili esogene (quali appunto la normativa e le condizioni atmosferiche), il mini idroelettrico oggi può costituire un interessante investimento, soprattutto alla luce dei progressi tecnologici che permettono valori di efficienza e costi di produzione ormai competitivi e grazie ad incentivi che rendono molto attraente il settore.

Nel grafico seguente viene invece riportato il peso sempre maggiore del mini idroelettrico sul totale della potenza installata.



Percentuale dell'energia proveniente da mini idroelettrico sul totale prodotto da idroelettrico, dal 1997 al 2008 - Fonte: GSE

6.3.1 La localizzazione degli impianti in Italia

I dati relativi al settore idroelettrico al 31/12/2008 pubblicati dal GSE mostrano una situazione di aumento degli impianti idroelettrici in Italia, passando da 2128 a 2184 (+ 2,6%); la potenza lorda installata invece è passata dai 17459 MW del 2007 ai 17623 MW del 2008, facendo registrare un incremento dello 0,95% circa. Il fatto che la potenza installata sia aumentata in percentuale maggiormente rispetto all'incremento del numero di impianti è sostanzialmente dovuto ad azioni di repowering di vecchie centrali.

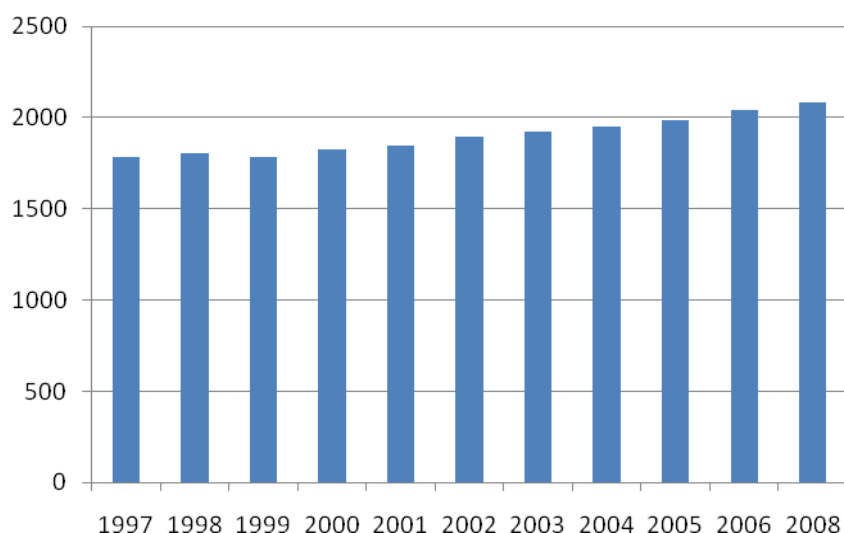
Andando a vedere più nel dettaglio, si nota che il numero di impianti di potenza superiore ai 10 MW dal 2007 al 2008 è cresciuto del 1%, mentre la potenza lorda installata limitatamente a questa taglia ha registrato un incremento del 5%, a testimonianza di quanto detto in precedenza.

Per quanto riguarda invece impianti di potenza compresa tra 1 MW e 10MW l'incremento del numero di impianti è stato pari al 3,7%, contro un aumento della potenza installata del 3,4%.

Da questi pochi dati iniziali si intuisce come il repowering e l'installazione di piccoli impianti sia la direzione verso cui effettivamente ci si sta muovendo.

Allargando l'orizzonte e andando a considerare l'andamento della potenza media degli impianti mini idroelettrici dal 1997 al 2008 il trend è evidente:

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Potenza media mini hydro (MW)	1783	1804	1787	1824	1849	1892	1924	1951	1986	2040	2086	2156



Potenza media installata in Italia, da impianti mini idroelettrici - Fonte: GSE

Alla luce di questi dati si può dunque concludere che il settore dell'idroelettrico, ormai maturo, sta vivendo un momento di rinascita trainato dallo sviluppo e dalle soluzioni proposte dagli impianti di più piccola dimensione.

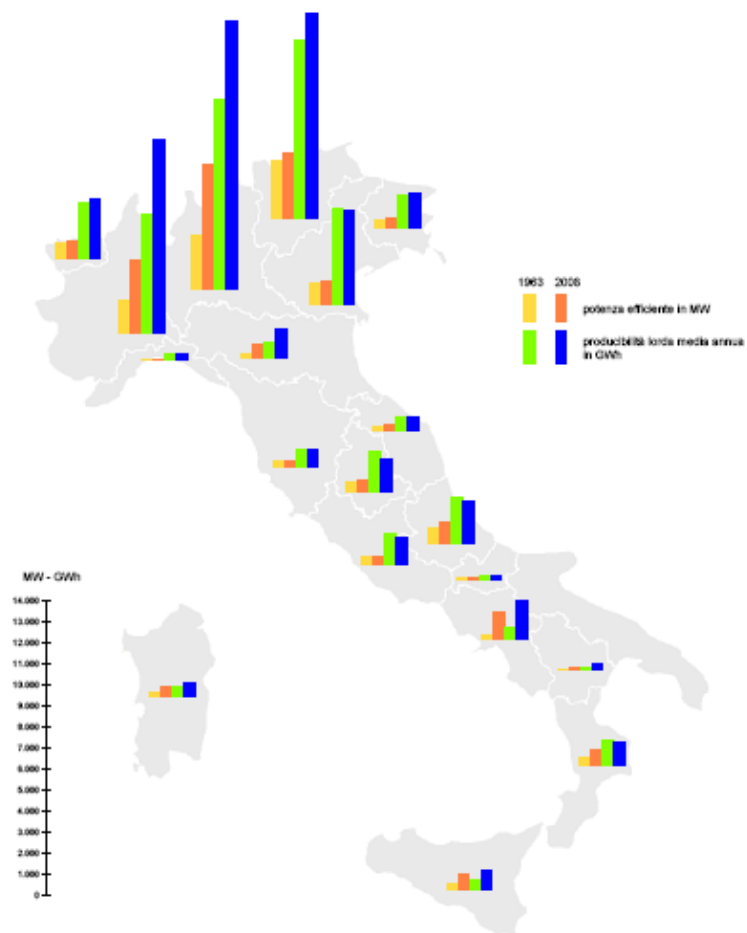
Nella tabella sotto si riporta la potenza installata e la numerosità degli impianti idroelettrici nel 2007 e nel 2008:

Classi di potenza	2007		2008		Variazione %	
	n	MW	n	MW	n	MW
0<x<1 MW	1194	437	1223	450	2,40%	3,10%
1<x<10 MW	641	2086	655	2156	3,70%	3,40%
>10 MW	293	14936	296	15018	1,00%	5,00%
TOT	2128	17459	2184	17623	2,60%	0,94%

Potenza installata nel 2007 e nel 2008, suddivisa per classe di potenza - Fonte: GSE

A livello complessivo, per quanto riguarda la numerosità degli impianti, l'incremento maggiore nel 2008 riguarda gli impianti di potenza compresa tra 1 MW e 10 MW, ossia relativi al mini idroelettrico.

In particolare i 56 impianti che sono entrati in esercizio nel 2008 hanno potenza media minore di 3 MW.



Potenza efficiente lorda media annua degli impianti idroelettrici: confronto 1963-2008

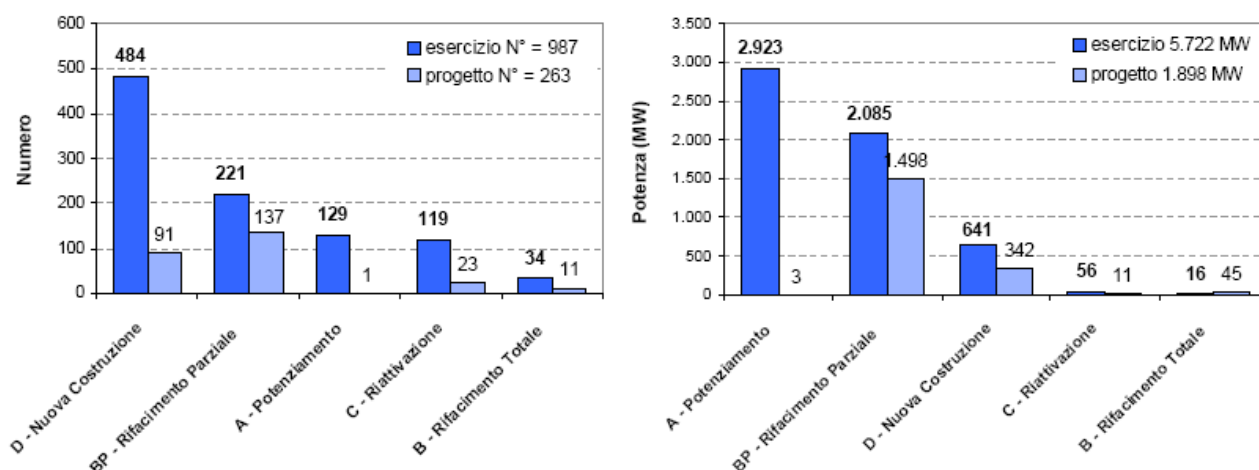
Guardando anche al dato totale, il fatto che la potenza installata sia aumentata meno dell'1% a fronte di un aumento del numero di impianti pari al 2,6% dimostra come effettivamente le ultime centrali siano di dimensione minore rispetto al passato.

	2007		2008	
	n	MW	n	MW
Piemonte	474	2.399	486	2475
Valle d'Aosta	63	861	64	882
Lombardia	333	4903	341	4919
Trentino Alto Adige	369	3050	380	3105
Veneto	188	1088	193	1099
Friuli Venezia Giulia	137	454	142	457
Liguria	40	73	41	73
Emilia Romagna	62	290	69	295
Nord	1666	13117	1716	13265
Toscana	91	321	92	328
Umbria	28	508	29	511
Marche	104	230	104	230

Lazio	68	399	68	403
Centro	291	1459	293	1472
Abruzzo	50	1002	51	1002
Molise	25	85	25	85
Campania	27	334	27	334
Puglia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Basilicata	7	128	7	128
Calabria	28	717	31	720
Sicilia	17	152	17	152
Sardegna	17	466	17	466
Sud	171	2883	175	2887
ITALIA	2128	17459	2184	17623

Potenza installata nel 2007 e nel 2008, per regione - Fonte: GSE

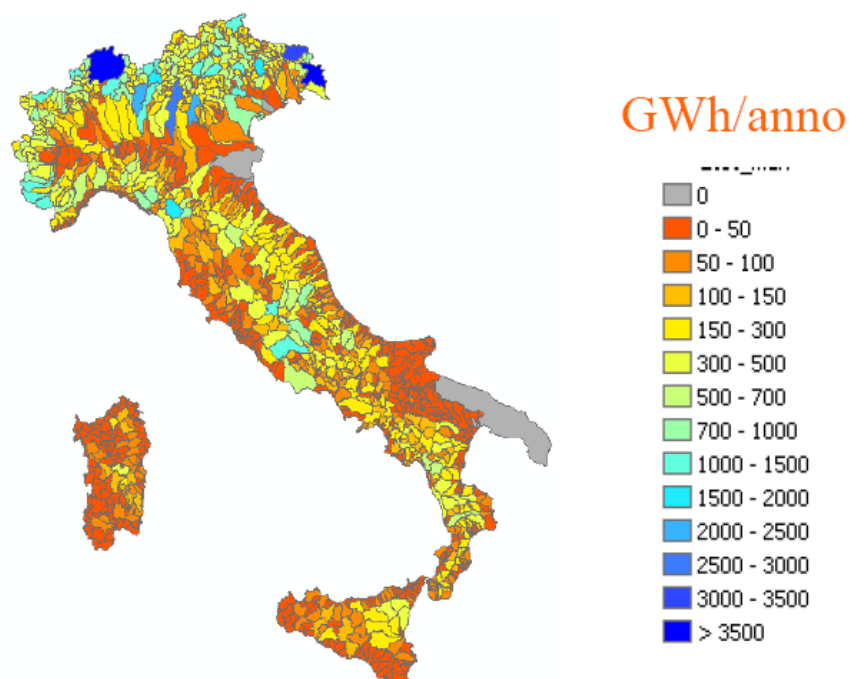
Andando ad analizzare i dati in tabella le regioni con maggior numero di impianti e maggior potenza installate risultano essere la **Lombardia**, il Trentino Alto Adige e il Piemonte. Guardando invece al maggiore incremento nel numero di impianti in esercizio dal 2007 al 2008, il primato spetta al Piemonte con 12 nuovi impianti, seguito da Trentino Alto Adige con 11 e Lombardia con 8. Anche per quanto riguarda l'incremento di potenza installata il Piemonte si trova al primo posto con 76 MWh installati in più rispetto all'anno precedente, seguito da Trentino Alto Adige (55 MWh) e Val d'Aosta (21MWh). La Lombardia si trova al quarto posto con un incremento di 16 MWh. Ciò significa che in Lombardia sono stati installati impianti più piccoli rispetto a Trentino, Val d'Aosta e Piemonte. Tra le regioni maggiori produttrici di energia da idroelettrico, si può affermare che **la Lombardia sia quella in cui la potenza media dei nuovi impianti installati sia minore**. In particolare la potenza media per impianto installata in Lombardia è pari a 2 MW, contro i 6 MW del Piemonte, i 5 MW del Trentino Alto Adige e i quasi 22 della Val d'Aosta.



Impianti idroelettrici censiti in Italia e qualificati IAFR per i certificati 'verdi' al 1 Maggio 2009 – Fonte: GSE

6.3.2 Le prospettive in Italia

Il contributo del settore idroelettrico alle energie rinnovabili ha ancora notevoli margini di sviluppo, in particolare per quanto riguarda il comparto dell'idroelettrico minore, ossia impianti inferiori ad 1 MW di potenza. La seguente mappa riporta le stime per lo sfruttamento massimo potenziale dei bacini idrici in Italia.



Massimo potenziale idroelettrico italiano – Fonte: CESI Ricerca

Infatti, se fino a qualche anno fa il comparto è stato trascurato, sia per le condizioni di mercato, sia per le dimensioni aziendali dei principali operatori che non incoraggiavano dei precisi piani di sviluppo del settore, oggi trova per diversi motivi terreno fertile per una sua rivitalizzazione.

L'opportunità per sviluppare impianti mini-hydro è notevole nel Sud-Est asiatico, dato che tutti i Paesi, fatta eccezione per Singapore, hanno potenziali siti per collocare gli impianti, con cinque fiumi principali e molte cascate e ruscelli.

In Europa, i privati attivi nel business stanno aumentando, attratti dai finanziamenti governativi e dall'aumento delle tariffe per l'esportazione di energia elettrica generata dall'hydro-power. Per esempio in Grecia, gli imprenditori hanno installato impianti con lo scopo di esportare energia mediante la rete. La percentuale di impianti in questa categoria è destinata ad aumentare in base alle stime, dal momento che gli investitori riconoscono le potenzialità di profitti realizzabili nel medio-lungo termine.

Difficile è quantificare numericamente il potenziale del mini-hydro in Italia, in primo luogo perché richiederebbe studi sul territorio ad una scala troppo di dettaglio, ed in secondo luogo perché il suo pregio

non consiste tanto in un contributo energetico significativo all'interno del fabbisogno nazionale, quanto piuttosto nel suo valore in termini di sostenibilità dell'utilizzo della risorsa idrica a livello locale.

I luoghi in Italia adatti allo sviluppo dell'energia idraulica in micro-scala sono numerosi, anche in considerazione del fatto che molto varia è la tipologia dei possibili utenti: utenze isolate, nuclei familiari, borgate, aziende agricole, artigianali e industriali.

I vantaggi dei mini-impianti sono inoltre legati alla limitata risorsa necessaria per la produzione di energia elettrica, ed alla loro struttura compatta, relativamente semplice, almeno per le picocentrali, da trasportare anche in luoghi inaccessibili. L'esperienza inoltre permette di affermare che l'idroelettrico di piccola scala se ben proporzionato e ubicato risulta economicamente competitivo rispetto alle altre fonti energetiche rinnovabili e sovente anche rispetto alle fonti tradizionali una volta considerati gli effettivi costi globali unitari (ad esempio un sistema a generatore diesel ha costi di investimento ridotti ma necessita di una spesa consistente per l'acquisto ed il trasporto del carburante).

Essi rappresentano infatti una risorsa energetica privata in quanto:

- La risorsa idrica è una fonte di energia sicura in quanto inesauribile e disponibile sul territorio italiano in modo capillare;
- La risorsa idrica è dotata di una elevata energia specifica;
- L'idroelettrico gode di una comprovata tecnologia;
- L'idroelettrico spesso facilita la regionalizzazione della produzione;
- Le applicazioni mini-hydro sono a bassissimo impatto ambientale.

La tabella successiva riporta i valori storici e previsionali del numero di impianti, della capacità e della potenza stimata nel 2010, nel 2015 e nel 2020 nel mercato del mini-hydro in Italia. Sebbene il trend negli anni precedenti al 2006 sia piuttosto costante, ma in lieve crescita; le stime relative al medio-lungo termine supportano l'opportunità di espansione del mercato del mini-hydro.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	E2010	E2015	E2020
Numero complessivo di mini-hydropower	1666	1633	1681	1705	1727	1762	1799	n/a	n/a	n/a
Capacità (MW)	2197	2233	2291	2330	2364	2405	2468	3000	n/a	4200
Generazione GWh	9239	9396	9594	7187	8859	7616	7875	n/a	n/a	12430

Valori storici e previsioni del numero di impianti, della capacità e della potenza degli impianti di mini-hydro in Italia - Fonte: European Small Hydropower Association, 2006

Nel documento edito dal progetto europeo BlueAge (1999-2000) vi è l'unica indicazione di potenziale per l'Italia. Tale indicatore mostra che, per il segmento mini-hydro senza vincoli ambientali, ci sarebbe un potenziale di 1.400 MW, mentre per aggiornamenti, riqualificazioni e riattivazioni di vecchi impianti il potenziale sarebbe di 700 MW. Questo significherebbe un potenziale totale di 2.100 MW. Tuttavia i vincoli

devono essere tenuti in considerazione ed è stimato che, dei nuovi impianti, il 62% sarebbe perso, consentendo solo un incremento di 500 MW. Dei vecchi impianti riqualificati è invece stimato che l'80% del potenziale andrebbe perso a causa dei vincoli, dando un incremento di soli 140 MW. Questo lascia l'Italia con un potenziale residuo perseguibile di soli 640 MW per il segmento Mini-Hydro.

		Generazione		Capacità
		Gwh/anno	%	MW
A	Margine di crescita lordo teorico	5.040	100	1.400
B	Fattibile tecnicamente	n/a	n/a	n/a
C	Fattibile economicamente	n/a	n/a	n/a
D	Fattibile economicamente tenuto conto di eventuali limiti ambientali	1.850	38	500
E	Fattibile tecnicamente tenuto conto dei vincoli ambientali per l'ammodernamento degli impianti attualmente operanti	500	10	140

Dimensione del mercato potenziale del mini-hydro in Italia – Fonte: European Small Hydropower Association, 2006

6.3.3 La situazione in Lombardia

Come visto sopra, la Lombardia al 31 dicembre 2008 conta 341 impianti, la cui potenza media è pari a circa 14 MW, evidenziando però che gli ultimi impianti installati hanno potenza media pari a 3 MW.

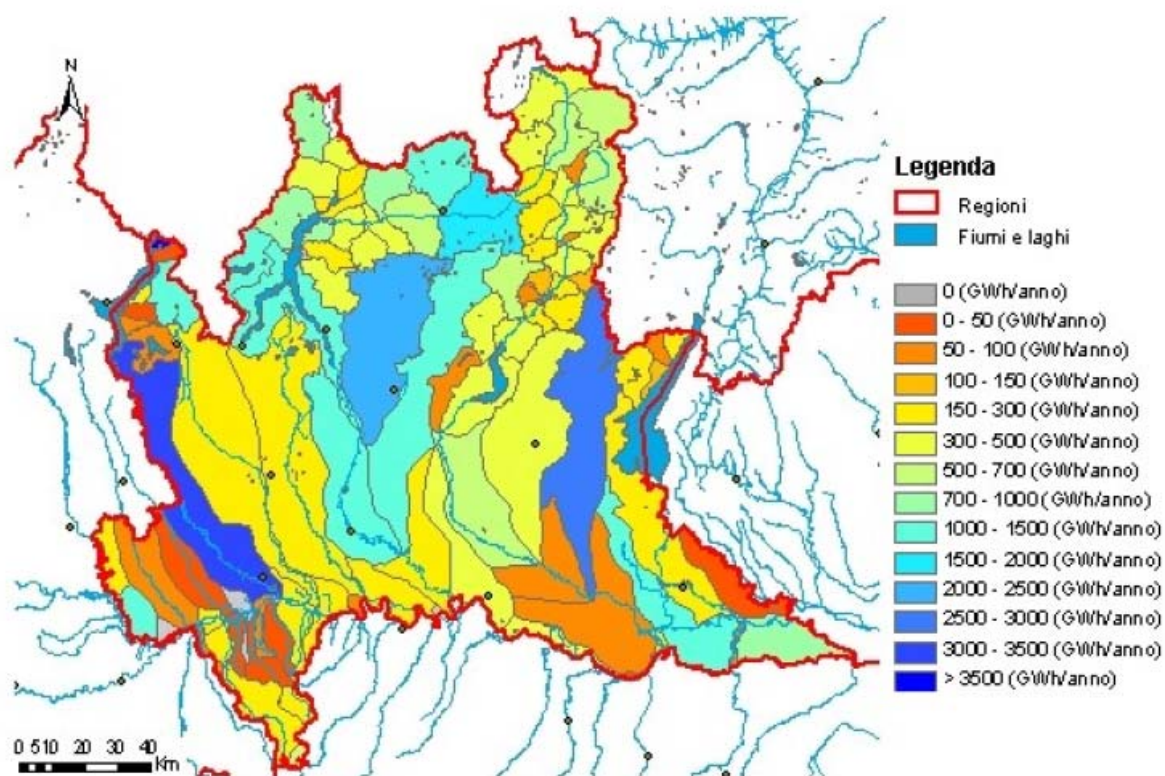
In particolare più del 75% degli impianti ha potenza minore di 1 MW; circa il 20% ha potenza compresa tra 1MW e 3MW e solo una minima percentuale è di potenza superiore ai 3 MW.

Per il grande idroelettrico le risorse disponibili sul territorio sono tutte già sostanzialmente sfruttate e nel contempo le problematiche di impatto ambientale non sembrano consentire un ulteriore sviluppo del settore in termini di nuove installazioni. L'attenzione si è quindi spostata sugli impianti di piccola taglia, in particolare sulla tipologia ad acqua fluente (senza bacino di invaso). Si tratta, in questo caso, di impianti definiti come miniidroelettrico (< 3 MW), realizzati sfruttando canali di irrigazione, acquedotti comunali e torrenti di montagna.

In questa direzione si sono orientate le iniziative sostenute a livello regionale in questi ultimi anni per la promozione dell'idroelettrico. In particolare, mediante l'utilizzo dei Fondi Strutturali Comunitari (DOCUP - Obiettivo 2 2000-2006), sono stati realizzati 17 impianti mini-idroelettrici sfruttando nella quasi totalità dei casi condotte di acquedotti comunali.

A livello di province lombarde Bergamo e Sondrio sono quelle che registrano la maggior produzione di energia elettrica, mentre Lecco, Varese, Cremona e Mantova sono le province che registrano la maggior percentuale di impianti al di sotto di 1 MW di potenza. Bergamo è la provincia lombarda con la maggior percentuale di impianti che superano i 3 MW di potenza.

La seguente mappa riporta il potenziale massimo di sviluppo dell'idroelettrico in Lombardia.



Potenziale idroelettrico in Lombardia – Fonte: CESI Ricerca

La Lombardia si è dotata del primo Piano Energetico-Ambientale Regionale (PEAR) nel 2003. Esso fissa quattro obiettivi strategici:

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

Il Piano d'Azione per l'Energia (PAE) pubblicato nel 2007 è lo strumento operativo del PEAR. Esso ne recepisce le urgenze, in particolare rispetto allo sviluppo delle energie rinnovabili e specificatamente per l'idroelettrico prevede tre progetti strategici per i prossimi anni:

1) l'incremento dello sfruttamento del mini-hydro da acquedotti montani

Una soluzione innovativa rispetto agli utilizzi tradizionali della risorsa idrica a scopi energetici è costituita dall'installazione di micro-centraline idroelettriche lungo le reti acquedottistiche, che, in ambito montano, si sviluppano coprendo dislivelli di una certa entità. Il salto disponibile tra l'opera di presa e la rete di distribuzione costituisce infatti una vera e propria riserva di energia, che può essere trasformata in energia utilizzabile mediante applicazioni tecnologiche relativamente semplici e competitive da un punto di vista economico. Questa tipologia di intervento unisce i benefici della produzione energetica rinnovabile al sostanziale rispetto dell'assetto territoriale esistente e ai benefici (in termini economici e di sfruttamento delle infrastrutture preesistenti destinate ad usi potabili) degli usi plurimi della risorsa idrica. La sinergia è particolarmente vantaggiosa qualora gli interventi siano concomitanti con le necessarie opere di ammodernamento del sistema idro-potabile. Sulla base dei contatti attivati con gli Uffici competenti di alcune Province montane, risulta infatti che sono numerosi gli acquedotti di montagna che necessiteranno nel breve-medio periodo di interventi di riqualificazione.

Inoltre l'energia prodotta, a seguito di questa tipologia di intervento, gode dei benefici economici legati all'emissione dei Certificati Verdi.

Gli acquedotti presenti nei Comuni che ricadono nell'ambito territoriale delle Comunità Montane delle Province di Bergamo, Brescia, Como, Lecco, Pavia, Sondrio e Varese sono complessivamente 558. Si sottolinea che il 31% dei Comuni e il 41% del territorio regionale sono classificati come montuosi.

La Regione Lombardia, nell'ambito delle iniziative a supporto degli Enti Locali, ha commissionato uno studio finalizzato a valutare puntualmente le potenzialità legate allo sfruttamento idroelettrico degli acquedotti di montagna. Nello specifico sono state censite e valutate le caratteristiche del sistema di approvvigionamento di acqua potabile dei Comuni che ricadono in ambito montano con l'obiettivo di individuare le possibili strutture di acquedotto che, per le loro caratteristiche idrauliche e topografiche, risultano idonee al loro utilizzo per la produzione di energia elettrica.

Lo studio "Analisi delle potenzialità di utilizzazione idroelettrica degli acquedotti montani" (1996) stimava una potenzialità di circa 60 GWh annui, attribuibile alla realizzazione di 93 impianti. Dal punto di vista della sola fattibilità tecnica, gli interventi individuati riguardano 109 acquedotti. La valutazione è stata effettuata tenendo conto dei seguenti parametri:

- disponibilità della portata di acqua proveniente dalle sorgenti utilizzate;
- utilizzazione delle condotte esistenti e possibili raccolte da più sorgenti in un'unica adduttrice;
- configurazione dell'acquedotto e dislocazione piano-altimetrica dei serbatoi di raccolta e delle adduttrici principali;
- stima delle perdite di carico e di rendimento;
- esistenza di studi di fattibilità o progetti esecutivi già sviluppati.

La stima sulle potenzialità di sviluppo riportata nella tabella seguente è di poter recuperare dalle 60 alle 70 GWh annuali.

	Scenario Medio		Scenario Alto	
Province	n. impianti	GWh/a producibili	n. impianti	GWh/a producibili
Bergamo	13	6,982	14	7,519
Brescia	18	11,571	33	21,134
Como	8	4,338	8	4,338
Lecco	1	0,272	1	0,272
Sondrio	53	36,834	53	36,834
Lombardia	93	59,997	109	70,097
	pari a	5.159 tep		6.019 tep

Stima degli impianti di recupero dell'energia idraulica da acquedotti montani in Lombardia – Fonte: Piano d'Azione per l'Energia della Regione Lombardia

2) l'incremento del mini-hydro da canali irrigui;

L'ambito territoriale nel quale si ramifica l'estesa rete di canali irrigui interessa principalmente la pianura lombarda e buona parte dell'area di media collina della regione.

Il territorio è suddiviso in comprensori di bonifica, unità omogenee sotto il profilo idrografico e idraulico, all'interno dei quali opera un Consorzio di bonifica. I comprensori attualmente definiti sono 18. A questi si aggiungono la Lomellina, dove operano l'Associazione Irrigazione Est Sesia e il Consorzio di bonifica della Valle del Ticino, e il comprensorio di Burana nell'Oltrepo mantovano, gestito dal Consorzio Burana – Leo - Scotenna – Panaro, con sede a Modena. Complessivamente i comprensori di bonifica lombardi si estendono su una superficie di poco superiore a 12.150 km².

I Consorzi di bonifica provvedono a garantire il servizio irriguo dei comprensori di competenza. Le modalità di gestione di tale servizio sono variabili e dipendono dalla morfologia del territorio, dalle caratteristiche dei suoli e delle colture, dalle organizzazioni consortili, da come nel tempo si è diffusa l'irrigazione.

La gran parte delle acque superficiali utilizzate per l'irrigazione proviene dai fiumi che escono dai grandi laghi lombardi (Ticino, Adda, Oglio, Chiese e Mincio). Circa un quarto però dei territori irrigui sono irrigati con acque miste, ovvero provenienti da più fiumi, che vengono ridistribuite attraverso una fitta rete di canali.

La peculiare presenza sul territorio regionale di un sistema di irrigazione articolato e ben sviluppato giustifica l'interesse nato negli ultimi anni rispetto alla possibilità di sfruttamento ai fini della produzione di energie elettrica.

Sulle reti di bonifica e di irrigazione è già stato verificato che in molti casi il miniidroelettrico può effettivamente offrire una occasione di business e di risparmio e recupero energetico, oltre al fatto che può consentire anche benefici nei riguardi della regolazione e del controllo dei flussi idrici.

Per una valutazione delle potenzialità di sfruttamento della risorsa idrica mediante l'utilizzazione del sistema di canali irrigui presenti sul territorio regionale, si è fatto riferimento agli studi realizzati negli anni scorsi per la Regione Lombardia da Sistemi di Energia (Indagine conoscitiva e conseguente valutazione delle potenzialità idroelettriche del sistema irriguo lombardo 1995), dedicati allo sviluppo del mini-Idro lungo la

rete di canali dei Consorzi di Bonifica ed Irrigazione, e dal CESI (Sviluppo delle potenzialità residue dell'Idroelettrico Minore in Italia, 2003).

Le informazioni incluse nello studio di Sistemi di Energia ed aggiornate da CESI al 2002, relative alla situazione di effettivo sfruttamento della rete di canali irrigui che attraversa il territorio lombardo, sono state raccolte attraverso un'analisi puntuale per ciascun comprensorio di bonifica.

L'indagine ha permesso di individuare 106 centrali idroelettriche di cui 18 centrali esistenti, 26 centrali inattive e smantellate di terzi, 1 centrale la cui concessione è stata rinunciata dall'Enel, 5 centrali in riattivazione e 56 nuove possibili centrali. Si tratta di impianti caratterizzati da una potenza efficiente compresa nell'intervallo 100 kW-3000 kW. Lo studio elaborato ha visto la realizzazione di più fase operative:

- censimento dei corsi d'acqua e valutazione preliminare delle possibili utilizzazioni;
- analisi tecniche ed elaborazioni dati;
- elaborazione dei risultati;
- prefattibilità economica e caratteristiche ambientali.

Per ogni possibile utilizzazione individuata durante la prima fase di censimento è stato effettuato successivamente un sopralluogo finalizzato alla realizzazione delle relative schede tecniche. Gli esiti dello studio sono sintetizzati nella seguente tabella, che stima una produzione potenziale di 948 GWh annuali.

Tipo d'intervento	N impianti	Potenza (MW)	Produzione idroelettrica (GWh/anno)
Centrali esistenti	18	101	732
Nuove potenziali centrali idroelettriche realizzabili sul sistema irriguo	56	31	170
Centrali inattive o smantellate	26	4	31
Concessioni rinunciate dall'ENEL	1	0,2	0,7
Centrali in riattivazione	5	2	14
TOTALE	106	138	948

Stima degli impianti di recupero dell'energia idraulica da canali irrigui in Lombardia – Fonte: Piano d'Azione per l'Energia della Regione Lombardia

3) il revamping delle centrali esistenti;

L'aspetto del potenziamento e del recupero degli impianti esistenti è di fondamentale importanza per il settore idroelettrico: molte centrali in funzione sono piuttosto datate e potrebbero incrementare la propria efficienza con un intervento di ristrutturazione.

Si tratta di interventi che vedono, da una parte, un miglioramento delle prestazioni energetiche dell'impianto attraverso la sostituzione o il parziale rifacimento dei gruppi di generazione elettrica e, dall'altra, una ottimizzazione delle risorse idriche con interventi sulle opere di presa. Dal punto di vista della produzione di energia elettrica queste tipologie di intervento si caratterizzano per un aumento dell'energia elettrica producibile, attribuibile ad un miglior rendimento di utilizzazione dell'energia primaria disponibile.

Diventa quindi strategico e fondamentale privilegiare la ristrutturazione prima ancora che incentivare nuove realizzazioni, come d'altra parte previsto dallo stesso D. lgs 79/99, articolo 12, comma 1, per quanto riguarda le grandi derivazioni d'acqua per uso idroelettrico: "Almeno cinque anni prima della scadenza di una concessione di grande derivazione d'acqua per uso idroelettrico, ogni soggetto, purché in possesso di adeguati requisiti organizzativi e finanziari, può chiedere il rilascio della medesima concessione a condizione che presenti un programma di aumento dell'energia prodotta o della potenza installata, nonché un programma di miglioramento e risanamento ambientale del bacino idrografico di pertinenza."

Per una valutazione delle potenzialità aggiuntive attribuibili agli interventi di repowering sugli impianti idroelettrici esistenti si è fatto riferimento agli esiti dello studio realizzato da IREER nel 2004 relativo al potenziale sfruttamento delle fonti rinnovabili nelle aree lombarde.

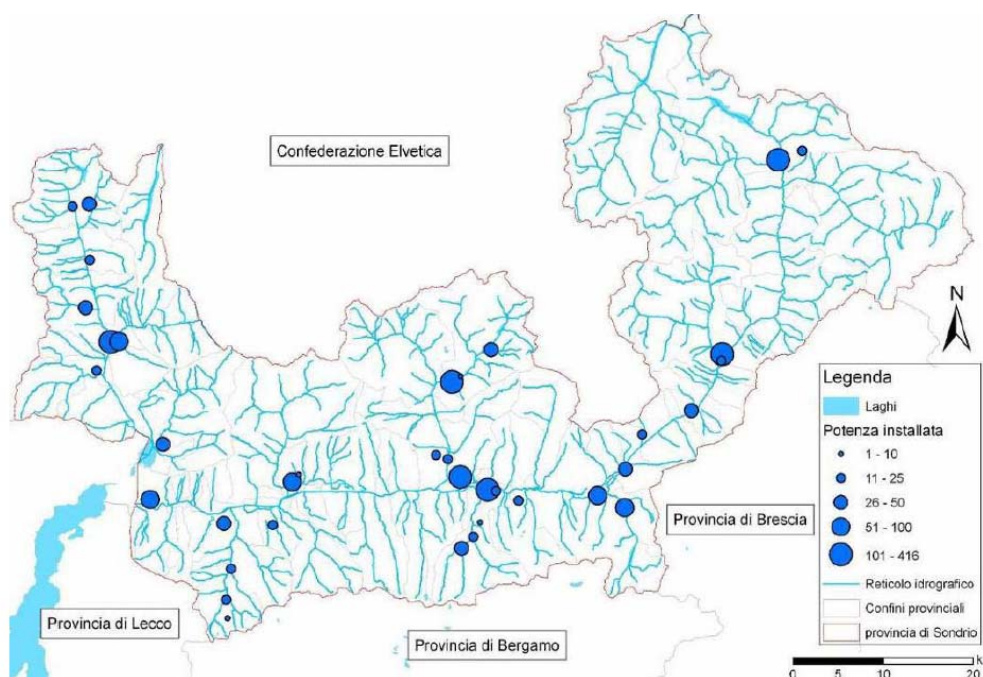
Sul potenziamento ed il repowering è stato stimato un incremento progressivo annuo pari all'1% sulla produzione media annua registrata nell'ultimo triennio. Questo incremento di efficienza porta ad una produzione aggiuntiva di circa 500-600 GWh/anno.

Di seguito vengono riportati due casi di studio di rilevante interesse, relativi alle Province di Sondrio e Cremona. Emblematicamente, sono stati selezionati due esempi di territori appartenenti rispettivamente alla fascia alpina e alla pianura, per osservare le diverse strategie decise a fronte della diversa conformazione geologica del territorio.

6.3.4 Studio di caso: la Provincia di Sondrio

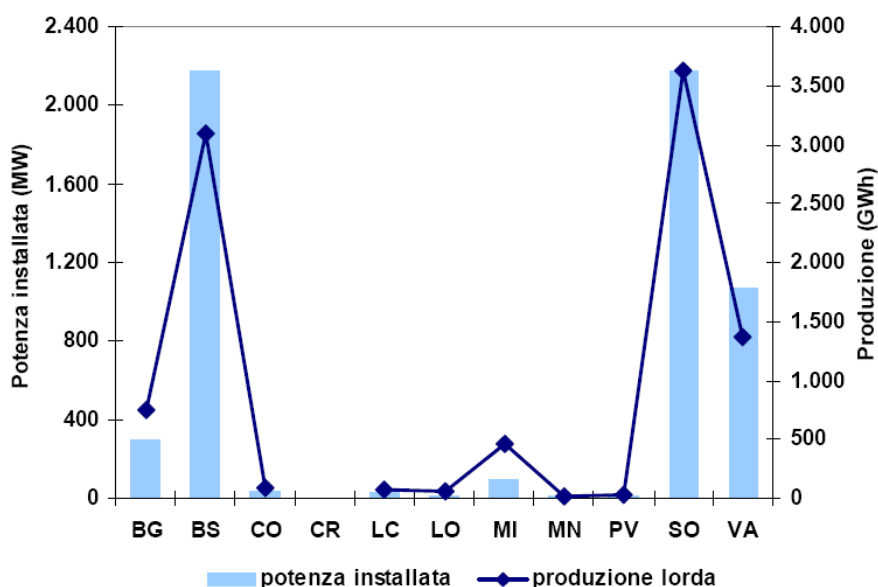
Il territorio della provincia di Sondrio ospita numerosi impianti di produzione di energia elettrica, quasi esclusivamente di natura idroelettrica, che complessivamente presentano una potenza installata pari a circa 2.174 MW (corrispondenti a circa il 12% dell'intero parco centrali installato in Lombardia, valore che si eleva al 18% se si considera la sola potenza idroelettrica installata). Il parco centrali così configurato ha prodotto, nel 2005, in termini di energia elettrica lorda, oltre 3.600 GWh, ossia circa il 6% della produzione complessiva regionale e quasi il 40% della produzione idroelettrica lombarda.

In particolare l'idroelettrico produce quasi la totalità dell'energia elettrica in provincia di Sondrio ed è costituito da una cinquantina di impianti di grandi dimensioni (potenza installata superiore ai 3 MW, Figura 13). L'incidenza quindi degli impianti mini-idroelettrici, sia dal punto di vista della potenza installata che della conseguente produzione, risulta trascurabile, pur rappresentando in termini numerici quasi la metà degli impianti presenti sul territorio.



Impianti idroelettrici (> 3 MW) installati in Valtellina - Fonte: TERNA, 2006. Elaborazioni: Cestec

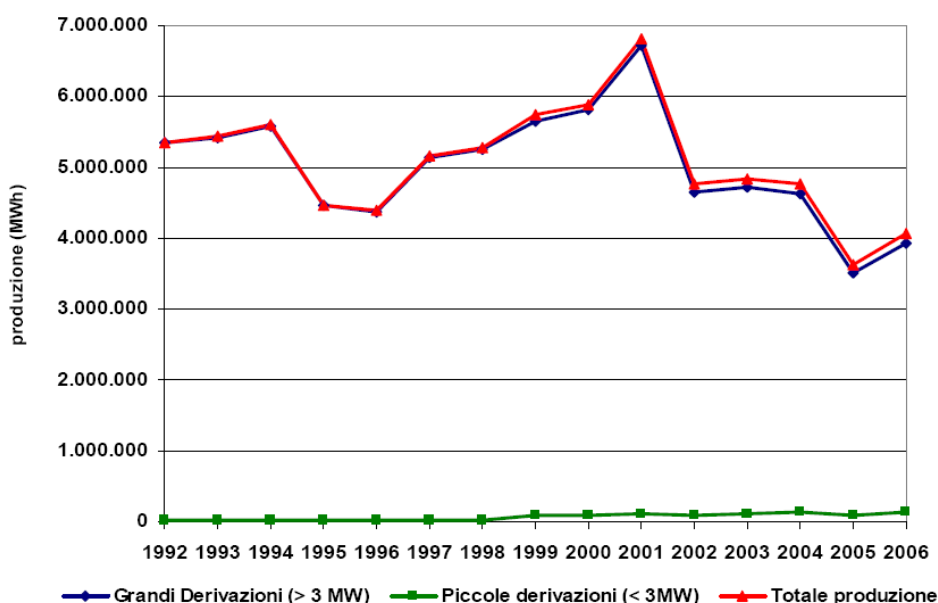
A livello regionale appare evidente come la distribuzione degli impianti idroelettrici si concentri prevalentemente nelle province che comprendono fasce montane. In particolare, oltre il 97% della potenza installata in Lombardia è localizzata nelle sole province di Sondrio, Brescia, Varese e Bergamo.



Potenza installata e produzione del parco idroelettrico presente in Lombardia, 2005 - Fonte: TERNA, Cestec.

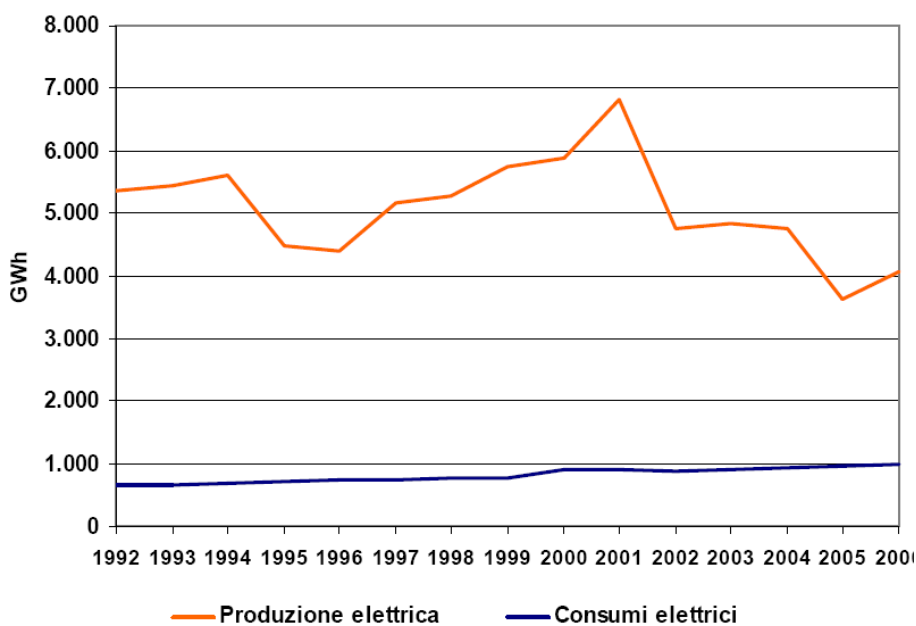
Negli ultimi quindici anni (1992-2006), in linea con le dinamiche rilevate a livello regionale, si è assistito ad una riduzione consistente della produzione idroelettrica, dovuta essenzialmente ad una diminuzione della

producibilità media dei grandi impianti a bacino. Lo sviluppo degli impianti di piccola taglia, che ha caratterizzato l'ultimo quinquennio, non riesce dall'altra parte a compensare tale andamento.



Produzione del parco idroelettrico presente in provincia di Sondrio (1992 – 2006) - Fonte: Ufficio Tecnico di Finanza, 2007; Provincia di Sondrio, 2008. Elaborazioni: Cestec.

In ogni caso, considerando il fabbisogno elettrico provinciale, che al 2006 ammonta a circa 1.000 GWh, il parco delle centrali idroelettriche fornisce un contributo che supera di oltre tre volte la richiesta.



Confronto tra la produzione del parco idroelettrico ed il fabbisogno energetico provinciale (1992 – 2006) - Fonte: Ufficio Tecnico di Finanza, 2007; Provincia di Sondrio, 2008. Elaborazioni: Cestec, 2008.

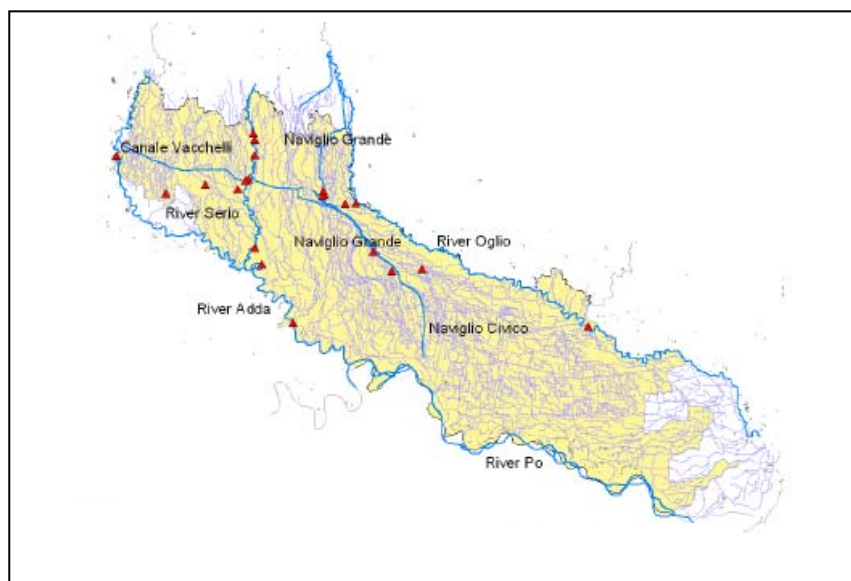
Per quanto riguarda il mini-hydro, al 31 luglio 2008 risultavano concesse al 31 luglio 2008 ben 87 licenze, con salti nominali estremamente variabili, dai 2 metri ai 1.120 metri, e potenze nominali comprese fra 2 kW e 2.993 kW. La seguente tabella riporta la distribuzione delle concessioni in essere, suddivise per potenza nominale. È interessante osservare come la maggioranza degli impianti si colloca fra i 100 kW e 1 MW, ma c'è una significativa presenza di impianti 'micro' (con 22 concessioni).

Classe di potenza	Numero Impianti	Percentuale sul totale
Inferiore a 10 kW	22	25,3%
Fra 10 e 100 kW	10	11,5%
Fra 100 e 1 MW	40	46,0%
Fra 1 MW e 2MW	11	12,6%
Superiore a 2 MW	4	4,6%

Distribuzione delle potenze nominali relative agli 87 impianti mini-hydro autorizzati in Provincia di Sondrio

6.3.5 Studio di caso: la Provincia di Cremona

Il territorio della Provincia di Cremona è delimitato dai grandi fiumi lombardi: Po, Adda, Mincio. È solcato da numerosi canali di derivazione e rogge, utilizzati per l'agricoltura e l'allevamento, quali il canale Vacchelli, il naviglio civico e la roggia Pallavicina.



Territorio della provincia di Cremona e concessioni idroelettriche (potenza > 3 MW)

Il territorio è completamente pianeggiante e non dispone quindi di dislivelli significativi. Ciononostante, con l'obiettivo di promuovere le energie rinnovabili, così come previsto nel Piano Energetico Ambientale

Provinciale (PEAP), la Provincia ha lavorato molto per individuare siti dove fosse possibile sfruttare le portate fluviali o indotte dai canali.

Dal 2003 al 2009, diversi investitori privati hanno presentato ben 23 nuove richieste di concessione per l'uso di acqua per fini idroelettrici (per un totale di 80 GWh annui di producibilità) e lo stato delle concessioni rilasciate o in istruttoria per problemi di "concorrenza" è attualmente il seguente:

Comune	Corpo idrico derivato	Potenza (kW)	Producibilità annua (GWh/a)	Stato dell'istruttoria
Genivolta	Canale Scolmatore - sbocco in Oglio	753,7	4,5	Concessa nel 2005
Crema	Fiume Serio - Palata Borromea	662	7,4	Concessa nel 2007
Montodine	Fiume Serio	550	3,8	Concessa nel 2007
Bagnolo Cremasco	Roggia Comuna	82,35	0,58	Concessa nel 2007
Crema	Roggia Cresmiero	176,05	1,2	Concessa nel 2007
Spino d'Adda	Fiume Adda - loc. Canadì -	2998	13,7	in istruttoria pubblicata
Pizzighettone	Colatore Serio Morto - sbocco in Adda -	323,52	2	in istruttoria pubblicata
Isola Dovarese	Fiume Oglio	1002	6,8	in istruttoria pubblicata
Isola Dovarese	Fiume Oglio	2255,93	14,38	in istruttoria pubblicata
Gombito	Canale Serio Morto - sbocco in Adda -	60	0,53	in istruttoria pubblicata
Ricengo	Fiume Serio - Palata Menasciutto -	349,41	2,7	in istruttoria pubblicata
Ricengo	Fiume Serio - Palata Menasciutto -	391,06	2,7	in istruttoria pubblicata
Sergnano	Fiume Serio - Palata Babbiona -	313	2,3	in istruttoria pubblicata
Casale Cremasco Vidolasco	Fiume Serio - Palata Babbiona -	277,37	1,9	in istruttoria pubblicata
Casale Cremasco Vidolasco	Fiume Serio - Palata Malcontenta -	310,2	2,3	in istruttoria pubblicata
Casale Cremasco Vidolasco	Fiume Serio - Palata Malcontenta -	350,73	2,03	in istruttoria pubblicata
Crema	Canale Vacchelli	122	0,82	in istruttoria pubblicata
Cumignano sul Naviglio	Naviglio Grande Pallavicino	102	0,66	in istruttoria pubblicata
Cumignano sul Naviglio	Naviglio Grande Pallavicino	174	1,01	in istruttoria pubblicata

Cumignano sul Naviglio	Naviglio Nuovo Pallavicino	61	0,4	in istruttoria pubblicata
Dovera	Chinola Vecchia e Dovarola	10	0,05	in istruttoria preferenziale
Rivolta d'Adda	Fiume Adda	459	2,08	in istruttoria pubblicata
Rivolta d'Adda	Fiume Adda	919,12	6,4	in istruttoria pubblicata
	TOTALE		80,24	

Il profondo lavoro di ricognizione del territorio, cui ha partecipato il Politecnico di Milano, ha permesso inoltre di individuare interessanti opportunità di sviluppo di centrali micro.

Le colture prevalenti nel cremonese sono i cereali, soprattutto frumento e mais, e la necessità di disporre di mulini per la macina ha lasciato come eredità passata del territorio una serie di siti dove, sfruttando piccoli dislivelli naturali o creati artificialmente, sono stati impiantati opifici oggi in gran parte dismessi o non più in esercizio.

Con l'obiettivo di recuperare questi siti, la Provincia di Cremona è stata promotrice nel 2008 di un progetto, finanziato nell'ambito del programma europeo INTELLIGENT ENERGY, dedicato alla promozione della generazione distribuita di energia elettrica attraverso mini-impianti. Si tratta del progetto SMART (Strategies to promote small scale hydro electricity production in Europe) www.smarthydro.eu.

Il progetto vede la partecipazione del CESI Ricerca, dell'Università di Zagabria, dell'autorità regionale di Karlovac (Croazia), dell'Università NTNU di Trondheim (Norvegia), della Regione dell'Attica (Grecia) e dell'agenzia no-profit Energieagentur Waldviertel di Thaya (Austria).

Le attività del progetto, che si conclude nel 2010, si articolano nelle seguenti fasi:

- 1) analisi delle normative vigenti nei diversi paesi coinvolti;
- 2) individuazione di strumenti di supporto per le decisioni e studio delle best practices;
- 3) studio dei territori coinvolti nel progetto per individuare siti di potenziale interesse per l'installazione di piccoli impianti idroelettrici.

In tale ambito la Provincia di Cremona ha censito sul territorio 21 mulini, raccogliendo dati relativi alla localizzazione, prevalenza disponibile, portata. Attualmente i tecnici della Provincia stanno verificando la fattibilità economica e le soluzioni tecnologiche più opportune da individuare, con l'idea di stimolare investitori e operatori industriali alla rimessa in esercizio degli impianti. L'intenzione è quella di abbinare ai progetti industriali un percorso culturale-didattico per valorizzare l'eredità storica dei mulini e la loro funzione nel mondo agricolo.



Esempi di siti individuati dalla Provincia di Cremona per potenziali impianti micro-hydro.

7. ANALISI DELLA FILIERA INDUSTRIALE

Se nella parte precedente abbiamo considerato il mercato dal punto di vista della tipologia di impianti costruiti, della potenza installata e dell'energia prodotta, in questo paragrafo si analizzeranno più nel dettaglio le filiere industriali correlate al mini-hydro, con un focus specifico sulla situazione in Lombardia.

7.1 ANALISI STRATEGICA

La maggiore attenzione verso la sensibilità ambientale, la crescente domanda di energia e la disponibilità da parte delle istituzioni locali a supportare progetti poco invasivi verso l'ambiente finalizzati allo sfruttamento del mini-hydro aprono interessanti opportunità per il mercato.

7.1.1 Vincoli allo sviluppo

Quello dell'idroelettrico, come in generale di tutte le energie rinnovabili incentivate, presenta la particolarità di vedersi garantita la domanda qualunque sia la produzione; il GSE infatti si impegna a ritirare tutta l'energia prodotta utilizzando fonti rinnovabili. Un'altra caratteristica peculiare di questo mercato è data dal fatto che il prezzo sia dato e unico; al produttore di energia rimane solo l'opzione di vendita dell'energia e dei certificati verdi sul mercato elettrico (in questo caso ad un prezzo che varia ma che non è controllabile dal singolo produttore) o quella del ritiro dedicato ad una tariffa onnicomprensiva.

Questi due aspetti fanno sì che a livello di produttori di energia rinnovabile non si possa parlare di una vera e propria concorrenza, permettendo uno sviluppo del settore potenzialmente limitato solo dalla disponibilità di bacini su cui sia possibile ed economicamente vantaggioso installare un impianto.

I principali vincoli allo sviluppo del mini Idroelettrico sono rappresentati dalla normativa; i lunghi tempi necessari per avere le varie autorizzazioni necessarie alla realizzazione delle centrali costituisce il principale disincentivo alla realizzazione dei progetti. Il fatto che la normativa cambi con tempistiche più brevi di quanto ci voglia ad ottenere le concessioni rende la valutazione dell'investimento molto aleatoria e incerta. A ciò si aggiunge il problema che non è possibile fare riferimento ad un'unica normativa, anche solo a livello nazionale, poiché il decentramento amministrativo, se da un lato permette di avere norme ad hoc a livello di territorio e tempi di ottenimento delle concessioni tendenzialmente più rapidi, dall'altro introduce una ulteriore fonte di complessità nella gestione dell'informazione necessaria. Come visto nella parte relativa alla normativa, è evidente come la normativa impatti enormemente sulla realizzazione di nuovi progetti.

Un ulteriore vincolo è costituito dalla sostanziale impossibilità di determinare un prezzo al quale vendere l'elettricità, così come non è possibile prevedere la tariffa onnicomprensiva su un orizzonte pari almeno al tempo che intercorre tra il momento in cui si fa l'analisi di investimento e il momento in cui la centrale sarà realizzata e diventerà operativa. Per avere un ordine di grandezza, sommando i tempi necessari per le concessioni e quelli per la realizzazione delle centrali, mediamente occorre attendere dai 7 ai 9 anni.

Di contro, il prezzo dell'energia è molto variabile, con medie mensili che nel corso del 2009 hanno raggiunto variazioni anche del 50% (senza considerare le variazioni giornaliere di intensità molto maggiore).

Anche optando per la tariffa onnicomprensiva, storicamente più vantaggiosa e fissa almeno su un orizzonte annuale, il problema rimane; ogni anno quelli di approvazione della finanziaria sono giorni di grande attenzione e concitazione attorno alle proposte di riduzione della tariffa e dei prezzi dei certificati verdi.

In un'ottica di analisi dell'investimento in cui il tempo di ritorno dello stesso è una buona confidenza sulla stima dei flussi di cassa costruiscono variabili fondamentali, risulta chiaro come gli investitori possano privilegiare un progetto con un rendimento inferiore ma con una maggior sicurezza.

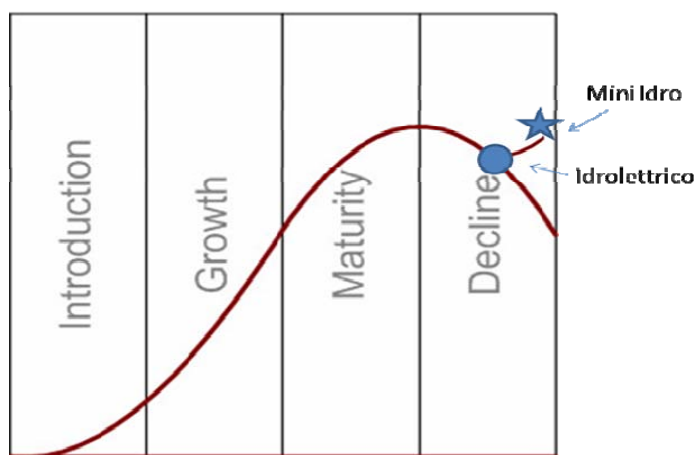
Sempre legato al payback time, oltre alla scarsa confidenza con la quale possa essere calcolato, c'è da considerare che esso è piuttosto alto: considerando come iniziale l'istante in cui si decide di effettuare l'investimento (e non quello in cui l'impianto entra in esercizio), il payback time è di almeno 10 anni.

A scoraggiare i potenziali investitori sono anche gli elevati costi da sostenere solo per verificare se valga la pena o meno effettuare l'analisi dell'investimento; una serie di verifiche preliminari sul bacino e sulla morfologia del territorio, sono necessarie per stabilire la potenza installabile e l'energia potenzialmente producibile dall'impianto.

7.1.2 Opportunità

L'analisi del mercato precedente e l'attenzione sempre maggiore per le energie rinnovabili e pulite fanno emergere interessanti opportunità per il settore del mini idroelettrico. L'Italia è il paese europeo con la maggior percentuale di energia da fonte rinnovabile proveniente dall'idroelettrico; il primato dell'idroelettrico sulle altre fonti rinnovabili sarà mantenuto anche nel breve termine, grazie all'assenza dell'energia nucleare e a una conformazione territoriale e climatica che non permette un ampio sfruttamento dell'eolico. Se, da un lato, l'idroelettrico "tradizionale" non consente ulteriori margini di sviluppo, un'opportunità interessante arriva appunto dal mini idroelettrico.

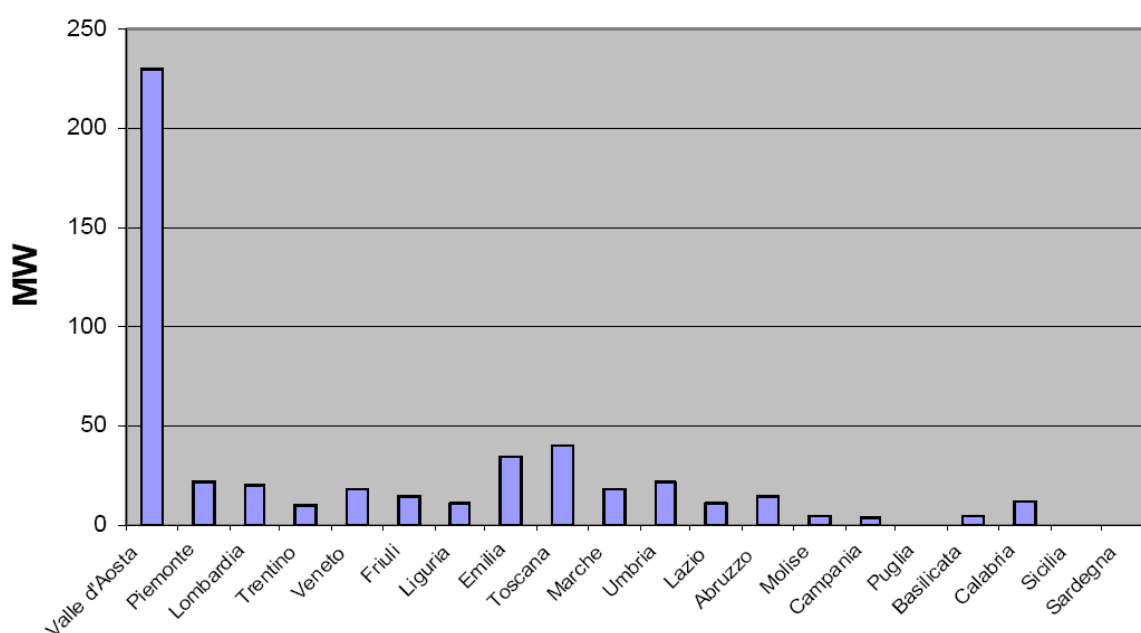
Vedendo la cosa dal punto di vista del ciclo di vita del mercato, si può affermare che l'idroelettrico si trovi in una fase di maturità avanzata; segmentando il mercato in base alla dimensione dell'impianto, il "grande idroelettrico" è ormai in una fase di declino, mentre il mini idroelettrico sta vivendo un momento di rilancio.



Ciclo di vita del business idroelettrico

Il mini idroelettrico, grazie alle tecnologie e agli incentivi che rende economicamente vantaggioso sfruttare corsi d'acqua di bassa portata e/o salto, può alimentare una rivitalizzazione del settore.

Ad oggi non è possibile effettuare una stima accurata di quali possano essere le potenzialità di sviluppo in termini di potenza sfruttabile dai bacini non ancora utilizzati a causa dell'eterogeneità delle norme ambientali (in particolare del calcolo del Deflusso Minimo Vitale). Le stime ad oggi effettuate forniscono dati discordanti tra loro; studi condotti da ENEA, CNR e CIRPS affermano che grazie al mini e micro idroelettrico sia possibile un incremento di potenza totale da idroelettrico installata circa del 50%, passando dai 20000 MW circa attuali ad una potenza di 30000 MW. Nel Libro Bianco pubblicato da ENEA nel 1999 viene riportata la previsione di circa 3000 MWe (MW elettrici, diversi dai MW usati per indicare la potenza nominale massima dell'impianto) entro il 2012.



Disponibilità residue mini-hydro in Italia - Fonte: Ministero dell'Ambiente

Ad ogni modo, a prescindere da quali possano essere i dati precisi di ulteriore sviluppo del mini idroelettrico, si può considerare questa una fonte di energia che offre vantaggiose opportunità sia a livello energetico che economico. Dal punto di vista energetico il vantaggio rispetto alle altre rinnovabili è costituito da una maggiore stabilità della fonte; mentre la produzione da eolico e fotovoltaico possono essere molto variabile, anche da un giorno all'altro, in base alla disponibilità, la produzione da idroelettrico presenta una variazione molto minore e sicuramente più prevedibile. La stabilità di produzione, unita alla stabilità di prezzo al quale vendere l'energia, grazie agli incentivi, rende di fatto l'idroelettrico molto vantaggioso anche dal punto di vista economico. Le tecnologie sono ormai mature e permettono rendimenti molto elevati; i costi di investimento, seppure onerosi, si ripagano in tempi che, non considerando il periodo necessario per le autorizzazioni e la realizzazione, sono compresi tra i 5 e i 10 anni.

Lo sviluppo del mini idroelettrico si traduce in opportunità che riguardano tutta la filiera, che sarà presentata nel paragrafo seguente.

7.1.3 Segmentazione del mercato finale

Per descrivere la filiera è necessario innanzitutto segmentare il mercato finale; tale segmentazione può essere fatta considerando 3 dimensioni:

- I gruppi di clienti;
- Le tecnologie;
- Le funzioni d'uso.

Per quanto riguarda i gruppi di clienti si possono distinguere 3 segmenti:

- **Utilities:** sono le grosse aziende che si occupano di produzione, acquisto e distribuzione di energia;
- **Industriale:** industrie che investono nelle energie rinnovabili per autoconsumo e/o vendita;
- **Privati:** investono per autoconsumo o per la vendita;

Tali gruppi di clienti soddisfano determinate funzioni d'uso scegliendo tra tecnologie sostitutive; le funzioni d'uso, nel caso dell'idroelettrico (e dell'energia in generale) sono:

- **Produzione per autoconsumo**
- **Produzione per la vendita**

Incrociando le dimensioni è possibile ottenere i segmenti di mercato e identificare i competitors del settore del mini idroelettrico:

1. **Autoconsumo ad uso privato:** sono le centrali di più piccole dimensioni; questo segmento viene soddisfatto da impianti di poche decine di KW e rientra nel cosiddetto micro idroelettrico. La tecnologia concorrente su questo segmento è il fotovoltaico, che attualmente ha costi al KW sensibilmente maggiori dell'idroelettrico e una vita utile dell'impianto inferiore. In questo segmento il peso della normativa, inteso come difficoltà, tempi e costi per ottenere le concessioni e le autorizzazioni alla realizzazione dell'impianto è rilevante. In questo senso il fotovoltaico ha sicuramente un vantaggio competitivo.
2. **Vendita da privati:** sono investimenti che riguardano impianti di potenza maggiore rispetto al segmento precedente; in questo caso risultano rilevanti i parametri economici (in termini finanziari e di analisi dell'investimento) rispetto a quelli normativi, che pure rimangono rilevanti anche nella valorizzazione delle voci economiche. Il mini eolico può essere identificata come tecnologia concorrente in questo segmento.
3. **Autoconsumo ad uso industriale:** è il caso in cui industrie particolarmente legate al consumo di energia elettrica investono al fine di raggiungere l'autosufficienza energetica. Gli impianti sono di dimensioni maggiori rispetto al punto 1, ma le variabili da considerare sono sostanzialmente le stesse. Anche in questo caso il fotovoltaico costituisce una tecnologia concorrente e, in alcuni casi, può esserlo anche la biomassa.
4. **Vendita da Industrie:** si tratta di vendita di energia dovuta ad un surplus di produzione rispetto al consumo oppure di industrie che investono in impianti attratte dagli elevati rendimenti dei progetti. Questo caso può essere ricondotto alla vendita da privato e all'autoconsumo ad uso industriale.

5. Produzione per la **vendita** da **Utilities**: sono le imprese per le quali la produzione di energia è un'attività "core"; la capacità di investimento, le competenze specifiche e la ricerca di rendimenti economici massimi consente e spinge loro ad investire nella fascia maggiore del mini idroelettrico.

Questi ultimi due segmenti sono quelli che hanno maggiormente investito nel mini idroelettrico; l'obiettivo però è quello di raggiungere un maggior numero di investitori privati attraverso il raggiungimento di una normativa più semplice e stabile e puntando sulla riduzione dei costi di investimento e sui tempi di realizzazione dell'impianto.

7.2 I FORNITORI DI COMPONENTI E TECNOLOGIA

Una volta segmentato il mercato è possibile passare all'analisi della filiera: il panorama risulta essere particolarmente variegato.

Un mercato prevalentemente domestico e interdomestico ha fatto sì che nascessero molte piccole realtà, sviluppatesi grazie a competenze molto specialistiche. Oggi la maggior parte dei progetti di realizzazione degli impianti viene consegnata al cliente in modalità "turn key", ossia chiavi in mano pronte all'uso. Tuttavia risalendo la filiera è possibile trovare fornitori con diverso grado di integrazione verticale diversa copertura di gamma.

A monte della filiera vi sono aziende produttrici di componenti per la creazione dell'impianto mini-hydro, quali le turbine, i generatori elettrici, le attrezzature elettroniche di controllo ed altre attrezzature.

Al centro della filiera vi sono le aziende chiave che si occupano della progettazione/realizzazione dell'impianto. Tali società sono generalmente di piccole-medie dimensioni, a livello locale, o grandi multinazionali con veicoli creati ad hoc.

Tali aziende si avvalgono della collaborazione con costruttori civili, per la costruzione e la messa in opera dell'impianto, con impiantisti e con società di consulenza assicurativa, legale o tecnica.

Le realtà presenti nella filiera del mini-hydro sono molto variegata, sia per dimensione, sia per grado di integrazione lungo la filiera. Spesso alcune società di progettazione hanno anche la produzione di alcune componenti o partecipazioni nelle società di costruzione, esiste però una divisione con i clienti finali, i gestori dell'impianto (nel caso in cui non sia lo stesso gestore a creare una società ad hoc per la realizzazione dell'impianto).

Normalmente, l'impianto mini-hydro viene ceduto "chiavi in mano" al termine della messa in opera; vi sono però altre formule di exit da parte della società di progettazione dell'impianto, come la gestione per un lasso di tempo dell'impianto e l'appropriazione dei relativi ricavi.



La filiera del mini-hydro fra fornitura e utilizzatori finali

Per quanto riguarda la fornitura di componenti, si tratta di operatori in grado di realizzare le turbine idrauliche, i regolatori di velocità, i generatori, i variatori di flusso ed i regolatori di deviazione dell'acqua, i trasformatori e gli alternatori.

In generale si tratta di manufatti altamente specifici e non industrializzabili su larga scala. Ogni impianto infatti deve essere studiato per ottimizzare il rendimento partendo da condizioni specifiche e difficilmente generalizzabili.

Elemento chiave è quindi la progettazione della turbina, che viene realizzata in-house dai grandi produttori, oppure attraverso commesse specifiche a centri di ricerca e sviluppo, che si avvalgono di due diverse metodologie di studio:

- 1) la simulazione, in scala ridotta, delle condizioni di funzionamento delle turbine, misurandone le prestazioni; i maggiori centri europei indipendenti che svolgono attività di questo tipo sono l'ETH di Zurigo, l'Ecole Polytechnique di Losanna, il TurbolInstitut di Lubiana;
- 2) l'utilizzo di tools di simulazione di fluidodinamica, che sulla base di modelli matematici simulano le condizioni di funzionamento della turbina.

Una volta trasformata l'energia meccanica in energia elettrica, il produttore, che in questo caso si differenzia dalle grandi centrali idroelettriche in quanto non è più richiesta la partecipazione dello stato in relazione alle dimensioni in gioco, può decidere di direzionare tale energia su tre canali di distribuzione:

- l'uso privato, destinato al fabbisogno proprio;
- la distribuzione in rete (vendita diretta alle utility company);
- la gestione regolamentata (vendita agli enti statali quali il GSE che a loro volta avranno il compito di direzionare i flussi secondo accordi successivi).

La costruzione di questi impianti inoltre prevede la possibilità di dovere ricorrere alla costruzione di altre opere quali: costruzione di strade accessorie per il raggiungimento del luogo, scavi per la posa delle condotte, sia ai fini di raccolta canalizzata e filtrata da detriti che si trovano nel flusso del canale ,

costruzione di altre opere murarie di briglia o sbarramenti per la presa dell'acqua, nonché le linee in cavo per l'allacciamento alla rete.

I player in gioco svolgono ruoli distinti o aggregati a seconda della loro dimensione in termini di posizionamento sul fatturato e di competenze. Tipicamente le fasi principali sono relative alla progettazione e alla messa in opera.

Qui troviamo diverse combinazioni tra le aziende presenti e gli operatori. È frequente il caso di operatori individuali, persone o società che sviluppano il progetto ed acquisiscono all'esterno le competenze utili. Vi sono società produttrici, che costruiscono sistemi complessi quali turbine e generatori, che a loro volta si incaricano anche della messa in opera e delegano però la progettazione. Esistono poi studi specializzati che normalmente svolgono la parte procedurale sugli iter normativi, hanno le competenze di project management, per l'approvvigionamento ed il coordinamento di terze parti per la realizzazione.

7.2.1 Le imprese leader in Europa

Il mercato Europeo del mini-hydro include grandi imprese che hanno esperienze e competenze in diverse branche dell'ingegneria.

Si è così deciso di suddividere i player operanti in Europa in una struttura a matrice secondo la nazione di origine (che nella quasi totalità dei casi risulta anche il mercato di riferimento) e l'attività svolta nella produzione di un impianto mini-hydro. In particolare, vi sono i produttori di turbine per la generazione di energia elettrica, i produttori di altre attrezzature accessorie all'impianto e i produttori di generatori elettrici.

Paese	Turbine	Altre attrezzature	Generatori
FRANCIA	Mecamidi, Thee, Bouvier, MJ2	N/A	N/A
GERMANIA	Voith Siemens Hydro, Ossberger	N/A	N/A
AUSTRIA	VA Tech Hydro/Andritz, Gugler	N/A	N/A
GRECIA	N/A-	Metka, Rokas	-N/A
SPAGNA	Alstom Power, Baliño, Ciagar, Ebro-Cantábrica De Energías Renovables, Ecogal, Gaelic Solar, Iberica De Gestion Industrial, Ingehydro, Servo Ship, Talleres Mercier	Alstom Power, Ciagar, Ebro-Cantábrica De Energías Renovables, Achesa, Ecogal, Glual, Iberica De Gestion Industrial, Ingehydro, Ingeteam, Safeline, Servo Ship	Abb Motores, Abb T&D Systems, Alconza Berango, Alstom Power, Atmel Efansa, Ecogal, Gaelica Solar, Indar, Ingehydro, Ingelectric-Team, Ingeteam, Max Carcas, Siemsa Norte

SVEZIA	Cargo & Kraft Turbin Sverige Ab, Cornelis Mekaniska Ab, Turbin Och Regulatorservice (Turab), Waplans Mekaniska Verkstad Ab, Va Tech Hydro As, Weab Vattenturbin	Cornelis Mekaniska Ab, Edman & Sjöberg Gruppen, Mobin Hydraulic	Bevi, Evs I Borlänge Ab
UK	Gilkes, NTH	N/A	N/A
BULGARIA	Vaptsarov JSC, Pleven; Energoremont JSC, Plovdiv	Vaptsarov JSC, Pleven; Energoremont JSC, Plovdiv	Vaptsarov JSC, Pleven; Troyan
REP. CECA	Kd Blansko – Holding, A.S; Kd Blansko Engineering, A.S; Mavel, A.S; Hydrohrom, S.R.O; Strojírny Brno, A.S; Ziromont, S.R.O.	MVE Technika,s.r.o; MAVE Brno,s.r.o.	SIEMENS – Drásov; TES Vsetín; EXMONT Brno
LETTONIA	Vef – Rec; Hidrovats; Mavel; Hydroenergy; Hydrohrom	Mavel	Mavel; Hydroenergy
POLONIA	Gajek Engineering, Madex, „Wtormex”, P.P.H.U. „Fenix”, "Wodel", Zre Gdask, Mae Elektrownie Wodne	Gajek Engineering, Tb Hydro Poznan, Fabryka Reduktorów I Motoreduktorów "Befared", Dolno’l’skie Zakady Artykuów Technicznych Nortech	Alstom Power, Zakad Okrtowych Urzdze Elektrycznych I Automatyki Elmor, Zakady Wytwórcze Maszyn Elektrycznych I Transformatorów "Emit", Fabryka Maszyn Elektrycznych Indukta, Maszyny Elektryczne Celma
ROMANIA	Ucm Resita, LP Electric, Hydro Engineering, Caromet	Ucm Resita, Hydro Engineering, Caromet	Ucm Resita, Hydro Engineering, Caromet, Electroputere
SLOVENIA	Andino Hydropower Engineering D.O.O. Litostroj E.I.; Turboinstitut D.O.O.	Litostroj E.I. Andino Hydropower Engineering D.O.O.	Andino Hydropower Engineering D.O.O. Turboinstitut D.O.O; Iskra D.D.
SVIZZERA	Only VATECH Andritz, MHyLab (Fondation) and pico turbine manufacturers	-	Alcune imprese specializzate e produttori di strumenti di controllo comune

Ci sono poi produttori di attrezzature elettroniche di controllo, gli operatori che svolgono opera di ingegneria civile ed infine la consulenza progettuale.

La logica di produzione ed installazione di un impianto consiste spesso in singoli appalti con gli attori elencati da parte del futuro gestore o committente dell'impianto. Tale ruolo può essere interpretato anche da un operatore di consulenza progettuale che si fa carico dell'onere dell'impianto subappaltando le singole attività agli attori specializzati e consegnando al committente un impianto "chiavi in mano".

Paese	Attrezzature elettroniche e di controllo	Operatori civili	Consulenza progettuale
SPAGNA	Abb T&D Systems, Ebro-Cantábrica De Energías Renovables, Ecogal, Eskoop, Sdad Cooperativa, Genelek Sistemas, Indar; Ingehydro; Ingeteam, Max Carcas, Mecanica De La Peña, Pine Equipos Eléctricos, Russula, Safeline, Siemsa Norte	Abb T&D Systems, Alstom Power, Antonio Casado Y Cia, Ciagar, Ehiso Energia, Elecnor, Gaelica Solar, Ingehydro, Mecanica De La Peña, Siemsa Norte	Abb T&D Systems, Acotec-Castilla, Alstom Power, Antonio Casado Y Cia, Atmel Efansa, Ebro-Cantábrica De Energías Renovables, Ecogal, Ehiso Energia, Elecnor, Equipos Industriales Thomas, Eskoop Sdad Cooperativa, Gaelica Solar, Glual Madrid, Ingehydro, Ingel
SVEZIA	Abb Generation, Bevi Service Ab, Blaxmo Kraft Ab, Ietv Elektroteknik Ab, Ingenjörsfirman Myrén & Co Ab, Quest Ab, Tyratronic Automation Ab, Vg Power Ab	Skanska, NCC and PEAB	Eltel Networks Konsult Ab, Evald Holmén Consulting, Kraftprojektering I Falun Ab, Sweco, Terra Limno Gruppen Ab, Vegab Vattenenergi Ab
BULGARIA	Nd	Balkanstroy JSC; Alpine Bulgaria JSC, Sofia; Stanilov LTD, Sofia	Energoproekt-Hydropower LTD, Sofia
REP. CECA	Elzaco, S.R.O; Elpak, S.R.O; Mve Technika, S.R.O.	Ingstav Brno,a.s.;Vodohospodáské stavby Brno, a.s; Ekostavby Brno,a.s.	Poyry Environment,A.S; Hydropol Project Management; Hydroka
LETTONIA	Mavel; Hydroenergy	Owners of SHP – Latvenergo	Nd
POLONIA	Aps Energia, Elektrobudowa, Elektromonta-Pozna, Phu "Gawlikowski", Energoefekt, Gajek	Hydrobudowa, Skanska, Intop, Budownictwo Hydro-Energetyka Dychów	Bsipe Energoprojekt, Hydroprojekt, Madex, Elektrownie Wodne Supsk, Biuro Inzynierii

	Engineering, Institute Of Power Engineering, Gdansk Division, Institute Of Power Systems, Jtc S.A., Mawos, Pue Energotest – Energopomiar		Wodnej I Ochrony Rodowiska M & I Gajda, Instytut Maszyn Przepływowych Pan, Towarzystwo Rozwoju Maych Elektrowni Wodnych, Turbocare, Zre Gdask, Mae Elektrownie Wodne
ROMANIA	Hydro Engineering, Control Trading	Hidroconstructia	ISPH
SLOVENIA	Gradis Inženiring D.D.;Nivo, Gradnje In Ekologija D.D.; Sct D.D.;Primorje D.D.	Ibe D.O.O.;Ekowatt D.O.O.; Hidro Elektro Bohinj D.O.O.; Andino Hydropower Engineering D.O.O.	Andino Hydropower Engineering D.O.O. Litostroj E.I; Turboinstitut D.O.O.

Tali società, come Alstom, occupano un ruolo principale nel mercato con la capacità di sviluppare completi progetti sotto il proprio *brand*, sebbene abbiano contratti esterni per i lavori di ingegneria civile. Tuttavia, il mercato consiste principalmente di piccole imprese che si occupano di produzione, installazione o fornitura di componenti ad esclusione dei lavori di ingegneria civile. Il settore dell'hydro power consiste di manodopera di alta formazione, che offre un'ampia gamma di servizi dagli studi di fattibilità ai disegni d'impianto, dalla supervisione della costruzione ed installazione sino al finanziamento allo svolgimento delle operazioni.

Questa esperienza rappresenta un vantaggio, sebbene le imprese abbiano problemi di adattamento nel tentativo di raggiungere altri Paesi membri dell'EU.

Difficoltà quali l'individuazione di *partner*, recuperare finanziamenti, risorse umane e la mancanza di esperienza nell'esportare le proprie competenze rappresenta un deterrente per le imprese che rinunciano ad esplorare potenziali espansioni. Alcune imprese sono già entrate in altri mercati ed altre attendono che il mercato si espanda.

Sono queste le imprese che raccoglieranno maggiori benefici derivanti dall'incremento della domanda potenziale ed in cui hanno una posizione forte mercati che vanno via via consolidandosi.

Negli ultimi anni si sono verificate diverse acquisizioni avvenute e la nascita di *partnership*. Nuove alleanze sono attese ed interesseranno *competitors* esistenti, sebbene il mercato vedrà nuovi entranti soprattutto per impianti di taglia inferiore ai 1 MW.

Molte tipologie di *competitors* si confrontano per la conquista delle quote di mercato, sebbene le piccole imprese sono una nicchia operante nella realizzazione d'impianti di piccola dimensione. Molti *competitors* hanno le competenze necessarie per diventare player a livello Europeo, ma decidono di concentrarsi sul mercato domestico e dei Paesi extra-EU. Questo è principalmente da imputare alla mancanza di un'ampia conoscenza del mercato EU e alla percezione di rischi finanziaria inclusi la distribuzione e gli agenti di vendita.

La tabella successiva riporta le principali imprese operanti nel mercato dello small-hydro appartenenti a diversi segmenti. La differenza in termini di competizione nei diversi segmenti del mercato dello small-hydro è segnata dalla presenza sia di multinazionali che di piccole imprese manifatturiere dedicate alla produzione di impianti di piccola dimensione. Il segmento 1 è responsabile per la maggior parte dei ricavi generati, seguito dal segmento 3 che è solitamente dedicato alla realizzazione di impianti inferiori ai 10 MW. Il segmento 2 che rappresenta circa il 20% dei ricavi si occupa dell'attrezzatura degli impianti. Infine, il segmento 4 è dedicato agli impianti di piccola dimensione che provvedono all'installazione senza l'impiego di vere e proprie opere di ingegneria civile.

	Società	Market Share	Current Trend	M-L term Trend
Segmento 1	Alstrom, GE Hydro	45%	Decreasing	Decreasing
Segmento 2	Andritz, Metalna ECCE	20%	Stable	Increasing
Segmento 3	Gilbert Gilkes & Gordon, Wasserkraft	33%	Increasing	Stable
Segmento 4	IREM, Dulas	2%	Increasing	Increasing

Principali imprese operanti nel mercato europeo small-hydro (Fonte: Frost & Sullivan, 2004).

7.2.2 Le imprese operanti in Italia

In Italia circa l'85% dei produttori di turbine si dedicano alla realizzazione di macchine Pelton, Kaplan e Francis; queste tre tipologie, dal canto loro, sono quelle maggiormente utilizzate e basterebbero teoricamente a coprire tutte le possibili combinazioni di salto e portata tradizionalmente sfruttabili. Accanto a questi produttori stanno nascendo imprese che si occupano della fabbricazione di turbine che potremmo definire di "nuova generazione": tra queste troviamo le Coclee, realizzate oggi da circa il 4% del parco fornitori di turbine a livello italiano. Turbine Tubolari, Bènkì, Ruota e Bulbo sono fabbricate da produttori che sommati fanno il restante 10%.

Come si nota la concorrenza sia maggiore nella produzione delle turbine "standard" (ossia Pelton, Kaplan e Francis), mentre per quanto riguarda le altre tecnologie al giorno d'oggi ci sono pochi fornitori.

Le nuove tecnologie nascono dall'esigenza del cliente di ottenere impianti che permettano il massimo sfruttamento dell'energia dell'acqua. Con riferimento a quanto visto in precedenza, e quindi alla necessità di individuare il giusto trade off tra standardizzazione e personalizzazione, la tendenza del mercato è quella di andare verso soluzioni molto customizzate, con turbine realizzate su commessa. Questo, se da un lato può garantire un maggior rendimento (che si traduce in maggiori profitti), dall'altro rende molto costoso investimento iniziale e allunga molto i tempi di fornitura. Si viene così a delineare un trade off tra costo dell'impianto e rendimento una volta in funzione.

Oggi la standardizzazione dei componenti e del processo di produzione è piuttosto basso, permettendo contenuti costi di produzione di energia grazie ad un progresso tecnologico che permette rendimenti molto elevati.

Questo però comporta costi di investimento iniziale che vengono ripagati in un orizzonte temporale molto lungo. E la cosa scoraggia molti investitori non solo industriali o privati, ma anche istituzionali, per i quali la velocità con cui il capitale può essere reinvestito, legata evidentemente al payback time dell'investimento, costituisce un parametro fondamentale.

Tornando all'inizio di quest'analisi, si ricorda come il payback time costituisca uno dei principali vincoli allo sviluppo del mercato: la possibilità allora di passare da investimenti con un valore attuale molto elevato ma con rendimenti molto spostati nel tempo (il caso appunto delle centrali mini idroelettriche) con investimenti caratterizzati da un minor valore attuale ma payback time sensibilmente minori potrebbero attrarre molti ulteriori investitori, permettendo un maggior sfruttamento dei numerosi bacini italiani sfruttabili.

Essendo il mercato più grande tra i Paesi Europei, l'Italia ha anche un numero elevato di players nel settore del mini-hydropower con un quadro piuttosto complesso.

In particolare, la tabella successiva classifica le diverse società operanti nel settore in base alla attività svolta nella filiera di realizzazione di un impianto mini-hydro. Complessivamente sono stati individuati circa 130 imprese suddivise nelle seguenti macro-attività: progettazione (1), realizzazione d'impianti o di sue sottocomponenti (2) e consulenza (3). Tuttavia, la classificazione delle imprese è molto l'abile, infatti, molte si distribuiscono lungo l'intero processo.

Elenco Società	Descrizione
Asja.biz spa, Consorzio bonifica ledra taglioamento, E.VA. energie valsabbia spa, Ecoenergy group, Elettromeccanica adriatica, Elettromunari, Energia ambiente spa, Enermill energie, Enereco srl, Fera, G-tek, Gea srl orengine International, Geetit srl, Green energy group, Guascor italia spa, Hepp service srl, Hydropol project & management, Hydrowatt, Infrastrutture srl, Irem spa, Myenergy srl, Park srl, Prisma srl, Ritz-atro, S.I.C.E.S srl, S.T.E., Sasso, SB power plants engineering, Soluzione energia, Soluxia srl, Studio di elettrotecnica bassi, Studio frosio, Studio marinelli, Studio rinnovabili, T.E.R.R.E., T&G sistemi srl, Tetris beraldi alfio, Windwaerts energie rinnovabili srl	Progettazione
PAC	Lavori Civili
Camuna installazioni spa, Consorzio bonifica ledra taglioamento, E.VA. energie valsabbia spa, Ecoenergy group, Elettromeccanica adriatica, Elettromunari, Eurovag srl, Ghiggia, Hydropol project & management, Hydrowatt, Park srl, S.T.E.	Fornitura Macchinari e Componenti
Cover, Vatech, Voith Siemens, Troyer Turbiner, Zeco, Orengine, Tamanini	Turbine

Marelli, Ansaldo	Generatori
Hydropol project & management, Saper, Scotta	Produttori
<u>Gates</u> : Baruzzi, Bianco, Promont, API, Zeco, Cesari, ATB, Camu Speed Increase: Pomini, Badoni (Divisione Costameccanica), <u>Trash cleaning machines</u> : API, Promont, Bianco, Cesari, Zeco, Baruzzi Valves: Sava, Lencini, camu, Baruzzi	Altre componenti meccaniche
ABB, Bridi Marina, Consorzio bonifica ledra taglio, Cover, E.VA. energie valsabbia spa, Ecoenergy group, Elettromeccanica adriatica, ENCO, Energia ambiente spa, Enemill energie, Hepp service srl, Hydrowatt, Myenergy srl, Park srl, S.I.C.E.S. srl, S.T.E., Voith Siemens, Sasso, Troyer, VA-TECH	Impianti Elettrici
Consorzio bonifica ledra taglio, E.VA. energie valsabbia spa, Ecoenergy group, Enemill energie rinnovabili srl, Eurovag srl, Guasconi italia spa, Hepp service srl, Hydropol project & management, Hydrowatt, Infrastrutture srl, Myenergy srl, Park srl, Prisma srl, S.I.C.E.S. srl, Sasso, Soluxia srl, Studio marinelli	Consulenza Tecnica
Elettromeccanica Adriatica, Eusebio energia, Hepp service srl, Hydropol project & management, Locat spa, Myenergy srl, Power capital, Prisma srl, Relight, Sistemi di energia	Consulenza Servizi
E.va. energie valsabbia spa, Guasconi italia spa, Infrastrutture srl, Studio legale bucetto croci piscitelli viola	Consulenza Legale
Benedetti, Rossi & Partners, E.VA. energie valsabbia spa, Guasconi italia spa, Infrastrutture srl, Locat spa, Myenergy srl, Power capital, Studio frosio, Zurich insurance company s.a.	Consulenza Assicurativa

Elenco delle società operanti in Italia nel mini-hydro e descrizione delle attività principali svolte.

Per quanto concerne la fase di progettazione vi sono in Italia circa 38 società, che si occupano del dimensionamento dell'impianto di mini-hydro. Il numero di società dedicate alla realizzazione di impianti o di fornitori di componenti meccaniche (quali turbine, valvole, condotte) e di componenti elettriche è ancor più ampio. Infine, per quanto riguarda la parte di consulenza e supporto tecnico-legale si sono individuate circa 30 imprese. Inoltre, occorre sottolineare i cospicui incentivi governativi offerti, rappresentano un'attrazione e un'opportunità anche per società straniere quali ad esempio IREM, Hydropol power & management.

La Tabella successiva riporta alcune informazioni contabili relativamente ai principali players nel 2007. I dati raccolti mediante il database AIDA sono: totale attivo, utile netto, fatturato.

Fase	Nome Societa'	Totale Attivo	Utile Netto	Fatturato
1,2,3	E.VA. ENERGIE VALSABBIA S.P.A.	4.467.376	15.805	1.029.872
1,2,3	ELETTROMECCANICA ADRIATICA S.P.A.	22.982.973	329.176	18.056.056
1,2,3	ENERMILL ENERGIE RINNOVABILI S.R.L.	2.184.005	23.922	1.136.857
1,2,3	HYDROWATT S.P.A.	5.777.043	56.880	4.503.709
1,2,3	PARK S.R.L.	1.315.938	228.000	1.717.180
1,2,3	S.I.C.E.S.	14.718.615	1.911.578	24.953.619
1,2,3	ASJA.BIZ S.P.A.	148.642.835	4.745.299	44.612.645
3	EUSEBIO ENERGIA S.P.A.	69.254.872	50.717	10.607.472
3	RELIGHT S.R.L.	2.039.567	207.249	3.991.118
3	SISTEMI DI ENERGIA S.P.A.	25.696.956	135.195	4.889.609
2	ECOENERGY S.R.L.	2.952.945	266.103	5.831.380
2	VA TECH ESCHER WYSS S.R.L.	50.243.971	752.104	27.978.101
2	VOITH SIEMENS S.P.A.	41.248.652	-63.410	24.488.197
1	ENERECO SRL	4.806.425	43.745	5.308.491
1	ENERGIA AMBIENTE S.P.A	10.591.238	3.434.927	5.908.964
1	FERA - S.P.A.	17.894.756	65.897	22.167.221
1	GEETIT S.R.L.	510.039	230	916.600
1	IREM S.P.A.	10.822.597	382.651	14.959.962
1	SOLUZIONE ENERGIA S.R.L	1.497.918	23.481	1.783.987
1	T. & G. SISTEMI SRL	2.688.778	27.149	2.262.156
1,2	S.T.E. ENERGY S.P.A.	42.423.086	504.415	17.670.943
1,3	GUASCOR ITALIA SPA	29.808.356	79.872	6.293.596
1,3	PRISMA SRL	455.246	20.789	699.341

*Principali players nel mercato italiano del mini-hydro e informazioni contabili relative al 2007 (dati in euro) -
Fonte: database AIDA*

In Particolare, ELETTROMECCANICA ADRIATICA S.P.A. nata agli inizi degli anni '60 rappresenta uno dei principali player a livello nazionale, ma anche attraverso un processo di internazionalizzazione è presente in 15 Paesi esteri. Tra le principali attività legate al settore idroelettrico si occupa di centraline idroelettriche fino a 3 MW complete di macchinari idraulici, oleodinamica, automatismi, protezione e controllo, telecontrollo, della gestione di impianti idroelettrici e di rifacimenti centrali esistenti, opere di presa, dighe. Negli ultimi 20 anni ha posto molta attenzione nel settore idroelettrico con la realizzazione di impianti mini-hydro.

E.VA. ENERGIE VALSABBIA S.P.A. sviluppa e realizza iniziative idroelettriche e fotovoltaiche. Dispone di esperti di modellazione finanziaria e una struttura tecnica per progettazione ex-novo, rinnovi, potenziamenti, impatto ambientale. Consulenze legali in energia e autorizzazioni.

S.I.C.E.S. srl è un'impresa leader in Italia nel settore della progettazione, costruzione, fornitura e messa in servizio di Quadri Elettrici di comando e di controllo per gruppi elettrogeni e impianti dedicati al mondo dell'Energia. Gruppi Elettrogeni, Turbine a Gas, Turbine a Vapore, fonti rinnovabili quali fotovoltaico e biomasse, Centrali Idrauliche ed Eoliche ecc., costituiscono argomenti standard di sviluppo all'interno dell'azienda.

ASJA.BIZ S.P.A. è in grado di affrontare lo sviluppo completo ("water to wire") di impianti di mini-hydro di potenza compresa, per ogni singolo salto, tra i 500 kW e i 10 MW. Asja si avvale del supporto di studi tecnici specializzati e di qualificati costruttori di turbine.

Con oltre duecento impianti realizzati negli ultimi anni in Italia e all'estero e filiali in diversi paesi, S.T.E. ENERGY S.P.A. è oggi uno dei maggiori operatori nel campo dell'energia e dell'impiantistica. Essa realizza in tutto il mondo anche impianti di energia eolica, solare, da biomassa, da cogenerazione e centrali di produzione, di trasporto e distribuzione di energia elettrica. Mediante la collaborazione con importanti centri di ricerca e alle partnership con fornitori leader mondiali, S.T.E. ENERGY S.P.A. realizza l'ingegneria di progetti preliminari e definitivi, costruisce progetti di opere civili, di condotte idriche e di opere elettromeccaniche, realizza la costruzione, il montaggio, la messa in servizio di centrali e di impianti.

STUDIO FROSIO Srl è specializzato nella progettazione e direzione lavori d'impianti idro-elettrici e opere idrauliche, comprese attività collaterali quali rilievi topografici, misure di portata, ottenimento autorizzazioni, finanziamenti, certificati verdi.

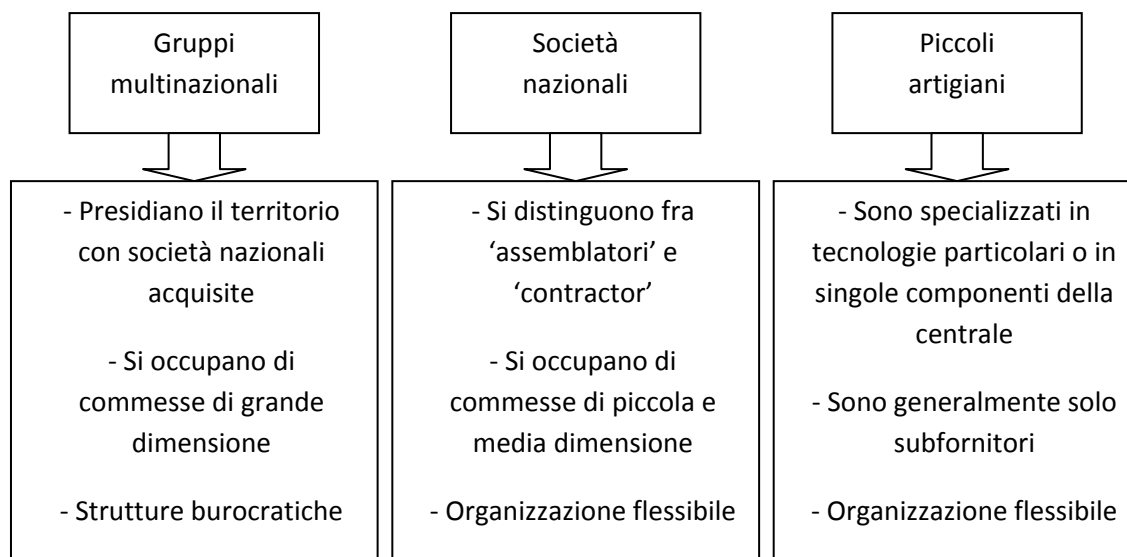
IREM S.P.A. è nata nel 1947 come impresa artigianale; l'azienda si è sviluppata fino a raggiungere l'attuale posizione di leader nella progettazione, costruzione e commercializzazione di apparecchiature elettroniche ed elettromeccaniche per il controllo dell'alimentazione elettrica anche nel settore della produzione di energia pulita mediante micro-centrali idroelettriche.

Volendo schematizzare lo scenario competitivo, è possibile individuare tre cluster principali:

- 1) i grandi 'player' internazionali, come i gruppi Voith, MAN, VA Tech, Andritz, che sono presenti in Italia attraverso società direttamente controllate (per esempio Calzoni-Riva, Pretto, Escher) o filiali commerciali;
- 2) le società nazionali di media grandezza, che presidiano il territorio nazionale come 'fornitori chiavi in mano'; a loro volta possiamo suddividere questo cluster in: (i) assemblatori, ovvero imprese che si prendono direttamente cura della realizzazione e manutenzione dell'impianto, anche possedendone di

propri (come Scotta e Troyer) e (ii) contractor, che affidano la commessa intera a subfornitori (come Cover e STE Energy);

3) piccole società artigiane, specializzate in singole componenti o in micro-centrali.



Schema della filiera produttiva degli impianti mini-hydro

7.2.3 Il quadro in Lombardia

Il sistema industriale lombardo è centrale rispetto al mercato del mini-hydro, soprattutto per quanto riguarda la filiera a monte del prodotto, ovvero la fornitura e lavorazione di turbine, così come le opere di ingegneria idraulica. Ciò è dovuto alla lunga tradizione nel settore meccanico del manifatturiero lombardo.

Paradossalmente è meno sviluppata la presenza di produttori di impianti chiavi in mano, settore dove invece primeggiano società piemontesi (come Scotta e Co-ver), emiliane (come Enercat e SEB) e venete (come STE Energy, CEV, Quattordici e Genidro) e – limitatamente a impianti di piccolissima dimensione - altoatesine.

Gruppi internazionali	Società Nazionali	Piccoli Artigiani
Franco Tosi Meccanica Spa	Seb 2 Srl	Ire - Omba Srl
Voith Siemens Spa	Elettromeccanica Valtellinese Srl	Frosio Srl
	ICQ Energetica ESCO Srl	
	Camuna Installazioni Spa	

Aziende appartenenti alla filiera produttiva con sede in Lombardia

Sono invece ancora attivi sul territorio centri di competenza importanti, che hanno la loro origine storica nel patrimonio imprenditoriale del passato ereditato da nomi importanti quali Riva-Calzoni (oggi assorbita dal gruppo Voith-Siemens con sede a Cinisello Balsamo) e la Franco Tosi di Legnano, oggi di proprietà del gruppo indiano Gammon. Seppure ridimensionati rispetto al passato, in questi centri si prosegue a studiare le tecnologie del mini-hydro e a realizzare commesse su impianti idroelettrici di media e grande dimensione.

Si ritiene quindi che vi siano spazi rilevanti per lo sviluppo sul territorio lombardo di una filiera più integrata dedicata allo sviluppo di centrali per il mini-idroelettrico, soprattutto in relazione allo sfruttamento di forme innovative quali potrebbero essere le portate da acquedotti e gli scarichi reflui.