

POLITECNICO DI MILANO



Scuola di Ingegneria Industriale e dell'Informazione
Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Gestionale

Il Mini-Idroelettrico in Italia: Analisi della filiera industriale e delle opportunità di investimento nel contesto normativo del D.M. 6 Luglio 2012

Relatore : Prof. Ing. Giovanni Toletti
Correlatore : Ing. Lorenzo Colasanti

Tesi di laurea di Andrea Dell'Aira
Matricola 786859

Anno accademico 2013-2014

Ringraziamenti

Desidero ringraziare il Prof. Ing. Giovanni Toletti, relatore di questa tesi, che mi ha dato l'opportunità di approfondire ed esplorare un tema specifico sulle fonti rinnovabili, di mio particolare interesse. Un ringraziamento particolare va all'Ing. Lorenzo Colasanti, correlatore di questa tesi, per la sua disponibilità immensa con cui mi ha seguito in questo percorso, spronandomi nella ricerca e analisi dei dati per raggiungere gli obiettivi prefissati, anche quando le difficoltà incontrate risultavano più complesse del previsto. Ringrazio tutta la mia famiglia per l'importante e costante sostegno nei momenti di difficoltà lungo tutto il mio percorso universitario. Ringrazio tutti i miei amici e compagni di corso con i quali ho vissuto momenti di felicità indimenticabili e di duro studio in vista delle sessioni d'esame. Infine un ringraziamento speciale va a Serena, che mi è sempre stata accanto fin dal primo giorno in cui mi sono imbattuto in questa mia avventura universitaria.

Sommario

INDICE DELLE FIGURE	7
INDICE DELLE TABELLE.....	8
INDICE DEI GRAFICI	9
ABSTARCT	10
ABSTARCT (ENGLISH).....	11
OBIETTIVI E METODOLOGIA.....	12
1. TECNOLOGIA.....	15
1.1. L'impianto mini idroelettrico.....	15
1.2. Tipologia impianti:.....	16
1.2.1. Impianti a bacino (a deflusso regolato)	17
1.2.2. Impianti ad accumulo o a serbatoio	18
1.2.3. Impianti ad acqua fluente	19
1.2.4. Impianti inseriti in condotte idriche	19
1.3. Classificazioni.....	20
1.4. La turbina idroelettrica.....	21
1.4.1. Turbina Pelton	22
1.4.2. Turbina Turgo	23
1.4.3. Turbina Cross-Flow	23
1.4.4. Turbina Kaplan.....	24
1.4.5. Turbina Francis	25
1.4.6. Turbina a coclea (vite di Archimede).....	25
1.4.7. Range di applicazioni delle turbine.....	26
1.5. I costi	29
2. NORMATIVA	33
2.1. Contesto	33
2.2. Procedure autorizzative previste per le fonti rinnovabili	36
<i>FOCUS: La Conferenza dei Servizi</i>	41
<i>FOCUS: Mancato rispetto dei tempi previsti dalla legge da parte degli enti</i>	42
<i>FOCUS: Concessione di derivazione idroelettrica</i>	43
2.2.1. Regolazione regionale dei regimi autorizzativi per gli impianti idroelettrici.....	45

2.3.	Impianti realizzati su canali o condotte esistenti, senza incremento di portata derivata ..	51
2.4.	Feedback delle aziende sul procedimento autorizzativo	52
2.5.	Le tariffe incentivanti per l'idroelettrico	54
2.6.	Meccanismo di accesso all'incentivo	54
2.7.	Contingente di potenza incentivabile negli anni tramite il decreto	56
2.8.	Iscrizione a registro	56
2.9.	Progettazione e costruzione.....	56
2.10.	Evoluzione dell'incentivazione presente in Italia	57
2.11.	Quadro completo iter autorizzativo e incentivazione.....	58
2.12.	Feedback delle aziende sull'incentivazione	59
3.	MERCATO IDROELETTRICO IN ITALIA.....	61
3.1.	Contesto: Potenza installata, produzione energia idroelettrica	61
3.2.	Numerosità e potenza degli impianti idroelettrici installati	62
3.3.	Distribuzione regionale del numero impianti e della potenza installata	64
3.4.	Produzione idraulica in Italia	66
3.5.	Distribuzione percentuale delle ore di utilizzazione degli impianti idroelettrici in Italia ...	69
3.6.	Potenza installata mini-idroelettrico.....	70
3.7.	Registri Decreto Ministeriale 6 Luglio 2012	72
3.8.	FOCUS: Impianti inseriti in canali irrigui.....	74
3.8.1.	Tecnologia impianti su canali irrigui	74
3.8.2.	Istallazioni su canali irrigui	75
3.8.3.	Le potenzialità sui canali irrigui.....	77
3.9.	FOCUS: Impianti inseriti in acquedotti	78
3.9.1.	Tecnologia impianti su acquedotti.....	78
3.9.2.	Istallazioni su acquedotto	79
3.9.3.	Potenziale installazioni su acquedotto	79
3.9.4.	Caso studio: Hydrowatt, Impianti in acquedotti	80
3.10.	Potenza incentivata e costi.....	82
4.	LA FILIERA ITALIANA	86
4.1.	Principali main contractor integrati	88
4.2.	Principali progettisti di turbine, impianti e componenti.....	89
4.3.	Gestori impianti e produzione di energia.....	90

4.4.	Localizzazione dei main contractor integrati e progettisti operanti nel settore	92
4.5.	Segmentazione principali aziende operanti nel settore	92
5.	SVILIPPI FUTURI DEL MERCATO MINI-IDROELETTRICO	93
5.1.	Analisi registri	93
5.1.1.	Analisi degli impianti incentivati nei primi due registri 2012-2013	93
5.2.	Mappa del potenziale di producibilità idroelettrica.....	95
5.3.	Piano d’Azione Nazionale –PAN 2009	96
5.4.	Potenza Regionale installata e potenziali disponibili	97
5.5.	Mercato potenziale mini-idro.....	99
5.6.	Mercato disponibile mini idro	99
5.7.	Volume d’affari.....	102
6.	ANALISI INVESTIMENTO ECONOMICO-FINANZIARIO MINI-IDRO	103
6.1.	CAPEX, Produzione, Incentivo	103
6.2.	OPEX	104
6.3.	INVESTIMENTO CON LEVA FINANZIARIA 75%.....	105
6.4.	INVESTIMENTO FULL EQUITY	105
6.5.	Risultato Analisi	108
	CONCLUSIONI.....	109
	BIBLIOGRAFIA	112
	SITI WEB CONSULTATI	114

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1 – Tipologie impianti	16
Figura 2 – Impianto a bacino	17
Figura 3 – Impianto ad accumulo a o serbatoio	18
Figura 4 – Impianti ad acqua fluente	19
Figura 5 – Classificazione in funzione della potenza.....	20
Figura 6 – Classificazione in funzione del salto.....	20
Figura 7 - Classificazione in funzione della portata.....	20
Figura 8 - Turbina Pelton	22
Figura 9 - Mini turbina Pelton.....	22
Figura 10 - Turbina Turgo	23
Figura 11 - Mini turbina Turgo.....	23
Figura 12 - Schema turbina Cross - flow	24
Figura 13 – Turbina Cross - Flow.....	24
Figura 14 – Turbina Kaplan	24
Figura 15 - Schema turbina Kaplan	24
Figura 16 - Turbina Francis	25
Figura 17 - Distributore turbina Francis.....	25
Figura 18 - Vite di Archimede	26
Figura 19 - Schema impianto Vite di Archimede	26
Figura 20 - Normative di riferimento.....	33
Figura 21 - Schema riepilogativo della procedura di autorizzazione unica	39
Figura 22 - Schema riepilogativo della procedura di VIA e di verifica di assoggettabilità	40
Figura 23 - Competenze per autorizzazioni, valutazioni ambientali e concessione.....	45
Figura 24 - Meccanismo di accesso all’incentivo	54
Figura 25 - Visualizzazione Meccanismo di accesso all’incentivo	55
Figura 26 - Tempi di accesso agli incentivi - Decreto Ministeriale del 6 Luglio 2012	55
Figura 27 - Schema completo iter autorizzativo e incentivazione	58
Figura 28 - Potenza efficiente lorda e producibilità lorda media annua.....	61
Figura 29 - Andamento della potenza cumulata e della taglia media degli impianti	63
Figura 30 - Distribuzione regionale del numero impianti a fine 2012 - GSE	64
Figura 31 - Distribuzione regionale della potenza idroelettrica a fine 2012	65
Figura 32 - Tecnologia impianto su canale irriguo	74
Figura 33 - Filiera italiana mini-idro.....	86
Figura 34 - Mappa del potenziale di producibilità idroelettrica.....	95
Figura 35 - Mercato impianti mini-idro (P<1 MW) al 2020.....	102

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1 – Tipologie impianti.....	17
Tabella 2 – Classificazione in funzione della portata e del salto	21
Tabella 3 – Range di applicazioni delle Turbine	26
Tabella 4 – Caratteristiche principali delle tecnologie disponibili.....	28
Tabella 5 – Ripartizione dei costi d’impianto.....	30
Tabella 6 - Autorizzazioni necessarie in base alla potenza	34
Tabella 7 - Competenze per AU e Concessioni di derivazione, Soglie per VA e VIA	46
Tabella 8 - Competenze per AU e Concessioni di derivazione, Soglie per AU, PAS e Comunicazione	49
Tabella 9 - Tariffe incentivanti per l'idroelettrico, D. Lgs. 12 luglio 2012.....	54
Tabella 10 - Evoluzione dell’incentivazione presente in Italia	57
Tabella 11 - Produzione idraulica regionale	66
Tabella 12 - Potenza installata Mini-Idro.....	70
Tabella 13 - Registro 2013	72
Tabella 14 - Registro 2014	72
Tabella 15 - Dati ANBI sui canali irrigui.....	75
Tabella 16 - Distribuzione regionale	79
Tabella 17 - Numero impianti su acquedotto suddivisi in classe di potenza	79
Tabella 18 - Impianti realizzati da Hydrowatt	81
Tabella 19 - CONTATORE Impianti in esercizio DM 6/7/2012.....	82
Tabella 20 - CONTATORE Registri e Aste DM 6/7/2012 (aggiornamento al 31/12/2013).....	82
Tabella 21 - CONTATORE Tariffa Omnicomprensiva DM 6/7/2012	83
Tabella 22 - CONTATORE CERTIFICATI VERDI (aggiornamento al 31/12/2013)	83
Tabella 23 - Costo indicativo annuo [€ milioni] di incentivazioni per l’idroelettrico.....	83
Tabella 24 - CONTATORE complessivo degli impianti incentivati	84
Tabella 25 - Principali Main contractor Integrati	88
Tabella 26 - Principali Progettisti di turbine, impianti e componenti	89
Tabella 27 - Gestori storici.....	90
Tabella 28 - Gestori operanti nel settore negli ultimi anni	91
Tabella 29 - Localizzazione aziende nel mini-idro	92
Tabella 30 - Segmentazione principali aziende operanti nel settore	92
Tabella 31 - Registri mini-idroelettrico	93
Tabella 32 - Frequenza impianti incentivati nei primi due registri 2012-2013	93
Tabella 33 - PIANO D’AZIONE NAZIONALE –PAN 2009	96
Tabella 34 - Installazioni mini-idro.....	99
Tabella 35 - SVILIPPI FUTURI MERCATO MINI-IDROELETTRICO	100
Tabella 36 - CAPEX, produzione e incentivo	103
Tabella 37 - OPEX	104
Tabella 38 - Parametri finanziari utilizzati	104
Tabella 39 - INVESTIMENTO CON LEVA FINANZIARIA 75%.....	105
Tabella 40 - INVESTIMENTO FULL EQUITY	105
Tabella 41 - Cash Flow investimento	107

INDICE DEI GRAFICI

Grafico 1 - Range delle tecnologie disponibili - Elaborazione grafica Ste - Energy	27
Grafico 2 – Ripartizione dei costi d’impianto.....	30
Grafico 3 - Studio: “le potenzialità idroelettriche connesse agli impianti irrigui”	31
Grafico 4 - Studio: ESTIR (Dicembre 2002) riportato anche nella Guida ESHA 2007.....	31
Grafico 5 - Studio Politecnico di Milano – Rinnovabili Elettriche non fotovoltaiche 2014.....	31
Grafico 6 - OPEX, Studio Politecnico di Milano su dati APER - 2013	32
Grafico 7 - Soglie per VA e VIA Secondo portata (l/s)	47
Grafico 8 - Soglie per VA e VIA Secondo Potenza (KW)	47
Grafico 9 - Soglie per AU, PAS e Comunicazione	50
Grafico 10 - Numero di impianti installati in Italia per taglia tra 2008 e 2013 (valori cumulati)	62
Grafico 11 - Numerosità degli impianti installati a fine 2013	62
Grafico 12 - Produzione idraulica secondo classe di potenza	66
Grafico 13 - Produzione idraulica secondo tipologia di impianto	67
Grafico 14 - Andamento della produzione idraulica effettiva e normalizzata in Italia.....	68
Grafico 15 - Distribuzione % delle ore di utilizzazione degli impianti idroelettrici in Italia	69
Grafico 16 - Numero impianti Idroelettrici	70
Grafico 17 - Potenza installata impianti idroelettrici	70
Grafico 18 - Installazioni impianti mini idro.....	71
Grafico 19 - iscritti a registri 2013 e 2104.....	73
Grafico 20 - Potenza (MW) iscritta a registri 2013 e 2104.....	73
Grafico 21 - Impianti installati sui canali irrigui	76
Grafico 22 -Potenza installata sui canali irrigui.....	76
Grafico 23 - Percentuale proposte di impianti per regione	77
Grafico 24 - Distribuzione percentuale regionale impianti su acquedotto	79
Grafico 25 - Distribuzione percentuale del numero impianti inseriti su acquedotto.....	79
Grafico 26 - numero impianti incentivati per classe di potenza	84
Grafico 27 - Potenza incentivata (MW) per classe di potenza	85
Grafico 28 - Costo indicativo annuo degli incentivi per classe di potenza [€ milioni]	85
Grafico 29 - Costo indicativo annuo degli incentivi per tipologia di incentivo [€ milioni].....	85
Grafico 30 - Localizzazione aziende mini-idro.....	92
Grafico 31 - Frequenza impianti incentivati nei due registri 2012-2013.....	94
Grafico 32 - Numero impianti incentivati nei due registri 2013-2014	94
Grafico 33 - PIANO D’AZIONE NAZIONALE –PAN 2009	96
Grafico 34 - Potenza Regionale installata e potenziali disponibili	97
Grafico 35 - Potenza Regionale installata	98
Grafico 36 - Installazioni mini idro.....	99
Grafico 37 - Numero installazioni mini-idro e previsioni	101
Grafico 38 - Potenza installata mini-idro e previsioni.....	101
Grafico 39 - Volume d'affari disponibile per impianti mini-idro	102
Grafico 40 - Costo dell'investimento e produttività in funzione della potenza	106
Grafico 41 - Pay back time, caso levered	106
Grafico 42 - IRR, caso levered.....	107

ABSTRACT

La tesi andrà ad analizzare l'attuale mercato mini-idroelettrico in Italia e i suoi possibili sviluppi futuri, nel contesto dinamico del mercato elettrico e nei vincoli della tutela ambientale e la salvaguarda di un bene prezioso come l'acqua.

L'energia idroelettrica è stata la prima fonte rinnovabile ad essere utilizzata su larga scala in tutto il mondo, in particolare in Italia costituisce un importante risorsa per il fabbisogno nazionale di elettricità; nonostante ciò, la possibilità di sfruttare ulteriori bacini per realizzare grandi impianti da diverse decine di MW si è praticamente esaurita. Ecco quindi, come diverse aziende, stanno sempre più spostando l'attenzione al mercato del mini-idroelettrico con impianti di taglie che possono andare da pochi kW fino al MW, sfruttando piccoli o medi corsi, tramite l'inserimento di impianti ad acqua fluente.

La tesi andrà quindi ad esplorare le tecnologie disponibili e le caratteristiche peculiari di ognuna di esse, fino ad andare ad analizzare i costi ad esse associati. Si andrà ad analizzare le strategie adottate dal legislatore in ottica di processi autorizzativi e tariffe incentivanti e si riporterà diversi feedback ricevuti da aziende del settore, le quali hanno un business profondamente influenzato dalle scelte del legislatore. Si andrà poi ad analizzare l'evoluzione del mercato idroelettrico e mini-idroelettrico in termini di impianti installati e potenze installate, per poi andare ad osservare la composizione della filiera italiana nel settore del mini-idroelettrico ed estrapolarne le peculiarità. Parallelamente verrà riservato spazio all'analisi di nuovi interessanti modelli di business emergenti, riguardanti l'inserimento di impianti su canali irrigui e condotte di acquedotto. Infine verrà proposta un'analisi sui possibili scenari futuri in tale business ed delle analisi di investimento per diverse tipologie di impianto.

ABSTRACT (ENGLISH)

The thesis will be to analyze the current market of mini-hydroelectric power in Italy, and its possible future developments in a dynamic environment, as is the electricity market, and in the constraints of environmental protection and the safeguarding of a valuable good like the water.

Hydropower was the first renewable source to be used on a large scale throughout the world, particularly in Italy is an important resource for the national demand of electricity; despite this, the potential of additional basins to create large installations by several tens of MW was practically depleted. Therefore different companies are increasingly shifting the focus to the market of mini-hydropower plants with sizes that can range from a few kW to MW, using small or medium courses, through the insertion of river plants.

The thesis will explore the available technologies and the unique characteristics of each of them, to go up to analyze the costs associated with them. It will analyze the strategies adopted by the legislature with a view to authorization procedures and tariffs, and will return the feedback received from companies, which have a business deeply influenced by the choices of the legislature. Then, it will be analyzed the evolution of the market and mini-hydroelectric plants in terms of installed power and number of plants, then go to look at the composition of the Italian industry in the field of mini-hydroelectric and extrapolate its characteristics. In parallel to the analysis, some space will be reserved in interesting new business models, emerging on the inclusion of systems of irrigation canals and pipelines for water supply.

Finally it will be analyzed potential future scenarios in this business and the investment analysis for different types of systems.

OBIETTIVI E METODOLOGIA

Gli obiettivi di questa tesi sono quelli di andare ad analizzare nel dettaglio gli aspetti fondamentali del mercato mini-idroelettrico italiano. Partendo da un'analisi delle tecnologie disponibili e passando per l'evoluzione delle normative negli anni, approfondendo soprattutto quelle attuali, si arriverà ad analizzare l'evoluzione delle installazioni negli anni. Dopodiché si procederà ad un focus della filiera italiana, dei possibili scenari futuri di sviluppo del mercato ed infine un'analisi di investimento per diverse tipologie di impianto.

La metodologia utilizzata è stata l'analisi di fonti secondarie quali ricerche e studi di enti pubblici e privati, l'utilizzo di siti di approfondimento riguardanti tematiche specifiche dell'idroelettrico, siti web aziendali, dati di settore ed interviste ad aziende operanti nel business del mini-idroelettrico. Tutte le fonti secondarie verranno citate nella "bibliografia" e "siti web consultati" nella parte finale della tesi.

Nel primo capitolo si andranno ad analizzare le diverse tecnologie ormai consolidate nei decenni. In particolar modo, negli ultimi anni, le turbine si stanno evolvendo ed adattando sempre più ad applicazioni su taglie piccole, per rispondere alle esigenze di impianti da realizzare anche su piccoli corsi d'acqua, con taglie che vanno da pochi KW al MW, dove infatti si parla di Mini-idroelettrico. Si osserverà quali turbine sono più adatte al salto e alla portata del corso d'acqua, ed infine si analizzeranno i costi legati al mini-idroelettrico: i costi d'investimento (OPEX) e i costi di esercizio e produzione (CAPEX).

Per questa parte si è ricorso a siti web specializzati, articoli e ricerche ESHA (European Small Hydroelectric Association), APER (Associazione Produttori di Energia da fonti Rinnovabili) e FEDERPERN (Federazione produttori idroelettrici).

Nel secondo capitolo si andranno ad analizzare le normative vigenti con le quali si devono confrontare aziende operanti nel settore e i gestori di impianti idroelettrici. L'iter autorizzativo richiede dei passaggi fondamentali quali l'A.U. (Autorizzazione Unica), la P.A.S. (Procedura Abilitativa Semplificata) o la semplice comunicazione al comune di inizio lavori. E' inoltre necessaria la concessione di derivazione idroelettrica ed in talune regioni la Valutazione di Impatto Ambientale (V.I.A.) anche dove gli impianti abbiano taglie inferiori al MW. Si cercherà quindi di analizzare aspetti fondamentali dell'iter autorizzativo, quali le competenze degli enti pubblici e i tempi e la documentazione necessaria. Si analizzerà poi, il decreto Ministeriale 12 luglio 2012, che è l'ultimo in vigore per quanto riguarda la determinazione delle tariffe incentivati, esso ha introdotto inoltre un'importante novità, quali il meccanismo di accesso diretto all'incentivo per taglie inferiori ai 50 kW, un accesso a registro per taglie fino al MW ed aste a ribasso per impianti di taglie superiori, un'ulteriore importante novità è il limite di potenza incentivabile annualmente tramite registri ed aste. A concludere, si è ascoltato il parere delle aziende riguardo la legislazione sull'iter autorizzativo e sugli incentivi.

In questo capitolo, le fonti analizzate sono state le leggi di riferimento, documenti del GSE (Gestore del Servizio Elettrico) realizzati per fornire un supporto all'interpretazione delle leggi vigenti nazionali e regionali ed uno studio di una società di ingegneria e consulenza (TEI). Infine è stata richiesta un'intervista alle 41 aziende individuate nel settore mini-idroelettrico, sei aziende hanno accettato l'intervista, all'interno della quale hanno anche fornito dei pareri riguardo le leggi attuali e le prospettive future.

Nel terzo capitolo si andranno a vedere più da vicino i numeri del mini-idroelettrico in Italia: i grandi impianti storici con potenza superiore ai 10 MW, i medi impianti con potenza tra 1 MW e 10 MW, il mini-idroelettrico con impianti di potenza inferiore al MW ed il micro-idroelettrico con potenza sotto i 100 kW. Si analizzeranno i registri istituiti dalla normativa per osservare quanti impianti potranno entrare in esercizio i prossimi anni. All'interno del capitolo verrà anche data una visione del costo degli incentivi all'idroelettrico che pesano in bolletta elettrica. Un particolare focus verrà inoltre dedicato a nuovi modelli di business che si sono sviluppati e che presentano notevoli aspetti interessanti, cioè gli impianti inseriti su canali irrigui e su acquedotti. La metodologia è stata un'approfondita analisi dei report statistici del GSE, dell'AEEG e di Terna. I registri istituiti dalla normativa sono disponibili direttamente dal sito del GSE che forma le graduatorie; sempre con i dati forniti dal GSE si è potuto osservare i costi in bolletta per gli incentivi all'idroelettrico. Per il focus sugli impianti inseriti sui canali irrigui si sono analizzati dati provenienti dall'ANBI (Associazione Nazionale Bonifiche, Irrigazioni e miglioramenti fondiari) e da una ricerca del Ministero delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali. Per quanto riguarda invece gli impianti inseriti sugli acquedotti si sono utilizzati i dati degli impianti IAFR censiti e registrati dal GSE; per tale tipologia di impianti si propone anche un caso studio: "Hydrowatt": un'azienda altamente specializzata nella realizzazione di impianti su acquedotto.

Nel quarto capitolo si analizzerà la filiera italiana, suddivisa nelle seguenti macro attività: "progettazione di turbine, impianti e componenti", "realizzazione opere edili idrauliche ed elettriche" e "studi di consulenza". Infine, vi è l'area di business "Gestione degli impianti e produzione di energia". Verranno individuati le aziende principali operanti nella filiera e le peculiarità di questo business.

La filiera è stata individuata con delle ricerche già effettuate dall'Energy and Strategy Group del Politecnico di Milano in collaborazione con la Camera di Commercio di Milano nello studio dal nome "RenLab" ed integrata tramite l'utilizzo del motore di ricerca AIDA. Si è inoltre andato ad analizzare per ogni azienda il sito internet per collocarle correttamente lungo la filiera. Per i gestori di impianti a quelli storici nel settore del grande idro, si sono affiancati i gestori attualmente attivi emersi dall'analisi dei registri introdotti dalla normativa vigente.

Nel quinto capitolo, partendo dai dati analizzati nei capitoli precedenti, nuove analisi e tramite diverse ipotesi, si stimeranno i possibili sviluppi futuri del mini-idroelettrico nel breve periodo, al 2015 e nel lungo periodo, al 2020, in termini di numero di installazioni e di potenza installata.

In particolare i dati analizzati provengono dai Registri GSE anni 2012-2013, Ricerca CESI 2006, PAN – Piano d'azione nazionale 2009, interviste ad aziende operanti nel settore, (tramite la metodologia descritta precedentemente), normativa: Decreto Ministeriale 12 luglio 2012.

Nel sesto e ultimo capitolo si ipotizzerà un'analisi di investimento al variare di diverse taglie di potenza. Si utilizzeranno diverse ipotesi finanziarie che verranno esplicitate nel capitolo. Nel dettaglio si analizzeranno investimenti riguardanti 9 classi di potenza tra 50 kW ed 1 MW, valutati sia in uno scenario di finanziamento levered con una leva del 75% di capitale di debito, sia in uno scenario con finanziamento full equity, cioè esclusivamente con capitale proprio. Quest'ultimo scenario è poco significativo dal punto di vista reale, ma è utile per comprendere l'importanza di un finanziamento bancario. Si calcoleranno i principali indicatori finanziari per ogni investimento quali: il Net Present Value (NPV) o VAN (Valore Attuale Netto), l'IRR (Internal Rate of Return) o TIR (Tasso Interno di Rendimento), il Pay Back time, cioè il tempo in cui si ripaga l'investimento, il LEC (Levelized Energy Cost), espresso in Euro/MWh; esso è il prezzo al quale l'elettricità deve essere generata da una fonte specifica per poter rientrare delle spese, ossia il punto di pareggio ("break even"); venne introdotto dall'International Energy Agency (IEA) nel 1991. Un ultimo indicatore che si è voluto tenere in considerazione è il Costo Investimento/Energia prodotta annua (Euro/kWh *anno): tale indicatore potrebbe risultare insolito, invece è un parametro che è emerso dalle aziende intervistate, come indice molto utilizzato per il settore del mini-idroelettrico, se tale indicatore risulta inferiore ad 1 €/kWh*anno l'investimento risulta profittevole (per impianti inferiori ai 500 kW e con l'attuale sistema di incentivazione).

In questo ultimo capitolo si sono utilizzati gli studi già presi in considerazione precedentemente effettuati da ESHA, APER e FEDERPER per la stima dei costi di investimento ed i costi di esercizio e manutenzione. Inoltre un importante contributo sono state le interviste svolte alle aziende per la conferma di tali stime, indicando anche gli ordini di grandezza degli indicatori economici fondamentali per un investimento sostenibile, in particolare i più sensibili da parte delle aziende sono il Pay Back Time ed il Costo Investimento /Energia prodotta annua.

1. TECNOLOGIA

Gli impianti idroelettrici attuali sfruttano l'energia potenziale meccanica contenuta in una portata d'acqua che si trova disponibile ad una certa quota rispetto al livello in cui sono posizionate le turbine. Pertanto la potenza di un impianto idraulico dipende da due fattori: **il salto** (dislivello esistente fra la quota a cui è disponibile la risorsa idrica svasata e il livello a cui la stessa viene restituita dopo il passaggio attraverso la turbina) e **la portata** (la massa d'acqua che fluisce attraverso la macchina espressa per unità di tempo). Essa è inoltre caratterizzata dal **rendimento** globale dell'impianto.

Dunque la potenza ottenibile da una turbina idraulica è espressa dalla seguente equazione:

$$P = \eta g Q H$$

dove:

P = potenza espressa in kW

η = rendimento globale dell'impianto

g = accelerazione di gravitazionale espressa in m/s^2 (pari a $9,8 m/s^2$)

Q = portata d'acqua espressa in m^3/s

H = salto o dislivello espresso in m

1.1. L'impianto mini idroelettrico

Un impianto idroelettrico è costituito da componenti civili ed idrauliche (opere di presa, di convogliamento e di restituzione, centralina) e da opere elettromeccaniche (turbina, alternatore, quadri elettrici, sistemi di comando).

L'acqua viene opportunamente derivata tramite le opere di presa e convogliata, attraverso canali o condotte, alla vasca di carico dove determina il pelo libero superiore necessario al calcolo del salto utile alla centrale. Da questo punto, per mezzo di condotte forzate, l'acqua viene portata alle turbine e nel passaggio attraverso gli organi mobili (giranti) ne determina la rotazione. L'albero della girante in rotazione è collegato ad un generatore di elettricità (**alternatore**); l'acqua in uscita dalla turbina viene rilasciata, per mezzo delle opere di restituzione, nel suo alveo originario ad un livello che determina il pelo libero inferiore.

Più• nel dettaglio un impianto idroelettrico costituito dalla seguenti componenti:

- **opere di presa** la cui configurazione dipende dalla tipologia del corso d'acqua intercettato e dall'orografia della zona.

- **opere di filtraggio** finalizzate all'eliminazione dall'acqua di grossi corpi sospesi. La possibilità o meno di automazione dipendono dalla portata derivata e dall'entità dei solidi trasportati dal flusso idrico.
- **opere di convogliamento delle acque** costituite da canali o condotte forzate in funzione dell'orografia e conseguentemente della tipologia di impianto, a basso od alto salto.
- edificio di centrale contenente le **opere elettromeccaniche**: gruppo turbina alternatore, trasformatore, contatori, quadri elettrici e sistemi di controllo;
- **opere di restituzione** delle acque nel corso d'acqua principale.

La potenza ottenibile da un impianto, a parità di portata e salto, dipende dal rendimento globale di trasformazione di un impianto idroelettrico che il risultato del prodotto di almeno quattro rendimenti parziali:

- rendimento idraulico;
- rendimento volumetrico della turbina;
- rendimento meccanico del gruppo turbina-generatore;
- rendimento elettrico del generatore;
- rendimento del trasformatore.

1.2. Tipologia impianti:

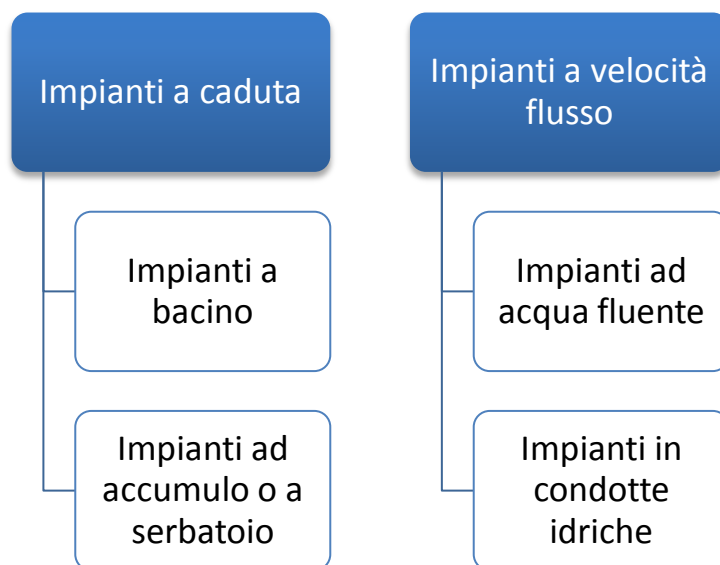


Figura 1 – Tipologie impianti

Per quanto riguarda il **mini-idroelettrico**, le tipologie più diffuse sono quelle “*ad acqua fluente*” o “*in condotta idrica*”, anche se possono rientrare in queste taglie di potenza anche i sistemi “*ad accumulo*”.

	100 KW	1MW	10 MW	
Caduta				
Velocità flusso	MINI-IDROELETTRICO			

Tabella 1 – Tipologie impianti

1.2.1. Impianti a bacino (a deflusso regolato)

Gli impianti a bacino o a deflusso regolato sono impianti a bacino idrico naturale (laghi) o artificiale, come nel caso di molti serbatoi. A volte possono essere bacini naturali nei quali si aumenta la capienza con sbarramenti. In molti casi gli sbarramenti consistono in dighe alte molte decine di metri.

Sono ad oggi gli impianti idroelettrici più potenti e più sfruttati, hanno però un notevole impatto ambientale

e possono essere usati come "accumulatori" di energia da utilizzare nelle ore di punta pompando acqua da valle a monte nelle ore notturne.

Sono provvisti di una capacità di invaso alla presa del corso d'acqua atta a modificare il regime delle portate utilizzate dalla centrale. In genere queste centrali sono superiori ai 10 MW di potenza e arrivano a potenze molto elevate. In Cina la centrale idroelettrica delle Tre Gole, più grande al mondo, sul fiume Yang-Tze ha una potenza di 18.200 MW

Schema impianto idroelettrico

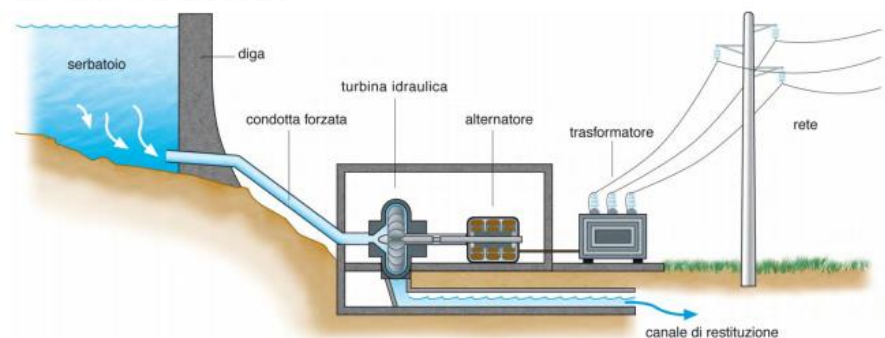


Figura 2 – Impianto a bacino

1.2.2. Impianti ad accumulo o a serbatoio

Gli impianti ad accumulo o a serbatoio sono impianti con tutte le caratteristiche di quelli tradizionali ma ricavano la disponibilità di acqua nel serbatoio superiore mediante un sollevamento elettromeccanico (con pompe o con la stessa turbina di produzione). Questo tipo di impianto consiste in due serbatoi di estremità, collocati a quote differenti mediante i manufatti tipici di un impianto idroelettrico: nelle ore diurne di maggior richiesta (ore di punta) dell'utenza l'acqua immagazzinata nel serbatoio superiore è usata per la produzione di energia elettrica; nelle ore di minor richiesta (ore notturne), la stessa viene risolledata al serbatoio superiore. In questo modo

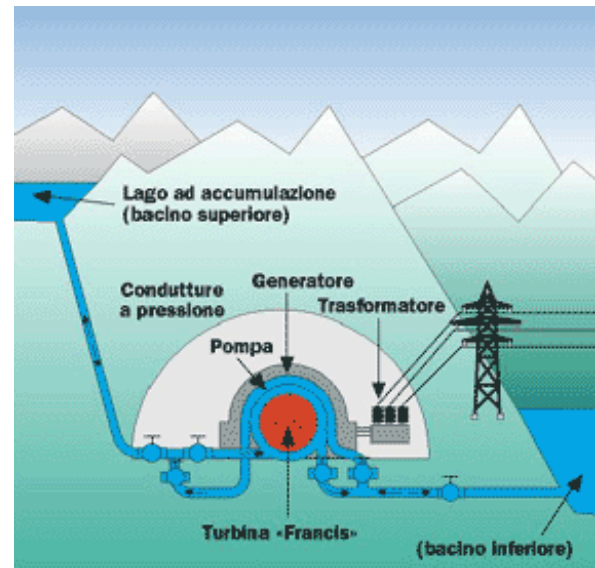


Figura 3 – Impianto ad accumulo o a serbatoio

l'uso della corrente elettrica per pompare l'acqua nel serbatoio superiore viene restituita quasi integralmente in una forma di maggior pregio perché restituita nelle ore di richiesta superiore.

La diffusione di un gran numero di questi impianti, anche se di dimensioni medie e piccole, permetterebbe da un lato una maggiore ritenzione di acqua nel territorio, cosa sempre utile, e da un altro lato la possibilità di attenuare i fenomeni alluvionali, nel caso di abbondanti piogge i serbatoi sarebbero infatti riempiti senza la necessità di pompare acqua da valle a monte e in questi casi si avrebbe un guadagno netto di energia elettrica.

Gli impianti idroelettrici a serbatoio o ad accumulo sono attualmente il miglior sistema di accumulo di energia. Se tali sistemi fossero adottati in un numero maggiore ciò permetterebbe da un lato la necessità di un minor numero di centrali termoelettriche, oggi necessarie per soddisfare i fabbisogni di punta, dall'altro lato il massimo rendimento delle stesse centrali termoelettriche e anche delle centrali ad acqua fluente nonché dei sistemi eolici, solari e dei sistemi derivati dalle fonti di energia rinnovabili in genere.

1.2.3. Impianti ad acqua fluente

Gli impianti ad acqua fluente costituiscono la stragrande maggioranza degli impianti mini-idroelettrici installati negli ultimi anni. Questo tipo di impianti era molto usato all'inizio del secolo scorso, soprattutto per azionare macchine utensili in piccoli laboratori. Oggi il loro potenziale rappresenta un'importante sfida per un ulteriore contributo dell'idroelettrico al fabbisogno energetico sviluppato da



Figura 4 – Impianti ad acqua fluente

fonte rinnovabile. L'impatto ambientale è spesso contenuto e limitato. Non dispongono di alcuna capacità di regolazione degli afflussi, per cui la portata sfruttata coincide con quella disponibile nel corso d'acqua (a meno di una quota detta deflusso minimo vitale, necessaria per salvaguardare l'ecosistema, che verrà analizzata in seguito). Quindi la turbina produce con modi e tempi totalmente dipendenti dalla disponibilità del corso d'acqua. Data la loro facilità di arresto-avvio sono utilizzati per regolare il sistema della rete di trasmissione dell'energia elettrica, cosa che però determina una considerevole dissipazione di energia. In Svizzera le centrali ad acqua fluente coprono il fabbisogno elettrico di base del paese.

1.2.4. Impianti inseriti in condotte idriche

Gli impianti inseriti in condotte idriche rappresentano un'interessante possibilità, presa in considerazione solo di recente dai tecnici progettisti; sono impianti inseriti in un canale o in una condotta per approvvigionamento idrico.

L'acqua potabile è approvvigionata ad una città adducendo l'acqua da un serbatoio di testa mediante una condotta in pressione. Solitamente in questo genere di impianti la dissipazione dell'energia all'estremo più basso della tubazione, in prossimità dell'ingresso all'impianto di trattamento acque, viene conseguito mediante l'uso di apposite valvole. Un'alternativa interessante è rappresentata dalla possibilità di inserire una turbina che recuperi l'energia che altrimenti verrebbe dissipata. Si ha così un riutilizzo energetico, che può essere effettuato anche in altri tipi di impianti: sistemi di canali di bonifica, circuiti di raffreddamento di condensatori, sistemi idrici vari.

1.3. Classificazioni

In funzione alla potenza:

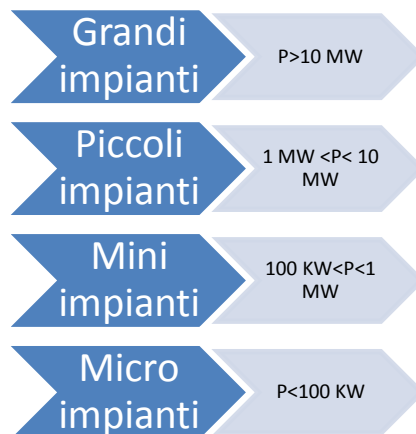


Figura 5 – Classificazione in funzione della potenza

in funzione del salto (m)

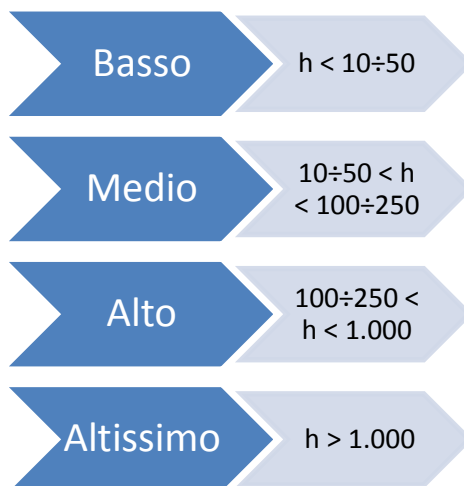


Figura 6 – Classificazione in funzione del salto

in funzione della portata (m³/s)

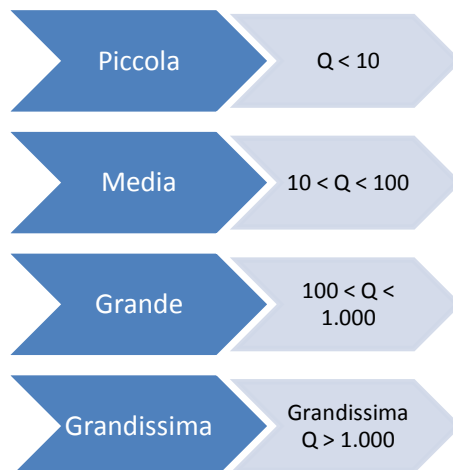


Figura 7 - Classificazione in funzione della portata

in funzione della portata (m³/s) e del salto (m)

Portata(m ³ /s) \ Salto (m)	Piccola (Q<10)	Media (10<Q<100)	Grande (100<Q<1000)	Grandissima Q>1000)
basso (10<h<50)	Micro (0-100kW)			
Medio (50<h<250)		Mini(100kW-1MW)		
Alto (250<h<1000)			Piccolo (1-10MW)	
Altissimo h>1000				Grandi(>10MW)

Tabella 2 – Classificazione in funzione della portata e del salto

1.4. La turbina idroelettrica

La turbina idraulica è quel dispositivo meccanico che trasforma l'energia potenziale e cinetica dell'acqua in energia meccanica. È essenzialmente costituita da un organo fisso detto il **distributore** e da uno mobile detto la **girante**.

Il distributore ha tre compiti essenziali:

- indirizza la portata in arrivo alla girante imprimendovi la direzione dovuta,
- regola la portata mediante organi di parzializzazione,
- provoca una trasformazione parziale o totale in energia cinetica dell'energia di pressione posseduta dalla portata.

L'entità di questa trasformazione è l'elemento più importante per la classificazione delle turbine: quando la trasformazione da potenziale a cinetica avviene completamente nel distributore, si parla di turbine ad azione, altrimenti di turbine a reazione.

La girante infine trasforma l'energia potenziale e/o cinetica dell'acqua in energia meccanica resa sull'albero motore.

In rapporto alle caratteristiche dinamiche le turbine possono essere classificate in:

- **TURBINE AD AZIONE:** L'energia dell'acqua in uscita dal distributore è tutta cinetica (la trasformazione da potenziale a cinetica avviene nel passaggio attraverso un ugello che provoca un restringimento rispetto al diametro della condotta forzata). Lungo tutto il percorso attraverso la girante il fluido si trova a pressione atmosferica. Le uniche turbine ad azione adottate nella pratica costruttiva sono le PELTON.

- **TURBINE A REAZIONE:** L'energia dell'acqua in uscita dal distributore è parzialmente cinetica e parzialmente di pressione (la trasformazione da potenziale a cinetica che avviene nel distributore non è completa: l'acqua ne esce con una velocità minore rispetto alle turbine ad azione, ma dotata di una pressione non nulla). Le turbine a reazione lavorano completamente immerse in acqua e sono dotate nella loro parte terminale di un **diffusore**. Esistono numerose tipologie riconducibili a questa tipologie di turbine

1.4.1. Turbina Pelton

Le Pelton sono turbine ad azione nelle quali uno o più ugelli (una turbina ad asse verticale può avere fino a sei ugelli, con una o due giranti) trasformano totalmente la pressione dell'acqua in energia cinetica.

Ogni ugello crea un getto, la cui portata è regolata da una valvola a spillo. Solitamente sono dotate di un tegolo deflettore che ha lo scopo di deviare il flusso dalle pale, in caso di brusco distacco di carico, in modo da evitare la fuga della turbina senza dover chiudere troppo velocemente la valvola di macchina, manovra che può causare colpi d'ariete intollerabili nella condotta. Il piano degli ugelli è sempre quello meridiano della girante.

L'acqua abbandona le pale a velocità molto bassa (idealmente a velocità nulla) per cui la cassa, che contiene la ruota, non deve resistere a nessuna pressione e può quindi essere molto leggera. Sono usate per salti compresi nell'intervallo 50-1300m.

Le Pelton possono essere utilizzate sia in asse verticale che orizzontale, sia in grandi impianti che per impianti micro-idroelettrici.



Figura 8 - Turbina Pelton



Figura 9 - Mini turbina Pelton

1.4.2. Turbina Turgo

La Turgo è una turbina ad azione che può lavorare con salti tra i 15 ed i 300m. Rispetto alla Pelton, ha pale con forma e disposizione diverse ed il getto colpisce simultaneamente più pale, analogamente alle turbine a vapore. Il volume d'acqua che una turbina Pelton può elaborare è limitato dal fatto che il flusso di ogni ugello possa interferire con quelli adiacenti, mentre la turbina Turgo non soffre di questo inconveniente.

Il minor diametro necessario comporta, a parità di velocità periferica della girante, una maggiore velocità angolare, che consente quindi l'accoppiamento al generatore senza il moltiplicatore, con conseguente diminuzione dei costi ed aumento dell'affidabilità.

Non diffusa in Italia, bensì nel resto dell'Europa, i costruttori la consigliano per situazioni con notevole variazioni di afflussi ed acque torbide.



Figura 10 - Turbina Turgo



Figura 11 Mini turbina Turgo

1.4.3. Turbina Cross-Flow

Turbina a flusso incrociato, viene anche chiamata turbina Banki-Michell, in onore dei suoi inventori, oppure turbina Ossberger, il nome della ditta che la fabbrica da più di 50 anni. Questa turbina ad azione 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.

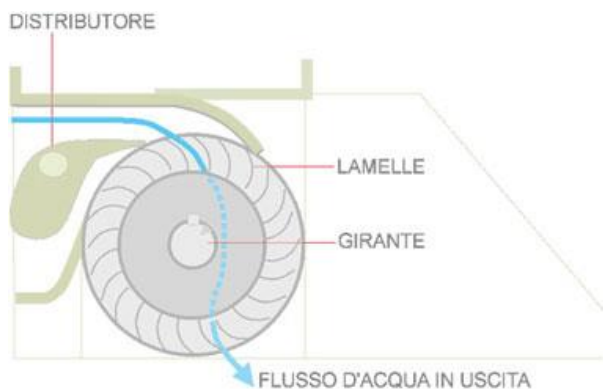


Figura 12 - Schema turbina Cross - Flow

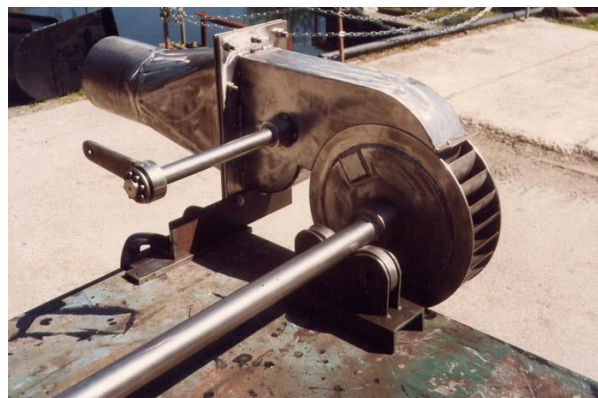


Figura 13 – Turbina Cross - Flow

1.4.4. Turbina Kaplan

Sono turbine a reazione a flusso assiale, utilizzate generalmente per bassi salti (2-20m).

Le pale della ruota nella Kaplan sono sempre regolabili, mentre quelle del distributore possono essere fisse o regolabili. Quando sia le pale della turbina sia quelle del distributore sono regolabili, la turbina è una vera Kaplan (o a doppia regolazione); se sono regolabili solo le pale della ruota, la turbina è una semi-Kaplan (o a singola regolazione).

Le pale della ruota si muovono girando attorno ad un perno solidale con un sistema di bielle-manovelle collegate ad un tirante verticale (posto all'interno dell'albero cavo della turbina) che è azionato da un servomotore idraulico. Le turbine ad elica hanno distributore e ruota a pale fisse e sono utilizzate quando il salto e la portata sono praticamente costanti.

La potenza massima oggi raggiunta dalle turbine Kaplan è di circa 200.000 kW in alcune turbine impiegate in impianti brasiliani.



Figura 14 – Turbina Kaplan

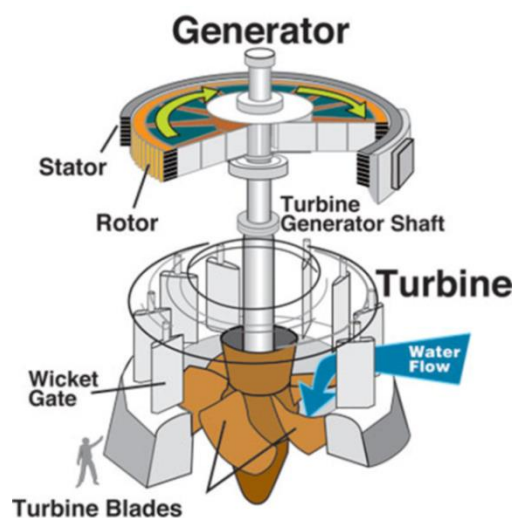


Figura 15 - Schema turbina Kaplan

1.4.5. Turbina Francis

Le turbine Francis sono turbine a reazione a flusso radiale con distributore a pale regolabili e girante a pale fisse, molto utilizzate per i medi salti (vengono usate per salti compresi nell'intervallo 10-350m).

Nelle turbine Francis veloci, l'alimentazione è sempre radiale, mentre lo scarico dell'acqua è solitamente assiale; in queste turbine l'acqua si muove come in una condotta in pressione: attraverso il distributore (organo fisso) perviene alla ruota (organo mobile) alla quale cede la sua energia, senza entrare in nessun momento in contatto con l'atmosfera.

Queste turbine sono state utilizzate spesso in impianti su acquedotto e vengono spesso anche adottate se in centrali di pompaggio nelle quali hanno funzione di produzione e di pompaggio. La tecnologia della turbina Francis non è adatta per potenze inferiori ai 100 kW.



Figura 16 - Turbina Francis



Figura 17 - Distributore turbina Francis

1.4.6. Turbina a coclea (vite di Archimede)

La coclea idraulica è conosciuta fin dall'antichità come ruota o chiocciola di Archimede. È nuovo il brevetto di utilizzazione della chiocciola di Archimede (invertendo il processo originario) per realizzare una turbina idroelettrica.

Le principali caratteristiche di questa tecnologia sono:

- utilizzo di griglie a passo ampio, grazie alla capacità della coclea di accettare materiali alluvionali e detriti di taglia superiore
- nessun utilizzo di strigiatori e quindi nessuna produzione di rifiuti da smaltire
- semplicità massima di installazione e di manutenzione
- bassi costi di impianto e gestione.

Le turbine a coclea sono utilizzate per salti da 1 a 10 metri e portate d'acqua da 0,5 a 5,5 m³/sec. La caratteristica più importante di queste turbine è che, diversamente da Kaplan o Francis, continuano a funzionare anche con minime portate d'acqua, ciò le rende molto adatte per corsi d'acqua con portate irregolari.



Figura 18 - Vite di Archimede

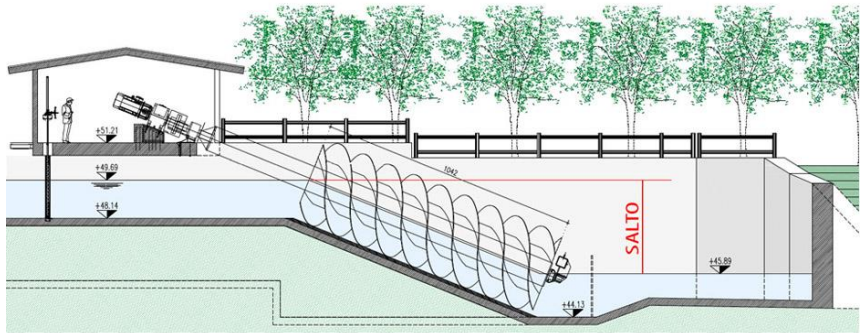


Figura 19 - Schema impianto Vite di Archimede

1.4.7. Range di applicazioni delle turbine

Analizzando le diverse tecnologie disponibili sul mercato è possibile creare una tabella generale Salto - Potenza in cui è possibile classificare le tecnologie disponibili.

	100 KW	1MW	10 MW		
Salto (m)	5	Mini Turgo Vite di Archimede Mini Kaplan	Mini Idroelettrico		
	50	Mini Pelton Cross Flow Mini Francis			
	250	Cross Flow	Cross flow Francis		Turgo Kaplan
	350		Francis		
	1000				
	1300				Pelton

Tabella 3 – Range di applicazioni delle turbine

I progettisti utilizzano spesso grafici Potenza-Salto per individuare il range delle tecnologie disponibili e ogni costruttore si differenzia leggermente rispetto agli altri, a scopo illustrativo è riportato di seguito un grafico di questa tipologia.

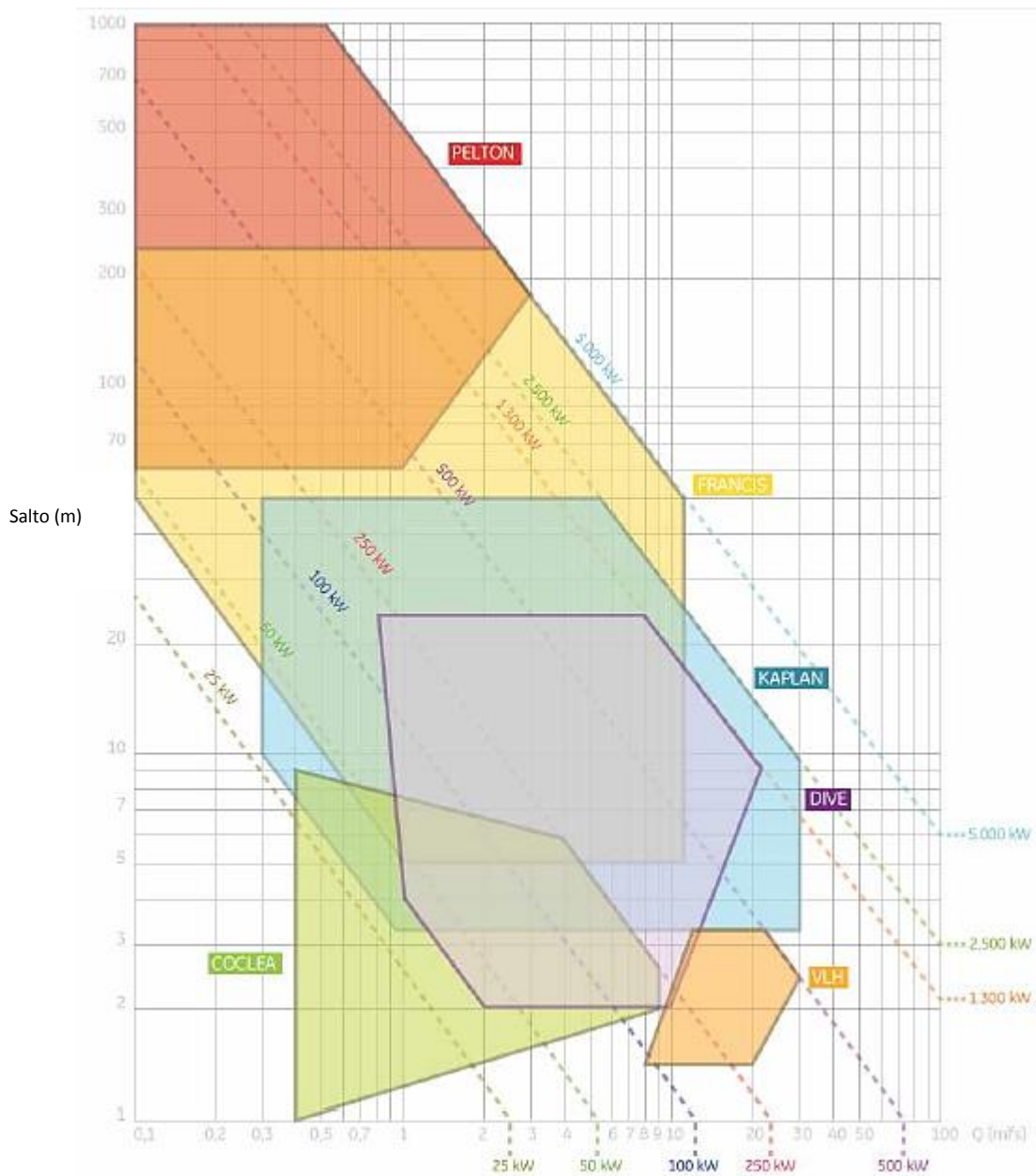


Grafico 1 - Range delle tecnologie disponibili - Elaborazione grafica Ste - Energy

Dalla seguente tabella è possibile avere una visione di insieme delle tecnologie presenti sul mercato e le loro principali caratteristiche tecniche.

Turbina	Salto (m)	Portata (m³/s)	Principale Vantaggio	Principale svantaggio
Pelton (azione)	50-1300	0,1-3	Versatilità a diversi salti	Portate limitate
Turgo (azione)	15-300	1-20	Costi contenuti (assenza moltiplicatore) ed affidabilità	Non adatte a piccole portate
Cross-Flow (azione)	5-200	0,02-10	Può lavorare bene a portate variabili	Rendimenti non molto elevati
Kaplan (reazione)	2-40	0,03-100	Pale e distributore regolabili	Utilizzate esclusivamente per bassi salti
Francis (reazione)	25-250	0,01-10	Pale e distributore regolabili	Poco performanti a potenze inferiori ai 100 KW
Cloclea (Vite di Archimede)	5-50	0,3-9	Costi contenuti di installazione e semplicità di manutenzione	Adatte quasi esclusivamente ad impianti micro, con potenze di poche decine di KW massimo

Tabella 4 – Caratteristiche principali delle tecnologie disponibili

1.5. I costi

Tra tutte le rinnovabili, la fonte idroelettrica è una di quelle che presenta le maggiori difficoltà nel momento in cui si tenta di ipotizzare un costo di investimento medio per kW installato.

Questo perché bisogna tenere conto delle eventuali opere civili (canali di presa, opere di sbarramento, ecc.), che nella determinazione del costo complessivo spesso incidono per il 50%, ben più della parte meccanica ed elettrica.

In linea generale, per il micro idroelettrico valgono le economie di scala: questo significa che i costi specifici (cioè per kW installato) dei micro impianti diminuiscono all'aumentare della taglia.

Ma questa regola ha un'eccezione. La realizzazione di un impianto micro idroelettrico, caratterizzato da elevata semplicità impiantistica e da turbine con potenze non superiori ai 5 kW, consente spesso di risparmiare sulle opere civili necessarie negli impianti di taglia superiore e di avere così costi specifici molto convenienti.

Altri elementi importanti sono la natura e la conformazione del terreno e del corso d'acqua e l'eventuale pre-esistenza di sistemi idraulici (come ad esempio i vecchi mulini abbandonati), che possono essere riconvertiti in micro centrali a condizioni vantaggiose.

Grazie a sistemi di automazione e di controllo a distanza, le micro centrali non necessitano di personale dedicato a tempo pieno. Richiedono comunque regolari interventi di controllo e manutenzione, a costi crescenti con il passare degli anni.

COSTI D'INVESTIMENTO (CAPEX)

I costi di investimento e una stima della loro incidenza sul totale per un impianto mini idroelettrico possono essere sintetizzati nelle seguenti voci:

- Progettazione
- Macchinari
- Opere civili
- Opere idrauliche
- Opere elettriche

In particolare in base alla taglia questi costi hanno incidenze diverse sull'investimento, nella seguente tabella è stato stimato l'incidenza percentuale delle diverse voci all'aumentare della taglia d'impianto.

Ripartizione dei costi impianto

Taglia Costi	Progettazione	Macchinari	Opere civili	Opere idrauliche	Opere elettriche
0-100 KW	10%	30%	40%	10%	10%
100KW-500	5%	30%	40%	15%	10%
500KW-1 MW	5%	25%	45%	15%	10%
>1 MW	5%	20%	50%	15%	10%

Tabella 5 – Ripartizione dei costi d'impianto

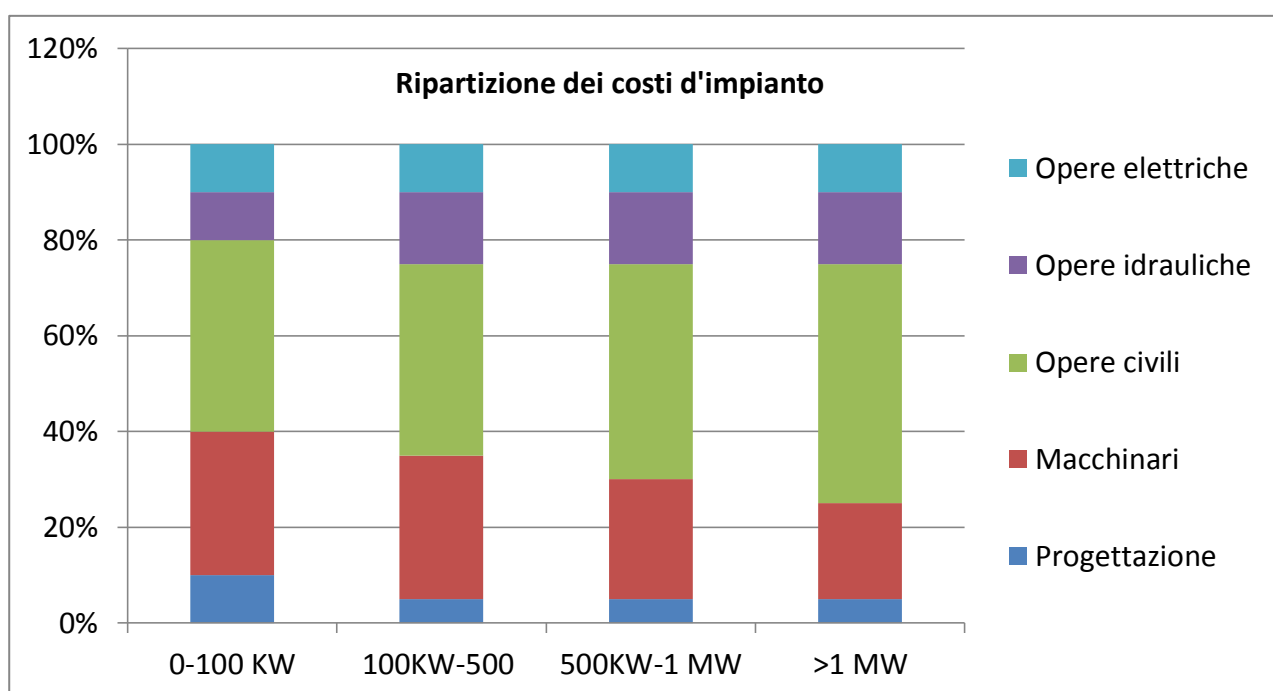


Grafico 2 – Ripartizione dei costi d'impianto

Si nota che le voci di progettazione ed i macchinari incidono maggiormente sui piccoli impianti, mentre più la taglia dell'impianto aumenta più queste due voci seguono economie di scala e le opere civili iniziano ad essere una voce di costo più importante nel bilancio dell'intero investimento.

Diversi studi sono stati condotti per stimare i costi d'impianto e costi di produzione e di esercizio del mini-idroelettrico, a scopo di supporto all'analisi, nei seguenti grafici verranno riportati i più significativi.

Costo medio unitario: Euro/KW

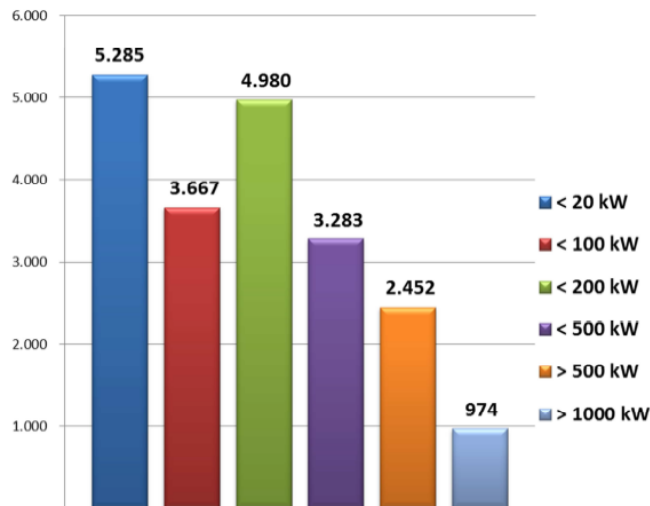


Grafico 3 - Studio: "le potenzialità idroelettriche connesse agli impianti irrigui" -Ministero delle politiche agricole- 21 gennaio 2013

Costo medio unitario: Euro/KW

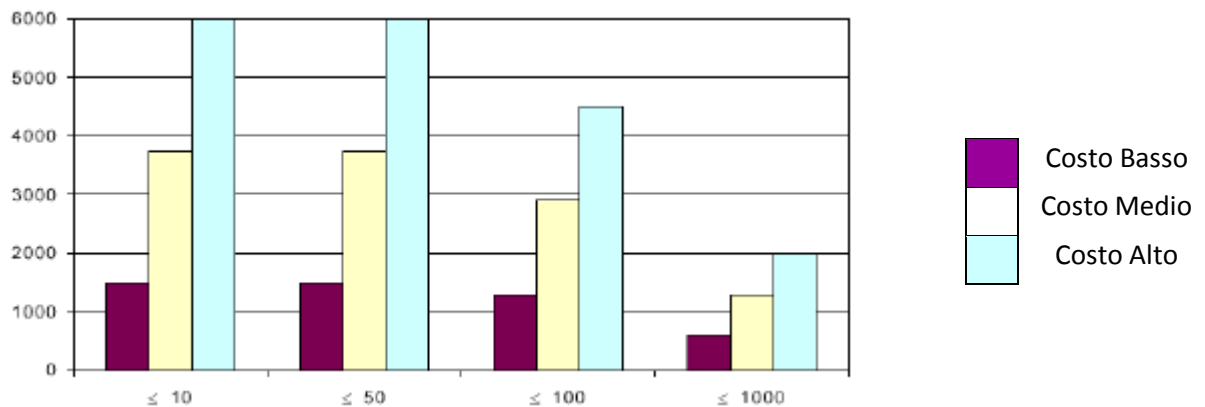


Grafico 4 - Studio: ESTIR (Dicembre 2002) riportato anche nella Guida ESHA 2007

Costo di investimento medio e range di variabilità per impianti mini-idroelettrici

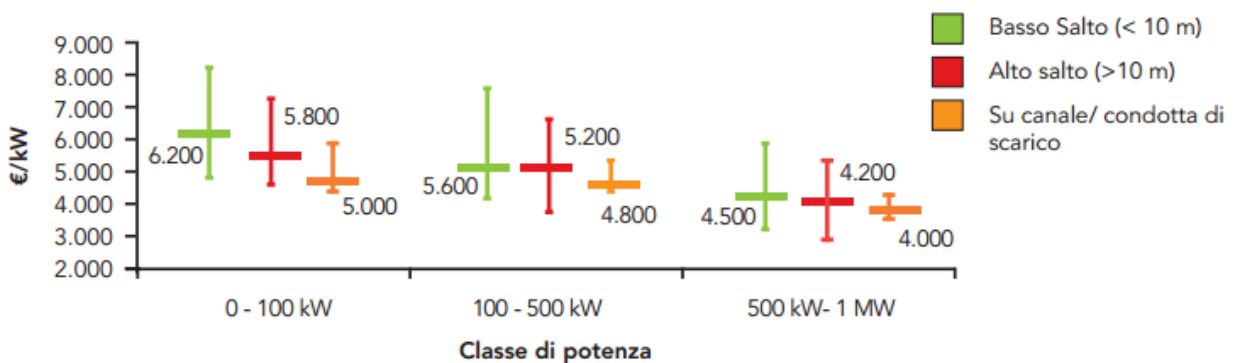


Grafico 5 - Studio Politecnico di Milano – Rinnovabili Elettriche non fotovoltaiche 2014

Nello studio “Rinnovabili elettriche non fotovoltaiche 2014” i dati rilevati da 80 impianti mostrano un range di variazione rispetto al valore medio individuato superiore ai 2.000 €/kW.

Risulta tuttavia evidente un effetto scala in funzione della taglia dell’impianto. Con una variabilità dei costi medi di investimento compresa tra i circa 6.200 €/kW delle taglie più piccole (< 100 kW) e i 4.000 €/kW degli impianti sopra i 500 kW.

COSTI DI PRODUZIONE E DI ESERCIZIO (OPEX)

I costi di produzione per un impianto mini idroelettrico possono essere sintetizzati nelle seguenti voci:

- Canoni demaniali
- Sorveglianza/conduzione
- Assicurazioni
- Manutenzione ordinaria e straordinaria
- Spese di gestione e amministrative
- Altre costi di esercizio e spese

Nel seguente studio del Politecnico di Milano sono riportati i costi di esercizio e di manutenzione relativi ai 65 impianti con potenza minore a 1 MW, suddivisi per taglia di impianto

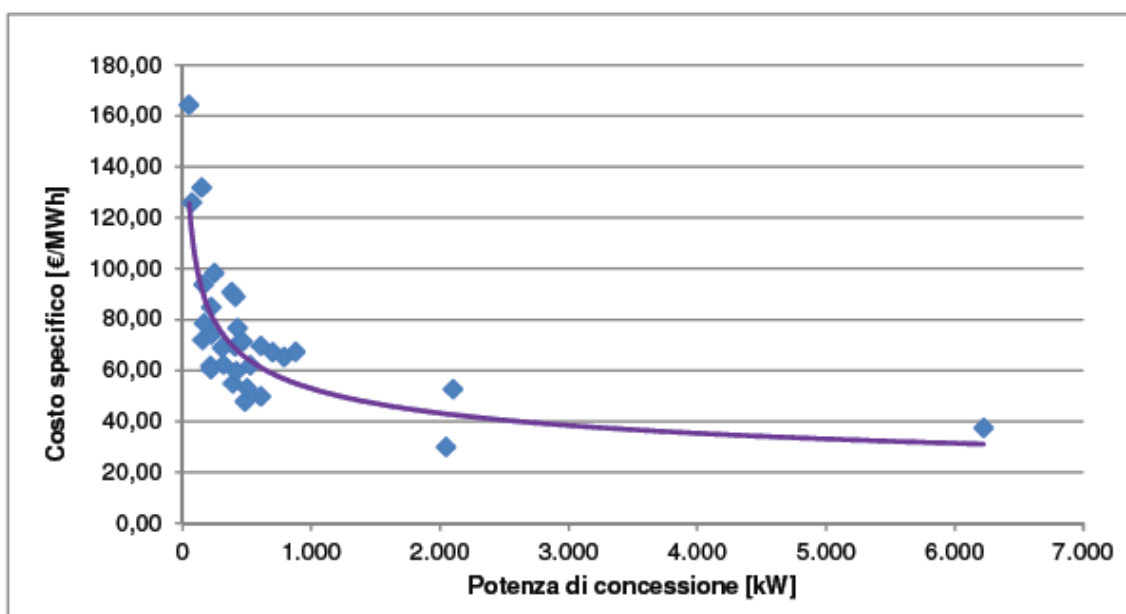


Grafico 6 – OPEX, Studio Politecnico di Milano su dati APER - 2013

Indicativamente, rifacendoci a questo studio, per impianti di taglie inferiori ad 1 MW la forbice degli OPEX per il mini idroelettrico (0 kW – 1000kW) è di **50-130 € / MWh**

2. NORMATIVA

2.1. Contesto

Nel Piano di Azione Nazionale per le fonti rinnovabili inviato a luglio 2010 dall'Italia alla Commissione Europea in adempimento a quanto previsto dalla Direttiva 2009/28/CE (Direttiva Fonti Rinnovabili), è stata messa in luce la complessità del quadro legislativo italiano in materia di "Energia" e "Autorizzazioni". La riforma del Titolo V della Costituzione avvenuta nel 2001 e la delega di molte competenze agli Enti locali hanno comportato un'elevata frammentazione del contesto normativo che ha rallentato, di fatto, la diffusione degli impianti alimentati a fonti rinnovabili in Italia.

Le Linee Guida Nazionali previste dall'articolo 12 del D.Lgs. n. 387/2003 e approvate nel 2010 hanno costituito lo strumento chiave per dare nuova congruenza al quadro legislativo. Il citato documento, infatti, ha obbligato le Regioni ad adeguare entro gennaio 2011 la propria disciplina in materia di "Autorizzazioni", salvo applicare direttamente quando previsto nel documento nazionale decorso tale termine.

L'approvazione del Decreto Legislativo 28/2011 di recepimento della Direttiva Fonti Rinnovabili ha contribuito alla ulteriore ridefinizione del contesto normativo di settore. Al fine di rendere le procedure autorizzative *proporzionate e necessarie, nonché semplificate e accelerate al livello amministrativo adeguato* così come richiesto dal dettato europeo, sono state ridisegnate le procedure e gli iter autorizzativi per la realizzazione di impianti alimentati a fonti rinnovabili.

Le normative di riferimento in Italia possono essere sintetizzate dalla seguente tabella.

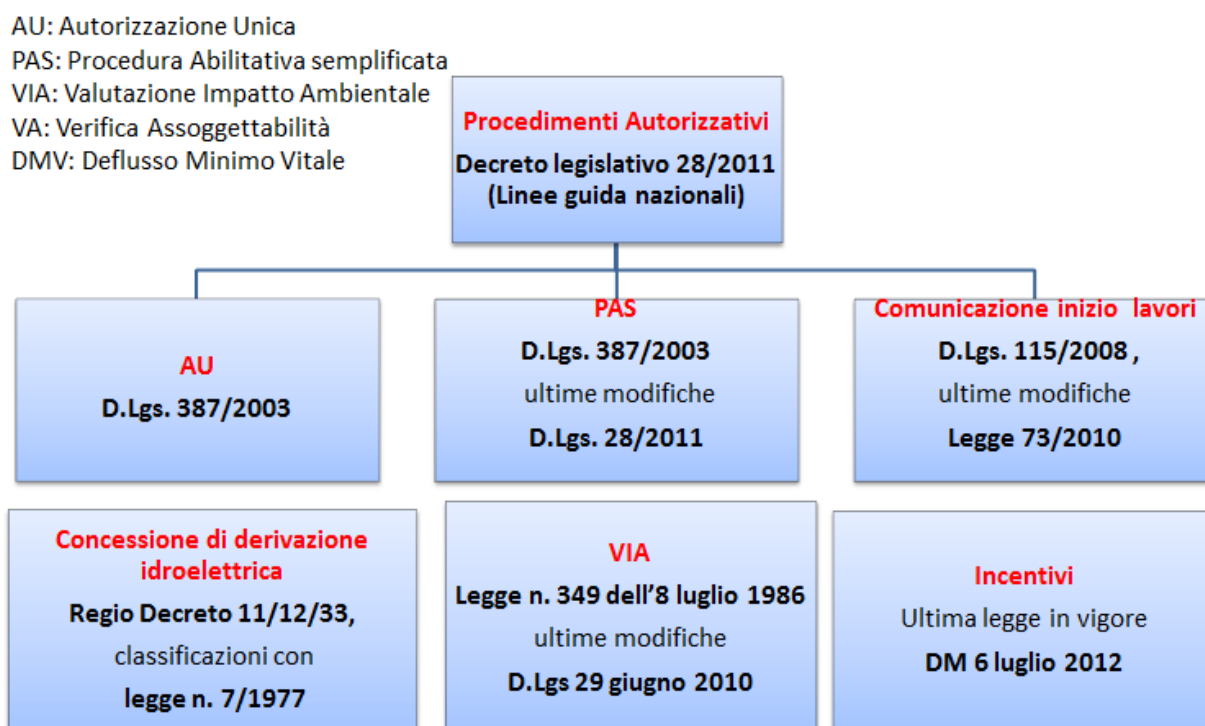


Figura 20 - Normative di riferimento

Le Linee Guida nazionali e il D.Lgs. 28/2011

Il D.Lgs. 29 dicembre 2003, n. 387 prevedeva, all'articolo 12 comma 10, l'approvazione in Conferenza Unificata, su proposta del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e del Ministro per i Beni e le Attività Culturali, di apposite Linee Guida per lo svolgimento del procedimento di autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica.

Nelle Linee Guida è stato stabilito l'elenco degli atti che rappresentano i contenuti minimi indispensabili per superare positivamente l'iter autorizzativo e vengono chiarite le procedure che ogni impianto, in base alla fonte e alla potenza installata, deve affrontare per ottenere l'autorizzazione.

Il Decreto Legislativo 28/2011, entrato in vigore a fine marzo, modifica e integra quanto già stabilito dalle Linee Guida in merito agli iter procedurali per l'installazione degli impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili. I singoli interventi, a seconda della taglia e della potenza installata, possono essere sottoposti a **Comunicazione, Procedura Abilitativa Semplificata (P.A.S.)** o **Autorizzazione Unica (A.U.)** come sintetizzato nella tabella seguente. Le autorizzazioni indicate dovranno essere corredate, da tutti i provvedimenti di concessione, autorizzazione, valutazione di impatto ambientale e paesaggistico, ecc.

MODALITA' OPERATIVE/ ISTALLAZIONE	POTENZA (kW)	PROCEDURA PREVISTA
Impianti compatibili con il regime di SSP (Scambio sul Posto) che non alterano i volumi, le superfici, le destinazioni l'uso, il numero delle unità immobiliari, non implicano incremento dei parametri urbanistici e non riguardano le parti strutturali dell'edificio	Qualsiasi	COMUNICAZIONE
Impianti al di sotto della soglia ex tab. A D.Lgs. 387/2003 non ricadenti nel punto precedente	0-100	PAS
Impianti al di sopra della soglia dall'articolo 12 del D.Lgs. 387/2003	>100	AU

Tabella 6 - Autorizzazioni necessarie in base alla potenza

Decreto Ministeriale 6 Luglio 2012

Il Decreto Ministeriale del 6 Luglio 2012 per le Rinnovabili Elettriche Non Fotovoltaiche stabilisce nuovi meccanismi e procedure in sostituzione della Tariffa Onnicomprensiva, la cui scadenza era prevista a fine 2012, e dei Certificati Verdi che, negli ultimi anni, hanno mostrato molti limiti richiedendo l'intervento del GSE per garantirne il funzionamento.

I principali obiettivi del Decreto Ministeriale del 6 Luglio 2012 sono tre:

- introdurre nuove procedure per incentivare le fonti rinnovabili elettriche non fotovoltaiche;
- rimodulare il valore unitario dei singoli incentivi in linea con i miglioramenti tecnologici degli ultimi anni e la vita utile delle tecnologie;
- definire le quantità di potenza incentivabili per ogni singola fonte, al fine di poter controllare sviluppo del mercato negli anni futuri.

Complessivamente il raggiungimento di questi tre obiettivi potrà consentire un controllo maggiore dei costi totali del sistema di incentivazione.

Il "Decreto Rinnovabili" fissa, come limite massimo di spesa annuo per incentivare le fonti rinnovabili elettriche non fotovoltaiche, la soglia di 5,8 mld €.

È interessante notare innanzitutto come i livelli di incentivazione previsti dal nuovo Decreto siano, in media, decisamente inferiori a quelli pre-2013 (con riduzioni stimabili tra il 15% e il 30%), anche se sono previsti premi aggiuntivi rispetto alle tariffe incentivanti base (compresi tra 10 e 40 €/MWh) per diverse tipologie e/o configurazioni e modalità di funzionamento sostenibile degli impianti. Il "Decreto Rinnovabili" mette a disposizione incentivi per nuovi impianti pari a 120 MW annui dal 2013 al 2015 per l'idroelettrico (70 MW tramite registri e 50 MW tramite aste).

Vista l'età media del parco impianti, i rifacimenti rappresentano importanti opportunità e il Decreto ha messo a disposizione per i Rifacimenti ulteriori 300 MW per l'idroelettrico.

I nuovi incentivi per i piccoli impianti idroelettrici sono rimasti particolarmente "generosi" (da 257 a 96 €/MWh a seconda della taglia) per permettere lo sviluppo di questa fonte che in Italia presenta notevoli potenzialità.

2.2. Procedure autorizzative previste per le fonti rinnovabili

La Comunicazione al Comune

La comunicazione al Comune è il titolo autorizzativo previsto dalla normativa vigente per l'installazione di impianti assimilabili ad "attività edilizia libera". Introdotta dal D.Lgs. 115/2008 per semplificare l'iter autorizzativo di alcune tipologie di piccoli impianti a fonti rinnovabili, la Comunicazione ha ampliato il suo campo d'azione con l'approvazione della Legge 73/2010 di conversione del D.L. 40/2010. Attualmente è sufficiente la presentazione della semplice Comunicazione dell'inizio dei lavori da parte del soggetti interessato (laddove possibile, per via telematica) al Comune per la realizzazione degli impianti con le seguenti caratteristiche:

- impianti a fonti rinnovabili compatibili con il regime di scambio sul posto (SSP) che non alterino i volumi, le superfici, le destinazioni d'uso, il numero delle unità immobiliari, non implicino un incremento dei parametri urbanistici e non riguardino le parti strutturali dell'edificio; in caso di impianto fotovoltaico l'impianto non può essere realizzato all'interno dei centri storici (zona A dei Piani Regolatori Generali).

In ogni caso, il ricorso alla comunicazione è precluso al proponente che non abbia titolo sulle aree o sui beni interessati dalle opere e dalle infrastrutture connesse (in assenza di tale titolo l'impianto deve seguire l'iter autorizzativo unico).

La Procedura Abilitativa Semplificata (P.A.S.)

Il D.Lgs. 28/2011 ha modificato gli schemi autorizzativi delineati nel 2010 con l'approvazione delle Linee Guida Nazionali: la Denuncia di Inizio Attività (D.I.A.) è sostituita dalla Procedura Abilitativa Semplificata (P.A.S.). E' data alle Regioni, inoltre, la possibilità di ampliare il campo di applicazione di tale strumento autorizzativo semplificato ad impianti di potenza fino a 1 MW (art. 6).

La **P.A.S.** si applica agli impianti idroelettrici fino a 100 kW (v. tabella A del D.Lgs. 387/2003) per i quali non è applicabile la semplice Comunicazione al Comune.

La PAS deve essere presentata dal soggetto interessato, anche in via telematica, al Comune almeno 30 giorni prima dell'effettivo inizio dei lavori. Nel caso in cui l'immobile sia sottoposto a vincolo tutelato dallo stesso Comune, il termine di 30 giorni è sospeso e decorre dalla conclusione del relativo procedimento. Se la tutela del vincolo compete ad un'altra amministrazione e il suo parere non è allegato alla P.A.S., il Comune entro 20 giorni convoca una conferenza di servizi. Il termine decorre quindi dall'adozione della decisione conclusiva.

La denuncia di impianto deve essere accompagnata da una relazione firmata da un progettista abilitato e dagli elaborati progettuali in grado di asseverare la conformità del progetto agli strumenti urbanistici e ai regolamenti edilizi. Alla P.A.S., che ha una validità di 3 anni, bisogna inoltre allegare anche il preventivo per la connessione redatto dal gestore della rete e accettato

dal proponente, nonché l'indicazione dell'impresa alla quale si vogliono affidare i lavori. In caso di false dichiarazioni il dirigente comunale interpella l'autorità giudiziaria.

A fine intervento il progettista o il tecnico abilitato presenta al Comune un certificato di collaudo finale.

In ogni caso, il ricorso alla P.A.S. è precluso al proponente che non abbia titolo sulle aree o sui beni interessati dalle opere e dalle infrastrutture connesse (in assenza di tale titolo l'impianto deve seguire l'iter autorizzativo unico).

L' Autorizzazione Unica

L'autorizzazione Unica è il provvedimento introdotto dall'articolo 12 del D.Lgs. 387/2003 per l'autorizzazione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili al di sopra delle soglie di potenza indicate nella tabella precedentemente riportata. Le soglie indicate potranno essere innalzate per specifiche fonti e particolari siti di installazione, per mezzo di un decreto del Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell'Ambiente e la Conferenza Unificata.

L'Autorizzazione Unica, rilasciata al termine di un procedimento unico svolto nell'ambito della **Conferenza dei Servizi** alla quale partecipano tutte le amministrazioni interessate, costituisce titolo a costruire e a esercire l'impianto e, ove necessario, diventa variante allo strumento urbanistico. Tale titolo autorizzativo non sostituisce la **V.I.A (Valutazione di Impatto Ambientale)** laddove richiesta dalla legislazione vigente. La competenza per il rilascio dell'Autorizzazione Unica è in capo alle Regioni (o alle Provincie se delegate dalla disciplina regionale).

Il procedimento per il rilascio dell'autorizzazione unica viene avviato sulla base dell'ordine cronologico di presentazione delle istanze di autorizzazione. I tempi del procedimento sono così stabiliti:

- Entro 15 giorni dalla presentazione della richiesta, l'Amministrazione competente, verificata la completezza formale della documentazione, comunica al richiedente l'avvio del procedimento oppure la non procedibilità dell'istanza per carenza della documentazione prescritta. In questo secondo caso, sarà solo dalla data di ricevimento della documentazione completa che andranno ricalcolati i tempi. Trascorsi i 15 giorni senza che l'amministrazione abbia comunicato l'improcedibilità, il procedimento si intende avviato.
- Entro 30 giorni dal ricevimento dell'istanza, l'amministrazione convoca la Conferenza.
- Nel corso del procedimento autorizzativo, il proponente può presentare modifiche alla soluzione per la connessione individuate dal gestore di rete, fermi restando gli atti di assenso e le valutazioni già effettuate per quelle parti del progetto non interessate dalle modifiche.

- Nel corso del procedimento autorizzativo, possono essere richiesti dall'Amministrazione procedente (anche su input delle altre amministrazioni interessate) ulteriori documentazioni e/o chiarimenti. Questa richiesta avviene in un unico momento entro 90 giorni dall'avvio del procedimento. Se il proponente non fornisce la documentazione integrativa entro i successivi 30 giorni, salvo proroga per un massimo di ulteriori 30 giorni concessa a fronte di comprovate esigenze tecniche, si procede all'esame del progetto sulla base degli elementi disponibili.
- Rispetto ai progetti sottoposti a V.I.A., i termini per la richiesta di integrazioni e di produzione della relativa documentazione sono dettati dal comma 3, articolo 26, D.Lgs. 152/2006 e dalle norme regionali di attuazione. Resta ferma l'applicabilità dell'articolo 10-bis della legge n. 241 del 1990. I lavori della Conferenza dei Servizi rimangono sospesi fino al termine prescritto per la conclusione delle procedure di verifica di assoggettabilità o di V.I.A.. Trascorsi 45 giorni dall'avviso dell'avvenuta trasmissione del progetto preliminare (articolo 20 D.Lgs. 152/2006) senza che sia intervenuto un provvedimento esplicito sulla verifica di assoggettabilità, l'Autorità competente si esprime in sede di Conferenza dei Servizi. Per la decisione in materia di V.I.A., decorso il termine previsto dall'articolo 26, comma 2, del D.Lgs. 152/2006 (120 o 150 giorni dalla presentazione dell'istanza), subentra l'esercizio del potere sostitutivo da parte del Consiglio dei Ministri.
- Entro la data in cui è prevista la riunione conclusiva della Conferenza dei Servizi, il proponente deve fornire la documentazione che dimostri la disponibilità del suolo su cui è ubicato l'impianto fotovoltaico o a biomassa. Ciò è previsto dall'articolo 12, comma 4-bis del D.Lgs. 387/2003: "Per la realizzazione di impianti alimentati a biomassa e per impianti fotovoltaici, ferme restando la pubblica utilità e le procedure conseguenti per le opere connesse, il proponente deve dimostrare nel corso del procedimento, e comunque prima dell'autorizzazione, la disponibilità del suolo su cui realizzare l'impianto."
- Il termine per la conclusione del procedimento unico non può essere superiore a 90 giorni decorrenti dalla data di ricevimento dell'istanza. Il calcolo dei 90 giorni deve comunque tenere conto delle eventuali sospensioni dovute alla richiesta di ulteriore documentazione integrativa o di chiarimenti, anche per verifica di assoggettabilità o V.I.A., o all'esercizio dei poteri sostitutivi.

PROCEDURA DI ISTANZA DI AUTORIZZAZIONE UNICA

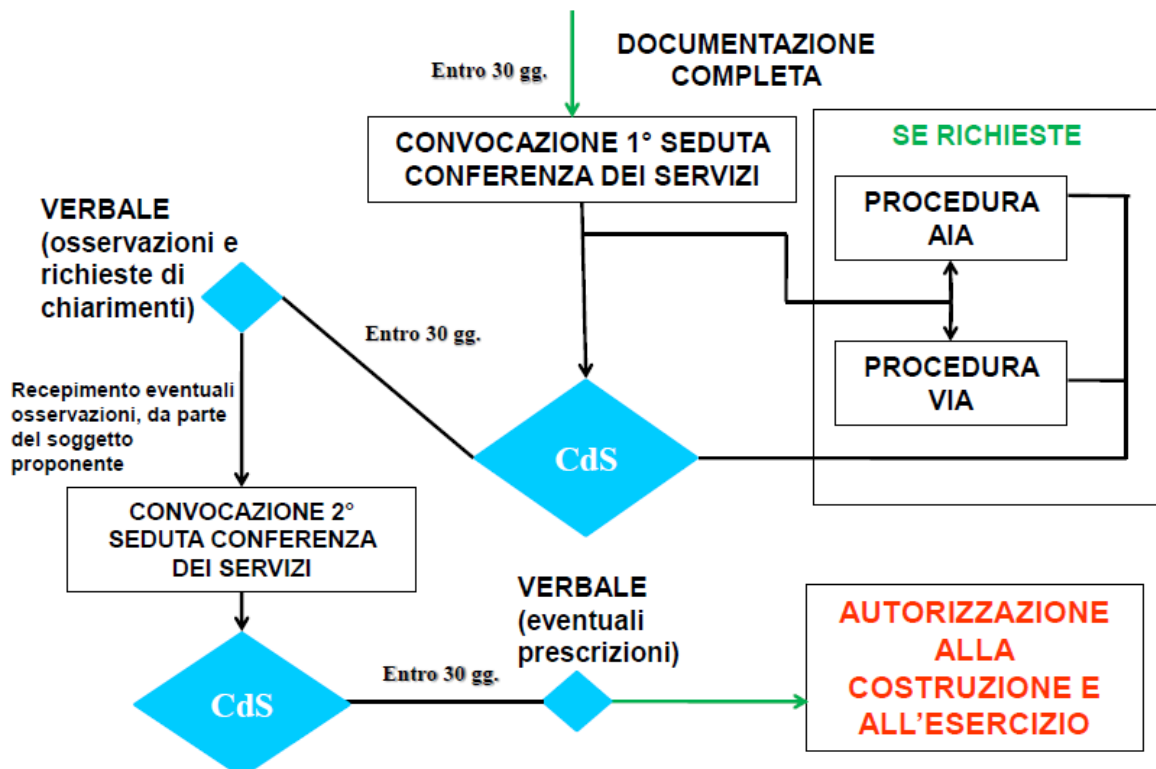


Figura 21 - Schema riepilogativo della procedura di autorizzazione unica

ELENCO ALLEGATI per AUTORIZZAZIONE UNICA:

Elaborati

1. Modello informativo impianto;
2. Progetto definitivo:
 - 2.1 Relazione Tecnica dell'impianto
 - 2.2 Relazione descrittiva del territorio;
 - 2.3 Relazione geologica;
 - 2.4 Relazione paesaggistica (DPCM 12.12.2005);
 - 2.5 Tavole di inquadramento territoriale;
 - 2.6 Elaborati grafici progettuali;
3. Altro (ulteriori elaborati che si ritengono utili)

Documenti

4. Documentazione di disponibilità delle aree;
5. Visura camerale con dicitura antimafia
6. Preventivo di connessione alla rete elettrica, accettato dal proponente;
7. Certificato di Destinazione Urbanistica (CDU);

8. Comunicazione alla Soprintendenza per i Beni Archeologici ed attestazione avvenuta consegna;
9. Comunicazione alla Soprintendenza per i Beni Architettonici e il Paesaggio ed attestazione avvenuta consegna;
10. Provvedimento di verifica di assoggettabilità a VIA
11. Dichiarazione del comune riguardo la vincolistica presente nell'area
12. Ricevuta spese istruttoria;
13. Fotocopia di documento di identità, in corso di validità, del dichiarante e del tecnico progettista;
14. Altro (ulteriori documenti che si ritengono utili)

PROCEDURA VIA REGIONALE E SCREENING

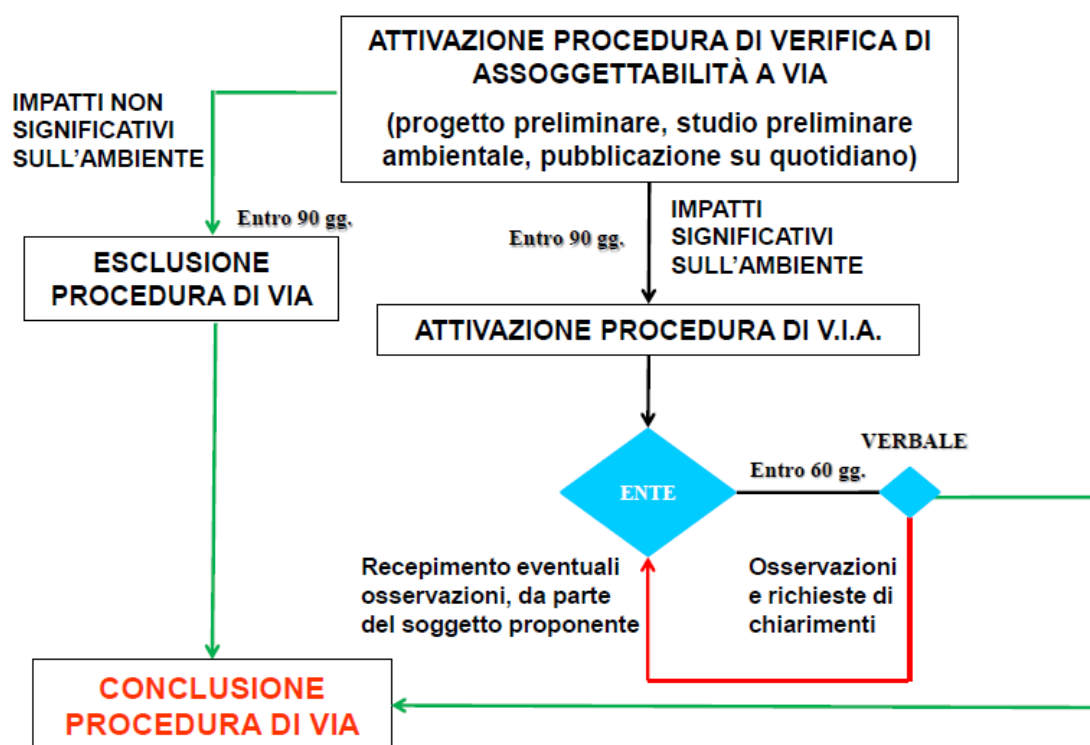


Figura 22 - Schema riepilogativo della procedura di VIA e di verifica di assoggettabilità

ELENCO ALLEGATI per la VIA

Ai sensi dell'articolo 27 del D.L.gs. 152/06, la documentazione da presentare per la richiesta di V.I.A. Comprende:

- 1.SIA (Studio di Impatto Ambientale)
- 2.Sintesi non tecnica delle caratteristiche dimensionali e funzionali dell'opera o intervento progettato e dei dati ed informazioni contenuti nello studio

3.Elaborati grafici(inquadramento territoriale ed ambientale, planimetria opere di mitigazione)

Il SIA deve sviluppare almeno i seguenti punti(Direttiva85/337/CEE):

- 1.Quadro di riferimento programmatico
- 2.Quadro di riferimento progettuale
- 3.Quadro di riferimento ambientale
- 4.Stima degli impatti
- 5.Piano di Monitoraggio e Controllo

FOCUS: La Conferenza dei Servizi

E' uno strumento previsto dalla normativa vigente, il cui scopo è quello di acquisire autorizzazioni, atti, licenze, permessi ecc., mediante la convocazione di riunioni collegiali di tutti gli enti coinvolti. Nelle Conferenze dei Servizi confluiscono tutti gli apporti amministrativi necessari per la valutazione della costruzione e i nulla osta all'esercizio dell'impianto, delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili. All'interno della Conferenza viene riservato un ruolo ben preciso al Ministero per i Beni e le Attività Culturali, il quale partecipa al procedimento per l'autorizzazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili localizzati in aree sottoposte a tutela ai sensi del Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio. Il Ministero partecipa anche nei casi in cui la Sovrintendenza verifica che l'impianto ricade in aree interessate da procedimenti di tutela in itinere o da procedure di accertamento della sussistenza di beni archeologici. Inoltre, per tutti gli impianti eolici con potenza nominale maggiore di 1 MW, anche se l'impianto non ricade in aree sottoposte a tutela, il Ministero partecipa all'istruttoria di Valutazione di Impatto Ambientale.

*La verifica di assoggettabilità alla **V.I.A.** si applica:*

- *agli impianti idroelettrici con potenza nominale installata superiore a 100 kW;*
- *agli impianti eolici di potenza nominale complessiva superiore a 1 MW;*
- *agli impianti da fonti rinnovabili diversi da quelli di cui al punto a) e al punto b), di potenza nominale complessiva superiore a 1 MW.*

Gli esiti delle procedure di verifica di assoggettabilità o di V.I.A., comprensive, dove previsto, della Valutazione di Incidenza (V.I.) e di tutte le necessarie autorizzazioni in materia ambientale (articolo 26 D.Lgs. 152/2006), sono contenuti in provvedimenti espressi e motivati che confluiscono nella Conferenza dei Servizi.

Focus: Mancato rispetto dei tempi previsti dalla legge da parte degli enti

Le Linee Guida ribadiscono che le pubbliche amministrazioni e i soggetti privati preposti all'esercizio di attività amministrative sono tenuti, in caso di mancato rispetto dei termini fissati per il rilascio dell'autorizzazione unica, al risarcimento del danno ingiusto cagionato in conseguenza dell'inosservanza dolosa o colposa del termine di conclusione del procedimento unico.

Restano ferme le disposizioni regionali e statali concernenti l'esercizio dei poteri sostitutivi, nonché le disposizioni di legge relative al ricorso contro il silenzio dell'amministrazione. Infatti, "salvi i casi di silenzio assenso, decorsi i termini per la conclusione del procedimento, il ricorso avverso il silenzio dell'amministrazione (...) può essere proposto anche senza necessità di diffida all'amministrazione inadempiente, fintanto che perdura l'inadempimento e comunque non oltre un anno dalla scadenza dei termini (...). Il giudice amministrativo può conoscere della fondatezza dell'istanza. È fatta salva la riproponibilità dell'istanza di avvio del procedimento ove ne ricorrano i presupposti" (articolo 2, comma 8, L. 241/1990 e s.m.i.)

Focus: Concessione di derivazione idroelettrica

il possesso o il conseguimento di una **Concessione di derivazione di acque pubbliche superficiali per uso idroelettrico** costituisce, per quanto riguarda il mini-idroelettrico, un passaggio fondamentale per il rilascio dell' **Autorizzazione Unica**, La Concessione ha durata trentennale ed è quindi temporanea, ma rinnovabile alla scadenza. La normativa italiana (legge n. 7/1977) distingue tra:

- "piccole derivazioni", con potenza nominale media inferiore ai 3.000 kW;
- "grandi derivazioni", con potenza nominale media superiore ai 3.000 kW.

Le Concessioni relative alle piccole derivazioni (in cui rientrano mini e micro idroelettrico) sono di competenza delle Province, mentre le Regioni si occupano delle grandi derivazioni.

Gli iter e i documenti richiesti per l'ottenimento della Concessione variano da Regione a Regione e da Provincia a Provincia.

In linea di massima, le Province richiedono che nella domanda di Concessione siano contenuti tutti i principali dati relativi sia al corpo idrico interessato che al progetto previsto, presentati attraverso alcuni documenti tra cui:

- relazioni idrauliche, geologiche e idrogeologiche;
- elaborati grafici e relazioni tecniche del progetto preliminare;
- garanzie finanziarie ed economiche per l'attuazione del progetto;
- Valutazione di incidenza (nel caso di realizzazioni in zone SIC o ZPS);
- richiesta di esclusione dalla procedura di VIA (solo se in possesso dei requisiti richiesti)

La derivazione incontrollata di acqua da un fiume rischia di lasciare alcuni tratti del fiume pressoché asciutti, causando seri danni alla vita acquatica.

Per evitare che ciò accada, nelle concessioni d'acqua per uso idroelettrico è sempre prescritto che una certa portata residua venga lasciata defluire nel corso d'acqua. Questa portata residua prende il nome di **DEFLUSSO MINIMO VITALE**.

Il Deflusso Minimo Vitale deve essere calcolato con attenzione, dal momento che l'assenza di portate sufficienti può causare danni agli ecosistemi acquatici. D'altra parte il rilascio di portate esageratamente elevate riduce sensibilmente la producibilità degli impianti idroelettrici, limitandone i benefici ambientali (viene sprecata energia rinnovabile).

È quindi nell'interesse di chi sviluppa un'iniziativa idroelettrica mantenere il DMV ai più bassi valori accettabili dalle autorità competenti, poiché in periodi di magra, se le portate disponibili non raggiungono la somma del DMV e della portata minima d'impianto, il rilascio del DMV può significare il fermo impianto.

VALORE CONCESSIONE IDROELETTRICA

- Regola della SPANNA o del POLLICE: valore pari ad un anno di produzione prevista incentivato (Esempio: potenza media di concessione 100 KW, 3000 ore/anno, tariffa 219 Euro/MWh, valore concessione = 65.700 Euro)
- Valutazione sul TIR

In realtà è possibile trovare concessioni in vendita, ma il mercato è praticamente nullo.

(Fonte: studio di consulenza)

Canoni Demaniali

Alla concessione di derivazione dell'acqua sono associati i canoni demaniali di che sono di tre tipi:

- **canone concessione per acqua pubblica:**
competenza regionale
- **Sovra-canone per enti rivieraschi:**
per potenza nominale media annua $P > 220 \text{KW}$
- **Sovra-canone BIM Bacini imbriferi Montani :**
impianti superiori a 220 KW e presa superiore a 500 metri sul livello del mare

Esempio Lombardia:

Potenza (KW)	<u>canone concessione per acqua pubblica</u>	<u>Sovra-canone per enti rivieraschi</u>	<u>Sovra-canone BIM Bacini imbriferi Montani</u>
<i>P < 3000 KW</i>	<i>14,90 Euro/KW</i>	<i>22,13 Euro/KW</i>	<i>5,53 Euro/KW</i>
<i>P > 3000 KW</i>	<i>30 Euro/KW</i>	<i>29,40 Euro/KW</i>	<i>7,35 Euro/KW</i>

2.2.1. Regolazione regionale dei regimi autorizzativi per gli impianti idroelettrici

Per la produzione di energia elettrica tramite l'uso della risorsa idraulica, la rappresentazione del quadro di sintesi della regolazione regionale, oltre agli ambiti del regime autorizzativo in senso stretto e di quello della valutazione ambientale degli impianti, deve comprendere anche quello dei procedimenti finalizzati ad ottenere la concessione di uso della risorsa idrica. L'analisi della regolazione regionale quindi deve tenere conto di tre categorie di procedimenti amministrativi sia dal punto di vista dell'allocazione delle competenze per l'esercizio delle funzioni amministrative, che degli interventi regionali che hanno introdotto elementi ulteriori oltre a quelli previsti dalle discipline nazionali di riferimento nella gestione di queste tre tipologie di procedure amministrative

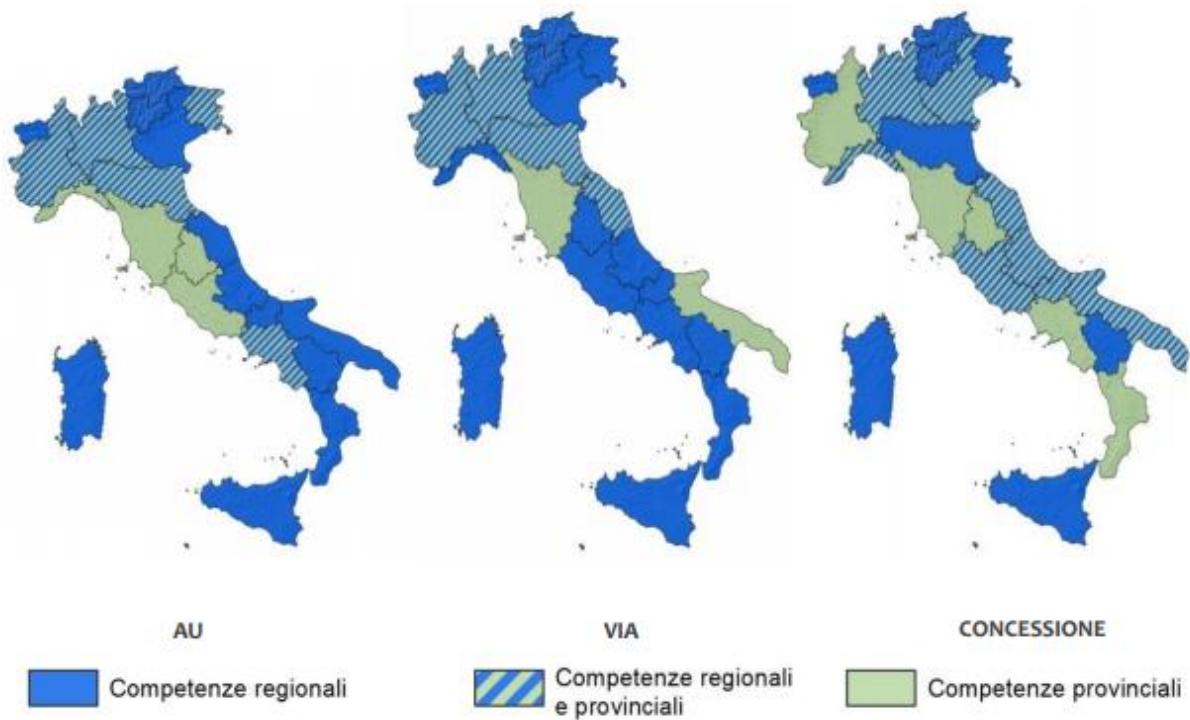


Figura 23 - Competenze per autorizzazioni, valutazioni ambientali e concessione per gli impianti idroelettrici

La seguente tabella mostra la sintesi della regolazione regionale nell’allocazione delle competenze dei regimi autorizzativi per gli impianti idroelettrici.

Competenze per AU e Concessioni di derivazione, Soglie per VA e VIA (assetto al 30/06/2013)

REGIONE	Autorità competenti					
	Concessioni di derivazione		Autorizzazione Unica	Valutazioni ambientali		
	Grandi derivazioni	Piccole Derivazioni		Impianti > 100 kW (VA)	Impianti > 30 MW (VIA)	Derivazioni > 200 l/s (VA)
Piemonte	Provincia	Provincia	Provincia Regione	Province	Stato	Regione Province
Valle d'Aosta	Regione	Regione	Regione	Regione	Stato	Regione
Lombardia	Regione	Provincia	Provincia Regione	Regione Province	Stato	Provincia
Bolzano	Provincia Autonoma	Provincia Autonoma	Provincia Autonoma	Provincia Autonoma	Stato	Provincia Autonoma
Trento	Provincia Autonoma	Provincia Autonoma	Provincia Autonoma	Provincia Autonoma	Stato	Provincia Autonoma
Veneto	Regione Provincia di Belluno	Regione Provincia di Belluno	Regione	Regione	Stato	Regione
Friuli Venezia Giulia	Regione	Regione	Regione Provincia	Regione	Stato	Regione
Liguria	Regione	Provincia	Provincia	Regione	Stato	Regione
Emilia Romagna	Regione	Regione	Regione	Regione	Stato	Regione
Toscana	Provincia	Provincia	Provincia	Provincia	Stato	Provincia
Umbria	Provincia	Provincia	Provincia	Regione	Stato	Regione
Marche	Regione	Provincia	Regione	Regione	Stato	Provincia
Lazio	Regione	Provincia	Provincia	Regione	Stato	Regione
Abruzzo	Regione	Provincia	Regione	Regione	Stato	Regione
Molise	Regione	Provincia	Regione	Regione	Stato	Regione
Campania	Provincia	Provincia	Provincia Regione	Regione	Stato	Regione
Puglia	Regione	Provincia	Regione	Provincia	Stato	Provincia
Basilicata	Regione	Regione	Regione	Regione	Stato	Regione
Calabria	Provincia	Provincia	Regione	Regione	Stato	Regione
Sicilia	Regione	Regione	Regione	Regione	Stato	Regione
Sardegna	Regione	Regione	Regione	Regione	Stato	Regione

Tabella 7 - Competenze per AU e Concessioni di derivazione, Soglie per VA e VIA

Soglie per VA e VIA Secondo portata (l/s) e secondo Potenza (KW)

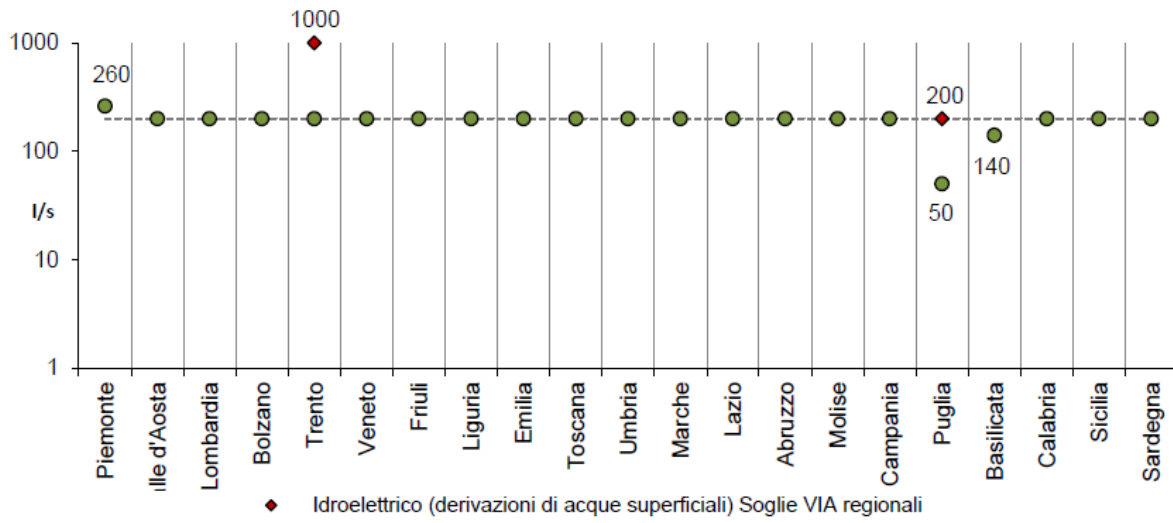


Grafico 7 - Soglie per VA e VIA Secondo portata (l/s)

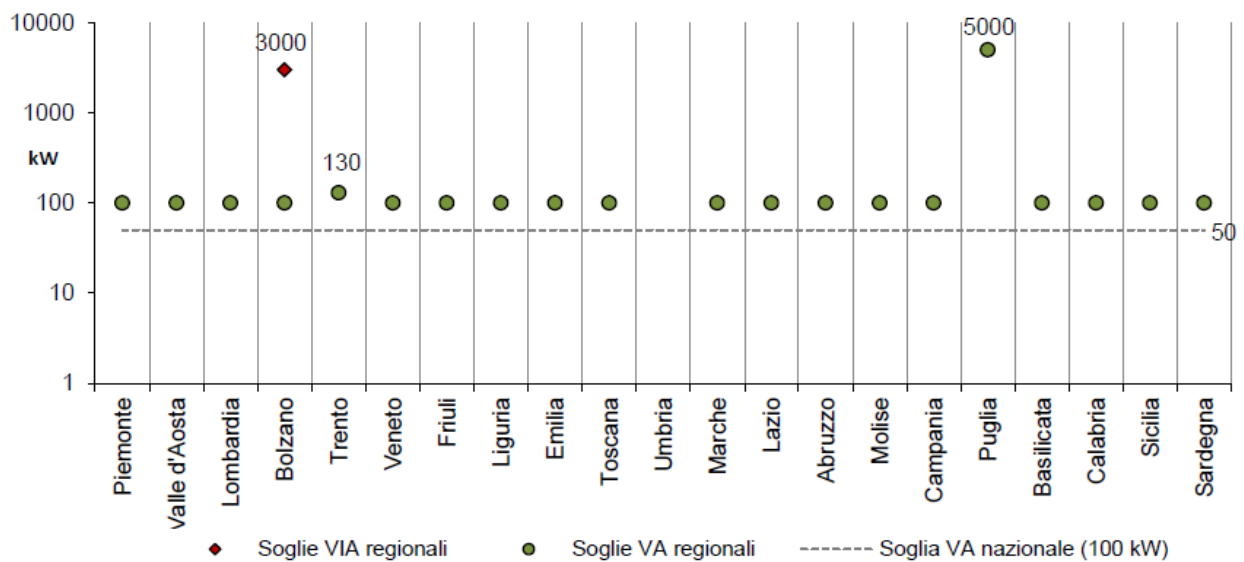


Grafico 8 - Soglie per VA e VIA Secondo Potenza (KW)

Per quello che riguarda l'allocazione delle competenze per le tre tipologie di procedure amministrative considerate, emerge con evidenza che la produzione di energia idroelettrica è un ambito nel quale le Regioni hanno significativamente delegato queste funzioni, che sono state conferite spesso in modo generalizzato o parziale alle Province.

E' sufficiente evidenziare che le procedure di concessione di piccole derivazioni di acque superficiali a fini idroelettrici sono esercitate prevalentemente dalle Province.

Mentre il procedimento di Autorizzazione Unica, in quattro casi è stato delegato in via esclusiva alle Province, e in quattro parzialmente. Per le procedure di valutazione ambientale degli impianti di potenza maggiore di 100 kW e delle derivazioni maggiori di 200 l/s, solo in due casi, per ciascuna fattispecie, sono state delegate in via esclusiva alle Province le relative procedure di verifica di assoggettabilità ambientale.

Per gli impianti idroelettrici sono dieci i casi di Regioni che sono intervenute per disciplinare il regime dell'Autorizzazione Unica in modo diverso dai riferimenti normativi nazionali (Lazio, Puglia e Basilicata sono le tre Regioni che hanno esteso in modo generalizzato, sia l'applicazione della PAS fino a 1 MW, che l'applicazione della Comunicazione fino a 50 kW, come previsto dall'articolo 6 del D.Lgs. n.28/2011 e s.m.i..

In nove Regioni si applicano solo le disposizioni previste dalla normativa nazionale, che nel caso degli impianti idroelettrici richiede l'Autorizzazione Unica per impianti > 100 kW, al di sotto della quale si applica la PAS.

Sono sei le Regioni che hanno invece esercitato in modo parziale le possibilità d'intervento previste dal D.Lgs. n.28/2011, ed hanno, in modo più o meno rilevante, esteso l'applicazione dei regimi autorizzativi semplificati per gli impianti idroelettrici.

Va evidenziato il caso dell'Umbria che è invece intervenuta in senso restrittivo, dove in base al combinato disposto del comma 3 dell'art. 2 e del comma 3 dell'art. 2 del RR n.7/2011 e s.m.i. gli impianti idroelettrici di qualsiasi potenza sono sottoposti sempre ad Autorizzazione Unica, escluso il caso del punto 12.7 delle Linee Guida, ma con potenza inferiore ai 100 kW.

Competenze per AU e Concessioni di derivazione idroelettrica Soglie per AU, PAS e Comunicazione

Regimi autorizzativi per gli impianti idroelettrici (assetto al 30/06/2013).

REGIONE	Leggi e atti regionali	Autorità competenti AU	Soglie e tipologie di impianti soggetti a AU	Soglie e tipologie di impianti soggetti a PAS	Soglie e tipologie di impianti soggetti a Comunicazione
Piemonte	LR 7/10/2002 n.23, LR n.40 14/12/1998 e s.m.l. (art.12 e 13), e DGR n.53314 30/1/2012 (punto 8)	Regione ¹⁹ Provincia	≥ 100 kW	< 100 kW	0-200 kW (*)
Valle d'Aosta	LR n.26 01/08/2012 (art. 40, c. 2) ²⁰	Regione	≥ 100 kW	< 100 kW	0-200 kW (*)
Lombardia	DGR n.IX/3928 18 04 2012 (Parte III e Allegato 2.4)	Provincia ≤ 3000 kW Regione > 3000 kW	≥ 100 kW > 1 MW ²¹	< 100 kW ≤ 1 MW ²²	≤ 200 kW ²³
Bolzano	LP n.13/1997 e s.m.l. (art. 44 bis) DPP n.52 28/09/2007 e s.m.l. (art. 1, c. 1 e 3; e art. 3)	Provincia Autonoma			
Trento		Provincia Autonoma			
Veneto	LR n.11 13/4/2001 (art. 42, c. 2 bis) DGR n.3493 30/12/2010	Regione	≥ 100 kW	< 100 kW	0-200 kW (*)
Friuli Venezia Giulia	LR n.19 11/10/2012 (art. 3, 12, 16 c.2 e c.4)	Regione > 20 MW Provincia ≤ 20 MW	> 1 MW	≤ 1 MW	0-200 kW (*) LR n.19 11/11/2009 (art. 16 c. 1, let. m bis)
Liguria	LR n.16 6/6/2008 e s.m.l. (art. 21 ter, 29; e All. 1 e 2), e LR n.10 5/4/2012 (art. 7 bis e all.1 e 2)	Provincia	≥ 100 kW	< 100 kW	0-200 kW (*)
Emilia Romagna	LR n.26 23/12/2004 e s.m.l. (art 2 e 3)	Regione > 50 MW Provincia ≤ 50 MW	≥ 100 kW	< 100 kW	0-200 kW (*)
Toscana	LR n.39 24/2/2005 e s.m.l (art. 3 bis, 3 ter, 13, 14, 16 bis e 17)	Provincia	≥ 100 kW	< 100 kW	0-200 kW (*)
Umbria	R.R. n.7 29/7/2011 (art. 2, c. 3, e art. 3, c. 5) ²⁴	Provincia	di qualsiasi potenza	-	0-100 kW (*)
Marche	LR 17/5/1999 n.10 e s.m.l. (art. 23)	Regione	≥ 100 kW	< 100 kW	0-200 kW (*)
Lazio	LR n.16 16/12/2011 (art. 3, c.1 e c.4)	Provincia	> 1 MW	50 kW – 1MW 200 kW -1MW (*)	0-50 kW 50 - 200 kW (*)
Abruzzo	DGR n.294 02/05/2011 DGR n.351 12/04/2007	Regione	> 1 MW	≤ 1 MW	0-200 kW (*)
Molise	DGR n.621 4/8/2011	Regione	≥ 100 kW	< 100 kW	0-200 kW (*)
Campania	DGR n.1642 30/10/2009 (5.c) DD n.50 18/02/2011 (2,3,3)	Provincia ≤ 1 MW Regione > 1 MW	≥ 100 kW	< 100 kW	0-200 kW (*)
Puglia	LR n.25 24/09/2012 (art. 6, c. 2 e 4)	Regione	> 1 MW	50 kW – 1MW 200 kW -1MW (*)	0 - 50 kW 50 - 200 kW (*)
Basilicata	LR n.8 26/04/2012 e s.m.l. (art. 4, e 7)	Regione	> 1 MW	50 kW – 1MW 200 kW -1MW (*)	0-50 kW 50 - 200 kW (*)
Calabria	DGR n.81 18/03/2012	Regione	> 1 MW	≤ 1 MW	0-200 kW (*)
Sicilia	Decreto Presidenziale n.48 del 18/07/2012 (art. 3 ²⁵ c. 1 e 3)	Regione	≥ 100 kW > 1 MW	< 100 kW 50 kW – 1MW	50 - 200 kW (*) 0-50 kW
Sardegna	DGR n.27/16 01/06/2011 LR n.15 17/11/2010 (art. 12)	Regione	> 100 kW > 200 kW ²⁶	≤ 100 kW ≤ 200 kW	0-200 kW (*)

(*) Se realizzati in edifici esistenti

Nella tabella sono evidenziate in neretto le Regioni che hanno effettuato interventi normativi ad hoc per gli impianti idroelettrici in difformità dalle indicazioni ordinarie del DM 10 settembre 2010 "Linee Guida".

Tabella 8 - Competenze per AU e Concessioni di derivazione, Soglie per AU, PAS e Comunicazione

Con riguardo alla sola introduzione di soglie per la PAS, in sei casi si è estesa in modo generalizzato la soglia di 1 MW per gli impianti idroelettrici, soglia di potenza oltre la quale è necessario attivare il procedimento autorizzativo unico. Nella Sicilia l'estensione della soglia a 1 MW di potenza è invece prevista solo per impianti in aree agricole, cave, impianti di smaltimento e produzione di energia da fonti convenzionali, con esclusione dei siti che ricadono in aree protette, sottoposte a tutela ai sensi del D.Lgs. n.42/2004 o in aree appartenenti a più comuni. In Lombardia la soglia di applicazione della PAS è stata estesa a 1 MW per gli impianti idroelettrici realizzati su fognature o

acquedotti. A questi si aggiunge il caso della Sardegna dove è previsto il regime di PAS anche per gli impianti idroelettrici fino alla potenza di 200 kW se realizzati all'interno di aziende agricole con i criteri previsti dall'art. 12 della LR n.15/2010.

Per il caso della Provincia autonoma di Bolzano, in cui non è applicabile il DM 10 settembre 2010, l'articolo 44 bis della LP n.13/1997 stabilisce al comma 3 che con regolamento di esecuzione sono disciplinati i casi in cui è possibile realizzare impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili senza previsione di una zona produttiva, e al comma 4 che gli impianti idroelettrici con una potenza nominale media di oltre 3.000 kW, dopo la conclusione del procedimento relativo alla concessione della derivazione d'acqua, sono inseriti nel piano urbanistico del relativo comune quale zona produttiva con destinazione particolare.

La facoltà di estendere in modo generalizzato il regime della Comunicazione fino alla potenza di 50 kW per gli impianti idroelettrici è stata utilizzata da quattro Regioni (Lazio, Basilicata, Calabria e Sicilia). Nella Regione autonoma del Friuli Venezia Giulia in base alla LR n.19/2009, art. 16, c. 1, let. m bis sono sottoposti al regime della Comunicazione impianti di produzione di energia elettrica o termica da fonti rinnovabili (in cui sono compresi anche quelli idroelettrici) realizzati su edifici o aree di pertinenza degli stessi, all'interno delle zone destinate ad attività produttive o commerciali, previste dagli strumenti urbanistici comunali.

Soglie per AU, PAS e Comunicazione

(visualizzazione grafica della precedente tabella)

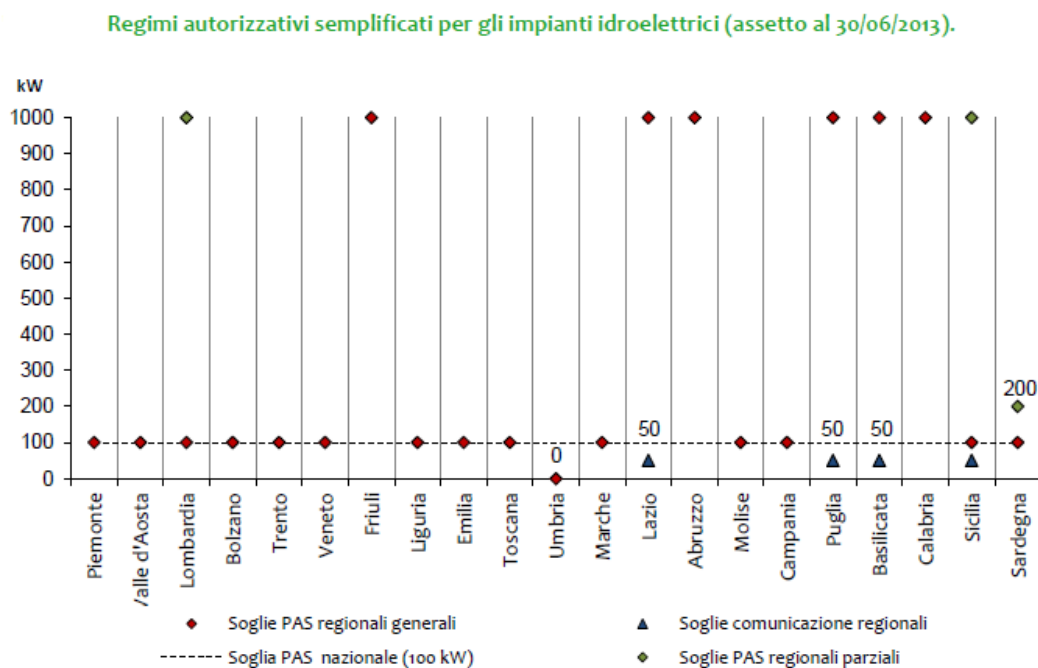


Grafico 9 - Soglie per AU, PAS e Comunicazione

L'idroelettrico è uno dei casi in cui le Regioni hanno avuto la minore propensione a delegare la competenza dell'Autorizzazione Unica alle Province in via esclusiva, delega che è avvenuta solo in quattro casi (Liguria, Toscana, Umbria e Lazio).

I casi di Regioni che hanno conferito parzialmente l'esercizio del procedimento unico alle Province, per gli impianti idroelettrici sono cinque: in tre (Friuli Venezia Giulia, Emilia Romagna e Campania) c'è un criterio unico di ripartizione della competenza per tutte le fonti; mentre in Lombardia la Regione è competente per l'Autorizzazione Unica degli impianti alimentati da grandi derivazioni di acque superficiali, e sono delegate alle Province quelle per gli impianti connessi alle piccole derivazioni. Nel caso del Piemonte, come previsto dalla normativa regionale in materia di valutazioni ambientali, l'autorità competente per la procedura di VIA è competente anche per l'Autorizzazione Unica; quindi per alcune tipologie progetto, se sottoposti a VIA, la competenza dell'autorizzazione è della Regione, mentre negli altri casi è della provincia.

2.3. Impianti realizzati su canali o condotte esistenti, senza incremento di portata derivata

Definizioni

Si considera **canale** o **condotta** esistente un corpo idrico artificiale adibito al trasferimento di acqua fuori dal reticolo idrologico/idrografico naturale. Un canale o condotta trasporta le acque derivate da corpi idrici naturali o artificiali, per scopi irrigui, di produzione idroelettrica e industriale, etc.

Condizioni per il riconoscimento dell'appartenenza dell'impianto alla sub-tipologia

La condizione di canale o condotta esistente dovrà essere attestata dall'esistenza di un pregresso disciplinare di concessione di derivazione idrica.

Si dovrà inoltre fare riferimento al suddetto disciplinare di concessione al fine di attestare l'assenza di incremento di portata derivata. Il canale o condotta esistente potrà infatti essere alimentato unicamente dalle derivazioni esistenti prima dell'intervento. Saranno, pertanto, da considerare non appartenenti alla sub-tipologia in oggetto gli impianti con una portata nominale media di concessione superiore a quella stabilita nel pregresso titolo concessorio.

Non potranno altresì essere riconosciuti appartenenti alla sub-tipologia in oggetto gli impianti realizzati su corpi idrici, anche se artificiali, sprovvisti di titolo concessorio pregresso, in quanto in tali casi non è possibile verificare che la portata derivata non sia incrementata.

Si specifica che, ai fini dell'appartenenza alla sub-tipologia in oggetto, l'impianto deve essere realizzato direttamente sul canale o condotta esistente o svilupparsi a latere dello stesso/a, mediante soluzioni cosiddette di *by-pass* e che non siano intervenute modifiche del punto di

restituzione al recettore (corpo idrico naturale) rispetto alla situazione esistente prima dell'intervento.

**osservazione: diverse aziende e consorzi di bonifica segnalano che, nonostante la normativa escluda un'ulteriore concessione spesso gli enti competenti richiedano concessioni di derivazione idroelettrica come se si trattasse di impianti su corpi idrici naturali*

2.4. Feedback delle aziende sul procedimento autorizzativo

L'analisi effettuata nei precedenti paragrafi sulla situazione di regolamentazione regionale per quanto riguarda il processo autorizzativo, evidenzia l'estrema burocrazia necessaria per compiere tale iter autorizzativo, abbiamo quindi raccolto tramite interviste a diverse aziende operanti nel settore del mini-idroelettrico dei pareri a riguardo.

Feedback 1 : *"I nuovi impianti idroelettrici vanno tutti in Autorizzazione Unica AU dove all'interno di questa viene anche rilasciata la concessione per la derivazione idroelettrica, l'ente competente sono generalmente le provincie, ma visto il vuoto normativo ogni regione ha una diversa norma. Solo se si possiede già la concessione (come in un caso di rifacimento dell'impianto) si potrebbe utilizzare il PAS da legge, anche se nella realtà viene comunque richiesta l'autorizzazione unica. I tempi richiesti per il rilascio dell'AU sono generalmente intorno ai 3 anni, nonostante la legge impone il rilascio in 180 giorni.*

Feedback 2 : *Nell'endo-procedimento dell'Autorizzazione Unica, rilasciata dalla Conferenza dei Servizi, ci sono dei sotto-procedimenti e uno di questi è la concessione alla derivazione idroelettrica regolata dal Regio decreto del '33; in tale concessione gli attori coinvolti sono: l'ente competente (Provincia o Regione) , comuni, enti interessati (comunità montane, ente parchi agricoli, autorità di bacino). Per migliorare questo iter estremamente burocratico : il problema non è legislativo ma culturale, non è possibile cambiare le leggi così spesso come è avvenuto negli ultimi anni; i funzionari della conferenza dei servizi non si riescono ad orientare, non prendono posizione, e trovano sistemi per non chiudere il procedimento; la legge sostiene che l'AU si deve chiudere in 180 giorni, ma ciò non avviene mai e non si può certo far causa all'ente che poi ti deve autorizzare. Quindi, oggi non serve aggiungere leggi, ma stabilizzare il sistema normativo e formare i tecnici autorizzatori, realizzando dei tavoli nazionali delle regioni per la condivisione delle competenze e conoscenze. Questo iter autorizzativo molto burocratico ha un impatto fortemente negativo sugli investimenti nel settore."*

Feedback 3 : *“Per quanto riguarda l’iter autorizzativo, esso è dato in outsourcing se viene richiesto un servizio chiavi in mano. I Tempi dell’iter autorizzativo sono molto variabili: da legge sono necessari 180 giorni per avere l’AU, ma non è mai così; una buona media sono 2 anni se non è presente una concorrenza spietata; generalmente la pubblica amministrazione reagisce male quando deve fare da arbitro, se su uno stesso corso d’acqua ci sono più richieste i tempi si possono allungare fino ad arrivare a 3 anni. Nel caso di impianti su acquedotti la parte di VIA (valutazione impatto ambientale) non serve, non si alterano i volumi, non c’è il problema sul deflusso minimo, si tratta di inserire una turbina in una struttura già presente, quindi molti endo-procedimenti nell’ AU si chiudono più rapidamente; l’unico ostacolo è la concorrenza per realizzare un impianto su acquedotto, se non è presente concorrenza si potrebbe anche avere l’AU in 180 giorni come è stabilito dalla legge. In Italia c’è una situazione anomala dal 2000: la legge Bassanini ha delegato regioni e provincie a legiferare e normare in materia di acque pubbliche. Mentre la materia dell’energia è rimasta sotto la legiferazione dello stato che sta cercando negli ultimi anni di semplificare norme e procedure, il decreto 387 del 2003 che ha introdotto l’Autorizzazione Unica è stato un passo in avanti, ma resta il problema della concessione idroelettrica che è ancora normato dal Regio Decreto del ’33 che è data in delega alle Regioni. Bisognerebbe che anche la materia dell’acqua pubblica tornasse di competenza statale, ma ciò è contrario a diverse logiche politiche, non è possibili avere 21 enti che legiferano in materia aumentando esponenzialmente la complessità dei procedimenti autorizzativi.”*

2.5. Le tariffe incentivanti per l'idroelettrico

Tipologia	Taglia (kW)	Durata incentivo (Anni)	Tariffa incentivante
Idroelettrico ad acqua fluente (compresi impianti su acquedotto)	1<P<20	20	257
	20<P<500	20	219
	500<P<1.000	20	155
	1.000<P10.000	25	129
	P>10.000	30	119
Idroelettrico a bacino o a serbatoio	1<P<10.000	25	101
	P>10.000	30	96

Tabella 9 - Tariffe incentivanti per l'idroelettrico, D. Lgs. 12 luglio 2012

Per i nuovi impianti che entrano in esercizio nell'anno 2013 gli incentivi sono quelli indicati nelle tabelle precedenti. Per i medesimi impianti che entrano in esercizio negli anni successivi, il valore delle tariffe incentivanti è decurtato del 2% all'anno, con arrotondamento commerciale alla terza cifra decimale.

2.6. Meccanismo di accesso all'incentivo



Figura 24 - Meccanismo di accesso all'incentivo



Figura 25 - Visualizzazione Meccanismo di accesso all'incentivo

Articolo 4, Comma 3, lettera b)

- realizzati su canali o condotte esistenti, senza incremento di portata derivata;
- che utilizzano acque di restituzioni o di scarico;
- che utilizzano il deflusso minimo vitale al netto della quota destinata alla scala di risalita, senza sottensione di alveo naturale;

Tempi legislativi di accesso agli incentivi

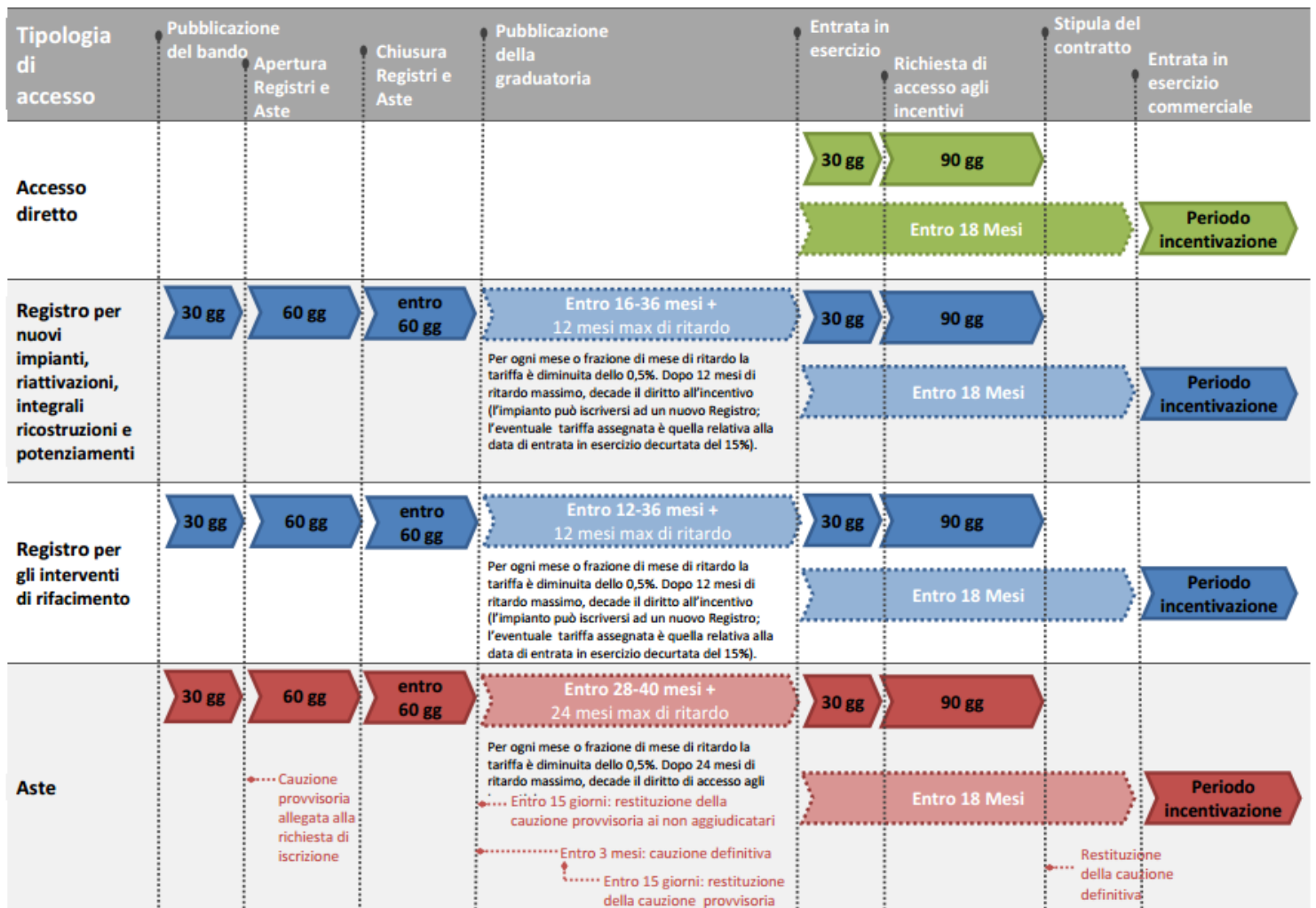


Figura 26 - Tempi di accesso agli incentivi - Decreto Ministeriale del 6 Luglio 2012

2.7. Contingente di potenza incentivabile negli anni tramite il decreto

Tipologia	Contingente incentivabile 2013 (MW)	Contingente incentivabile 2014 (MW)	Contingente incentivabile 2015 (MW)
Registro	70	70	70
Asta	50	50	50
Registro Rifacimenti	300	300	300

Il DM 6 Luglio 2012, prevede un contingente annuo complessivo pari a 420 MW per l'idroelettrico suddiviso nei tre meccanismi di accesso visti nel paragrafo precedente: Registro, Asta e Registro Rifacimenti

2.8. Iscrizione a registro

Il GSE forma le graduatorie degli impianti iscritti a registro secondo i criteri di priorità, da applicare in ordine gerarchico:

- i. realizzati su canali o condotte esistenti, senza incremento di portata derivata;
- ii. che utilizzano acque di restituzioni o di scarico;
- iii. che utilizzano salti su briglie o traverse esistenti senza sottensione di alveo naturale o sottrazione di risorsa;
- iv. che utilizzano una quota parte del DMV senza sottensione di alveo naturale;
- v. che utilizzano salti su briglie o traverse esistenti senza sottensione di alveo naturale o sottrazione di risorsa.

2.9. Progettazione e costruzione

Gli impianti inclusi nella graduatorie devono entrare in esercizio entro 28 mesi (36 con lavori geologici in galleria per migliorare l'impatto ambientale)

Il mancato rispetto dei termini comporta l'applicazione di una decurtazione della tariffa incentivante di riferimento dello 0,5% per ogni mese di ritardo rispetto a detti termini, nel limite massimo di 12 mesi di ritardo.

Agli impianti che non risultino realizzati nel limite massimo di tempo indicato al comma 2, e che, secondo le modalità di cui al presente decreto, richiedano di accedere, in un periodo successivo, ai meccanismi di incentivazione di cui al presente decreto, si applica una riduzione del 15% della tariffa incentivante di riferimento, vigente alla data di entrata in esercizio.

2.10. Evoluzione dell'incentivazione presente in Italia

Potenza (KW)		→31/12/2007	1/1/2008→ 31/12/2012	1/1/2013	
>10.000	normativa	DL 16 marzo 99 (DL Bersani)	DL 16 marzo 99 (DL Bersani)	DM 6 luglio 2012	
	Forma incentivo	1 CV /MWh	1 CV/MWh	Tariffa omnicomprensiva tramite asta a ribasso	
	valore	Prezzo di mercato	Prezzo di mercato	119 €/MWh	
	Durata incentivo	8 anni(15 anni con lg 2008)	8 anni(15 anni con lg 2008)	30 anni	
1.000-10.000	normativa	DL 16 marzo 99 (DL Bersani)	DL 16 marzo 99 (DL Bersani)	DM 6 luglio 2012	
	Forma incentivo	1 CV/MWh	1 CV/MWh	Tariffa omnicomprensiva tramite registro	
	valore	Prezzo di mercato	Prezzo di mercato	129 €/MWh	
	Durata incentivo	8 anni(15 anni con lg 2008)	8 anni(15 anni con lg 2008)	25 anni	
250-1000	normativa	Delibera AAEG	DM 18 dicembre 2008	DM 6 luglio 2012	
	Forma incentivo	Tariffa minima garantita	Tariffa omnicomprensiva	Tariffa omnicomprensiva con registro	
	valore	78-136 Euro/MWh	220 Euro/MWh	P = 250-500 KW 219 €/MWh	P = 500-100 KW 155€/MWh
	Durata incentivo	-	15 anni	15 anni	
50-250	normativa	Delibera AAEG	DM 18 dicembre 2008	DM 6 luglio 2012	
	Forma incentivo	Tariffa minima garantita	Tariffa omnicomprensiva	Tariffa omnicomprensiva con registro*	
	valore	78-136 Euro/MWh	220 Euro/MWh	219 €/MWh	
	Durata incentivo	-	15 anni	20 anni	
0-50	normativa	Delibera AAEG	DM 18 dicembre 2008	DM 6 luglio 2012	
	Forma incentivo	Tariffa minima garantita	Tariffa omnicomprensiva	Tariffa omnicomprensiva con accesso diretto	
	valore	78-136 Euro/MWh	220 Euro/MWh	P = 0-20 KW 257 €/MWh	P = 20-50 KW 219 €/MWh
	Durata incentivo	-	15 anni	20 anni	

Tabella 10 - Evoluzione dell'incentivazione presente in Italia

2.11. Quadro completo iter autorizzativo e incentivazione

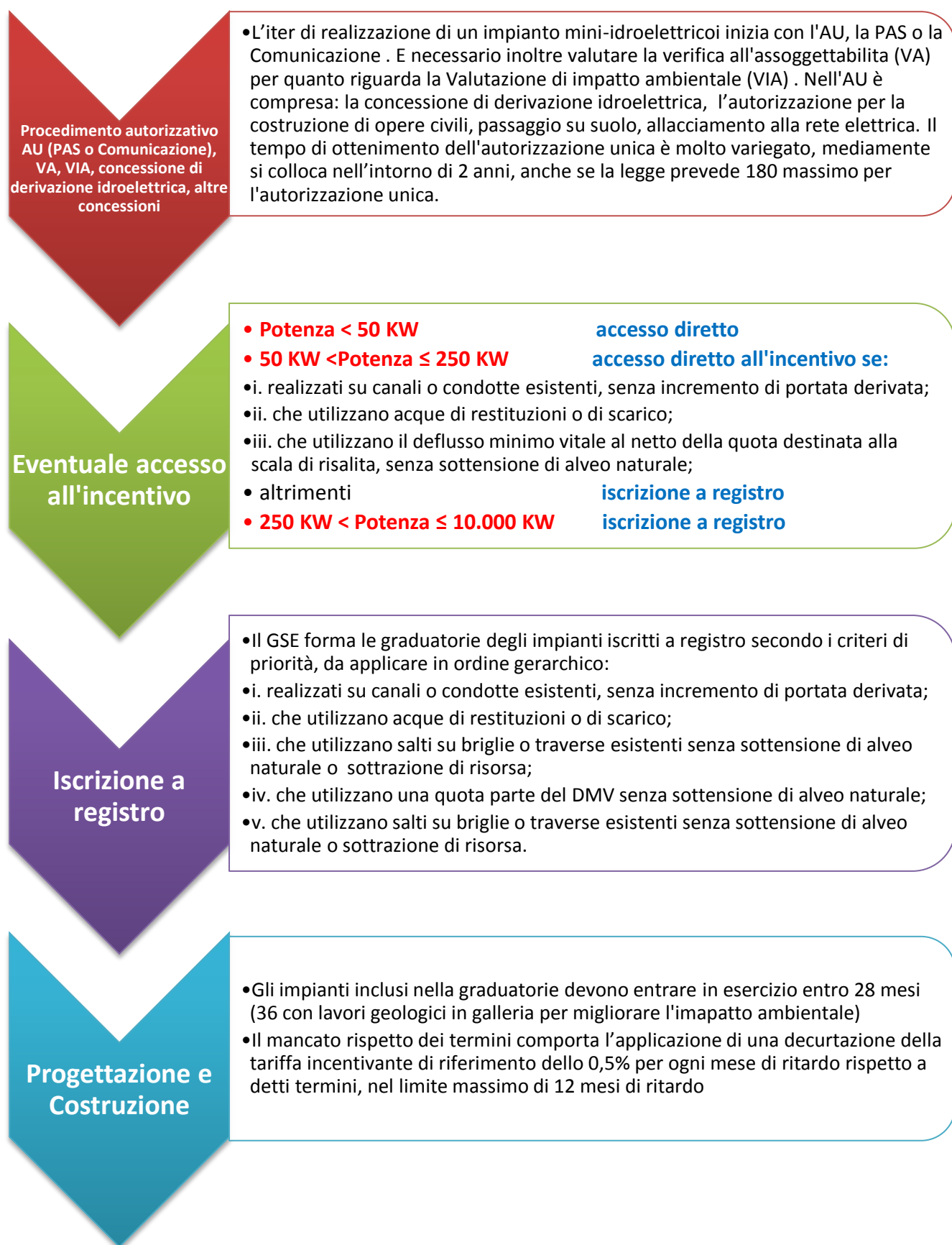


Figura 27 - Schema completo iter autorizzativo e incentivazione

2.12. Feedback delle aziende sull'incentivazione

L'incentivazione è un fattore fondamentale per quanto riguarda le aziende, abbiamo quindi raccolto, tramite interviste a diverse aziende operanti nel settore del mini-idroelettrico, dei pareri a riguardo.

Feedback 1: *“Incentivazione attuale favorevol., In ottica futura di assenza di incentivi l'impianto mini - idroelettrico rischia di diventare un investimento non più conveniente a causa di costi di realizzazione e concessione elevati , inoltre salti ancora disponibili in Italia non sono molti.”*

Feedback 2: *“Incentivi attualmente sono da considerarsi molto buoni anche in confronto a quelli europei, dopo il 2015 si presuppone che si ridurranno di una giusta quota che non impatti troppo negativamente sugli investimenti e renda possibili ancora un mercato”*

Feedback 3 : *“Per quanto riguarda l'incentivazione l'accesso al registro è un ulteriore forma di incertezza che si va a sommare a quella dell'iter autorizzativo, che scoraggia ulteriormente gli investimenti. Inoltre il GSE pubblica il registro una volta all'anno e l'AU può essere rilasciata in un qualsiasi momento dell'anno, si possono così creare situazioni in cui si verifica un blocco totale dell'investimento fino a 14/15 mesi, ad esempio:*

Scadenza iscrizione a registro 2013: Giugno → Esiti registro 2013: Agosto

AU rilasciata a Giugno 2013: bisogna attendere Marzo 2014 per far domanda e Agosto 2014 per sapere l'esito: è presente un anno abbonate in cui tutto il progetto è fermo e le banche non finanziano senza la certezza dell'incentivo.

Un difetto macroscopico degli incentivi è il fattore degli scalini tra le fasce di potenza, ad esempio un impianto da 490 KW risulta un investimento possibile, un impianto da 510 KW risulta un investimento molto meno competitivo e ciò causa anche distorsioni nel mercato sulle potenze richieste non in base ad una tecnologia efficiente, ma in base ad un posizionamento il più prima possibile rispetto allo scatto della tariffa incentivante.

In assenza di incentivi il mercato del mini idro si ferma totalmente.

Gli incentivi di oggi sono adeguati, se l'accesso al credito fosse più semplice, e un stabilità normativa più adeguata.

L'impressione è quella che il decreto legge del 2012 sia fatto per chiudere i progetti avviati negli anni precedenti al 2012 e non far partire nuovi investimenti, infatti il mercato per la valutazione di nuovi progetti in Italia, è quasi assente. I tempi di rientro richiesti dalle banche sono inferiori ai 7 anni, altrimenti non si accede al credito. “

“La politica italiana sugli incentivi non è stata ben gestita, siamo passati da incentivi molto alti, ad incentivi attuali anche giusti, ma sono stati gestiti in maniera disordinata poiché c'è stato un vuoto normativo di un anno che ha creato degli scompensi nel mercato e i progetti sono rimasti bloccati.

E' chiaro che attualmente il mercato è sostenuto dagli incentivi, in assenza dei quali i PB Time da 7-8 anni passerebbero a 12 anni se non di più.

La direzione degli incentivi nel mercato italiano sembra quella di una graduale riduzione, infatti noi ci stiamo sempre più orientando ai mercati esteri nei prossimi anni. In Italia rimarrà un buon business per quanto riguarda la manutenzione e assistenza poiché di impianti installati ce ne sono molti, se nei prossimi anni gli incentivi non saranno più presenti.”

Feedback 4: *“Non vedo bene il mercato italiano, una grid parity nel mini-idro non è pensabile, le tecnologie sono presenti da più di cento anni e non ci si deve aspettare salti tecnologici con ulteriori riduzioni di costo.*

Sono impianti che si sostengono grazie all'incentivo che attualmente è adeguato, gli operatori sperano che le tariffe varranno rinnovate; come tutte le altre fonti rinnovabili siamo stati vittime delle tariffe spropositate date al fotovoltaico che garantivano rendimenti anche ingiustificati e già nel decreto 2012 le tariffe sono scese. Come operatori nel mini-idro abbiamo il timore che con la prossima legge caleranno drasticamente a causa del già notevole carico in bolletta per le fonti rinnovabili. Gli incentivi al mini-idro sono attualmente buoni e i più alti di Europa, paghiamo però il fattore dei maggiori costi di progetti e tempi lunghi autorizzativi che comportano costi aggiuntivi. Gli operatori accetterebbero un ulteriore riduzione di incentivo a patto che l'autorizzazione unica venisse davvero rilasciata in 180 come stabilisce la legge 368 del 2003 e non 2-3 anni come avviene attualmente.

Come fonte rinnovabile si gode della priorità di dispacciamento. Ultimamente il GSE si sta inventando di chiedere la programmazione anche per le fonti rinnovabili non programmabili, questo causerà una penalizzazione per chi non riuscirà a programmare.

3. Mercato Idroelettrico In Italia

3.1. Contesto: Potenza installata, produzione energia idroelettrica

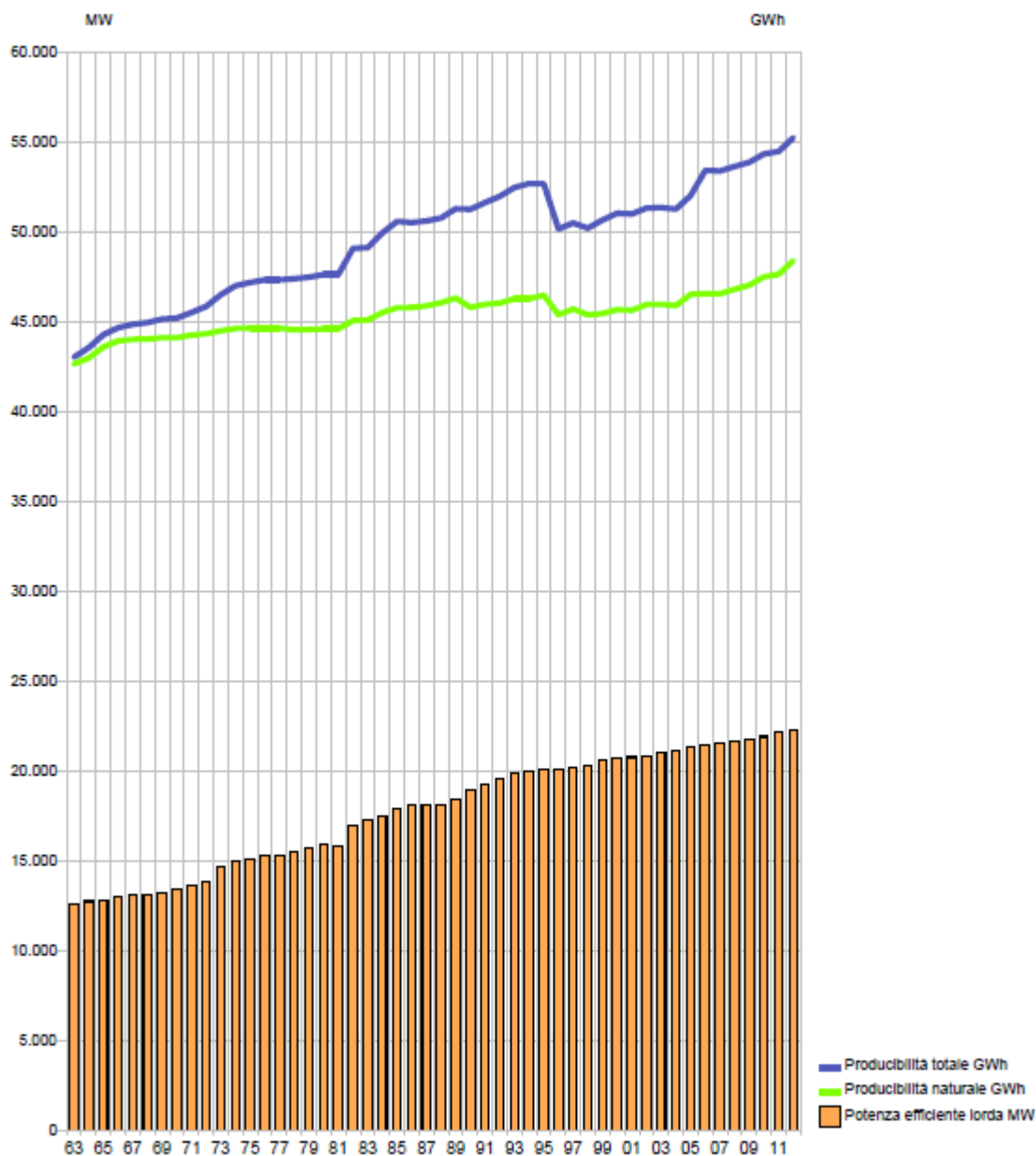


Figura 28 - Potenza efficiente lorda e producibilità lorda media annua degli impianti idroelettrici in Italia dal 1963 al 2012 - Terna

Dal grafico si vede che l'Italia ha storicamente sempre puntato sull'idroelettrico con una potenza efficiente lorda in costante crescita di anno in anno.

Se storicamente i grandi impianti idroelettrici da diverse centinaia di MW hanno fortemente contribuito allo sviluppo in Italia di tale tecnologia, negli ultimi anni, grazie agli incentivi alle fonti rinnovabili, una concezione mutata, che va verso la produzione decentralizzata e anche alla ormai

carenza di siti per realizzare grandi impianti idroelettrici, i piccoli impianti idroelettrici con taglie da pochi MW fino a qualche decina di KW hanno dato un contributo importante come potremo vedere nel corso delle successive analisi.

3.2. Numerosità e potenza degli impianti idroelettrici installati

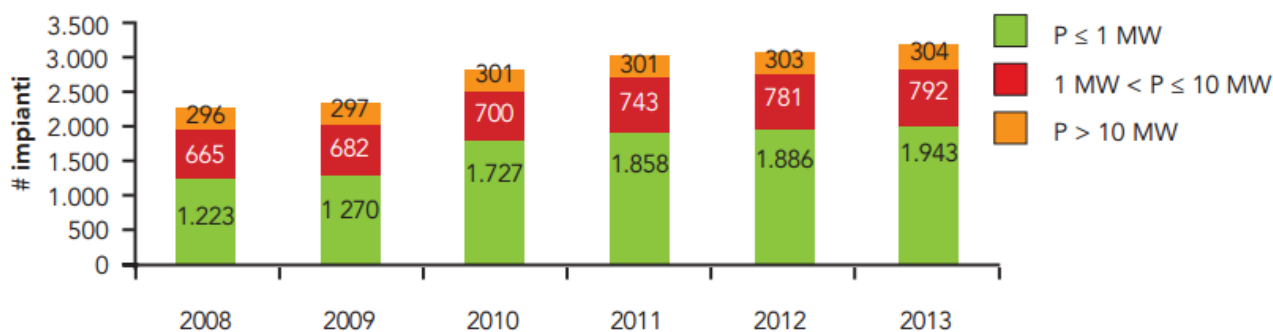


Grafico 10- Numero di impianti installati in Italia per taglia tra 2008 e 2013 (valori cumulati)

Tale andamento è dovuto principalmente alla maggiore crescita del numero di impianti di potenza inferiore al MW (mediamente +9,7% annuo) rispetto a quelli di media e grande taglia (rispettivamente +3,6% e +0,5% annuo).

A fine 2013 circa il 64% degli impianti installati era ascrivibile al segmento ≤ 1 MW (3% della potenza complessiva), il 26% era costituito da impianti tra 1 e 10 MW (che contavano per il 13% della potenza) e il 10% da grandi impianti > 1 MW (che costituivano l'83% della potenza installata).

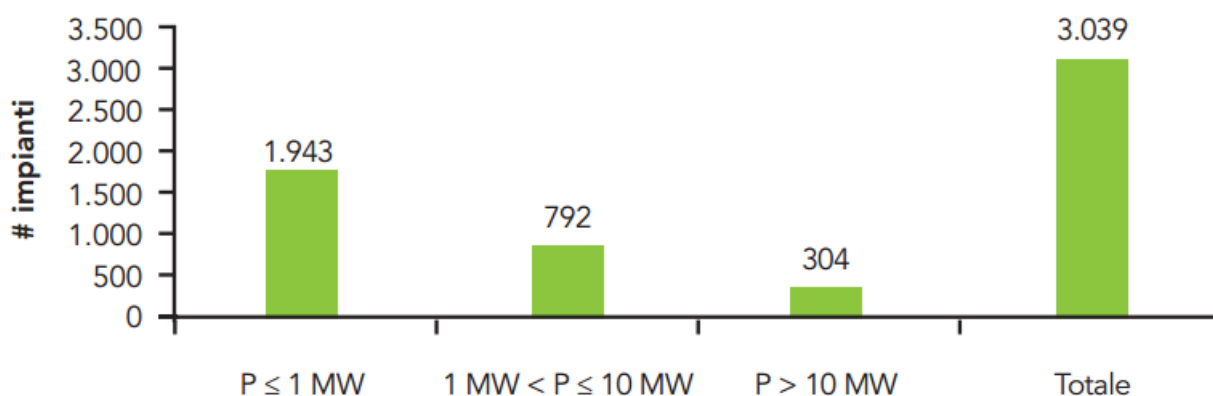


Grafico 11 - Numerosità degli impianti installati a fine 2013

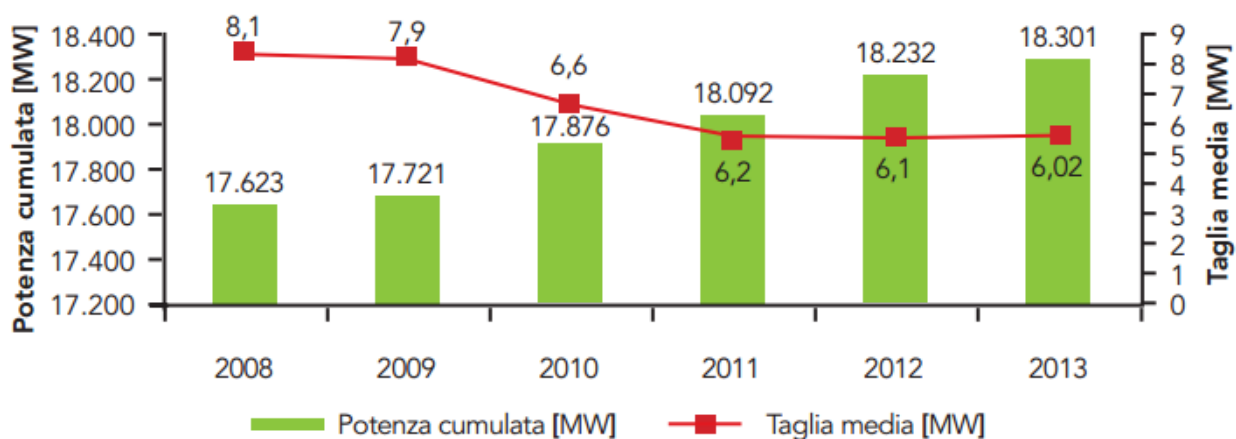


Figura 29 - Andamento della potenza cumulata e della taglia media degli impianti

La potenza cumulata installata in Italia a fine 2013 è pari a 18,3 GW. Negli ultimi 5 anni la potenza installata è cresciuta complessivamente del 4%, contando mediamente su circa 130 MW aggiuntivi ogni anno. La taglia media del parco impianti italiano è passata tuttavia dagli 8,1 MW del 2008 a 6 MW del 2013.

Si nota quindi come le installazioni si stanno spostando sempre più verso taglie più piccole

3.3. Distribuzione regionale del numero impianti e della potenza istallata

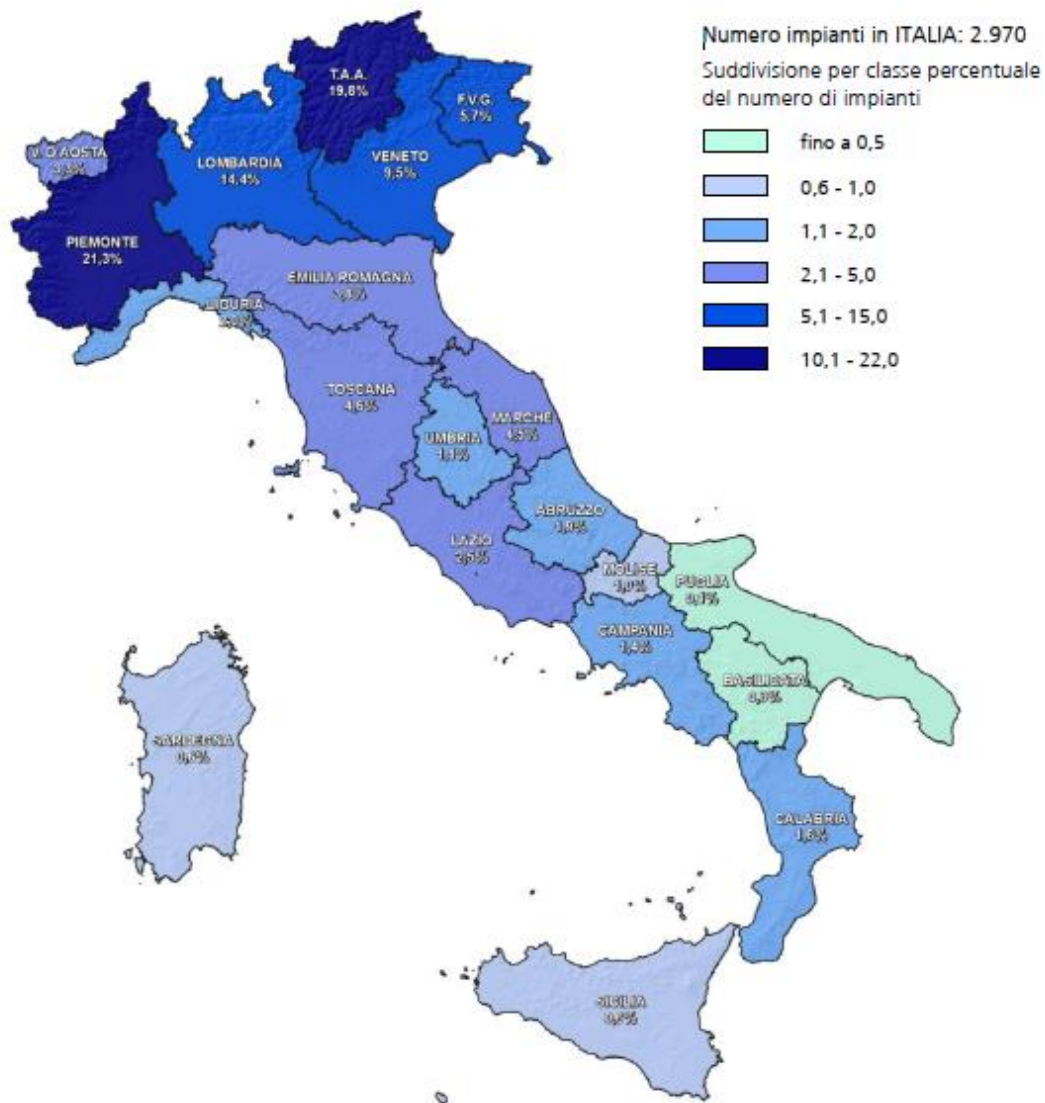


Figura 30 - Distribuzione regionale del numero impianti a fine 2012

Nel 2012, la distribuzione degli impianti idroelettrici in Italia è rimasta invariata, la maggior parte sono installati nel Settentrione, dove tre Regioni (Piemonte, Trentino Alto Adige e Lombardia) rappresentano oltre il 55,5% del totale.

Nell'Italia centrale la maggior parte degli impianti è installata in Toscana con il 4,6% del totale degli impianti installati in Italia e dalle Marche con il 4,5%.

Gli impianti idroelettrici sono meno diffusi nel Meridione. Tra le Regioni del Sud è la Calabria quella con il maggior numero di impianti installati che rappresentano solamente l'1,6% del totale nazionale.

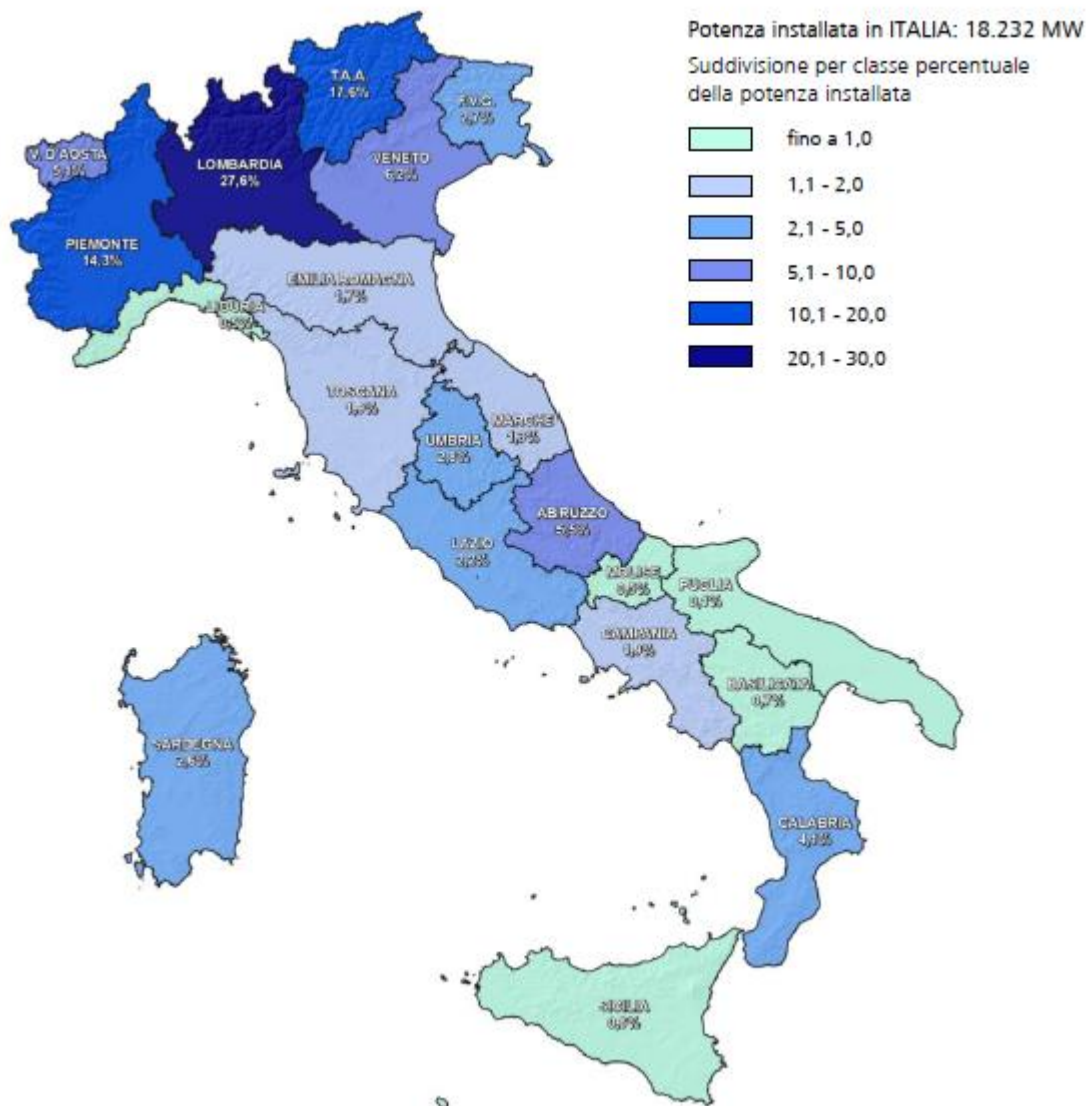


Figura 31 - Distribuzione regionale della potenza idroelettrica a fine 2012

Alla fine del 2012 gli impianti idroelettrici installati in Italia raggiungono una potenza complessiva di 18.232 MW. Le Regioni settentrionali ne rappresentano ben il 75,7%. La sola Lombardia rappresenta il 27,6% della potenza installata sul territorio nazionale, seguita dal Trentino Alto Adige con il 17,6% e dal Piemonte con il 14,3%.

Tra le Regioni centrali, l'Umbria detiene la più elevata concentrazione di potenza pari al 2,8% insieme al Lazio con il 2,2%.

Nell'Italia meridionale si distingue l'Abruzzo dove la potenza installata è pari al 5,5% seguita dalla Calabria con il 4,1%.

3.4. Produzione idraulica in Italia

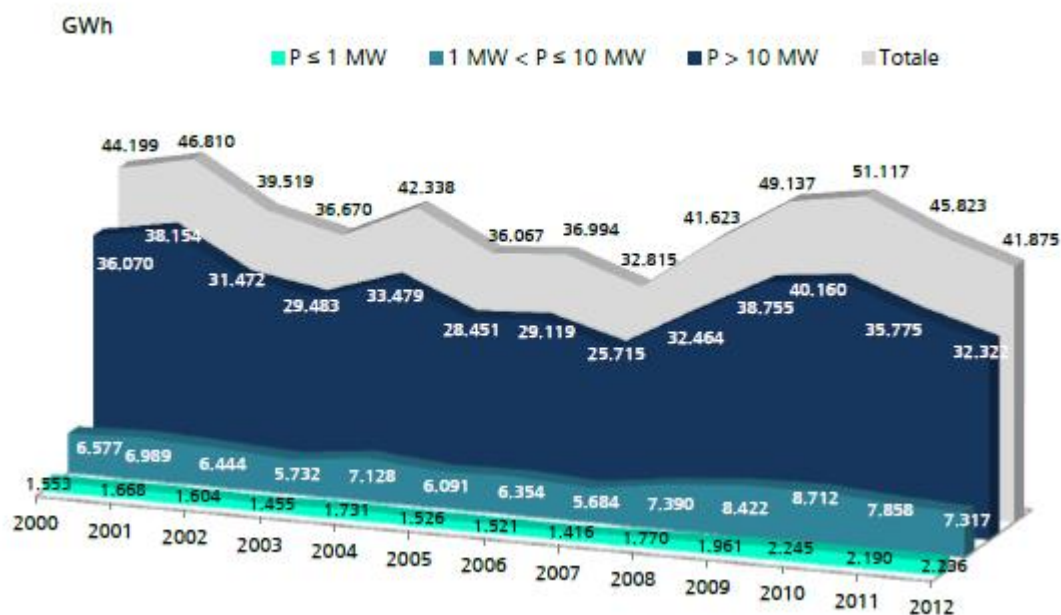


Grafico 12 - Produzione idraulica secondo classe di potenza

Per la fonte idraulica, i fattori meteorologici rappresentano la ragione principale della variabilità della produzione tra un anno e l'altro.

Nel periodo dal 2000 al 2012, mentre la potenza degli impianti idroelettrici è rimasta sostanzialmente stabile, la produzione ha invece subito forti variazioni.

Nel 2012 la produzione idraulica è stata pari a 41.875 GWh, valore in costante calo a partire dal 2010, anno particolarmente positivo dal punto di vista dell'idraulicità.

Piemonte	6.615,4	Friuli Venezia Giulia	1.628,8	Marche	341,3	Puglia	6,4
Valle d'Aosta	3.062,6	Liguria	226,1	Lazio	736,8	Basilicata	306,3
Lombardia	10.128,7	Emilia Romagna	854,8	Abruzzo	1.155,9	Calabria	1.255,1
Trentino Alto Adige	9.097,6	Toscana	621,3	Molise	166,2	Sicilia	171,7
Veneto	3.826,1	Umbria	1.009,7	Campania	426,5	Sardegna	237,4

Tabella 11 - Produzione idraulica regionale

Le Regioni del Nord Italia nel 2012 hanno prodotto l'84,6% della produzione idraulica rinnovabile, le Regioni dell'Italia centrale hanno contribuito con il 6,5% ed il Meridione con l'8,9%.

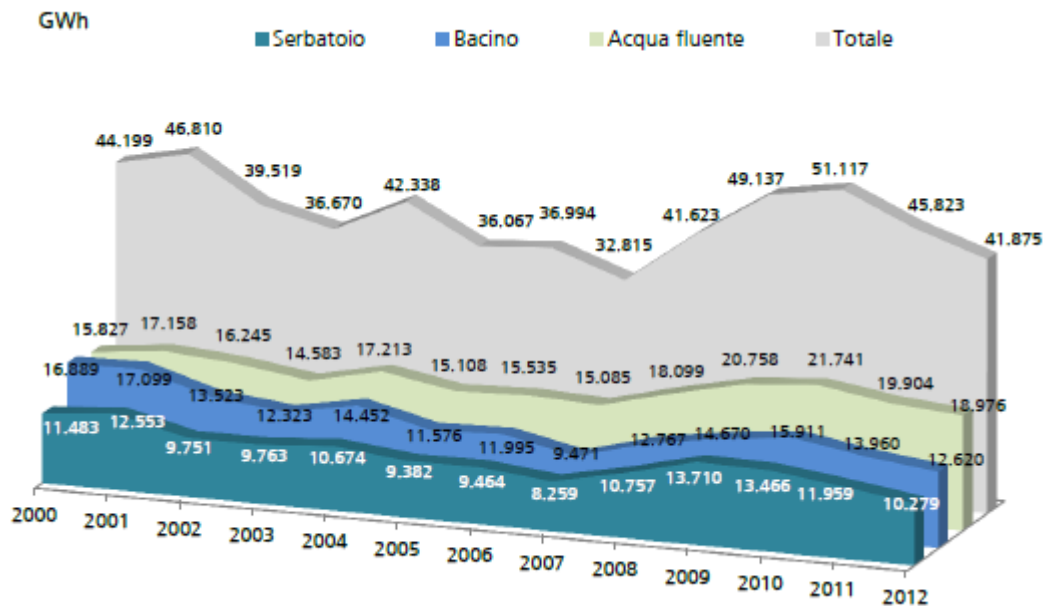


Grafico 13 - Produzione idraulica secondo tipologia di impianto

Nel 2012 il 45,3% della produzione da fonte idraulica è stata prodotta dagli impianti idroelettrici ad acqua fluente, per quanto rappresentino solo il 27,4% della potenza complessiva.

Rimane invariato, rispetto all'anno precedente, il contributo degli impianti a bacino che rappresenta il 30,1% della produzione e il 28,1% della potenza installata. Gli impianti a serbatoio, che hanno la maggiore dimensione media per impianto, rappresentano il 24,5% della produzione e ben il 44,6% della potenza.

Si registra ancora nel 2012 la diminuzione della produzione per tutte le tipologie di impianti, dal 4,9% per gli impianti a acqua fluente fino al 16,3% di quelli a serbatoio.

In base alla durata di invaso gli impianti si classificano in:

- impianti a serbatoio: durata di invaso maggiore o uguale a 400 ore.
- impianti a bacino: durata di invaso minore di 400 ore e maggiore di 2 ore.
- impianti ad acqua fluente: sono quelli che non hanno serbatoio o che hanno un serbatoio con durata di invaso uguale o minore di 2 ore. Sono generalmente posizionati sui corsi d'acqua.

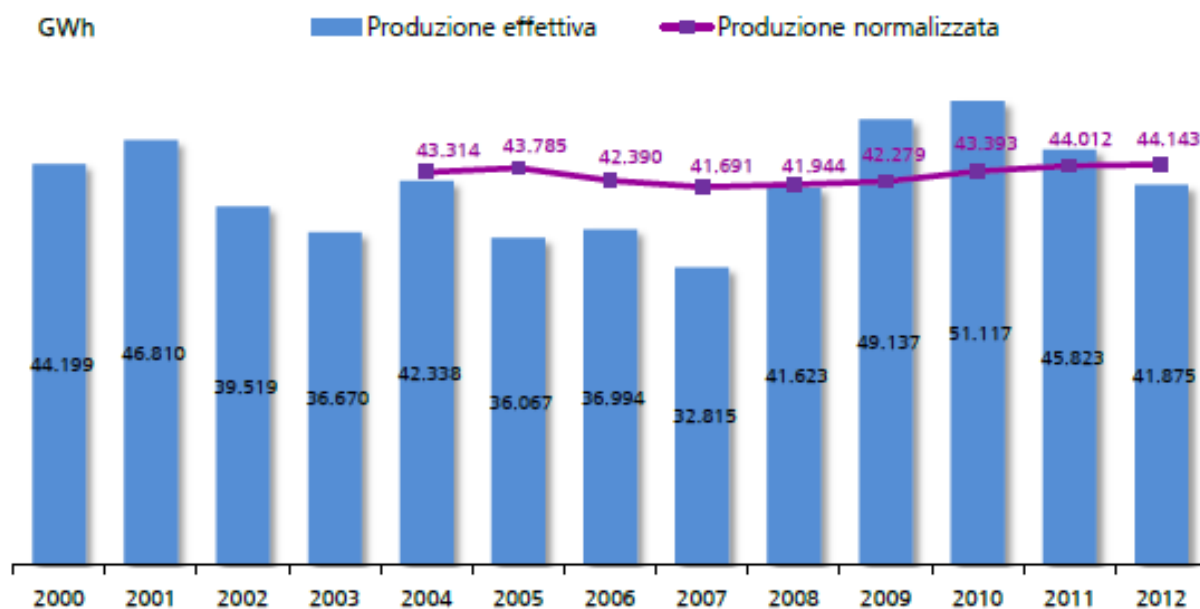


Grafico 14 - Andamento della produzione idraulica effettiva e normalizzata in Italia

La produzione normalizzata rappresenta un utile valore di riferimento rispetto alla produzione reale perché tiene conto della potenza a disposizione ma è depurata da effetti climatici estremi che potrebbero rappresentare situazioni isolate.

La Direttiva Europea n°28 del 2009 prevede che nel computo del target al 2020 il contributo della fonte idraulica debba essere pari alla sua produzione normalizzata.

La produzione normalizzata è funzione della producibilità osservata negli ultimi 15 anni.

Nel 2012 il valore della produzione idraulica normalizzata è pari a 44.143 GWh rispetto al valore della produzione effettiva pari a 41.875 GWh.

3.5. Distribuzione percentuale delle ore di utilizzazione degli impianti idroelettrici in Italia

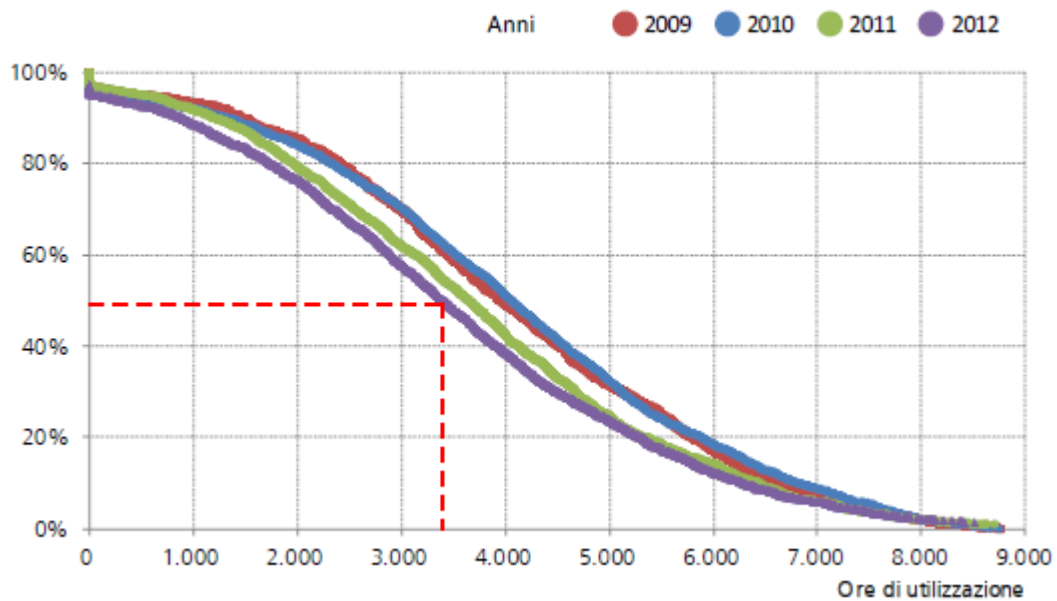


Grafico 15 - Distribuzione percentuale delle ore di utilizzazione degli impianti idroelettrici in Italia

Le ore di utilizzazione equivalenti sono un indicatore molto utile per individuare, in modo semplice e diretto, l'efficienza produttiva degli impianti idroelettrici. Sono calcolate come rapporto tra la produzione lorda e la potenza efficiente lorda.

Per migliorare la significatività dell'indicatore, non sono stati considerati gli impianti entrati in esercizio nel corso dell'anno 2013. Le loro ore di utilizzazione non sono rappresentative del potenziale produttivo degli impianti idroelettrici, perché la loro produzione è riferita ad un periodo di tempo inferiore all'anno.

Durante il 2012 il 50% degli impianti idroelettrici ha prodotto per oltre 3.392 ore in considerevole flessione rispetto alle 3.650 ore del 2011 e soprattutto alle circa 4.000 ore riscontrate nel 2010 e nel 2009. Come nel 2011, anche nel 2012 permangono condizioni climatiche sfavorevoli alla produzione di energia da impianti idroelettrici.

3.6. Potenza installata Mini-idroelettrico

La tabella seguente riporta la potenza cumulata suddivisa per taglie di potenza in modo da poter analizzare meglio lo sviluppo dei piccoli impianti, in particolare quelli definiti impianti Mini-Idroelettrici con Potenza inferiore a 1 MW.

Taglia	2010		2011		2012		2013	
	numero	MW	numero	MW	numero	MW	Numero	MW
P≤1 MW	1.721	523	1.858	567,7	1886	590,8	1.943	622

Tabella 12 - Potenza installata Mini-Idro

Numero Impianti

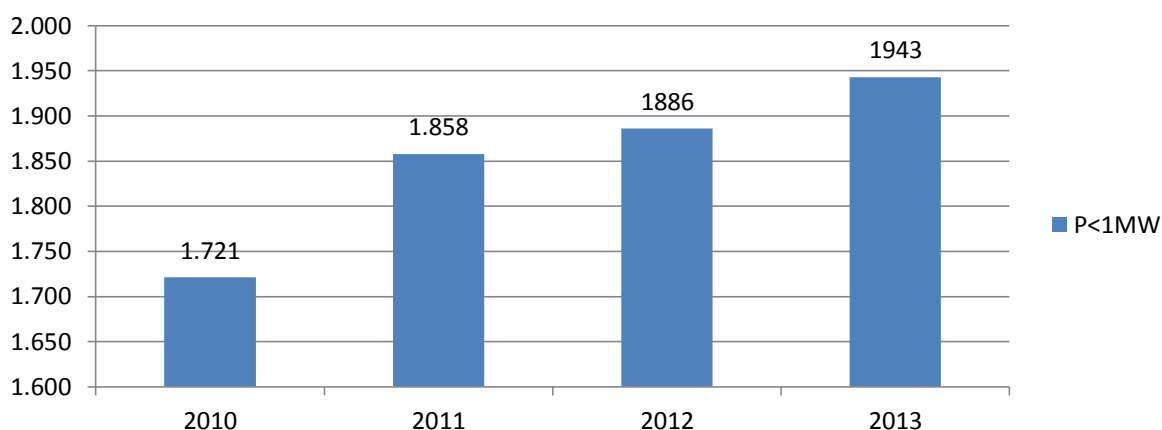


Grafico 16 - Numero impianti Idroelettrici

Potenza installata

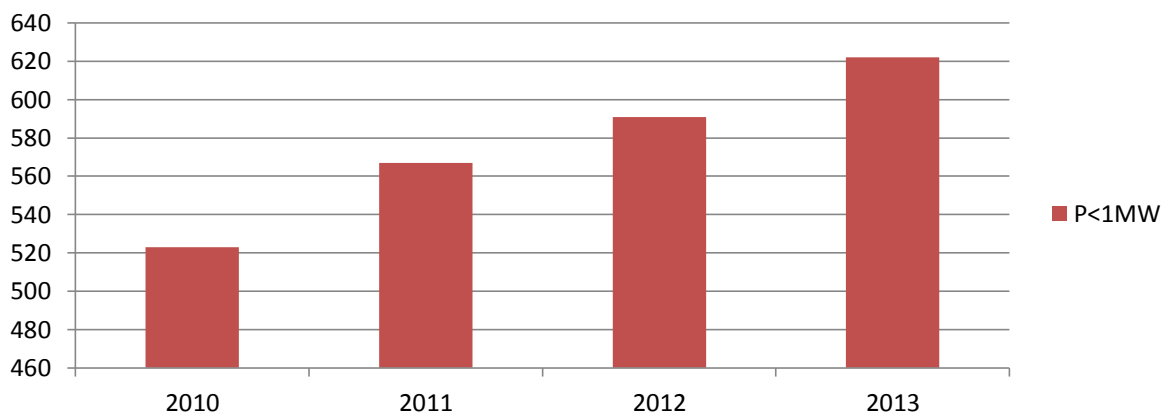


Grafico 17 - Potenza installata impianti idroelettrici

Se si analizzano i dati a partire dal 2004 la Potenza installata cumulata ed il numero di impianti in una visione d'insieme hanno avuto un notevole incremento a partire dal 2010, dovuto appunto all'introduzione di interessanti tariffe incentivanti ed un crescente interesse nel settore.

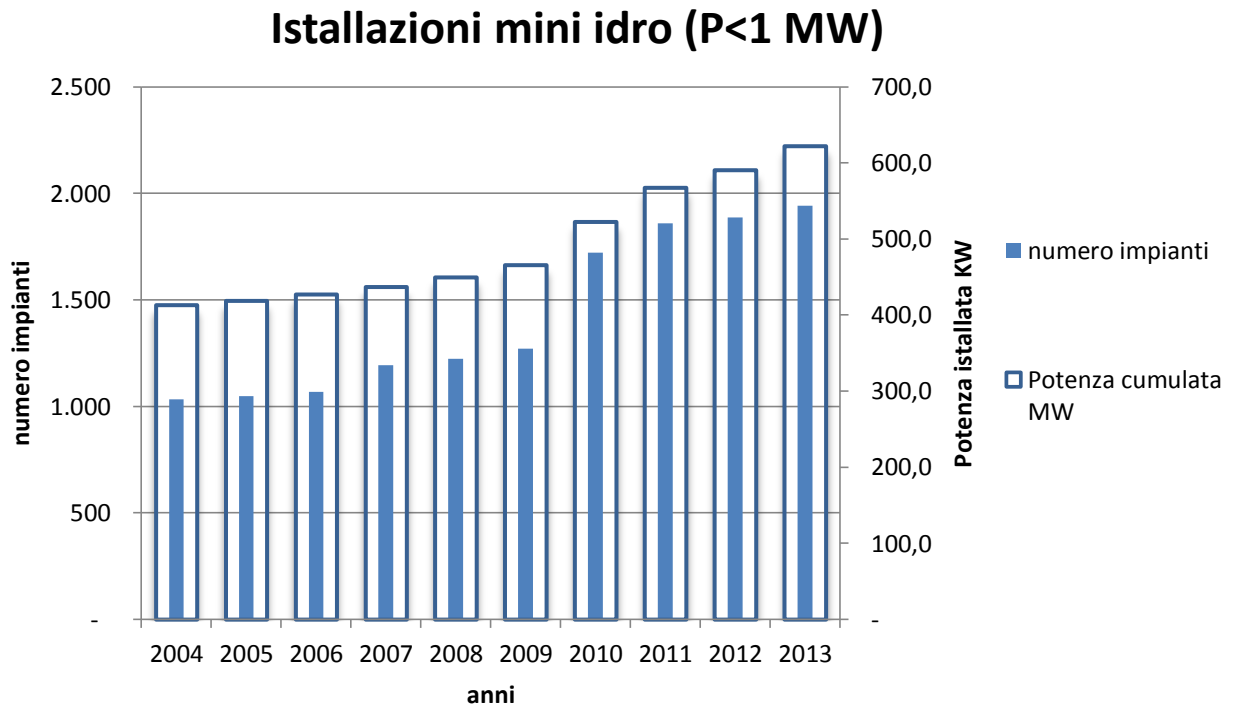


Grafico 18 - Installazioni impianti mini idro

3.7. Registri Decreto Ministeriale 6 Luglio 2012

Registro 2013

Tipologia	Contingente 2013 da normativa (MW)	Numero Richieste inserite in graduatoria	Potenza Totale Richiesta (MW)	Percentuale contingente	Numero richieste ammesse ad incentivo	Potenza incentivata (MW)
Registro	70	220	141,35	201,9%	155	70
Asta	50	0	0	0	0	0
Registro Rifacimenti	300	23	70,825	23,6%	20	30,62

Tabella 13 - Registro 2013

Registro 2014

Tipologia	Contingente 2014 da normativa (MW)	Numero Richieste inserite in graduatoria	Potenza Totale Richiesta (MW)	Percentuale contingente	Numero richieste ammesse ad incentivo	Potenza incentivata (MW)
Registro	70	240	150,188	246,3%	105	60,972
Asta	50	0	0	0	0	0
Registro Rifacimenti	300	26	34,089	6,2%	25	33,789

Tabella 14 - Registro 2014

La potenza richiesta a Registro per i piccoli impianti idroelettrici è stata pari a più del doppio di quella disponibile dal Registro nuovi impianti sia per il contingente 2013 che per il contingente 2014. In generale la potenza richiesta dall'idroelettrico è stata elevata ma la distribuzione dei contingenti tra Registro/Asta ha fatto sì che solo meno della metà dei progetti presentati sia riuscita ad ottenere gli incentivi.

Il potenziale dei rifacimenti è molto alto, tuttavia, nel 2013 risulta non ancora sfruttato dai grandi impianti a causa dell'incertezza sulla futura procedura per il rinnovo delle concessioni che potrebbero essere in scadenza.

L'incentivo tramite aste a ribasso non ha avuto per nulla impatto negli operatori poiché è applicato per impianti con potenza superiore ai 10 MW, dove le concessioni richiedono più tempo per essere acquisite ed i siti disponibili più difficili da identificare, inoltre un investimento molto più alto rispetto ai piccoli impianti ed incentivi legati ad una asta a ribasso (cioè non programmabili a priori) ha causato una totale assenza degli operatori per questa possibilità di investimento.

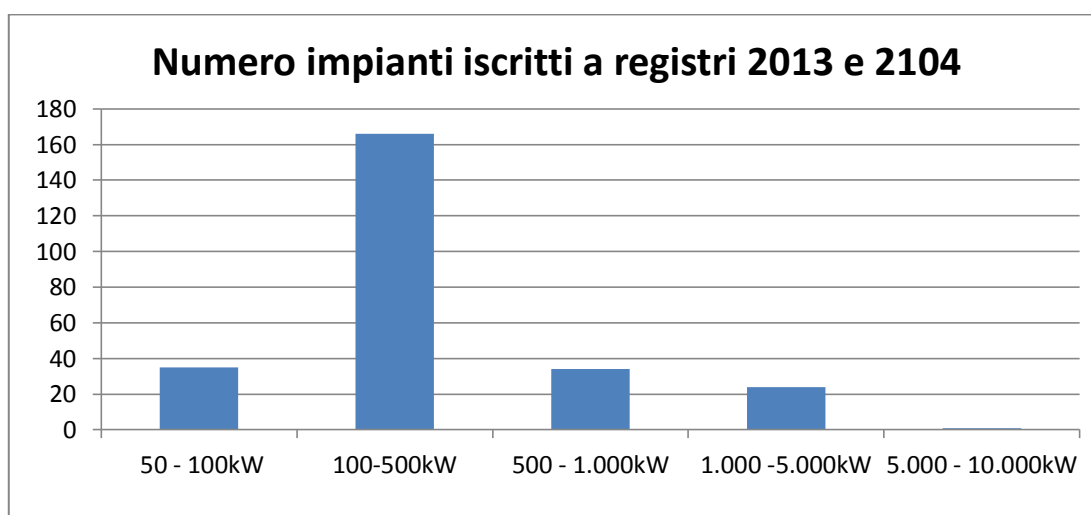


Grafico 19 - iscritti a registri 2013 e 2104

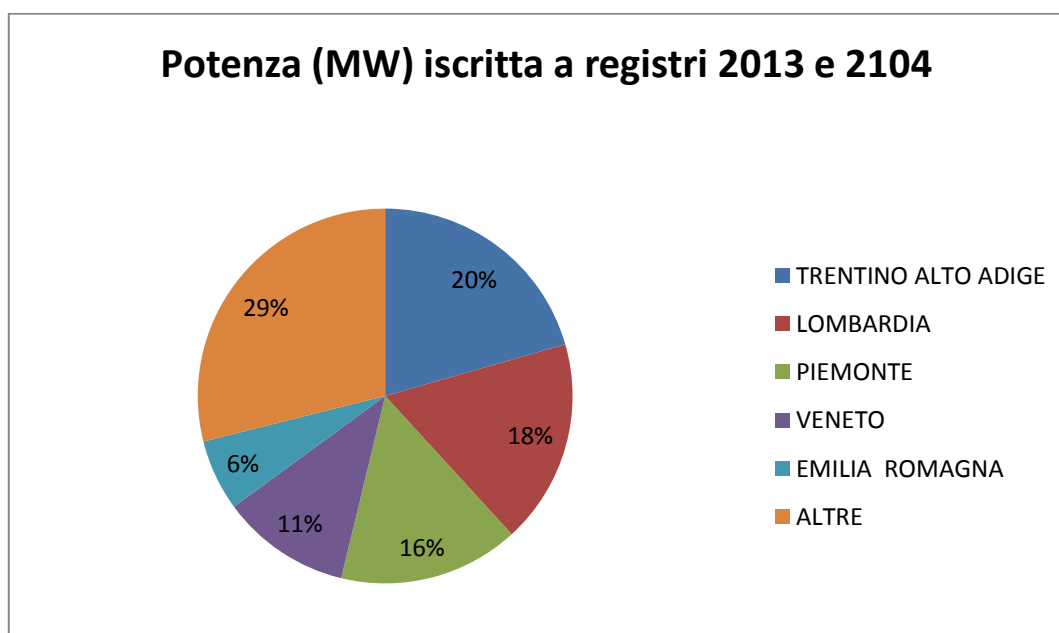


Grafico 20 - Potenza (MW) iscritta a registri 2013 e 2104

Dall'analisi dei registri si può osservare gli impianti maggiormente incentivati sono potenze comprese tra i 100 kW e 500 kW , mentre la locazione di tali impianti è in grande maggioranza nelle regioni del nord Italia.

3.8. FOCUS: Impianti inseriti in canali irrigui

3.8.1. Tecnologia impianti su canali irrigui

Se l'impianto si progetta da zero, il canale viene allargato per poter ospitare la camera di carico, la centrale, il canale di restituzione e il by-pass laterale. La figura mostra uno schema di questo tipo, con una centrale sotterranea equipaggiata con una turbina Kaplan a rimando d'angolo (angolo di 90°). Per garantire la continuità della fornitura di acqua per l'irrigazione, anche in caso di fuori servizio del gruppo, lo schema include un by-pass laterale, come mostrato in figura. Questo tipo di impianto deve essere progettato e realizzato contemporaneamente al canale, perché l'ampliamento del canale quando questo è già in esercizio è un'operazione costosa.

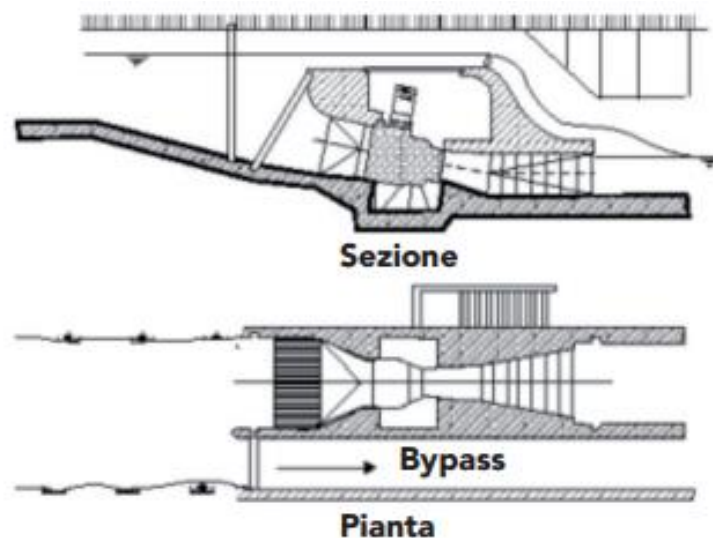


Figura 32 - Tecnologia impianto su canale irriguo

Se il canale è già esistente, esso dovrebbe essere leggermente allargato per poter ospitare la presa e lo sfioratore limitatore. Per ridurre al minimo la larghezza della presa, si potrebbe realizzare uno sfioratore allungato. Dalla presa, una condotta forzata che corre lungo il canale convoglia l'acqua in pressione alla turbina, attraversata la quale l'acqua viene reimpressa nel corpo idrico tramite un breve canale di restituzione.

3.8.2. ISTALLAZIONI SU CANALI IRRIGUI

L'ANBI (ASSOCIAZIONE NAZIONALE BONIFICHE, IRRIGAZIONI E MIGLIORAMENTI FONDIARI) riunisce i consorzi di bonifica e irrigazione presenti sul territorio italiano.

I Consorzi di bonifica e di irrigazione possono offrire un importante contributo al settore delle energie rinnovabili attraverso la realizzazione di centraline idroelettriche per le quali esistono già specifiche e positive esperienze, come mostra la seguente tabella in termini di impianti e potenza installata.

Regioni	Canali consorzili principali e derivati (Km)					Impianti di produzione energia	
	di scolo	irrigui	uso promiscuo	condotte tubate	totale	n°	kW
Piemonte	4,00	6.115,50	15.509,36	497,50	22.126,36	59,00	41.809,50
Lombardia	2.522,98	6.078,35	7.810,22	3.258,73	19.670,28	14,00	9.833,00
Trentino	239,00	156,00	15,00	4,00	414,00	-	-
Veneto	7.798,10	4.253,86	9.458,40	3.769,20	25.279,56	9,00	3.073,00
Friuli	1.482,00	2.215,00		1.846,00	5.543,00	1,00	1.600,00
Liguria	84,00	102,00	10,00	8,00	204,00	-	-
Emilia	5.322,52	2.641,70	10.014,60	1.400,22	19.379,04	17,00	2.982,30
Totale Nord	17.452,60	21.562,41	42.817,58	10.783,65	92.616,24	100,00	59.298,00
Toscana	7.681,04	29,74	209,00	9,57	7.929,35	1,00	1.736,00
Umbria	496,00	130,00	90,00	80,00	796,00	-	-
Marche	60,00	226,74	30,00	423,11	739,85	1,00	1.070,00
Lazio	2.432,00	517,00	2.342,50	1.724,50	7.016,00	-	-
Totale centro	10.669,04	903,48	2.671,50	2.237,18	16.481,20	2,00	2.806,00
Abruzzo	806,00	529,00	-	3.153,00	4.488,00	3,00	4.800,00
Molise	235,94	-	-	1.613,14	1.849,08	-	-
Campania	4.292,81	890,36	453,00	2.055,05	7.691,22	2,00	2.150,00
Puglia	2.790,68	559,36	8,00	9.800,00	13.158,04	-	-
Basilicata	2.048,00	4.430,00	1.110,00	4.819,11	12.407,11	1,00	1.000,00
Calabria	628,00	899,00	30,00	1.412,00	2.969,00	-	-
Sicilia	3.078,15	1.374,17	350,00	9.712,80	14.515,12	6,00	3.287,00
Sardegna	2.380,68	4.702,54	197,83	7.856,60	15.137,65	2,00	38.000,00
Totale Sud	16.260,26	13.384,43	2.148,83	40.421,70	72.215,22	14,00	49.237,00
TOTALE	44.381,90	35.850,32	47.637,91	53.442,53	181.312,66	116,00	111.340,80

Tabella 15 - Dati ANBI sui canali irrigui

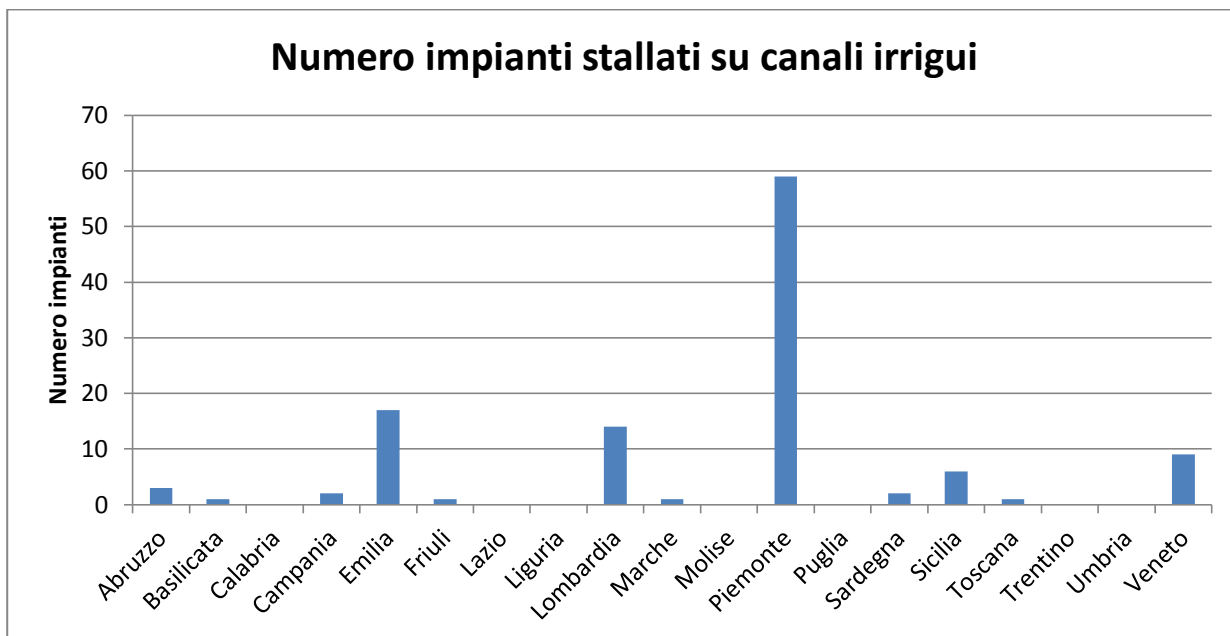


Grafico 21 - Impianti installati sui canali irrigui

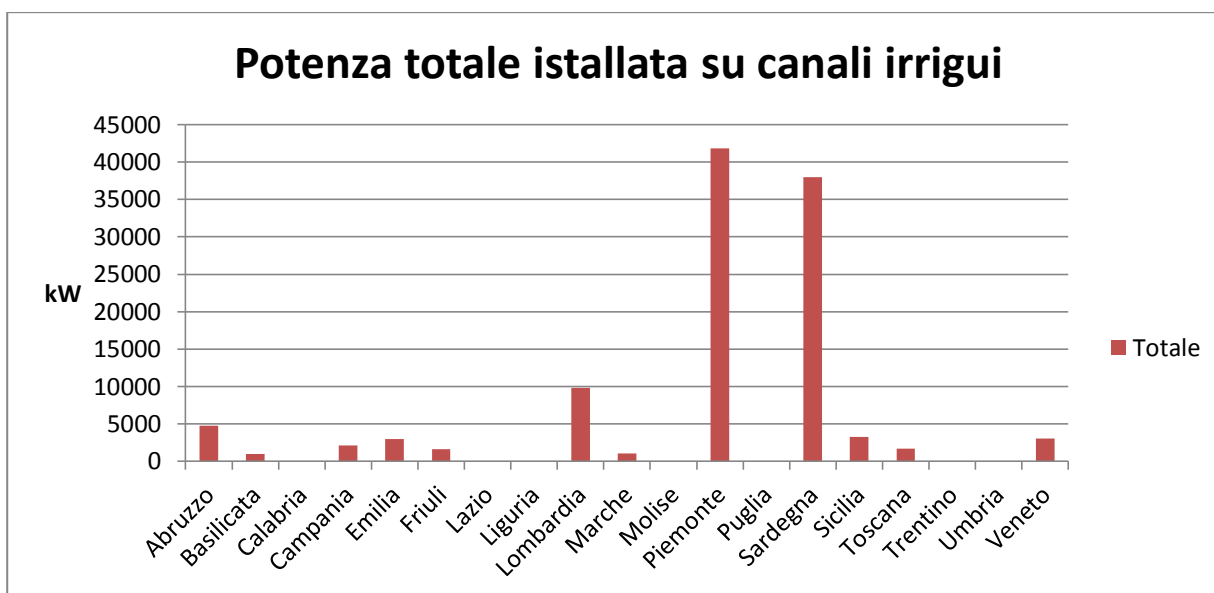


Grafico 22 -Potenza installata sui canali irrigui

LE PRINCIPALI OPERE REALIZZATE E GESTITE DAI CONSORZI (dati ANBI 2013)

181.313 km di canali irrigui e di scolo;

9.233 km di argini a fiume e a mare;

22.839 briglie e sbarramenti per laminazioni piene;

754 impianti idrovori;

1301 impianti di sollevamento delle acque per irrigazione;

914 invasi per uso prevalentemente irriguo;

116 impianti di produzione di energia elettrica.

3.8.3. Le potenzialità sui canali irrigui

Il ministero delle politiche agricole alimentari e forestali tramite una gestione commissariale attività ex-Agensud ha presentato il 21 gennaio 2013 il documento:

«Rapporto di sintesi : Le potenzialità idroelettriche connesse agli impianti irrigui»

Per quanto riguarda le nuove installazioni, a fine 2012, da una ricognizione effettuata dal Ministero delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali, 54 diversi Consorzi risultavano aver valutato proposte di progetti di impianti mini-idroelettrici per un totale di 211 progetti. 155 di questi risultavano localizzati nelle Regioni del Centro Sud e circa 56 al Centro Nord, per una potenza complessivamente valutata pari a 122 MW, di cui l'86% ascrivibile alle Regioni del Centro Sud e il 14% a quelle del Centro Nord.

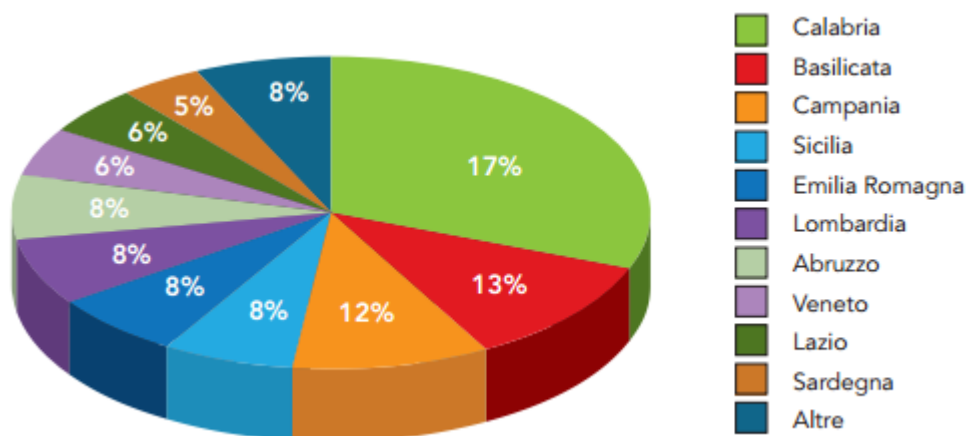


Grafico 23 - Percentuale proposte di impianti per regione

La taglia media dei progetti valutati, è pari a circa 300 kW per le Regioni del Centro Nord, e a circa 700 kW per le Regioni del Centro Sud. Tale forte differenza è da attribuirsi alle diverse caratteristiche di salto e portata dei canali delle Regioni del Sud Italia.

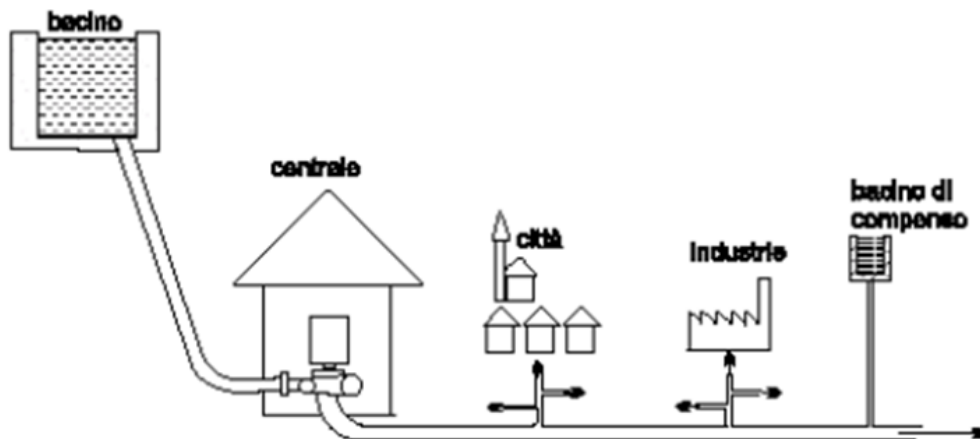
Sulla base delle valutazioni di fattibilità economica degli impianti, solo 66 MW (sui 122 MW potenziali complessivi) risultavano soddisfare le condizioni di sostenibilità economica ed è quindi ragionevole attendersi che possano tradursi in nuove installazioni nel breve-medio termine.

3.9. FOCUS: Impianti inseriti in acquedotti

3.9.1. Tecnologia impianti su acquedotti

L'acqua potabile viene fornita ai grandi centri abitati trasportandola da un serbatoio posto a monte attraverso un sistema di tubazioni in pressione. Solitamente in questo genere di impianti la dissipazione dell'energia all'estremo inferiore della condotta, in prossimità dell'ingresso all'impianto di trattamento delle acque, viene ottenuta mediante l'uso di speciali valvole.

Un'alternativa interessante, purché venga evitato il colpo d'ariete che può danneggiare le condotte, è quella inserire una turbina alla fine della tubazione, allo scopo di convertire in elettricità l'energia che verrebbe altrimenti dissipata.



Le sovra pressioni dovute al colpo d'ariete sono particolarmente critiche se la turbina è inserita su una tubazione vecchia. Per assicurare l'approvvigionamento idrico in qualsiasi situazione, deve essere comunque installato un sistema di valvole di by-pass. Tutte le operazioni di apertura e di chiusura di queste valvole devono essere sufficientemente lente da mantenere le variazioni di pressione entro limiti accettabili.

3.9.2. Installazioni su acquedotto

Dai dati forniti dal GSE gli Impianti IAFR in esercizio al 30 Giugno 2013 installati su acquedotto sono **157** con una potenza media di **303 kW** (escludendo un impianto da 20 MW che distorce i dati) ed un a potenza totale installata di 68,1 MW (48,1 MW escludendo l'impianto da 20 MW) così suddivisi:

Regioni	Numero impianti
FRIULI VENEZIA GIULIA	4
LAZIO	2
LIGURIA	11
LOMBARDIA	28
MARCHE	18
MOLISE	1
PIEMONTE	16
PUGLIA	2
TRENTINO ALTO ADIGE	30
VALLE D'AOSTA	6
VENETO	30
Totale complessivo	148

Tabella 16 - Distribuzione regionale impianti su acquedotto

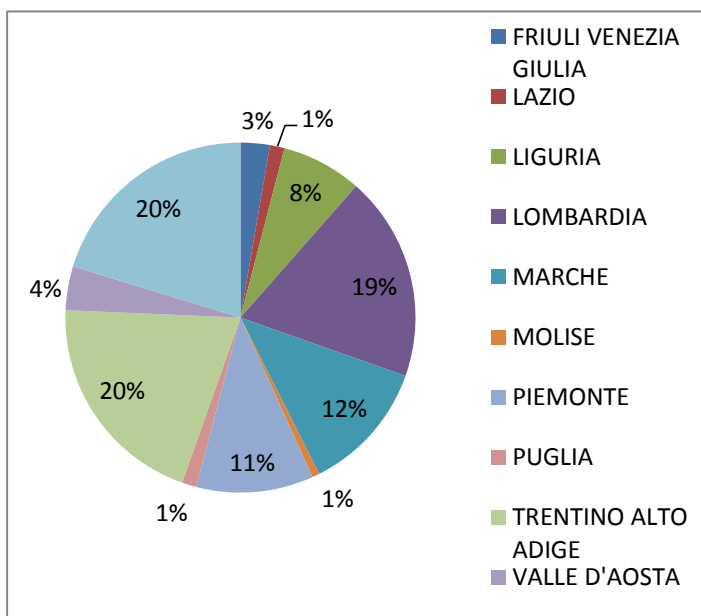


Grafico 24 - Distribuzione percentuale regionale impianti su acquedotto

Calasse di potenza	Numero impianti
>1000kW	9
0-200kW	113
200-400kW	27
400-600kW	3
600-800kW	4
800-1000 KW	1
Totale complessivo	157

Tabella 17 - Numero impianti su acquedotto suddivisi in classe di potenza

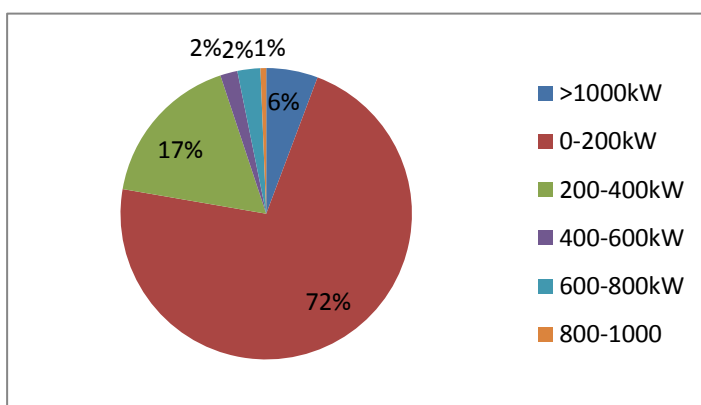


Grafico 25 - Distribuzione percentuale del numero impianti inseriti su acquedotto

3.9.3. Potenziale installazioni su acquedotto

Da uno studio condotto dalla Hydrowatt, specializzata in impianti su acquedotto, si ritiene che il potenziale in Italia degli impianti installabili sugli acquedotti sia circa 100 MW (documento 2005) su una rete di acquedotti pari a 337.452 Km (dato ISPRA 2009)

3.9.4. Caso studio: Hydrowatt, Impianti in acquedotti

Hydrowatt S.p.A. ha sede a Folignano in provincia di Ascoli Piceno. Progetta, costruisce e gestisce impianti di produzione di energia rinnovabile. Essa venne costituita con lo scopo primario di sviluppare una tecnologia affidabile ed innovativa per la produzione di energia elettrica attraverso il recupero e l'utilizzazione delle pressioni in eccesso all'interno delle condotte degli acquedotti.

Hydrowatt gestisce 30 centrali idroelettriche, di cui 18 di proprietà posizionate sulle condotte in pressione e sui canali dei maggiori acquedotti e consorzi di bonifica nel centro e nel nord d'Italia. La produzione idroelettrica complessiva è di oltre 40 MWh/anno.

La mission dell'azienda è investire nel settore delle fonti rinnovabili, realizzando impianti di produzione di energia elettrica di piccola e media taglia, non presidiati e ad alta efficienza, nel totale rispetto dell'ambiente.

Di seguito è riportato il parco impianti realizzati con le diverse caratteristiche.

IMPIANTI	tipologia	turbina	potenza (KW)	η	Salto (m)	portata idrica (l/s)	produzione media (kWh/anno)	(ore/anno)
Centrale del Crocifisso	Su Condotte di Acquedotto	1 Francis	140	0,8	80-180	100-150	1.300.000	8.100
Centrale del Polesio	Su Condotte di Acquedotto	1 Francis	304	0,86	160	200-280	2.200.000	8.500
Centrale di Borgo D'Arquata	Su Condotte di Acquedotto	1 Francis	88	0,85	25	400-700	700.000	8.200
Centrale di Bosco	Su Condotte di Acquedotto	1 Francis	88	0,82	80	80-160	500.000	8.200
Centrale di Bruti	Su Condotte di Acquedotto	1 Francis	60	0,85	20-30	200-300	500.000	8.500
Centrale di Castiglioni	Su Condotte di Acquedotto	1 Francis	60	0,85	20-30	200-300	500.000	8.500
Centrale di Citeroni	Su Condotte di Acquedotto	1 Francis	60	0,8	30-110	70	250.000	8.400
Centrale di Faiano	Su Condotte di Acquedotto	1 Francis	336	0,88	180	180-254	2.600.000	8.200
Centrale di Ferriera	Su Condotte di Acquedotto	1 Francis	256	0,89	150	140-250	1.800.000	8.200
Centrale di Madonna Manù	Su Condotte di Acquedotto	1 Pelton	56	0,9	280	10-20	2.500.000	8.500

Centrale di Paganica	Su Condotte di Acquedotto	1 Pelton	152	0,85	160	120	800.000	8.200
Centrale di Ponte Tesino	Su Condotte di Acquedotto	1 Francis	60	0,85	20-30	200-300	500.000	8.500
Centrale di Propezzano	Su Condotte di Acquedotto	1 Pelton	120	0,85	150-170	30-60	700.000	8.200
Centrale di Rovetino	Su Condotte di Acquedotto	3 Francis	168	0,75	210	400-600	3.000.000	8.200
Centrale di S.S. Annunziata	Su Condotte di Acquedotto	1 Francis	72	0,8	70	100-150	4.000.000	8.200
Centrale di Taveraccio	Su Condotte di Acquedotto	1 pelton	64	0,85	150-170	30-60	400.000	8.200
Centrale di Veca	Su Condotte di Acquedotto	1 Francis	64	0,72	80	100-200	400.000	8.200
Centrale di Vinci	Su Condotte di Acquedotto	1 Pelton	176	0,89	220	50-90	800.000	8.000

Tabella 18 - Impianti realizzati da Hydrowatt

La tecnologia propone dei vantaggi soprattutto in termini di produzione, grazie ad un notevole numero di ore di funzionamento annuo superiore alle 8.000 ore/anno.

Risulta evidente dunque come questa tipologia di investimenti riesca a posizionarsi effettivamente nell'area di interesse per gli investitori grazie ad una produzione elevata, abbattendo il fattore di rischio derivante da periodi di siccità come avviene in un impianto tradizionale ad acqua fluente.

3.10. Potenza incentivata e costi

Dai documenti del GSE è possibile analizzare tutta la potenza incentivata per il l'idroelettrico e i relativi costi

CONTATORE Impianti in esercizio DM 6/7/2012 (aggiornamento al 31/12/2013)

Classi di Potenza*	Interventi ammessi agli incentivi** [numero]	Potenza MW	Energia incentivabile annua [MWh]	Costo indicativo annuo [€ milioni]
1-20 kW	29	0,4	2.797	0,5
20-500 kW	99	13,9	93.271	12,9
500-1.000 kW	4	2,6	25.190	1,3
1.000-10.000 kW	3	4,8	35.696	1,7
>10 kW	0	0	0	0

Tabella 19 - CONTATORE Impianti in esercizio DM 6/7/2012

CONTATORE Registri e Aste DM 6/7/2012 (aggiornamento al 31/12/2013)

Classi di Potenza*	Interventi ammessi agli incentivi** [numero]	Potenza [MW]	Energia incentivabile annua [MWh]	Costo indicativo annuo [€ milioni]
1-20 kW	-	-	-	-
20-500 kW	163	40,2	333.861	46,6
500-1.000 kW	34	27,8	178.539	12,6
1.000-10.000 kW	41	93	538.035	18,9
>10 kW	-	-	-	-

Tabella 20 - CONTATORE Registri e Aste DM 6/7/2012 (aggiornamento al 31/12/2013)

* Potenza di impianto ai fini della determinazione della tariffa incentivante ai sensi del DM 6 luglio 2012

** Categoria degli interventi: nuovi impianti, riattivazioni, integrali ricostruzioni, potenziamenti e rifacimenti parziali/totali.

CONTATORE Tariffa Omnicomprensiva DM 6/7/2012 (aggiornamento al 31/12/2013)

Classi di Potenza *	Interventi ammessi agli incentivi ** [numero]	Potenza [MW]	Energia incentivabile annua [MWh]	Costo indicativo annuo [€ milioni]
1-20 kW	55	0,6	4.153	0,6
20-500 kW	264	102,7	645.297	93,7
500-1.000 kW	507	152,9	869.144	126,2

Tabella 21 - CONTATORE Tariffa Omnicomprensiva DM 6/7/2012

* Potenza di riferimento del meccanismo secondo Legge n.244/2007 (potenza di concessione per gli impianti idroelettrici e potenza nominale media annua per le altre fonti)

** Categoria degli interventi: nuovi impianti, riattivazioni, potenziamenti, rifacimenti parziali/totali, impianti ibridi.

CONTATORE CERTIFICATI VERDI (aggiornamento al 31/12/2013)

Classi di Potenza	Interventi ammessi agli incentivi * [numero]	Potenza [MW]	Certificati Verdi indicativi annui [numero]	Costo indicativo annuo [€ milioni]
1-20 kW	52	0,8	3.343	0,3
20-500 kW	440	87,5	300.362	24,1
500-1.000 kW	120	89,0	286.501	23,0
1.000-10.000 kW	289	950,0	2.537.611	203,9
>10 kW	112	6.095,1	5.309.453	426,6

Tabella 22 - CONTATORE CERTIFICATI VERDI (aggiornamento al 31/12/2013)

* Categoria degli interventi: nuovi impianti, riattivazioni, potenziamenti, rifacimenti parziali/totali, impianti ibridi.

Costo indicativo annuo [€ milioni] di incentivazioni per l'idroelettrico (aggiornamento al 31/12/2013)

Certificati verdi	Tariffa omnicomprensiva	CIP 6	Registri e Aste DM 6/7/2012	Impianti i esercizio DM 6/7/2012	Totale
677,9	220,5	-	78,2	16,3	992,4 mln € annui

Tabella 23 - Costo indicativo annuo [€ milioni] di incentivazioni per l'idroelettrico

CONTATORE complessivo degli impianti incentivati

Classi di Potenza	Numero di impianti incentivati	Potenza MW	Costo indicativo annuo [€ milioni]
1-20 kW	136	1,8	1,4
20-500 kW	966	244,3	177,3
500-1.000 kW	665	272,3	163,1
1.000-10.000 kW	333	1047,8	224,5
>10 kW	112	6.095,10	426,6

Tabella 24 - CONTATORE complessivo degli impianti incentivati

Il costo totale degli incentivi per quanto riguarda l'idroelettrico si avvicina ad **1 miliardo di euro**. Analizzando i dati raccolti dal GSE, se si considera solo le taglie di potenza inferiori ad 1 MW il costo totale del mini-idroelettrico si riduce a **341,8 milioni di euro** per un totale di **1.767 impianti** con **potenza complessiva di 518,4 MW**. E' interessante notare come il totale delle installazioni (P<1 MW) al 2013 sia di 1.943 con una potenza di 622 MW (come osservato precedentemente), oltre il 90% degli impianti installati è stato realizzato grazie all'accesso all'incentivo, questa è un'ulteriore conferma della necessità degli incentivi in questo settore.

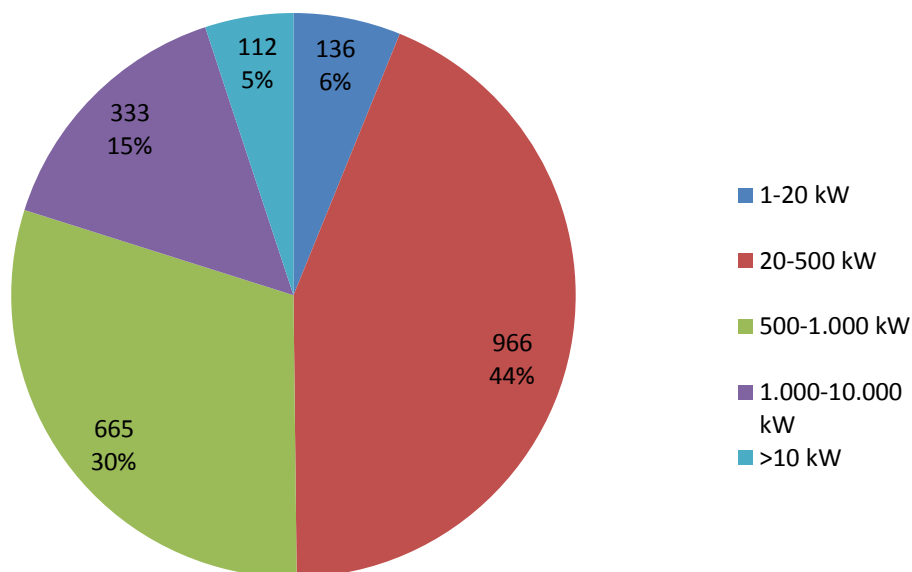


Grafico 26 - numero impianti incentivati per classe di potenza

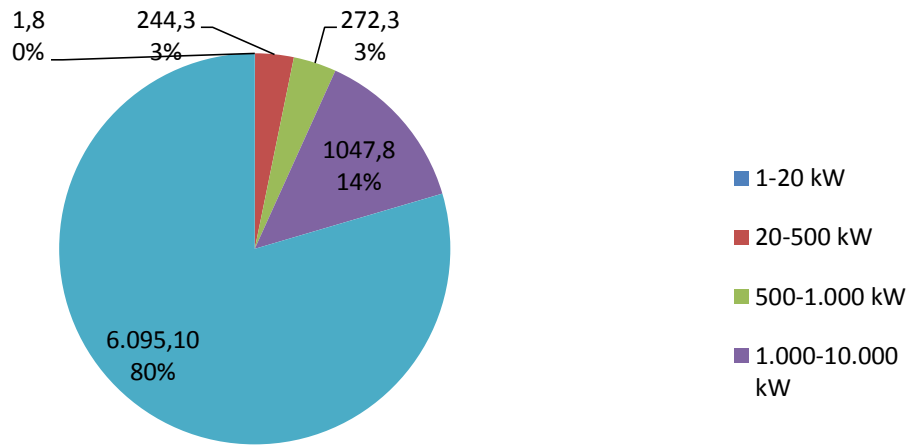


Grafico 27 - Potenza incentivata (MW) per classe di potenza

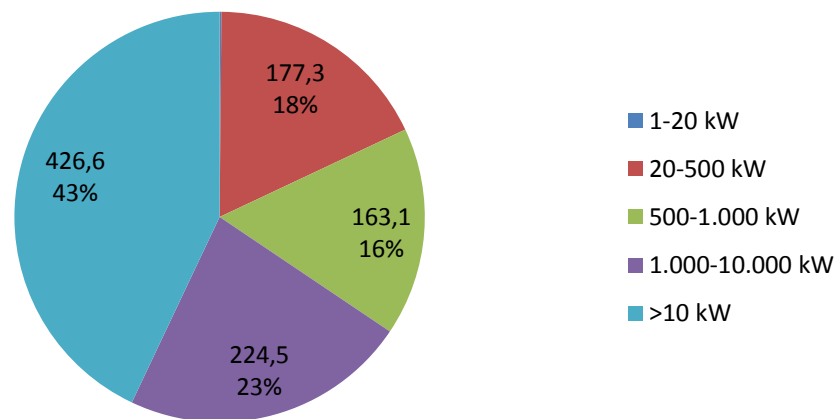


Grafico 28 - Costo indicativo annuo degli incentivi per classe di potenza [€ milioni]

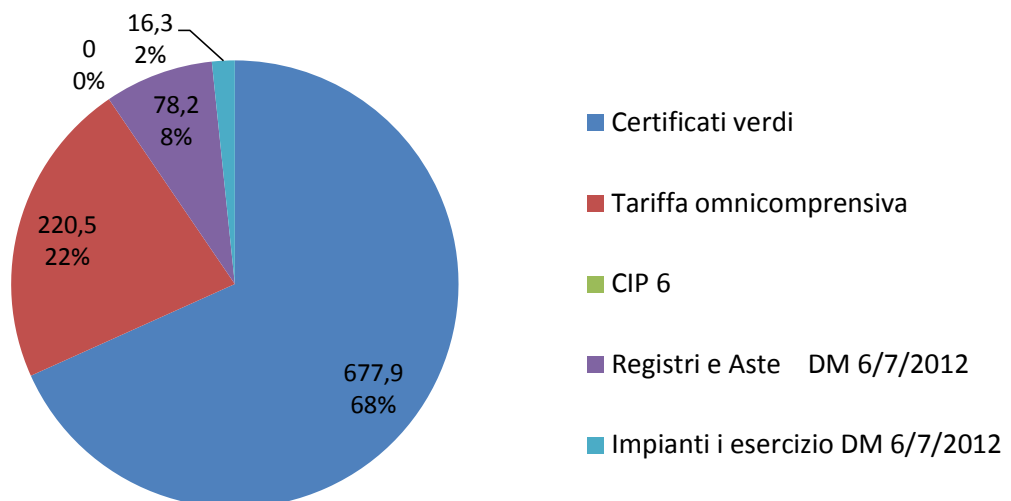


Grafico 29 - Costo indicativo annuo degli incentivi per tipologia di incentivo [€ milioni]

4. LA FILIERA ITALIANA

Nonostante, come visto, il potenziale per il mini-idroelettrico sia ancora largamente inespresso, sono diversi gli operatori italiani attivi lungo la filiera del *mini-hydro*. In particolare tramite il seguente schema possiamo individuare i ruoli all'interno della filiera

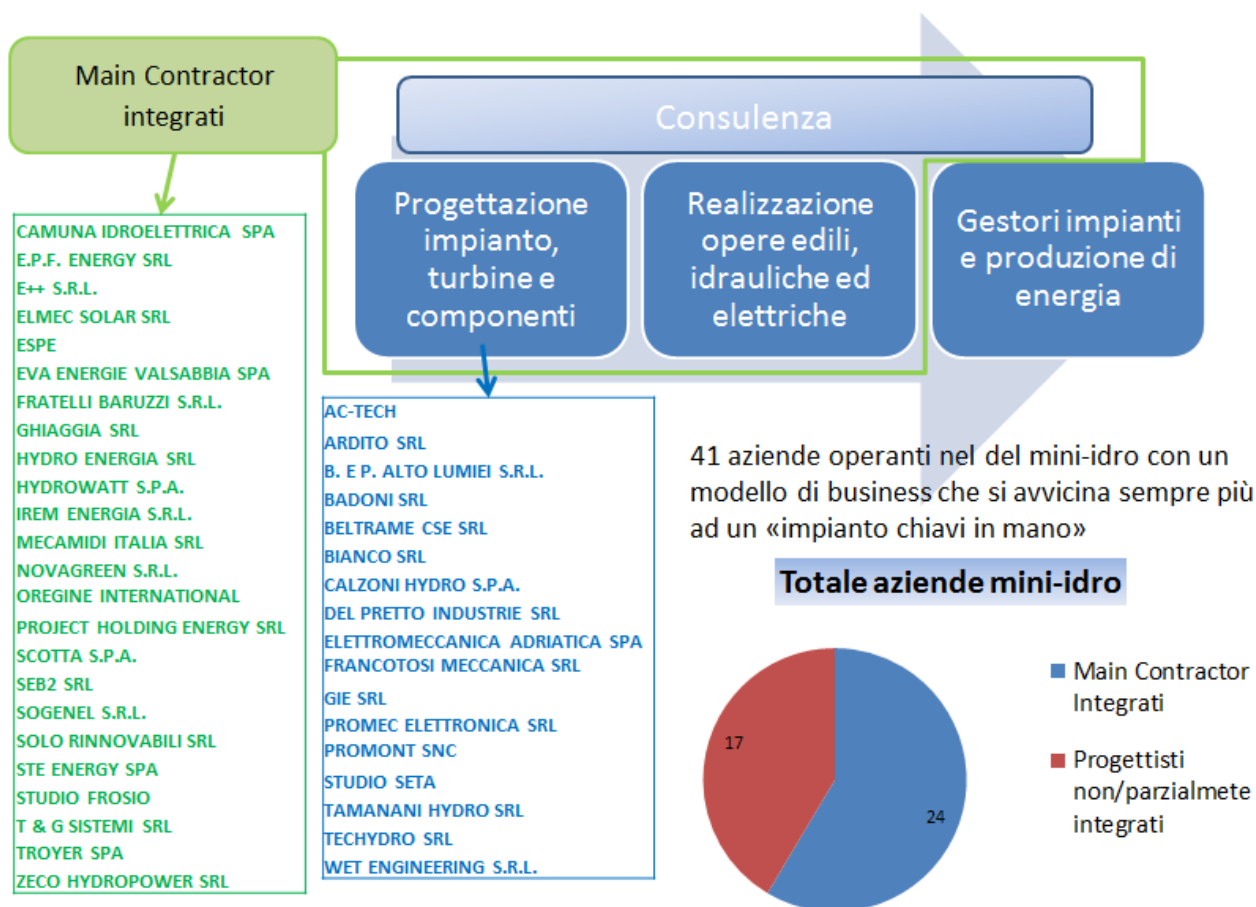


Figura 33 - Filiera italiana mini-idro

L'*upstream* della filiera è di pertinenza dei progettisti e produttori dei componenti necessari per la realizzazione dell'impianto (turbine, generatori elettrici, attrezzature elettroniche di controllo e altre attrezzature accessorie).

È interessante tuttavia sottolineare come la citata necessità di adottare nel mini-idroelettrico soluzioni tecnologiche *site specific* faccia sì che resistano operatori prettamente locali.

Tali operatori giocano il loro successo, da un lato sulla conoscenza del tessuto locale, e, dall'altro lato, sulle elevate possibilità di personalizzazione e la flessibilità progettuale tipiche delle piccole imprese.

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, BÀNki, Ruota e Bulbo sono fabbricate da produttori che sommati fanno il restante 10%. Come si nota, la concorrenza è 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, è 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.

Le tabelle successive classificano le diverse società operanti nel settore in base alla attività svolta nella filiera di realizzazione di un impianto mini-hydro suddivise nelle seguenti macro-attività:

- **Progettazione di turbine, impianti e componenti**
- **Realizzazione opere edili idrauliche ed elettriche**
- **Consulenza .**

Con il termine **main contractor integrati** si intende operatori le cui attività coprono il processo lungo l’intera filiera, che dalla progettazione giunge sino alla realizzazione e al rilascio dell’impianto, per poi estendersi alle attività “post-sales”, ossia manutenzione ordinaria e straordinaria, assistenza tecnica e gestione della stessa centrale.

La classificazione delle imprese è molto l’abile, infatti, molte si distribuiscono lungo l’intero processo.

Infine, vi è l’area di business “**Gestione degli impianti e produzione di energia**”. È usuale nel settore del mini-idroelettrico (a differenza di quanto accade nell’idroelettrico di grande taglia) che la gestione dell’impianto sia affidata ad un’organizzazione distinta da quella che l’ha progettato e realizzato secondo la modalità del “chiavi in mano”. In particolare, il gestore finale può essere di tre tipi:

- privato: investe per autoconsumo o per la vendita;
- industriale: industria che investe nelle energie rinnovabili per autoconsumo e/o vendita;
- utility: grossa azienda che si occupa di produzione, acquisto e distribuzione di energia.

Tramite ricerche effettuate, possiamo dare uno sguardo d’insieme degli operatori presenti nella filiera italiana andando ad individuare due tipologie di aziende : **Progettisti di turbine, impianti e componenti** e i cosiddetti **main contractor integrati**, cioè coloro che sono in grado di offrire soluzioni di tipo “impianto chiavi in mano”

4.1. Principali Main contractor integrati

Aziende - Mini Idro	SITO INTERNET	Regione
CAMUNA IDROELETTRICA SPA	http://www.camunainstallazioni.it/	Lombardia
E.P.F. ENERGY SRL	http://www.epfenergy.com/	Piemonte
E++ S.R.L.	http://www.eplusplus.net	Piemonte
ELMEC SOLAR SRL	http://www.elmecsolar.com/	Lombardia
ESPE	http://www.espegroup.com/ita/index.php	Veneto
EVA ENERGIE VALSABBIA SPA	http://www.energievalsabbia.it/	Lombardia
FRATELLI BARUZZI S.R.L.	http://www.baruzzi.it/	Emilia-Romagna
GHIAGGIA SRL	http://www.ghiggiaeng.com/	Piemonte
HYDRO ENERGIA SRL	http://www.hydroenergia.it/	Veneto
HYDROWATT S.P.A.	http://www.hydrowatt.it/	Marche
IREM ENERGIA S.R.L.	http://www.irem.it/ITA/index.php	Piemonte
MECAMIDI ITALIA SRL	http://www.mecamidi.com/Mecamidi_hydro_power_expe rt--EN	Piemonte
NOVAGREEN S.R.L.	http://www.novagreen.it/	Lazio
OREGINE INTERNATIONAL	http://www.orengine.com/	Liguria
PROJECT HOLDING ENERGY SRL	http://www.projectholdingenergy.com/	Emilia-Romagna
SCOTTA S.P.A.	http://www.scotta.it/	Piemonte
SEB2 SRL	http://www.seb2.it/	Lombardia
SOGENEL S.R.L.	http://www.sogenel.it/it/index.php	Lombardia
SOLO RINNOVABILI SRL	http://www.solorinnovabili.it/mini-hydro.html	Lombardia
STE ENERGY SPA	http://www.sorgent-e.com/ste-energy	Veneto
STUDIO FROSIO	http://www.studiofrosio.it/	Lombardia
T & G SISTEMI SRL	http://www.tegsistemi.com/	Piemonte
TROYER SPA	http://www.troyer.it/	Trentino
ZECO HYDROPOWER SRL	http://www.zeco.it/	Veneto

Tabella 25 - Principali Main contractor Integrati

4.2. Principali progettisti di turbine, impianti e componenti

Aziende - Mini Idro	SITO INTERNET	Regione
AC-TECH	http://www.ac-tec.it/	Trentino
ARDITO SRL	http://www.arditosrl.eu/	Piemonte
B. E P. ALTO LUMIEI S.R.L.	http://www.lumieimpianti.com	Friuli
BADONI SRL	http://www.badoni.it/	Lombardia
BELTRAME CSE SRL	http://www.beltramecse.com/	Veneto
BIANCO SRL	http://biancosrl.net	Piemonte
CALZONI HYDRO S.P.A.	http://www.calzonihydro.it/	Emilia- Romagna
DE PRETTO INDUSTRIE SRL	http://www.deprettoindustrie.it/	Veneto
ELETTRMECCANICA ADRIATICA SPA	http://www.adriaticaspa.it	Marche
FRANCOTOSI MECCANICA SRL	http://www.francotosimeccanica.it/	Lombardia
GIE SRL	http://www.gie-hydro.com/GIE/Home.html	Lombardia
PROMECELETTRONICA SRL	http://www.promecelettronica.it/homepage.asp?l=1	Piemonte
PROMONT SNC	http://www.promont.it/	Emilia- Romagna
STUDIO SETA	http://www.studioseta.it/	Emilia- Romagna
TAMANANI HYDRO SRL	http://www.tamanani.it/index.php?lang=it	Trentino
TECHYDRO SRL	http://www.techydro.it/index.htm	Lombardia
WET ENGINEERING S.R.L.	http://www.wetengineering.com/	Veneto

Tabella 26 - Principali Progettisti di turbine, impianti e componenti

4.3. Gestori impianti e produzione di energia

Per quanto riguarda i gestori d'impianti abbiamo considerato i gestori storici dell'idroelettrico, la cui componente di gestione si basa sia su impianti mini-idro che su grandi impianti, Successivamente invece sono stati inseriti i gestori che si stanno muovendo nel mini-idroelettrico negli ultimi anni.

Gestori "storici" con attività nell'idroelettrico
Enel
A2A
Edison
C.V.A.
Hydro Dolomiti Enel
Edipower
SE
E.On
Erg
Iren
Sel

Tabella 27 - Gestori storici

I seguenti gestori riportati in tabella sono quelli individuati tramite e registri 2012 e 2013 che hanno avuto accesso all'incentivo con due o più impianti, cioè quelli che si stanno muovendo maggiormente nel business del mini-idroelettrico negli ultimi anni.

Ragione Sociale	numero impianti iscritti a registro	Potenza totale (MW)	Potenza media (MW)
ENEL PRODUZIONE	5	3,731	0,746
EURASIA ENERGIA SRL	5	0,935	0,187
ENERGIE E SERVIZI	5	0,491	0,098
E-EGREEN SRL	3	0,900	0,300
SAIR S.R.L.	3	0,639	0,213
VALLE CAMONICA SERVIZI S.P.A.	3	0,533	0,178
SOCIETA' IDROELETTRICA MERIDIONALE SPA	2	7,440	3,720
COMUNE DI PEIO	2	5,952	2,976

ENERGIA VERDE S.P.A.	2	4,532	2,266
MASO ENERGIA SRL	2	3,027	1,514
HYDRO DOLOMITI ENEL S.R.L.	2	1,960	0,980
TECNOWATT SRL	2	1,894	0,947
SE HYDROPOWER SRL	2	1,642	0,821
IDROGEA S.R.L.	2	1,626	0,813
HYDRA S.R.L.	2	1,510	0,755
VARAT SRL	2	1,386	0,693
EFB SRL	2	1,270	0,635
IDROELETTRICHE RIUNITE SPA	2	1,109	0,555
ECO DYNAMICS SRL	2	0,809	0,405
INIZIATIVE BRESCIANE SPA	2	0,785	0,393
ENERGIA AMBIENTE SPA	2	0,764	0,382
BORMIDA ENERGIA SRL	2	0,730	0,365
QUATTORDICI SPA	2	0,701	0,351
ENERGHIE SRL	2	0,659	0,330
SAN SILVESTRO S.R.L.	2	0,573	0,287
ICEP SRL	2	0,352	0,176
D.E.P.A.R. S.R.L.	2	0,320	0,160
T.P.E. (TECNOLOGIA PROGETTI ENERGIA) S.R.L.	2	0,285	0,143
PARCO ENERGETICO SENTINO SRL	2	0,162	0,081
BERKELEY SRL	2	0,162	0,081
Altri	1		

Tabella 28 - Gestori operanti nel settore negli ultimi anni

4.4. Localizzazione dei main contractor integrati e progettisti operanti nel settore

Regioni	Numero aziende
Emilia-Romagna	5
Friuli	1
Lazio	1
Liguria	1
Lombardia	11
Marche	2
Piemonte	10
Trentino	3
Veneto	7
Totale complessivo	41

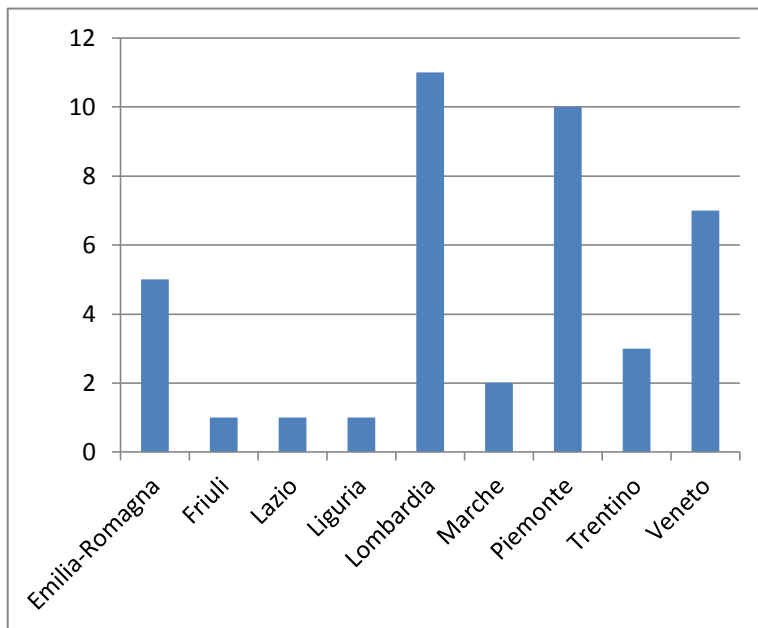


Grafico 30 - Localizzazione aziende mini-idro

Tabella 29 - Localizzazione aziende nel mini-idro

4.5. Segmentazione principali aziende operanti nel settore

Principali Main Contractor Integrati

	Mercato nazionale	Mercato europeo	Mercato Globale
Medi-grandi impianti			Alsom Andriz Hydro Voith Hydro
Piccoli- Medi impianti		Troyer – Scotta – Camuna Idroelettrica - Hydro Energia (ex COVER) - Tamanini Hydro - IREM – Zeco Hydropower - Franco Tosi Meccanica - S.T.E. Energy	
Piccoli impianti	Piccoli produttori e progettisti locali		

Legenda:
 -Aziende italiane
 -Aziende estere con filiale italiana

Tabella 30 - Segmentazione principali aziende operanti nel settore

5. SVILIPPI FUTURI DEL MERCATO MINI-IDROELETTRICO

Lo sviluppo futuro del mercato mini idroelettrico, cioè considerando impianti con $P < 1$ MW e con un orizzonte temporale al 2020 prende in considerazione i dati provenienti da:

- Registri GSE anni 2012-2013
- Ricerca CESI 2006
- PAN –Piano d’azione nazionale 2009
- Interviste ad aziende operanti nel settore
- Normativa: Decreto Ministeriale 12 luglio 2012

5.1. Analisi registri

Riassumendo quanto già analizzato in dettaglio nei precedenti capitoli, abbiamo i seguenti impianti che riceveranno l’incentivo.

Registri GSE		2013	2014	2015
accessi a registro GSE	n impianti	155	105	
	Potenza MW	70	60,972	
contingente di potenza incentivabile idroelettrico con registro da normativa	Potenza MW	70	70	70

Tabella 31 - Registri mini-idroelettrico

La normativa consente quindi tassi di crescita intorno ai 70 MW all’anno; da ricordarsi, inoltre, che gli impianti al di sotto dei 50 kW e al di sotto dei 250 kW in determinate casistiche, accedono all’incentivo direttamente senza passare dai registri.

5.1.1. Analisi degli impianti incentivati nei primi due registri 2012-2013

Classi di potenza	Numero impianti	frequenza
50 - 100kW	35	13,5%
100-500kW	166	63,8%
500 - 1.000kW	34	13,1%
1.000 -5.000kW	24	9,2%
5.000 - 10.000kW	1	0,4%
Totale complessivo	260	100%

Tabella 32 - Frequenza impianti incentivati nei primi due registri 2012-2013

Frequenza impianti incentivati nei due registri 2012-2013

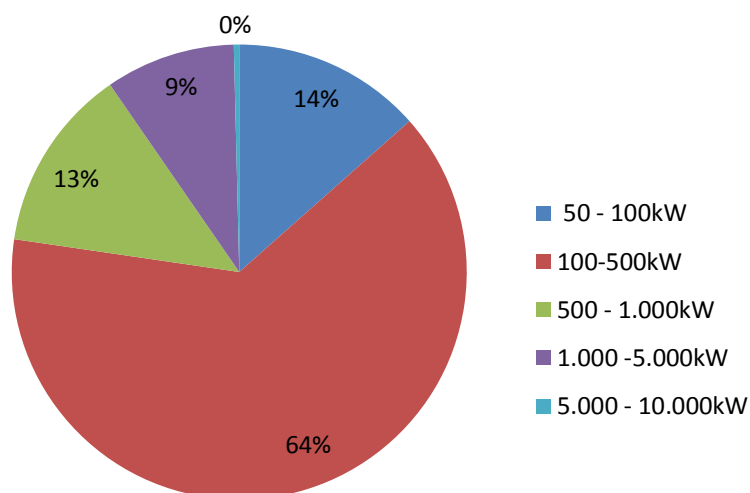


Grafico 31 - Frequenza impianti incentivati nei due registri 2012-2013

Numero impianti incentivati nei due registri 2013-2014

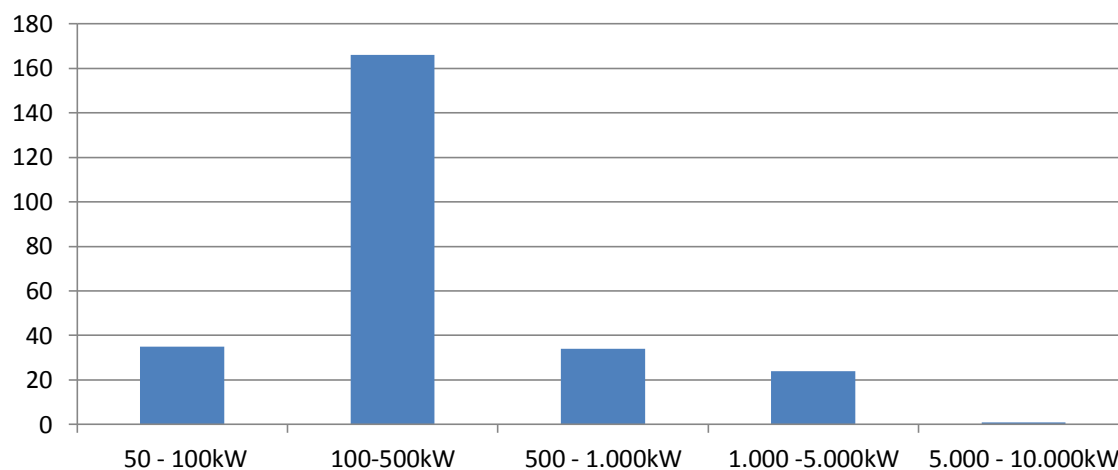


Grafico 32 - Numero impianti incentivati nei due registri 2013-2014

Dall'analisi dei registri si può osservare gli impianti maggiormente incentivati sono potenze comprese tra i 100 KW e 500 KW con una frequenza del 63,8% , ciò è influenzato notevolmente dall'incentivo che oltre i 500 KW, come già analizzato si riduce notevolmente. E come vedremo poi in seguito si tratta della taglia di impianti attualmente più profittevole e sostenibile economicamente.

5.2. Mappa del potenziale di producibilità idroelettrica

Grazie ad una ricerca CESI pubblicata il 29/12/2006 e commissionata dal Ministero dello Sviluppo Economico è stata realizzata la mappa della producibilità idroelettrica massima di tutto il territorio nazionale. Si può osservare che le zone di più elevato potenziale si localizzano lungo l'arco alpino ed in certi bacini appenninici, dove si coniugano salti geodetici e piovosità consistente dovuti alle condizioni orografiche e climatiche favorevoli.

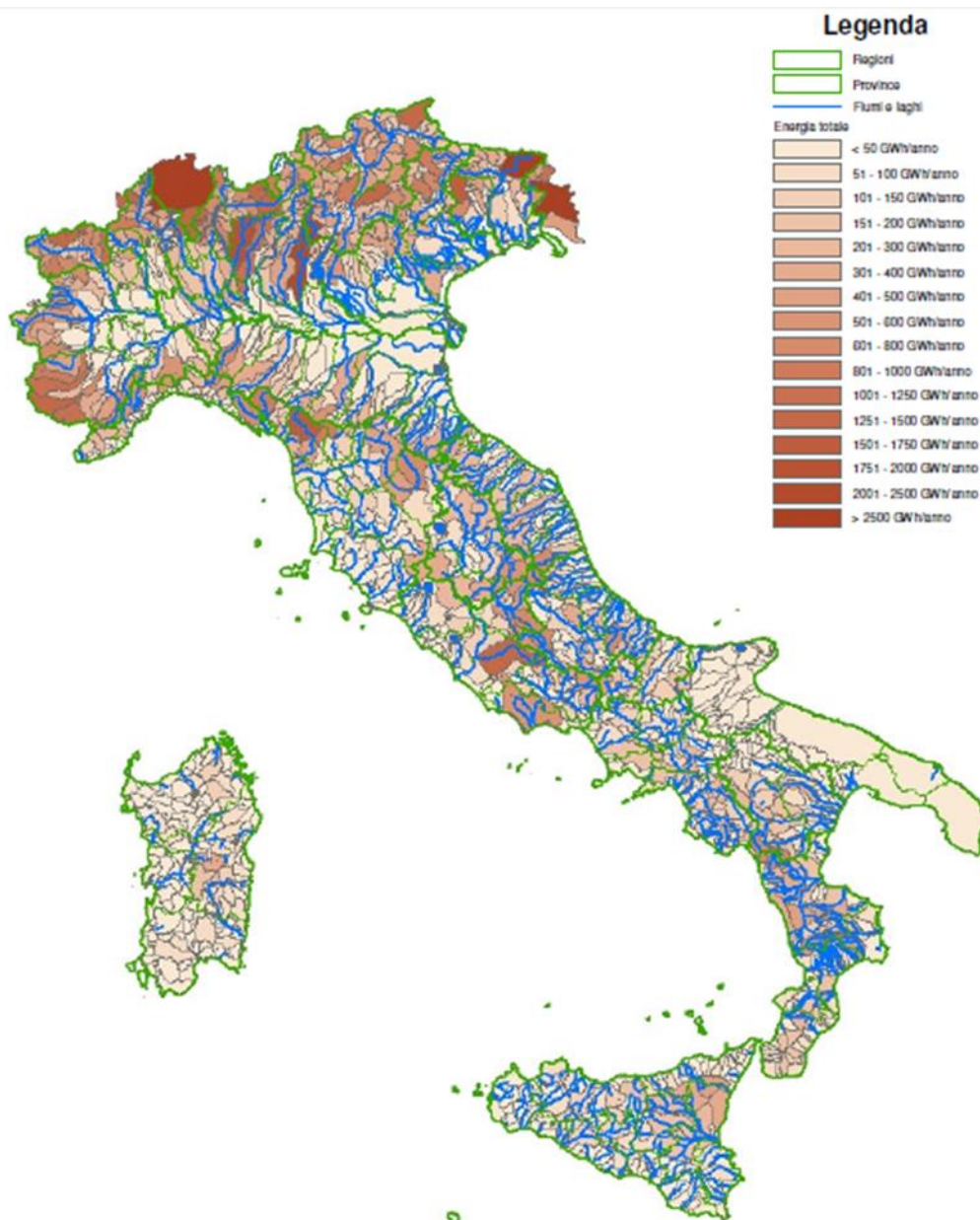


Figura 34 - Mappa del potenziale di producibilità idroelettrica

Il valore complessivo della producibilità idroelettrica massima, ottenuto con la metodologia sopra menzionata, sarebbe di circa 200.000 GWh/anno. Questo valore puramente teorico, implicherebbe di poter convertire in energia elettrica tutto il potenziale idrico disponibile, ipotesi non realistica dal punto di vista tecnico ed ambientale. Un valore plausibile del reale sfruttamento

può essere considerato all'incirca il 25% della producibilità idroelettrica massima, percentuale che potrebbe essere raggiunta ed eventualmente superata con la realizzazione di impianti di generazione distribuita (mini-idroelettrico).

5.3. Piano d'Azione Nazionale –PAN 2009

anni	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Istallazioni impianti mini-idro P<1 MW	413,0	419,0	427,0	437,0	450,0	465,6	523,0	567,7	590,8	622							
PAN P<1MW							444	465	485	506	526	547	568	588	609	629	650
1MW<P<10 MW							2.250	2.350	2.450	2.550	2.650	2.750	2.850	2.950	3.050	3.150	3.250
P>10MW							13.886	13.888	13.889	13.890	13.892	13.893	13.894	13.866	13.897	13.899	13.900

Tabella 33 - PIANO D'AZIONE NAZIONALE –PAN 2009

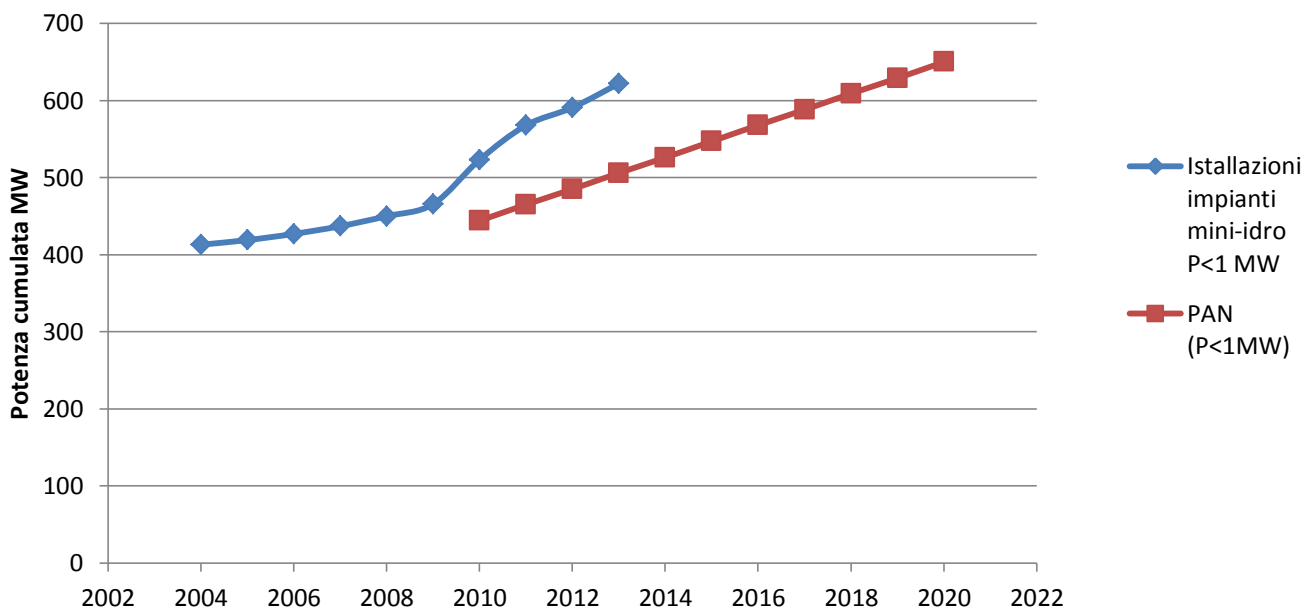


Grafico 33 - PIANO D'AZIONE NAZIONALE –PAN 2009

Dal grafico si nota come le installazioni di impianti mini-idroelettrici (P<1MW) siano già ben superiori a quanto stimato dal piano d'azione nazionale nel 2013. Il PAN prefissa 650 MW come traguardo al 2020, tale obiettivo risulterà ampiamente superato se si manterranno tassi di crescita simili agli ultimi anni e se le nuove tariffe incentivanti e potenze incentivabili disponibili che verranno aggiornate con le successive normative, consentano ancora investimenti sostenibili.

5.4. Potenza Regionale installata e potenziali disponibili

Regione	al 31/12/2012	n° impianti installati	Documento	Potenziale da Piani energetici regionali		
	Potenza installata MW			Potenza installabile MW	Energia producibile GWh	Impianti
Abruzzo	1003	57	PER-2009	30	225	41
Basilicata	132,2	10	PIAER-2010	48	114	
Bolzano- P.A.	3.205,10	588	PE 1997			
Calabria	741,3	49	PEA 2005			
Campania	348,3	41	<u>Proposta di</u> PEAR 2009			
Friuli- Venezia- Giulia	492,2	168	PEAR 2007			
Emilia Romagna	315	112	PER 2007	16	80-90	
Lazio	402,9	73	PER 2008			
Liguria	85,9	60	PER 2003			
Lombardia	5.038,50	427	PAE-2008	138		106
Marche	240	133	PEAR 2005			
Molise	87,2	29	PEAR 2006			
Piemonte	.615,6	634	2009	201	1411	397
Puglia	1,6	4	PER -2007	15		
Sardegna	466,7	18	PER-2006		20	
Sicilia	151,3	17	PEARS 2009	14,65	42,53	
Toscana	350,2	136	PEAR 2013	limite raggiunto	limite raggiunto	limite raggiunto
Trento-P.A.	3.205,10	588	PEAR 2013		1977	
Umbria	511,1	34	DGR 2001	20	83	70
Valle D'Aosta	920,9	97	PEAR 2003			
Veneto	1.123,00	283	PER 2013	100,4	351,4	148

Grafico 34 - Potenza Regionale installata e potenziali disponibili

I potenziali regionali provengono dall'analisi delle informazioni presenti nei piani regionali. Dove sono assenti, significa che i piani sono molto datati o non contengono informazioni rilevanti per una estrapolazione di un mercato potenziale. Da notare inoltre che la potenza istallata è un dato GSE al 31/12/2012, mentre i piani regionali possono essere di diversi anni precedenti, quindi la potenza indicata potrebbe già essere stata in parte saturata.

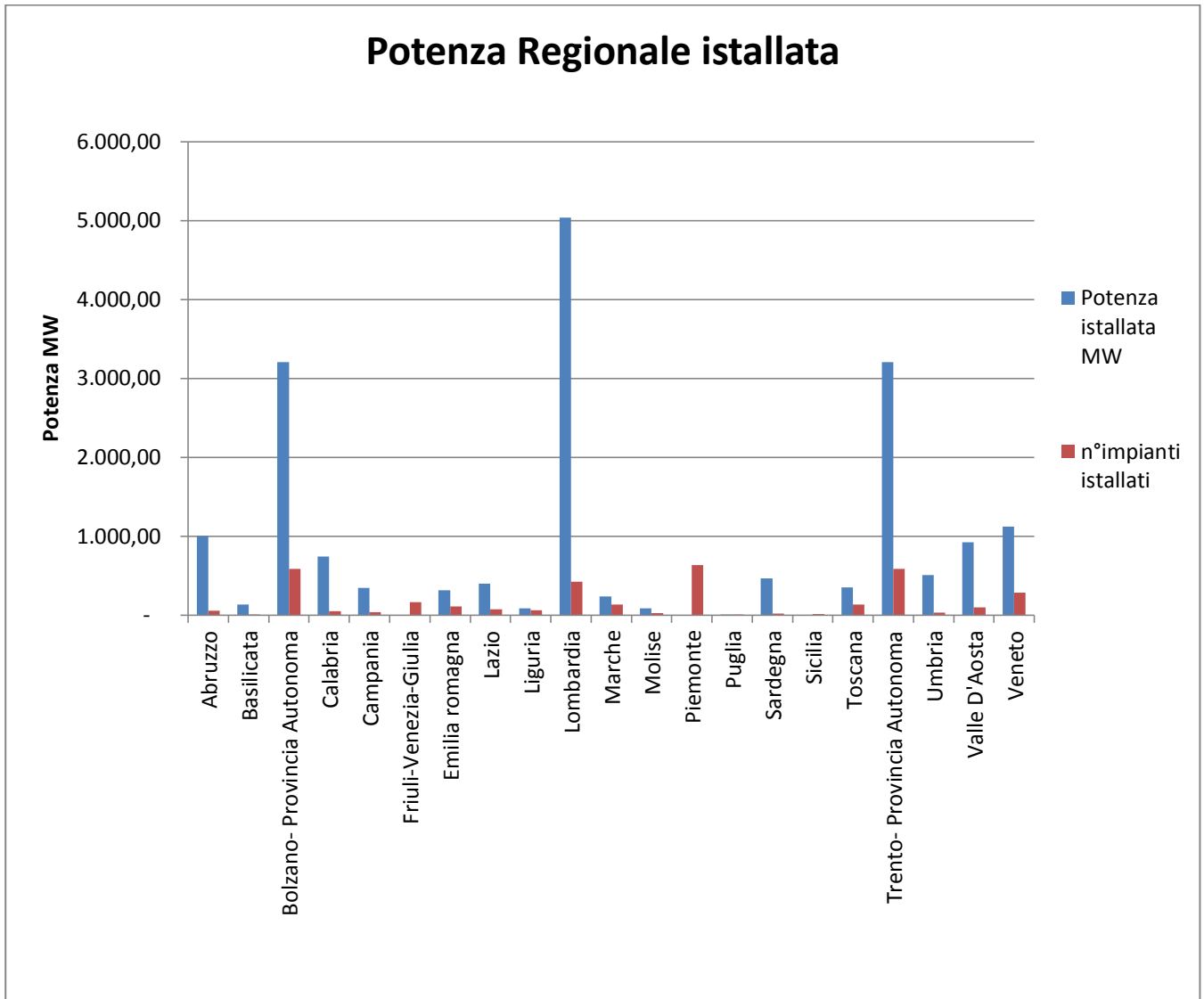


Grafico 35 - Potenza Regionale istallata

5.5. Mercato potenziale mini-idro

Il 25% della producibilità idroelettrica massima che è stata individuata in 200.000 GWh/anno dalla ricerca CESI, è pari a 50.000 GWh /anno, se si considera impianti con potenza media di 320 KW, cioè la potenza media degli impianti installati negli ultimi anni (2009-2013) ed una disponibilità di 5000 ore/anno si può ricavare facilmente il numero di impianti teorici potenziali pari cioè:

$$\text{N}^\circ \text{ impianti} : = \frac{50.000 \frac{\text{GWh}}{\text{anno}} * 1.000.000 \frac{\text{KWh}}{\text{GWh}}}{5000 \frac{\text{h}}{\text{anno}} \cdot 320 \text{ KW}} = 31.250 \text{ impianti}$$

Gli impianti mini idroelettrici in Italia a fine 2013 sono 1.943 con una potenza totale di 622 MW,. Il **mercato potenziale** è quindi composto da 31.250 impianti per un totale di 10 GW, se si ipotizzano impianti di taglia media pari a 320 KW.

5.6. Mercato disponibile mini idro

Gli impianti installati costituiscono la base per calcolare il mercato disponibile al 2020

anni	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
impianti storici mini idro (P<1MW)	1.033	1.048	1.068	1.194	1.223	1.270	1.721	1.858	1.886	1.943
Potenza storica installata mini idro (P<1 MW) MW	413,0	419,0	427,0	437,0	450,0	465,6	523,0	567,7	590,8	622,0

Tabella 34 - Installazioni mini-idro

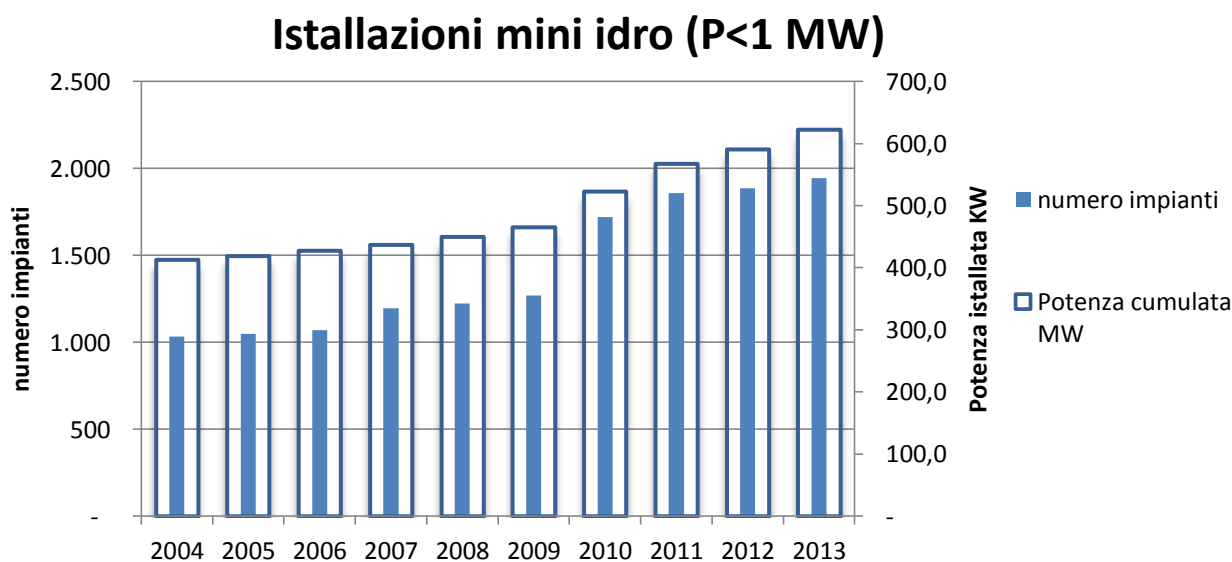


Grafico 36 - Installazioni mini idro

I registri GSE istituiti dalla normativa costituiscono i vincoli del mercato disponibile, è quindi utile ricordare che i registri per i nuovi impianti mettono a disposizione 70 MW di potenza incentivabile negli anni dal 2013 al 2015, come già visto nei precedenti capitoli.

La **previsione di breve periodo** è fatta sulla base del contingente di potenza incentivabile nei registri GSE 2013-2014 e 2015 disposti dal decreto ministeriale 12 luglio 2012.

Nei registri possono accedere gli impianti fino a 10 MW, nonostante ciò, la normativa, essendo pensata per incentivare meglio gli impianti con potenze che si aggirano intorno al MW o inferiori, ha portato ad una netta prevalenza di impianti con potenza inferiore ad 1MW nei registri 2013 e 2014, infatti la taglia media degli impianti iscritti a registro è circa 300 kW, questa ipotesi è stata utilizzata per calcolare le previsioni sul numero di impianti ipotizzando appunto tassi di crescita consentiti dalla normativa, cioè i 70 MW annui.

La **previsione di lungo periodo** è fatta ipotizzando un'evoluzione della normativa che consenta un contingente di potenza incentivabile pari a 70 MW fino all'anno 2020 o che comunque si abbia una normativa che non riduca eccessivamente sia l'incentivo che la potenza incentivabile.

anni	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
contingente di potenza incentivabile idroelettrico	70	70	70	70	70	70	70
Previsione impianti mini idro (P<1MW)	2.162	2.381	2.599	2.818	3.037	3.256	3.474
Previsione Potenza istallata mini idro (P<1 MW) MW	692	762	832	902	972	1.042	1.112

Tabella 35 - SVILIPPI FUTURI MERCATO MINI-IDROELETTRICO

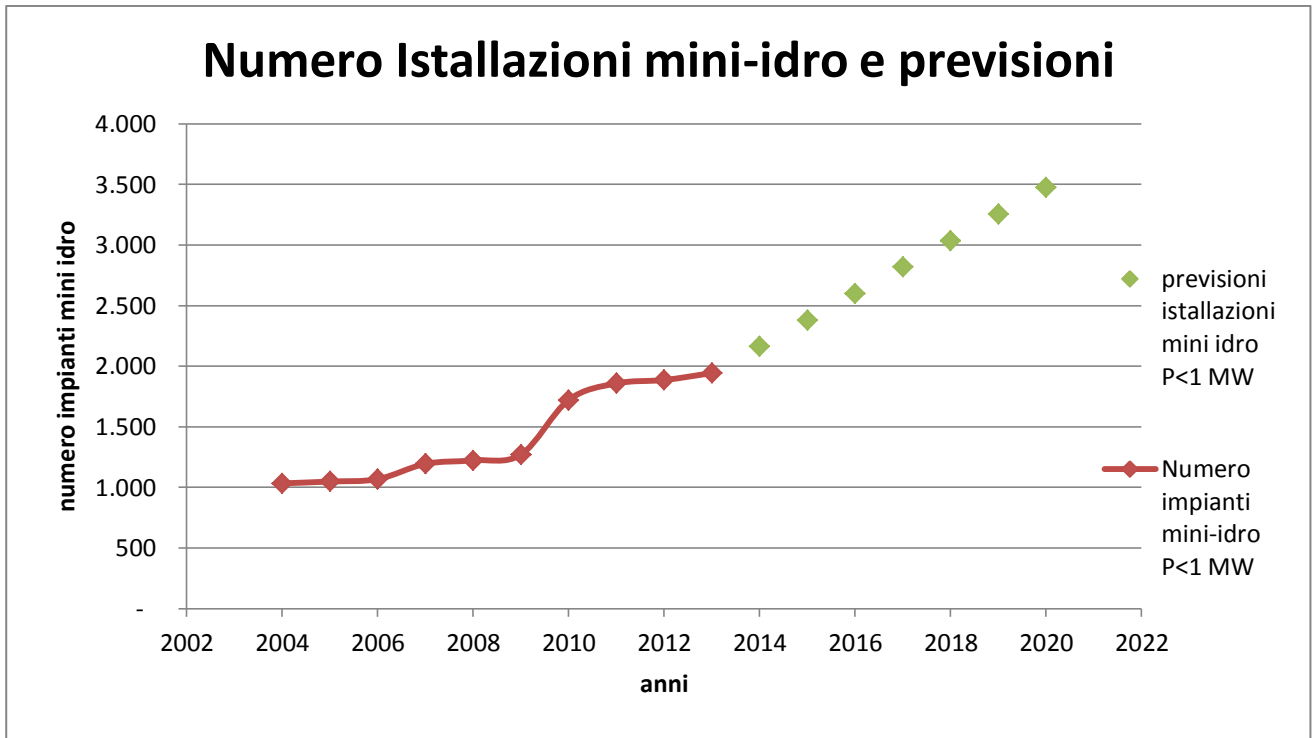


Grafico 37 - Numero istallazioni mini-idro e previsioni

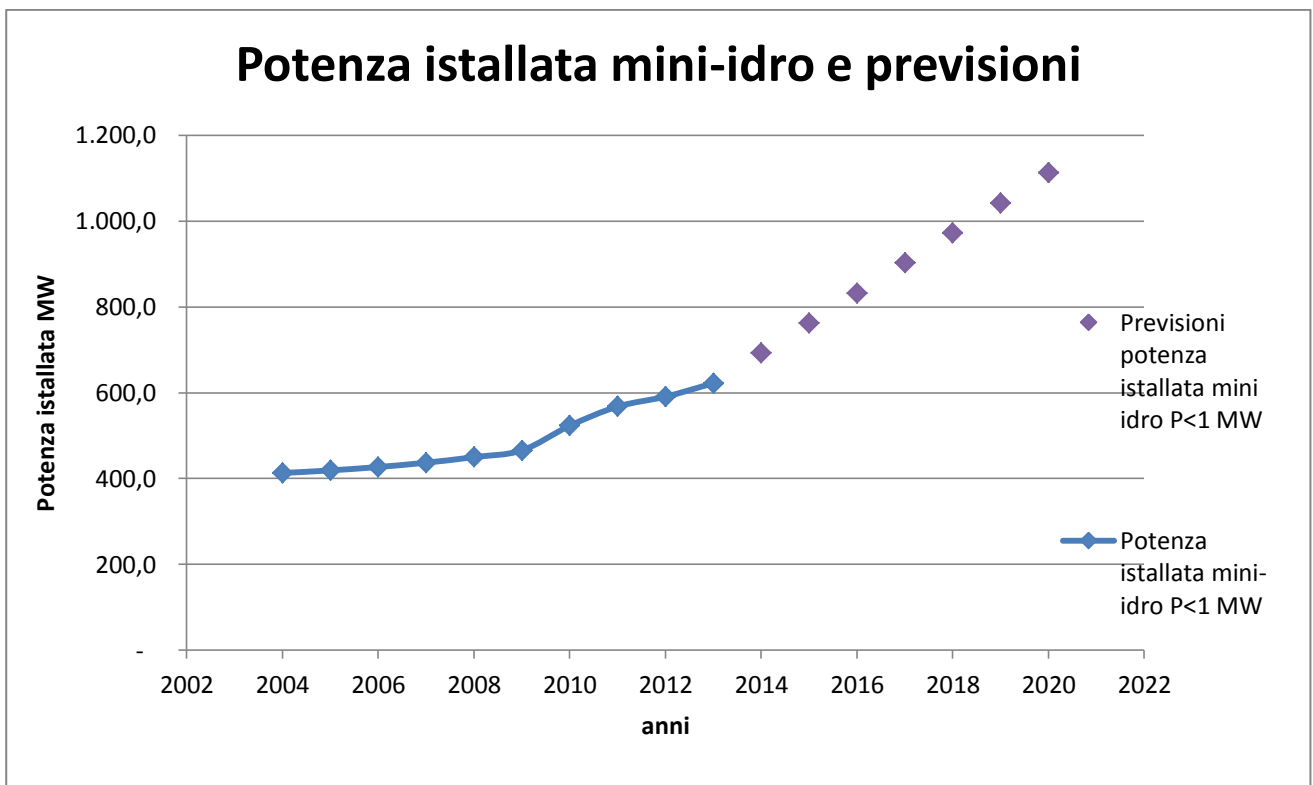


Grafico 38 - Potenza istallata mini-idro e previsioni

Il risultato finale dell'analisi effettuata indica, riepilogando, un **mercato potenziale** pari a 31.250 impianti e 10 GW, cioè stimato dalla massima producibilità presente sul territorio e sfruttabile tramite impianti mini-idroelettrici effettuata dalla ricerca CESI. Il **mercato disponibile** al 2020 è quello messo a disposizione dalla normativa, ipotizzando uno sviluppo futuro simile a quello attuale, come analizzato nel dettaglio.

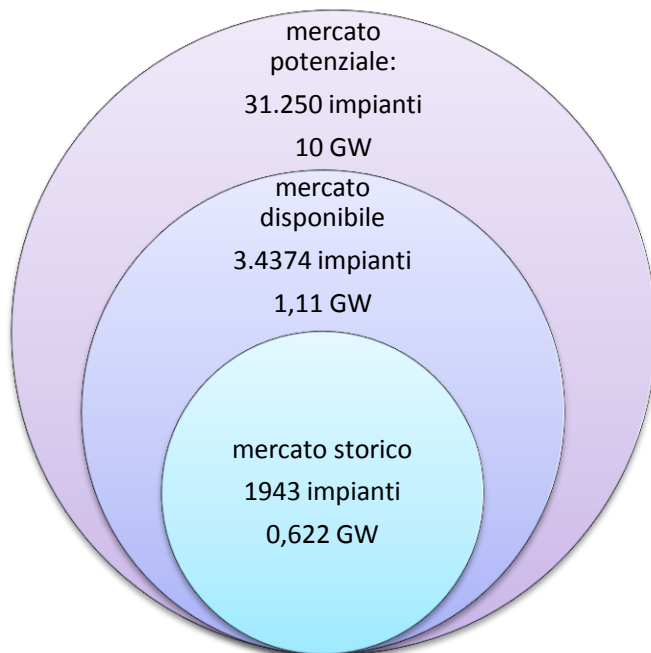


Figura 35 - Mercato impianti mini-idro (P<1 MW) al 2020

5.7. Volume d'affari

Il giro d'affari è il valore che il mercato mini idro può sviluppare negli anni successivi, è composto da i costi d'investimento ipotizzati per 3500 Euro/KW installato per tutti i nuovi impianti e i costi di O&M pari al 2% annuale dell'investimento stimati sulla base di tutto il parco impianti.

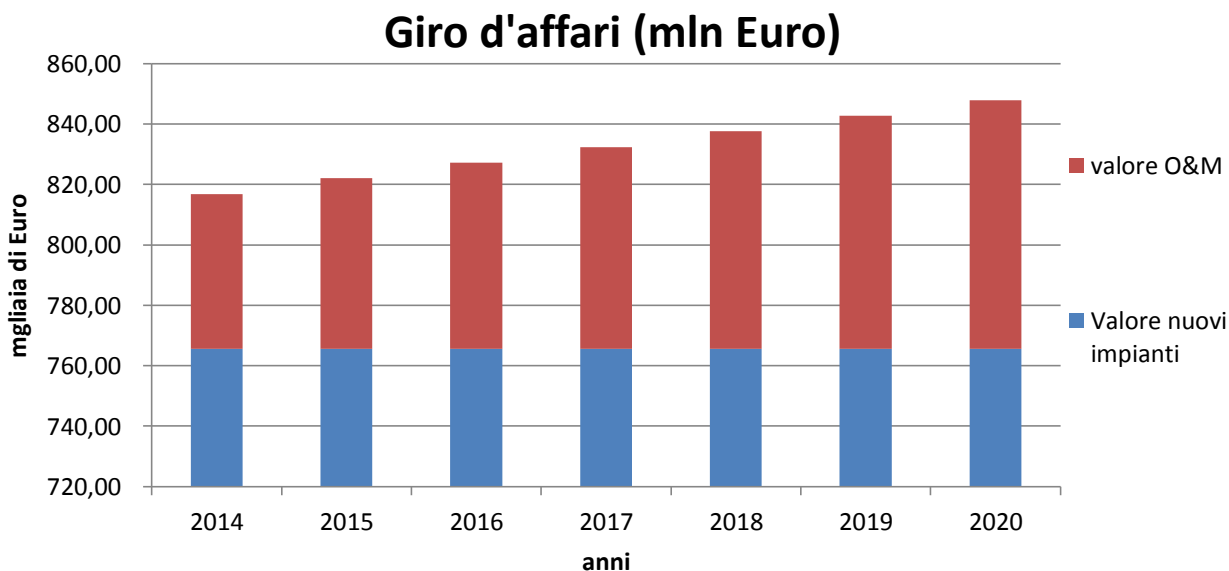


Grafico 39 - Volume d'affari disponibile per impianti mini-idro

6. ANALISI INVESTIMENTO ECONOMICO-FINANZIARIO MINI-IDRO

L'investimento in un impianto mini idroelettrico con le attuali tariffe incentivati può essere un interessante investimento. Al fine di verificarlo si possono valutare degli indicatori economici – finanziari. Di seguito vengono riportati quelli utilizzati per questa analisi

- NPV
- IRR (Internal Rate of Return)
- PB Time
- LEC (Levelized Energy Cost)
- Costo Investimento/Energia prodotta annua

Realizzando 9 casi di investimento con potenza variabile da 0 KW ad 1MW abbiamo potuto analizzare le possibili soluzioni e ricavare quali investimenti siano sostenibili.

Per ogni caso di investimento si è stimato ed utilizzato i seguenti dati per effettuare le valutazioni di profittabilità in funzione delle taglie d'impianto

6.1. CAPEX, Produzione, Incentivo

Potenza (KW)	Costo investimento (Euro/kW)	P(kW)	Costo investimento (Euro)	Disponibilità (ore/anno)	Produzione(KWh)	incentivo (Euro/MWh)
0-100	5.900	50	294.993	6.000	300.000	219
100-200	4.671	150	700.661	5.300	795.000	219
200-300	4.376	250	1.093.893	5.000	1.250.000	219
300-400	4.189	350	1.466.225	4.700	1.645.000	219
400-500	4.056	450	1.825.200	4.300	1.935.000	219
500-600	3.954	550	2.174.582	4.100	2.255.000	155
600-700	3.871	650	2.516.336	4.000	2.600.000	155
700-800	3.874	750	2.905.821	3.900	2.925.000	155
800-900	3.745	850	3.183.007	3.800	3.230.000	155

Tabella 36 - CAPEX, produzione e incentivo

6.2. OPEX

Potenza (KW)	Assicurazione [€/anno]	Costi di gestione e amministrativi [€/anno]	Costo sorveglianza annuale [€/anno]	canoni demaniali totali annuali [€/anno]	Totale costi annuali [€/anno]	incidenza costi annuali sull'investimento iniziale
0-100	729	729	2.431	681	5.786	1,96%
100-200	1.732	1.732	5.773	2.043	14.167	2,02%
200-300	2.704	2.704	9.014	3.405	22.334	2,04%
300-400	3.625	3.625	12.082	4.767	30.139	2,06%
400-500	4.512	4.512	15.040	6.129	37.712	2,07%
500-600	5.376	5.376	17.919	7.491	45.120	2,07%
600-700	6.220	6.220	20.735	8.853	42.028	1,67%
700-800	7.183	7.183	23.944	10.215	60.497	2,08%
800-900	7.868	7.868	26.228	11.577	66.656	2,09%

Tabella 37 - OPEX

Abbiamo quindi valutato gli indicatori in due circostanze:

- Investimento con una leva finanziaria del 75% (leva= debt/debt+equity = 75%)
- Investimento full Equity

Inoltre, per l'analisi, abbiamo utilizzato le seguenti parametri finanziari:

PARAMETRI FINANZIARI UTILIZZATI	investimento con leva finanziaria	investimento full equity
Leva = $\text{debt}/(\text{debt}+\text{equity})$ $L=D/(D+E)$	75%	0%
Inflazione	1,0%	1,0%
k = costo del capitale	10,0%	10,0%
i = tasso interesse passivo	6,0%	0,0%
restituzione debito in anni:	7	7
WACC= $L*i + (1-L)*k$	7%	10%

Tabella 38 - Parametri finanziari utilizzati

Il WACC (Weighted Average Cost of Capital) verrà utilizzato per attualizzare i cash flow generati in un orizzonte temporale di 20 anni.

6.3. INVESTIMENTO CON LEVA FINANZIARIA 75%

Potenza (KW)	NPV(euro)	IRR (Internal Rate of Return)	PB Time (anni)	LEC (Levelized Energy Cost) Euro/MWh	Costo Investimento/Energia prodotta annua (Euro/KWh *anno)
0-100	175.342	21%	8	233,4	0,81
100-200	531.327	25%	6	218,3	0,73
200-300	839.033	25%	6	217,6	0,72
300-400	1.076.277	24%	7	220,3	0,73
400-500	1.170.000	22%	8	228,7	0,78
500-600	324.345	10%	15	209,7	0,79
600-700	359.793	10%	15	210,5	0,80
700-800	336.440	9%	16	214,5	0,82
800-900	395.586	9%	15	213,2	0,81

Tabella 39 - INVESTIMENTO CON LEVA FINANZIARIA 75%

6.4. INVESTIMENTO FULL EQUITY

Potenza (KW)	NPV(euro)	IRR (Internal Rate of Return)	PB Time (anni)	LEC (Levelized Energy Cost) Euro/MWh	Costo Investimento/Energia prodotta annua (Euro/KWh *anno)
0-100	44.390	12%	14	201,6	0,81
100-200	198.752	14%	11	189,6	0,73
200-300	318.067	14%	11	189,1	0,72
300-400	387.144	13%	12	191,4	0,73
400-500	344.182	12%	13	198,1	0,78
500-600	-	-	-	-	-
600-700	-	-	-	-	-
700-800	-	-	-	-	-
800-900	-	-	-	-	-

Tabella 40 - INVESTIMENTO FULL EQUITY

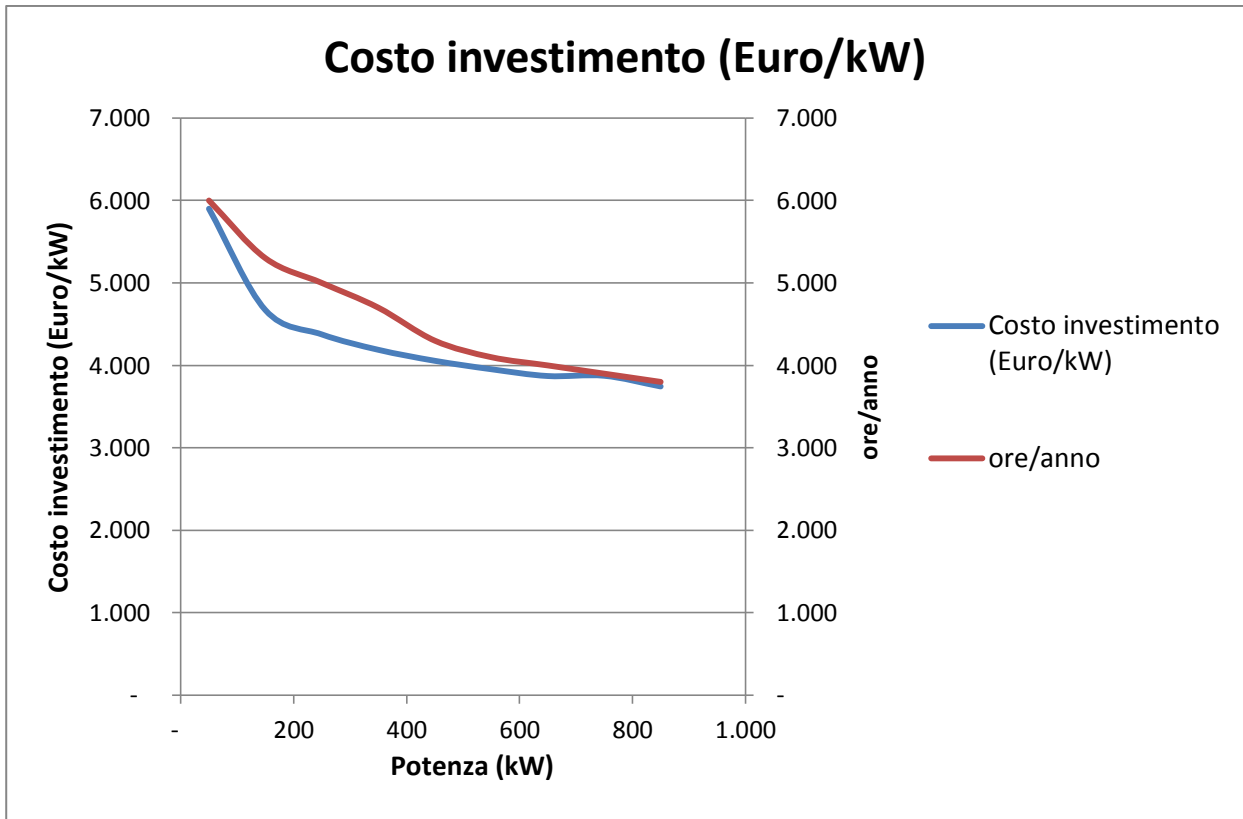


Grafico 40 - Costo dell'investimento e produttività in funzione della potenza

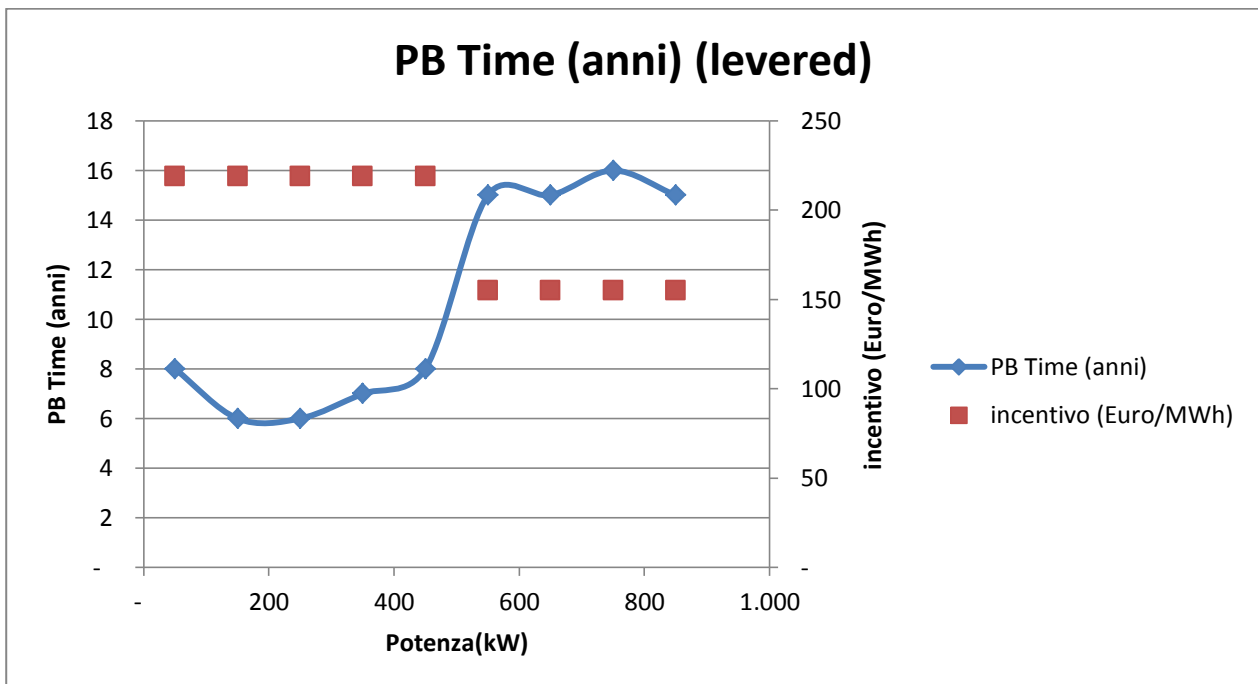


Grafico 41 - Pay back time, caso levered

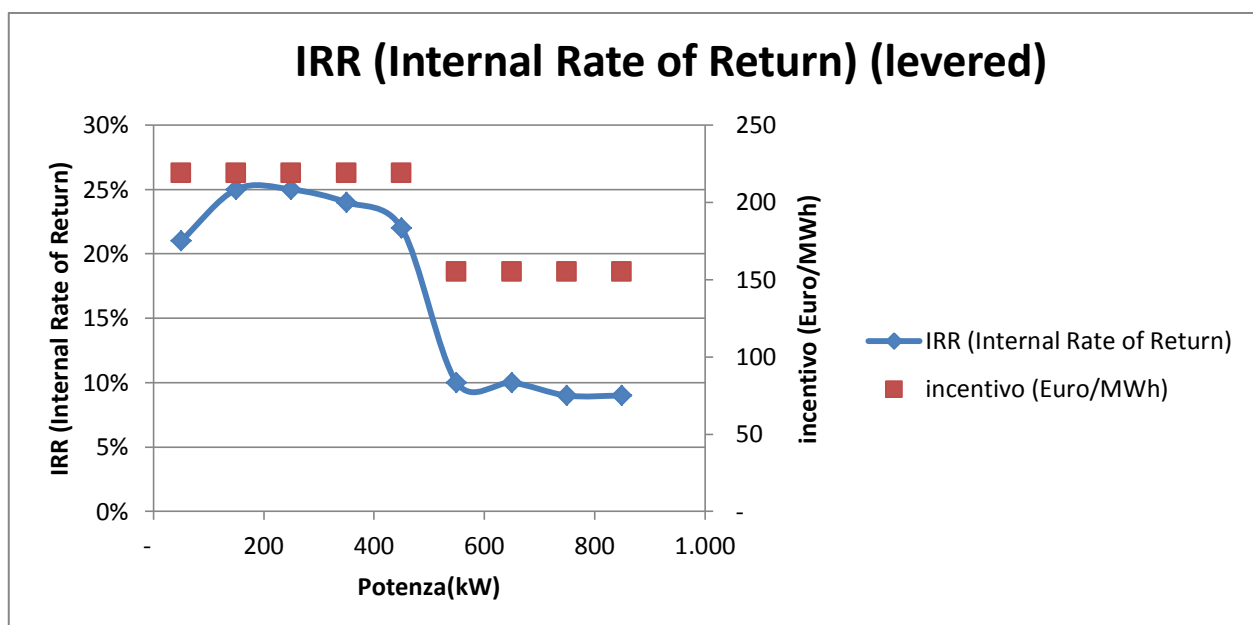


Grafico 42 - IRR, caso levered

A scopo illustrativo riportiamo i calcoli utilizzati per stimare i cash flow negli anni da cui poi abbiamo calcolato gli indicatori economici nel caso dell'impianto di potenza di 350 kW e sull'investimento con leva finanziaria al 75%

anni t	0	1	2	19	20
FLUSSI IN INGRESSO €	1.099.669	360.255	360.255		360.255	360.255
Produzione MWh		1.645	1.645		1.645	1.645
Incentivo (tariffa omnicomprensiva)		360.255	360.255		360.255	360.255
<i>di cui : IVA entrante da tariffa (10%)</i>		36.026	36.026		36.026	36.026
Finanziamento con debito	1.099.669					
FLUSSI IN USCITA €	1.532.205	287.158	280.573		164.491	164.789
Investimento ad inizio anno	1.208.169					
costo canoni demaniali		4.815	4.863		5.759	5.817
costi di gestione e amministrativi		3.661	3.697		4.379	4.423
costo sorveglianza		12.203	12.325		14.596	14.742
costi assicurazione		4.443	4.487		5.314	5.367
costi Manutenzione		6.101	6.162		7.298	7.371
EBITDA		329.033	328.721		322.909	322.536
Ammortamento		40.272	40.272		40.272	40.272
EBIT		288.761	288.449		282.637	282.263
<i>Debito residuo a fine anno</i>	1.099.669	942.573	785.478		785.478	785.478
RATA debito		157.096	157.096		-	-
interessi sul debito	65.980	65.980	56.554		47.129	47.129
EBT		65.685	74.799		235.508	235.135
<i>saldo IVA= IVA uscente-IVA entrante</i>	258.056	222.030	186.005		149.979	113.954
IVA	258.056	-	-		-	-
IMU (10.000 € al MW)		3.535	3.570		4.228	4.271
IRAP		11.262	11.249		11.023	11.008
IRES		18.063	20.570		64.765	64.662
Utile netto		(3.200)	3.384		119.467	119.168
CF=FLUSSI IN INGRESSO- FLUSSI IN USCITA €	(432.536)	73.097	79.682		195.764	195.466

Tabella 41 - Cash Flow investimento

6.5. Risultato Analisi

Il costo dell'investimento segue delle economie di scala, cioè all'aumentare della taglia i costi di investimento Euro/kW diminuiscono, mentre al diminuire della taglia dell'impianto le ore equivalenti di disponibilità crescono, questi due effetti spingono la profittabilità dell'investimento in direzioni opposte.

Il fattore sull'investimento più influenzante, è certamente la tariffa incentivante, si può notare come sia nel caso full equity che nel caso della leva finanziaria al 75% è presente una sorta di scalino quando si supera la taglia dei 500 kW, che rappresenta la diminuzione della tariffa da 219 Euro/MWh a 155 Euro/MWh.

Nel caso levered 75%, gli impianti con $P < 500$ kW hanno pay back time che varia tra i 6 e gli 8 anni con IRR tra 20% e 25%, mentre superata tale soglia siamo in presenza di investimenti che si ripagano tra i 15 e i 16 anni con IRR intorno al 10% e con NPV superiori rispetto agli impianti di taglia inferiore essendo in presenza di investimenti superiori.

Si può infatti osservare dai registri come la taglia media degli impianti incentivati sia intorno ai 300 kW, un'ulteriore conferma di quanto analizzato finora, gli investitori si sono mossi maggiormente sulle taglie che consentivano un ritorno dell'investimento in tempi non eccessivi. Il LEC si aggira tra 200 e i 230 Euro/MWh ciò indica anche come la tariffa incentivante sia adeguata e necessaria. L'ultimo indicatore che si è considerato è un particolare indice di riferimento delle aziende del settore : Costo Investimento/Energia prodotta annua (Euro/KWh *anno); se questo indicatore risulta inferiore ad 1 Euro/KWh*anno l'investimento è considerato profittevole e sostenibile per impianti sotto i 500 KW, cioè quelli che ricevono la tariffa maggiore, (sempre considerando la tariffa incentivante attuale). Come avviene nelle nostre analisi l'indicatore si aggira intorno 0,8 Euro/KWh*annuo per impianti sotto i 500 KW, e quindi l'investimento è profittevole.

Nel caso unlevered (full equity) gli investimenti in impianti superiori ai 500 kW risultano non sostenibili e per gli impianti inferiori ai 500 kW sono molto meno convenienti degli investimenti che sfruttano la leva finanziaria, con pay back time che aumentano fino a 11-14 anni, ed IRR tra il 12% ed il 14%. Per gli investimenti in impianti con potenza superiore ai 500 kW l'investimento non è mai conveniente con valori di NPV negativi. Sono stati quindi riportati, i grafici relativi solo agli investimenti levered, come avviene nel business del mini-idroelettrico. Per un maggiore approfondimento di un ipotetico investimento full equity sono consultabili le precedenti relative tabelle.

CONCLUSIONI

Nel primo capitolo si sono analizzati i diversi tipi di impianto e le diverse tecnologie. In particolare modo le turbine disponibili e quelle che si adattano meglio a taglie piccole, per rispondere alle esigenze di impianti da realizzare anche su piccoli corsi d'acqua con taglie che vanno da pochi kW al MW, dove infatti si parla di Mini-idroelettrico. Le turbine più adatte ad applicazioni mini-idro sono le mini-Turgo, Coplea (vite di Archimede) e le mini-Kaplan, per bassi salti, per applicazioni mini ad alti salti, possiamo anche avere, mini-Pelton Cross Flow e mini-Francis. Per quanto riguarda i costi d'investimento (CAPEX), essi sono fortemente variabili in base alla potenza, al salto e alla portata, in linea generale gli impianti 0-100 kW possono avere capex tra 5000 €/kW e 6200 €/kW, gli impianti 100-500 kW tra 4800 €/kW e 5600 €/kW, gli impianti 500kW-1MW tra 4000 €/kW e 4500 €/kW. Per quanto riguarda gli OPEX anche essi variano in funzione della taglia possono variare tra 130 €/MWh, per gli impianti più piccoli, e 40 €/MWh per gli impianti con taglie tra 500 kW e 1 MW.

Nel secondo capitolo si sono analizzate le normative vigenti con le quali si devono confrontare aziende operanti nel settore e i gestori di impianti idroelettrici. Abbiamo osservato come l'iter autorizzativo che richiede dei passaggi fondamentali quali l'Autorizzazione Unica A.U. istituita dalla legge 387 del 2003 preveda una serie di documenti e passaggi amministrativi che spesso rendono la vita difficile a chi vorrebbe realizzare un impianto, infatti la legge prevede che l'autorizzazione venga rilasciata in 180 giorni, ma nella realtà le aziende denunciano tempi assai più lunghi fino ad arrivare a 2 anni. A tal proposito si è pensato di introdurre la P.A.S. (Procedura Abilitativa Semplificata) o la semplice comunicazione al comune di inizio lavori, in determinate e spesso rare casistiche. E' inoltre necessaria la concessione di derivazione idroelettrica ed in talune regioni la Valutazione di Impatto Ambientale (V.I.A.) anche dove gli impianti abbiano taglie inferiori al MW. Il decreto Ministeriale 12 luglio 2012 è l'ultimo in vigore per quanto riguarda la determinazione delle tariffe incentivati, ha introdotto un'importante novità: il meccanismo di accesso diretto all'incentivo per taglie inferiori ai 50 kW, un accesso a registro per taglie fino al MW ed aste a ribasso per impianti di taglie superiori. Per i registri e le aste ci sono dei limiti di potenza incentivabili annualmente, ciò è il principale fattore che sta consentendo un tasso di crescita di circa 70 MW di potenza installata all'anno con principalmente impianti inferiori al MW. Gli operatori del settore sostengono che le tariffe siano molto buone, invece il meccanismo dei registri che mette un tetto alla potenza incentivabile non è visto bene poiché nei registri 2013 e 2014 le potenze richieste sono state circa il doppio di quelle disponibili; in linea generale richiederebbero maggiore stabilità normativa su archi temporali decisamente più lunghi dei 3 anni stabiliti dall'ultima normativa, inoltre sostengono che un'assenza dell'incentivo equivarrebbe ad uno smantellamento del settore mini-idroelettrico.

Nel terzo capitolo si è visto più da vicino i numeri del mini-idroelettrico in Italia. I grandi impianti storici con potenza superiore ai 10 MW presentano al 2013 circa 15,3 GW di installato su un totale

di 18,3 GW, tali impianti soddisfano un fabbisogno energetico importato, ma ulteriori grandi bacini utilizzabili si sono praticamente esauriti, ecco quindi negli ultimi anni, impianti con taglie inferiori al MW, stanno avendo tassi di crescita annuali importanti, che si aggirano intorno ai 70 MW, che come analizzato, è un dato fortemente vincolato alla potenza incentivabile tramite registri. A fine 2013 gli impianti mini idroelettrici installati, cioè con potenza inferiore ad 1 MW sono stati 1.943 con una potenza installata pari a 622 MW. Si sono analizzati tramite i registri del GSE la potenza incentivabile negli anni 2013 e 2014, la potenza incentivata nel 2013 è stata 70 MW e nel 2014 è stata 60,972 MW, per i nuovi impianti. In entrambi gli anni la potenza richiesta è stata più del doppio di quella disponibile. La taglia media degli impianti iscritti a registro è di circa 300 kW, localizzati principalmente nel nord Italia. Il registro rifacimenti ha avuto scarso successo, solo il 20% della potenza disponibile è stata richiesta al GSE. La potenza incentivabile tramite aste è stata nulla, ciò rappresenta un'ulteriore conferma che il business del grande idroelettrico è praticamente esaurito. Il costo totale degli incentivi in bolletta, per quanto riguarda l'idroelettrico, si avvicina ad 1 miliardo di euro. Analizzando i dati raccolti dal GSE, se si considera solo le taglie di potenza inferiori ad 1 MW, il costo totale del mini-idroelettrico si riduce a 341,8 milioni di euro per un totale di 1.767 impianti con potenza complessiva di 518,4 MW. Un particolare focus si è dedicato a nuovi modelli di business che si sono sviluppati e che presentano notevoli aspetti interessanti, quali impianti inseriti su canali irrigui e su acquedotti. Al 2013 i consorzi ANBI hanno installato 116 impianti pari a 111 MW su 118.313 kW di canali irrigui e di scolo. Invece sugli acquedotti sono presenti 157 impianti per una potenza di 68,1 MW. Si è proposto anche un caso studio: Hydrowatt. L'azienda fornendo i dati dei suoi impianti inseriti sugli acquedotti ha evidenziato il maggior vantaggio degli impianti inseriti su condotte, cioè l'elevatissima disponibilità annua che arriva fino alle 8.000 ore/anno. Un ulteriore beneficio è l'incidenza delle opere civili che si riducono sensibilmente rispetto ad un impianto da inserire su un corso d'acqua tradizionale. Un altro aspetto da tenere in considerazione, già analizzato nel capitolo due, è la normativa premiante per gli impianti inseriti su condotte, essa consente un accesso diretto all'incentivo per impianti fino a 250 kW ed una precedenza nella formazione delle graduatorie.

Nel quarto capitolo si è andata ad analizzare la filiera italiana, suddivisa nelle seguenti macro attività: "progettazione di turbine, impianti e componenti", "realizzazione opere edili idrauliche ed elettriche" e "Consulenza". Si sono individuati degli operatori della filiera definiti come "main contractor integrati": si intende operatori le cui attività coprono il processo lungo l'intera filiera, che dalla progettazione giunge sino alla realizzazione e al rilascio dell'impianto, per poi estendersi alle attività "post-sales", ossia manutenzione ordinaria e straordinaria, assistenza tecnica e gestione della stessa centrale. La classificazione delle imprese è molto l'abile, infatti, molte si distribuiscono lungo l'intero processo. In particolare si è identificato 41 principali aziende italiane il cui core business è il mini-idroelettrico, localizzate principalmente nel nord e centro Italia. Infine, vi è l'area di business "Gestione degli impianti e produzione di energia". È usuale nel settore del mini-idroelettrico (a differenza di quanto accade nell'idroelettrico di grande taglia) che la gestione

dell'impianto sia affidata ad un'organizzazione distinta da quella che l'ha progettato e realizzato secondo la modalità del "chiavi in mano".

Nel quinto capitolo, partendo dai dati analizzati nei capitoli precedenti e tramite la metodologia precedentemente illustrata, si sono stimati i possibili sviluppi futuri del mini-idroelettrico nel breve periodo, al 2015 e nel lungo periodo al 2020. Sotto determinate ipotesi, al 2015 le previsioni indicano 762 MW di potenza installata e 2.381 impianti, mentre al 2020 si stima 1.112 MW con 3.474 impianti. L'ipotesi più importante assunta è quella di avere tassi di crescita di 70 MW/anno dovuta ai vincoli della normativa vigente fino al 2015. L'ulteriore ipotesi che consideriamo è il fatto che la nuova normativa consenta ulteriori tassi di crescita simili o non troppo inferiori a quelli avuti in questi ultimi anni, cosa che si augurano tutti gli operatori del settore.

Nel sesto e ultimo capitolo si è ipotizzata un'analisi di investimento al variare di diverse taglie di potenza. Nel caso levered 75%, cioè quello più significativo, poiché un investimento full equity è poco sostenibile nella realtà, gli impianti con $P < 500$ kW hanno Pay Back Time che varia tra i 6 e gli 8 anni con IRR tra 20% e 25%, mentre superata tale soglia di potenza siamo in presenza di investimenti che si ripagano tra i 15 e i 16 anni con IRR intorno al 10%. Da notare comunque che nonostante gli IRR inferiori e i Pay Back Time superiori gli NPV risultano superiori rispetto agli impianti di taglia inferiore, essendo in presenza di investimenti più elevati. Il LEC si aggira tra 200 Euro/MWh e i 230 Euro/MWh, ciò indica anche come la tariffa incentivante sia adeguata e necessaria. L'ultimo indicatore che si è considerato è un particolare indice di riferimento delle aziende del settore: Costo Investimento/Energia prodotta annua (Euro/KWh *anno); se questo indicatore risulta inferiore ad 1 Euro/KWh*anno l'investimento è considerato profittevole e sostenibile per impianti sotto i 500 KW (sempre considerando la tariffa incentivante attuale, che premia gli impianti inferiori ai 500 kW). Come avviene nelle nostre analisi l'indicatore si aggira intorno 0,8 Euro/KWh*annuo per impianti sotto i 500 KW, e quindi l'investimento è profittevole. Gli investimenti finanziati con esclusivamente capitale proprio, risultano in linea generale sempre meno convenienti rispetto agli investimenti che sfruttano la leva finanziaria.

In sintesi finale possiamo sostenere che il mercato degli impianti di taglia inferiore al MW, costituisce il settore con maggior dinamismo nel comparto dell'idroelettrico negli ultimi anni. Ciò è stato possibile, oltre che ad una incentivazione favorevole, all'evoluzione delle tecnologie che si sono adattate a piccole portate e a bassi salti rispetto al tradizionale grande impianto. Nuovi modelli di business si sono sviluppati sfruttando i cosiddetti "siti non convenzionali", quali canali irrigui e acquedotti, e di conseguenza anche nuove tipologie di investitori si sono affacciate a tale mercato, quali consorzi di bonifica e società di gestione, che spesso hanno un iter autorizzativo più semplice. Il potenziale naturale di corsi d'acqua è ancora ampiamente sfruttabile da impianti mini-idroelettrici, il reale potenziale invece è legato al nuovo sistema di incentivazioni per le fonti rinnovabili, che verrà definito per il periodo post 2015.

BIBLIOGRAFIA

ANBI - Associazione Nazionale Bonifiche, Irrigazioni e miglioramenti fondiari (2013) - *PROPOSTE PER LA CRESCITA: sicurezza territoriale, alimentare ed ambientale*

Ministero dello sviluppo economico (2012). *Decreto Ministeriale 6 Luglio 2012*

Ministero dello sviluppo economico (2009). *Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili dell'Italia*

Ministero delle politiche agricole alimentari e forestali (2013). *Rapporto di sintesi «Le potenzialità idroelettriche connesse agli impianti irrigui»*

Autorità per l'energia elettrica e il gas (2013) .*RELAZIONE ANNUALE SULLO STATO DEI SERVIZI E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA*

GSE (2013). *Il quadro autorizzativo per impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili Ricognizione della normativa nazionale e regionale.*

GSE (2013). *REGOLAZIONE REGIONALE DELLA GENERAZIONE ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI*

GSE (2013). *Rapporto statistico 2012, Impianti a fonti rinnovabili settore elettrico*

APER-Associazione Produttori Energia da fonti Rinnovabili(2012). *CANONI E SOVRACANONI IDROELETTRICO*

APER-Associazione Produttori Energia da fonti Rinnovabili(2011). *Dossier Micro-Idroelettrico Progetto RES & RUE Dissemination*

CESI RICERCA (2006). *Risultati del censimento del potenziale mini-idro e realizzazione del sistema informativo territoriale*

ESHA – European Small Hydroelectric Association (2006). *Guida alla realizzazione di un piccolo impianto idroelettrico*

ESHA – European Small Hydroelectric Association (2006). *Small Hydropower RoadMap – Condensed Reserch Data for EU-27*

Politecnico di Milano – Energy and Strategy Group (2014). *Rinnovabili elettriche non fotovoltaiche, continua la crescita verso la market parity.*

Politecnico di Milano (2013). *Costi di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili*

Camera di Commercio di Milano e Energy and Strategy Group (2010). *Il mercato, la filiera industriale e le prospettive di sviluppo del mini-idroelettrico in Italia e il caso della Lombardia*

Terna (2012). *IMPIANTI DI GENERAZIONE*

Hydrowatt (2005). *Impianti su acquedotto, tecnologie e potenzialità in Italia*

ISPRA Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale 2009. *IL SISTEMA DEGLI ACQUEDOTTI IN ITALIA.*

Piani Energetici regionali consultati:

<i>Regione:</i>	<i>Documento:</i>
Abruzzo	PER-2009
Basilicata	PIAER-2010
Bolzano - Provincia Autonoma	PE 1997
Calabria	PEA 2005
Campania	Proposta di PEAR 2009
Friuli-Venezia-Giulia	PEAR 2007
Emilia Romagna	PER 2007
Lazio	PER 2008
Liguria	PER 2003
Lombardia	PAE-2008
Marche	PEAR 2005
Molise	PEAR 2006
Piemonte	DGR 2009
Puglia	PER -2007
Sardegna	PER-2006
Sicilia	PEARS 2009
Toscana	PEAR 2013
Trento- Provincia Autonoma	PEAR 2013
Umbria	DGR 2001
Valle D'Aosta	PEAR 2003
Veneto	PER 2013

SITI WEB CONSULTATI

<http://www.gse.it/>

<http://www.autorita.energia.it>

<http://www.mi.camcom.it/>

<http://www.energystrategy.it/>

<http://www.tei.it/>

<http://www.anbi.it/>

<http://www.energoclub.org>

<http://www.nextville.it/>

<http://www.impreseambiente.it>

<http://www.federpern.it/>

<http://www.amidroelettrico.com/>

<http://minihydro.rse-web.it/>

<http://www.terna.it/>

<http://www.assorinnovabili.it/>

<http://streammap.esha.be/#>

<http://www.direttivaacqua.minambiente.it/>

<http://www.anfida.it/>

Siti aziendali consultati:

CAMUNA IDROELETTRICA SPA	http://www.camunainstallazioni.it/
E.P.F. ENERGY SRL	http://www.epfenergy.com/
E++ S.R.L.	http://www.eplusplus.net
ELMEC SOLAR SRL	http://www.elmecsolar.com/
ESPE	http://www.espegroup.com/ita/index.php
EVA ENERGIE VALSABBIA SPA	http://www.energievalsabbia.it/
FRATELLI BARUZZI S.R.L.	http://www.baruzzi.it/
GHIAGGIA SRL	http://www.ghiggiaeng.com/
HYDRO ENERGIA SRL	http://www.hydroenergia.it/
HYDROWATT S.P.A.	http://www.hydrowatt.it/
IREM ENERGIA S.R.L.	http://www.irem.it/ITA/index.php
MECAMIDI ITALIA SRL	http://www.mecamidi.com/Mecamidi_hydro_power_expert--EN
NOVAGREEN S.R.L.	http://www.novagreen.it/
OREGINE INTERNATIONAL	http://www.orengine.com/
PROJECT HOLDING ENERGY SRL	http://www.projectholdingenergy.com/
SCOTTA S.P.A.	http://www.scotta.it/
SEB2 SRL	http://www.seb2.it/
SOGENEL S.R.L.	http://www.sogenel.it/it/index.php
SOLO RINNOVABILI SRL	http://www.solorinnovabili.it/mini-hydro.html
STE ENERGY SPA	http://www.sorgent-e.com/ste-energy
STUDIO FROSIO	http://www.studiofrosio.it/
T & G SISTEMI SRL	http://www.tegsistemi.com/
TROYER SPA	http://www.troyer.it/
ZECO HYDROPOWER SRL	http://www.zeco.it/
AC-TECH	http://www.ac-tec.it/
ARDITO SRL	http://www.arditosrl.eu/
B. E P. ALTO LUMIEI S.R.L.	http://www.lumieimpianti.com
BADONI SRL	http://www.badoni.it/
BELTRAME CSE SRL	http://www.beltramecse.com/
BIANCO SRL	http://biancosrl.net
CALZONI HYDRO S.P.A.	http://www.calzonihydro.it/
DE PRETTO INDUSTRIE SRL	http://www.deprettoindustrie.it/
ELETTROMECCANICA	
ADRIATICA SPA	http://www.adriaticaspa.it
FRANCOTOSI MECCANICA SRL	http://www.francotosimeccanica.it/
GIE SRL	http://www.gie-hydro.com/GIE/Home.html
PROMEC ELETTRONICA SRL	http://www.promeelettronica.it/homepage.asp?l=1
PROMONT SNC	http://www.promont.it/
STUDIO SETA	http://www.studioseta.it/
TAMANANI HYDRO SRL	http://www.tamanini.it/index.php?lang=it
TECHYDRO SRL	http://www.techydro.it/index.htm
WET ENGINEERING S.R.L.	http://www.wetengineering.com/