



Regione Lombardia
IL CONSIGLIO

Piano delle ricerche del Consiglio Regionale per l'anno 2011

Le grandi derivazioni di acqua per uso idroelettrico: implicazioni per la Lombardia

Codice Éupolis Lombardia. 2011C001.4

*Project leader: Alberto Ceriani
Assistente al coordinamento: Marina Riva*

RAPPORTO FINALE

La ricerca (Cod. Éupolis Lombardia 2011C001/4) è stata affidata a Éupolis Lombardia dal Consiglio regionale della Lombardia nell'ambito del Piano delle ricerche 2011 dell'Ufficio di Presidenza.

Responsabile di progetto: Alberto Ceriani, Éupolis Lombardia
Assistente al coordinamento: Marina Riva, Éupolis Lombardia

Gruppo di lavoro tecnico: Giuseppina Dantino, responsabile regionale della ricerca, Consiglio regionale della Lombardia, Servizio Studi e Valutazione Politiche regionali; Alessandro Rotilio, Consiglio regionale della Lombardia, analista Servizio Studi e Valutazione Politiche regionali.

Gruppo di ricerca: Marina Riva, Donata Balzarolo, Riccardo Delladio - Éupolis Lombardia; Arturo Lorenzoni, Professore associato di Economia dell'Energia e del Mercato Elettrico presso l'Università degli Studi di Padova.

La ricerca si è avvalsa di materiali e informazioni di fonte istituzionale, tecnica e della ricerca. Si ringraziano in particolare i funzionari contattati della D.G. Ambiente, Energia e Reti, U.O. Risorse Idriche e Programmazione, Struttura Regolamentazione e gestione degli usi delle acque, sicurezza degli invasi.

Milano, marzo 2012

Indice

Capitolo 1	
<i>Inquadramento e articolazione della ricerca</i>	5
Parte prima	
<i>Elementi principali di contesto</i>	7
Capitolo 2	
<i>Sviluppo storico dell'idroelettrico</i>	10
2.1. Nascita e sviluppo del settore	10
2.2. La fase di espansione	13
2.3. Ridefinizione organizzativa e nuova espansione del settore	16
Capitolo 3	
<i>Il contesto normativo</i>	19
3.1. Aspetti idrici ed energetici a confronto	22
3.2. Assetto delle competenze	24
Capitolo 4	
<i>Canoni e sovracanoni per lo sfruttamento delle acque a scopo idroelettrico</i>	25
4.1. Canone demaniale annuo di concessione	25
4.2. I Sovracanoni	30
4.2.1. Sovracanone B.I.M.	30
4.2.2. Sovracanone Enti Rivieraaschi	31
4.2.3. Canoni aggiuntivi	31
Capitolo 5	
<i>Principali dati tecnici di contesto</i>	33
5.1. La fonte idroelettrica in Europa e in Italia	33
5.2. Il quadro generale di contesto in Lombardia	34
5.2.1. L'idroelettrico nel quadro delle rinnovabili	35
5.2.2. Gli usi della risorsa idrica a scopo idroelettrico	37
5.2.3. Articolazione delle derivazioni e degli impianti idroelettrici	38
5.2.4. Andamento della produzione idroelettrica	42
Capitolo 6	
<i>Il mercato elettrico</i>	47
Parte seconda	
<i>Casi studio</i>	55
Capitolo 7	
<i>Il caso studio Valtellina – Valchiavenna</i>	57
7.1. Le origini e la prima moratoria	58
7.2. Le politiche regionali dalla moratoria sui piccoli impianti al Piano di Tutela delle Acque	
7.3. L'accordo per la sostenibilità dell'utilizzo delle risorse idriche e il Piano del Bilancio Idrico in provincia di Sondrio	60
7.4. Partecipazione degli Enti Locali alle società idroelettriche	

Capitolo 8	
<i>La situazione in Provincia autonoma di Trento</i>	67
8.1. Influenza dell'autonomia sulla gestione delle derivazioni	68
8.2. Assetto attuale dell'idroelettrico trentino	69
8.3. Evoluzione normativa del comparto idroelettrico	71
8.4. Piano Generale di Utilizzazione delle Acque Pubbliche	74
8.5. Attività amministrativa provinciale a servizio delle grandi derivazioni	75
8.6. Gestione delle concessioni	77
8.6.1. Ulteriori approfondimenti su Primiero Energia S.p.A.	78
8.6.2. Ulteriori approfondimenti su Hydro Dolomiti Enel S.r.l.	80
8.6.3. Ulteriori approfondimenti su Dolomiti Edison Energy S.r.l.	82
8.7. Canoni aggiuntivi e canone ambientale	84
Capitolo 9	
<i>La situazione in Provincia autonoma di Bolzano</i>	89
9.1. Evoluzione normativa del comparto idroelettrico	89
9.2. Gestione delle concessioni	91
9.3. Considerazioni alla base del modello di gestione mista pubblico-privato nelle due province autonome	92
Parte Terza	
<i>Rilievi e possibili prospettive</i>	95
Capitolo 10	
<i>Sfide del settore tra globale e locale</i>	97
10.1. Ragioni storiche di uno sviluppo e recente impatto del mercato elettrico	97
10.2. Prospettive del settore nel quadro delle politiche europee	98
10.3. Verso una "ripubblicizzazione" del settore?	99
10.4. Quali leve per lo sviluppo locale?	101
<i>Conclusioni</i>	103
<i>Bibliografia</i>	105
<i>Sitografia</i>	107
Appendice A – Schema generale di un impianto idroelettrico	113
Appendice B – Elenco dei grandi impianti idroelettrici articolati per provincia	115

Capitolo 1

Inquadramento e articolazione della ricerca

La Lombardia, naturalmente ricca di acque, fiumi e montagne, con oltre 400 impianti di produzione idroelettrica, di cui un'ottantina c.d. grandi impianti (grandi derivazioni idroelettriche), è nel settore la prima regione in Italia sia in termini di potenza installata che di produzione annua. Da sola copre infatti circa $\frac{1}{4}$ della produzione nazionale di settore.

Va tuttavia evidenziato come alla fine degli anni '90 l'attuazione della riforma federalista da una parte e la liberalizzazione del mercato elettrico dall'altra abbiano pian piano indotto profondi mutamenti del settore, sia in termini di assetto delle competenze, con una maggior delega di competenze a Regioni ed Enti Locali, sia in termini di dinamiche di produzione/vendita dell'energia elettrica e, quindi, di maggior remuneratività dell'attività.

L'affacciarsi sempre più forte della crisi ha quindi indotto le Comunità locali a far sentire la propria voce reclamando per esse un diritto, in considerazione dello sfruttamento di risorsa idrica sopportata *in loco*, a compartecipare agli utili dell'attività industriale.

I più recenti provvedimenti normativi, assunti a livello nazionale e regionale, vanno proprio in questa direzione. Ciò producendo - in una materia così complessa e profondamente interrelata alle dinamiche di tutela della concorrenza ma anche dell'ambiente - una situazione conflittuale, e quindi di *impasse*, sia a livello interistituzionale che con il comparto industriale interessato.

In uno scenario connotato da impulsi contrastanti tra i diversi attori, fa appunto capolino la strada della "ripubblicizzazione" del settore, strada che - come affrontato nel dossier - sta cercando di percorrere Regione Lombardia, sollecitata dalla sua Valtellina e dall'esperienza del Trentino Alto Adige. Potrebbe essere questo il destino dell'idroelettrico italiano? Quali ne sarebbero le implicazioni? Lo scenario di settore, scarsamente governato da una direzione chiara, rende difficile rispondere a tali quesiti, soprattutto alla luce della sentenza della Corte Costituzionale n. 339 del dicembre 2011, che di fatto nega la possibilità per la Regione Lombardia di prevedere affidamenti diretti delle concessioni a società a partecipazione mista pubblico/privata (ai sensi di quanto veniva previsto nell'art. 14 della l.r. 19/2010, oggetto appunto di ricorso).

In attesa che il quadro normativo e di governo si stabilizzi, il Dossier - consultabile al sito www.consiglio.regione.lombardia.it/web/crl/Servizi/Ricerche - si è proposto di ripercorrere le principali tappe storiche che hanno reso importante il settore idroelettrico in Lombardia e le ragioni politico-istituzionali ed economiche sottese alle recenti scelte del governo, nazionale e regionale, su questi temi. Ciò producendo materiali di conoscenza in grado di evidenziare agli interlocutori istituzionali il ruolo assunto storicamente e attualmente dal settore idroelettrico lombardo a livello regionale e nazionale; i principali attori coinvolti; le questioni aperte a livello interistituzionale, ma anche gli interessi confliggenti tra istituzioni e operatori industriali; le forti relazioni esistenti tra settore idroelettrico e il dibattito aperto sui temi del federalismo demaniale, della liberalizzazione del mercato energetico, della sussidiarietà e valorizzazione dei territori.

L'attività di studio si è *in primis* concentrata sull'acquisizione della principale documentazione (istituzionale e non) di settore, nonché sulla ricostruzione del contesto generale e sull'impostazione dei casi studio della Valtellina e delle Province autonome di Trento e Bolzano, scelti perché ritenuti tra i più interessanti e rappresentativi a livello nazionale per le questioni qui indagate (Parti prima e seconda del Dossier). Il lavoro di ricerca è stato poi volto a far emergere le principali criticità e tematiche aperte del settore (Parte terza e conclusiva del Dossier).

Il rapporto di ricerca è stato curato da Marina Riva, ricercatrice Éupolis Lombardia, che ha anche redatto il testo di alcuni capitoli (capp. 1, 3, 4, 5, 10) chiedendo per gli altri una collaborazione a: Donata Balzarolo (capp. 2, 5, 6, 7) e Riccardo Delladio (capp. 8 e 9). Arturo Lorenzoni ha invece garantito una lettura integrale del documento come revisione scientifica finale.

Parte Prima

Elementi principali di contesto

Capitolo 2

Sviluppo storico dell'idroelettrico

La produzione di energia elettrica¹ si sviluppò e si diffuse a partire dalla fine del XIX secolo in quel periodo storico identificato come “seconda rivoluzione industriale”. Negli ultimi decenni dell'Ottocento l'Europa fu interessata da un importante processo di industrializzazione accompagnato da un rapido sviluppo socio-economico durante il quale la creazione di uno stretto legame tra scienza, tecnologia ed industria permise l'invenzione e la diffusione di importanti innovazioni tecnologiche che divennero parte integrante della vita quotidiana mutando le abitudini, i comportamenti ed i modelli di consumo delle popolazioni. Tale periodo di grande sviluppo investì anche l'Italia che era stata esclusa dalla prima rivoluzione industriale a causa dei costi proibitivi per la produzione di energia cui era sottoposta poiché priva di materie prime. La seconda rivoluzione industriale ebbe, in Italia, uno dei suoi punti cardine nella produzione e nella distribuzione su larga scala di energia elettrica, prodotta prevalentemente da fonte idrica. Ciò rappresentò un passo fondamentale per la storia dell'economia del nord Italia e della Lombardia in particolare.

In Italia la potenzialità delle applicazioni elettriche venne intuata da Giuseppe Colombo, professore del Politecnico di Milano, che si spese per lo sviluppo del settore a partire dall'autunno del 1881 con la costituzione del “Comitato Promotore per l'Applicazione dell'Energia Elettrica in Italia”. Alla fine del 1883 venne inaugurata a Milano in via Santa Radegonda la prima centrale elettrica italiana che fu anche la prima europea. La centrale era di tipo termoelettrico, aveva una potenza totale di 400 kW e venne impiegata per l'alimentazione di 3200 lampade ad incandescenza ad uso privato. Nello stesso anno venne

¹ L'osservazione dei fenomeni elettrici, individuati già in epoca greca, ebbe inizio durante la seconda metà del XVI secolo ma la piena conoscenza degli stessi si concretizzò dal punto di vista tecnico soltanto oltre due secoli dopo. Nel 1799 Alessandro Volta inventò la pila, primo generatore statico di energia elettrica mentre negli anni 1830 Faraday mise a punto il primo generatore elettromagnetico di corrente elettrica. Nel 1858 Antonio Pacinotti realizzò la prima dinamo e nel 1860 costruì il primo motore elettrico a corrente continua. Le invenzioni decisive per lo sviluppo dell'industria elettrica furono però l'invenzione del telegrafo ad opera di Samuel Morse nel 1844 e della lampadina a filamento incandescente ideata da Thomas Alva Edison nel 1879 e brevettata nel 1880. Con l'invenzione della lampadina in particolare iniziò lo sfruttamento pratico su larga scala dell'elettricità.

sperimentato in Valchiavenna il primo generatore elettrico azionato idraulicamente che permise l'illuminazione elettrica nel cotonificio di Amman, con l'accensione di 30 lampadine a incandescenza. L'anno successivo, 1884, venne fondata la prima "Società Generale Italiana di Elettricità Sistema Edison", per volere dello stesso Colombo, e venne promulgata la legge n.2644, prima legge sullo sfruttamento di acque pubbliche.

La storia dell'industria idroelettrica italiana è articolabile in tre grandi momenti: la **nascita e lo sviluppo**, nei primi decenni del secolo scorso, a cavallo della prima guerra mondiale, avvenuto grazie all'imprenditoria privata; l'**espansione**, concentrata soprattutto tra gli anni Trenta e Cinquanta durante il periodo fascista e della ricostruzione post-bellica; **ridefinizione organizzativa e nuova espansione** in seguito alla nazionalizzazione nel 1962. Dal 1992 cominciò infine a farsi largo il tema della liberalizzazione del mercato, che dette luogo ad un nuovo slancio nella costruzione di impianti, anche se di piccola e media taglia a causa dei limitati potenziali idroelettrici ancora sfruttabili.

2.1. Nascita e sviluppo del settore

Esclusa dalla prima rivoluzione industriale poiché priva di materie prime e quindi costretta a sostenere costi proibitivi per la produzione di energia, l'Italia, al contrario di quanto avvenne in altri paesi europei come la Francia, la Germania ed il Belgio, si orientò da subito verso lo sfruttamento dei corsi d'acqua per la produzione di energia elettrica. Tale scelta venne favorita dalle importanti invenzioni in campo elettrico che avvennero nell'ultimo decennio del XIX secolo² ed incoraggiata da un significativo aumento del prezzo del carbone che si verificò nel 1889.

Nel 1890 la società Generale di Elettricità sistema Edison ottenne la prima concessione lombarda di derivazione d'acqua, dal fiume Adda alle rapide di Paderno, e nel 1898 venne realizzata la centrale di Paderno, successivamente denominata centrale Bertini. La centrale aveva una potenza installata di 9,5 MW e si collegava con Milano con una linea elettrica trifase con tensione di 13,5 kV e lunga 35 km ed era una delle centrali più potenti in Europa nonché quella con la linea elettrica di trasporto più lunga. La stessa doveva servire all'illuminazione, all'elettrificazione delle tranvie (1893) ed a garantire la crescente richiesta energetica dell'industria di Milano. Nel 1894 venne approvata la legge n.232 sulla "servitù di elettrodotto" e venne istituita la prima tassa sul consumo privato di elettricità pari a 0.60 centesimi per ogni elettrowatt-ora consumato; questa legge dette grande impulso allo sviluppo del sistema elettrico italiano. Nel 1901 venne costruita la centrale di Vizzola sul Ticino (14 MW) ad opera della Società

² Grazie agli studi sull'energia elettrica, negli anni fra il 1870 ed il 1900, vennero inventate e si diffusero importanti innovazioni tecnologiche quali l'ascensore elettrico, il motore a scoppio, il telefono, il tram elettrico, il grammofono ed il cinema.

Lombardia per la distribuzione di energia e nel 1904 sorse la centrale di Turbigo (5,5 MW).

Alla fine del XIX secolo in Lombardia l'uso dell'energia elettrica per l'illuminazione pubblica e privata si era ormai affermato, l'elettificazione dei trasporti era in corso e l'interesse per l'uso dell'energia elettrica negli impianti industriali era in forte crescita in linea con il significativo incremento della produzione industriale. Per quanto riguarda la potenza installata, nel 1898 in Lombardia erano installati circa 25,7 MW, di cui il 60% di origine idrica.

Nel ventennio che precedette la prima guerra mondiale l'economia dei paesi industrializzati conobbe una fase di espansione intensa e prolungata: lo sviluppo della produzione fu generale e interessò quasi tutti i settori, mentre l'aumento dei salari, in linea con l'aumento dei prezzi, portò ad un allargamento del mercato ed un conseguente aumento del fabbisogno energetico.

Nel 1902 vennero elettrificati i primi tratti di ferrovia tra Colico e Chiavenna e tra Lecco e Sondrio ed importanti industrie nacquero negli anni successivi: Alfa Romeo, Lancia, fabbrica della Società elettrica ed elettrochimica del Caffaro, Acciaierie e Ferriere Lombarde (Falck). Complice anche la legge n. 203 del 1903, che permise l'assunzione dei pubblici servizi da parte dei Comuni, nonché gli ingenti finanziamenti che sostennero il settore, vi fu un rapido proliferare di società elettriche che condusse ad un dinamico sfruttamento dei bacini montani, tra i primi Ticino e Adda, ma ben presto furono analizzate alla ricerca di fonti tutte le valli alpine. Nel 1904 venne inaugurato l'impianto di Zogno sul Brembo per una potenza erogata pari a 20 MW. Il crescente fabbisogno energetico portò anche, nel 1904, alla prima importazione di energia elettrica dall'estero: 24 MW prodotti nella centrale di Campocologno nella valle di Poschiavo in Svizzera da parte della Società Lombarda per la distribuzione di energia. Nel 1908 in Lombardia era installata circa il 25% della potenza italiana, 123,5 MW, di cui 93,1 MW erano di origine idraulica. Nello stesso anno, a Clanezzo sul fiume Brembo, venne realizzato il primo impianto idroelettrico ad accumulazione e pompaggio.

Nel 1910 l'Azienda Elettrica Municipale di Milano (AEM), nata per contrastare il monopolio milanese della Edison, acquistò la prima concessione in Alta Valtellina, a Grosotto, e vi installò un impianto in grado di fornire a Milano una potenza complessiva di 13,5 MW. Negli stessi anni la Società idroelettrica italiana, appena costituitasi, costruì una centrale ad Ardenno allo sbocco della val Masino e una in Valmalenco sul torrente Mallero per una potenza pari a circa 10,0 MW. Nel 1911 entrò in servizio la centrale di Cedegolo sull'Oglio (Comune di Cedegolo, 2011).

Nel 1914, in vista di una possibile entrata in guerra, venne definito un piano nazionale per l'incremento dell'energia elettrica prodotta. Tale piano si concretizzò da subito con la costruzione della centrale di Esterle a Robbiate sull'Adda a completamento del sistema Calusco-Paderno-Robbiate e successivamente, durante la guerra, con un raddoppio della produzione idroelettrica a livello nazionale. L'incremento di produzione del periodo venne sostenuto dalla crescente necessità di energia a scopi bellici e dal costo proibitivo del carbone, nonché incoraggiato da importanti interventi normativi quali il

decreto n. 1626 del 14 novembre 1915 che aveva introdotto agevolazioni tributarie per l'impiego dell'energia elettrica nel riscaldamento al posto del carbone. A questi si aggiungono il decreto n. 67 del 16 gennaio 1916, che consentiva a chi già possedeva impianti di derivazione di acque pubbliche di accrescerne la quantità utilizzata, e il decreto n. 57 del 25 gennaio 1916, poi esteso - con il decreto n.1149 del 3 settembre 1916 - anche alle industrie direttamente interessate alla produzione di armi, che abbreviava le procedure per il rilascio di concessioni d'acqua ad uso elettrico. Fondamentale fu infine nello stesso anno l'emanazione della legge n.1664, che oltre a riformare la legge sulle derivazioni di acque pubbliche, introduceva un disegno di nazionalizzazione delle forze idrauliche. Non minore fu l'effetto delle sovvenzioni alla costruzione di serbatoi idroelettrici, con preferenza per quelli di grandi dimensioni, introdotti nel decreto legge n. 242 del 1919.

Nel 1918 la potenza idroelettrica installata in Lombardia era di circa 247,6 MW ed era la maggiore a livello italiano. Per quanto concerne invece la potenza installata a livello nazionale già nel 1921 si superava il milione di kW, di questi circa 73.9% era di origine idroelettrica.

Tra il 1911 ed il 1920 in Valtellina vennero realizzate le centrali sul Mallero, quella di Ardenno, Piateda, Albosaggia e Poschiavino mentre nel 1924 entrò in funzione quella di Talamona (Songini, 2004). Nel 1920 in Lombardia cominciò la realizzazione di un complesso sistema di serbatoi e centrali nella valle del Brembo, che nel suo complesso avrebbe dovuto fornire una potenza di 100 MW includendo serbatoi per un volume di 85 milioni di mc. Negli anni immediatamente successivi importanti sistemi idroelettrici comprendenti la realizzazione di numerosi invasi vennero realizzati in Valtellina, Valchiavenna, sul Serio, sul Chiese e sull'Oglio. Nel 1922 entrò in servizio la centrale di Roasco sul torrente omonimo, affluente di destra dell'Adda alimentata dallo sbarramento artificiale della diga di Fusino in Valtellina e venne aperta la centrale di Temù. Nel 1925 fu realizzata la prima diga di Cancano che alimentava l'impianto di Fraele (Songini, 2004).

Nel periodo dal 1919 al 1925, nonostante la crisi che attraversò il comparto nel 1921 e la concomitante grave siccità che compromise le riserve idriche, vi fu un quadruplicamento della capacità del comparto idroelettrico a livello nazionale. Tra il 1918 ed il 1928 in Lombardia vennero infatti installati oltre 500 MW di potenza idroelettrica che portarono il valore di potenza complessivamente installata in regione a oltre 770 MW ovvero circa il 30.8% di quella nazionale. Tale potenza nel 1928 garantiva una produzione di oltre 2.500 GWh pari a oltre il 29% della produzione nazionale ed utilizzava 26 invasi con un volume complessivo pari a oltre 128 milioni di mc. Nel 1930 la potenza installata superò 1.000 MW ed era in grado di garantire oltre 2.770 GWh mentre nel 1931 il volume complessivo dei serbatoi presenti nella sola Lombardia aveva già raggiunto 262 Milioni di mc.

Nel 1925 l'Italia presentava il terzo più alto consumo pro-capite di energia dopo Svizzera e Germania e la Lombardia con un consumo pro capite di 521 kWh, era la terza regione consumatrice di energia a livello italiano. Intorno al 1927 la produzione idroelettrica copriva il 60% del fabbisogno nazionale.

2.2. La fase di espansione

Questa fase risulta concentrata soprattutto tra gli anni Trenta e Cinquanta. Nel 1929 anche in Italia si fecero sentire gli effetti della grande crisi economica mondiale, vi fu un importante crollo del settore bancario e di quello industriale che comportò la triplicazione dei disoccupati del settore, la crisi si protrasse fino alla prima metà del 1936 per effetto delle spese della guerra in Etiopia e delle sanzioni che la Società delle Nazioni impose. La crisi non influenzò però la produzione di energia elettrica che anche in questi anni crebbe, e continuò a crescere anche negli anni successivi per effetto dell'obiettivo di autarchia sviluppato e perseguito dal governo fascista in particolare con la costruzione di nuove centrali idroelettriche: gli obiettivi fissati per la produzione di energia da altre fonti combustibili sul territorio nazionale si rivelarono infatti ben presto un fallimento.

Nel 1930 il Ministero dei Lavori Pubblici completò il censimento delle risorse idriche italiane. Secondo le stime effettuate le risorse idriche a disposizione avrebbero potuto garantire una produzione di energia idroelettrica di circa 57 miliardi di kWh (dai 30 ai 40 miliardi di kWh secondo i produttori): per poter sfruttare tale potenziale bisognava triplicare la potenza del parco elettrico del periodo. Nel 1933, al fine di armonizzare il contesto normativo relativo allo sfruttamento delle acque venne approvato il R.D. 1775, "Testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e impianti elettrici". Il Testo Unico delle Acque contiene le norme sulle grandi e piccole derivazioni, sulle utilizzazioni di acque pubbliche, specificando le competenze relative alle concessioni di derivazione.

Nel 1931, perseguendo il criterio di autarchia, vennero concesse sovvenzioni ed eliminati vincoli fiscali per le aziende elettriche al fine di favorire la costruzione di nuovi impianti idroelettrici anche se nel periodo pre-bellico i grandi impianti che entrarono in funzione furono davvero pochi. In Lombardia, dopo la centrale di Vobarno (BS) che venne installata nel 1931, si ricorda la sola centrale di Stazzona in Valtellina che entrò in funzione nel 1938. Nel periodo avvenne infatti una concentrazione delle energie finanziarie e di qualsiasi tipo di risorsa in preparazione di un eventuale conflitto.

Nel periodo fascista pre-bellico la produzione italiana passò da 8.400 GWh nel 1926 a oltre 19.000 GWh nel 1940; nello stesso anno la produzione termoelettrica rappresentava solo il 15% della produzione totale e veniva concepita come integrativa rispetto all'idroelettrica. Per quanto riguarda la produzione da idroelettrico si passò da circa 8.000 GWh nel 1926 a quasi 18.000 GWh nel 1940. Nello stesso periodo la produzione della Lombardia passò da 2.156 GWh nel 1926 a 4.249 GWh nel 1940 mentre l'idroelettrico passò rispettivamente da 2.133 a 4.177 GWh.

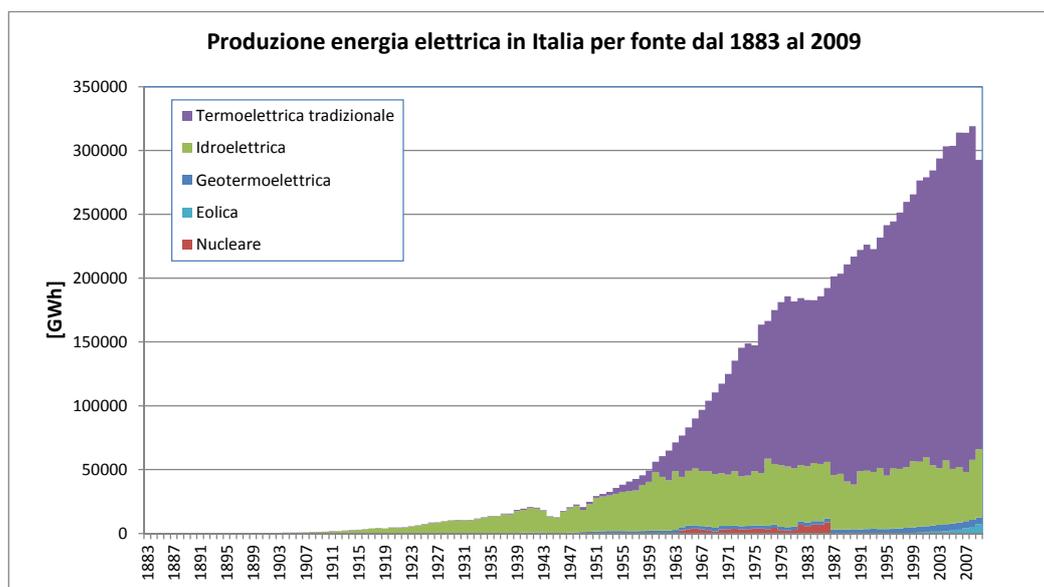
Nel triennio 1940-1942, nonostante le grosse difficoltà economiche dello stato Italiano che comportò la sospensione di tutte le sovvenzioni alla costruzione di impianti e le difficoltà economiche delle società elettriche entrarono in funzione nuove grandi centrali, in Lombardia si ricordano quelle di Cividate e di Gerola,

mentre nel 1945 entrano in esercizio gli impianti idroelettrici di Pedesina e di Trona.

Dopo il 1941, anno in cui la produzione elettrica aveva toccato il suo massimo con 20.700 GWh, si verificò un progressivo decremento nella produzione fino al 1945 quando si toccarono 12.600 GWh. Tale decremento derivò solo in parte dalla distruzione degli impianti durante la guerra e dipese soprattutto dalla forte contrazione dei consumi. Gli eventi bellici non conferirono al sistema idroelettrico italiano danni tali da comprometterne le potenzialità produttive, con un conseguente repentino ritorno alla normalità. Nel 1948 entrò in funzione in Lombardia l'impianto di Lovero (Songini, 2004).

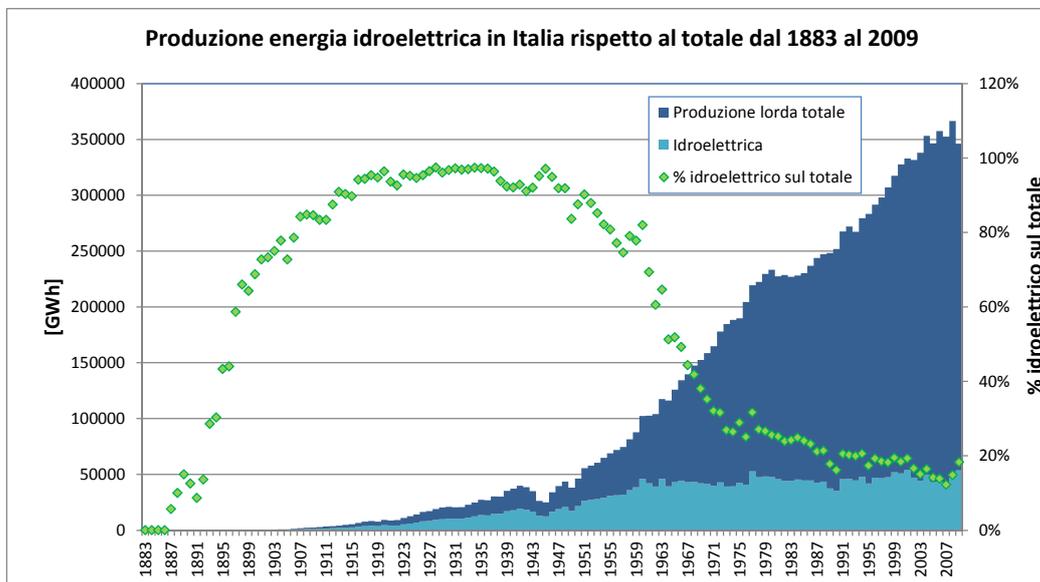
Nel decennio tra il 1948 ed il 1958 notevoli investimenti furono fatti a livello nazionale per la costruzione di nuovi impianti. Numerosi furono gli impianti idroelettrici messi in funzione, ma la scelta del Governo di dare la priorità alla costruzione di impianti termoelettrici e geo-termoelettrici, grazie a importanti innovamenti tecnologici e disponibilità di materie prime, permise la progressiva affermazione dei due settori comportando in parallelo una diminuzione dell'importanza dell'idroelettrico a livello nazionale (Figg. 2.1 e. 2.2).

Figura 2.1 - Produzione di energia idroelettrica in Italia rispetto alle altre fonti per il periodo dal 1883 al 2009



Fonte: Elaborazioni Eupolis su dati TERNA

Figura 2.2 - Produzione di energia idroelettrica in Italia rispetto alla produzione totale per il periodo dal 1883 al 2009



Fonte: Elaborazioni Eùpolis su dati TERNA

In Lombardia tra il 1946 ed il 1956 il numero di impianti idroelettrici installati passò da 226 a 265, mentre quelli termoelettrici e geotermici complessivamente da 26 a 52. La potenza installata passò da circa 1361 GW a 2270 GW per l'idroelettrico e da 134 GW a 387 GW per termoelettrico e geotermico. Nel 1962 con soli 70 impianti geo-termoelettrici la produzione era di 3.600 GWh mentre con i 269 idroelettrici si ottenevano circa 8.100 GWh. Nel 1962 il 70% dell'energia prodotta in Italia derivava da idroelettrico ma, sul totale degli impianti in costruzione, l'80% era di origine termoelettrica e solo l'11,7% di origine idroelettrica mentre si affacciava sul mercato la produzione nucleare. Tra il 1947 ed il 1962 vennero costruiti importanti serbatoi idroelettrici che aumentarono la capacità complessiva nazionale di immagazzinamento di circa il 170%. In Lombardia venne in particolare terminata la diga di S. Giacomo di Fraele ad opera dell'AEM. Tra il 1955 ed il 1956 si concluse l'accordo con la Svizzera per la concessione di forze idrauliche del bacino del Reno in Val di Lei, il primo impianto idroelettrico internazionale, nello stesso anno venne inoltre inaugurata la centrale di Premadio.

Tra il 1960 ed il '61 in Valle Spluga le vecchie centraline vennero sostituite da nuovi impianti che sfruttavano sistematicamente tutti i corsi d'acqua delle vallate circostanti garantendo maggiore efficienza e produttività. L'AEM concentrò i suoi impianti produttivi lungo il corso superiore dell'Adda da Stazzona a Livigno e venne inaugurata la diga di Valgrosina (Songini, 2004). Nel 1960 venne messo in funzione l'impianto di Grosio, che interessa idraulicamente i comuni di Valdidentro, Bormio, Valdisotto, Sondalo e Grosio. La centrale utilizza, attraverso uno schema di condotte molto complesse, le acque restituite dalla centrale di

Premadio, quelle residue del fiume Adda e dei torrenti Viola, Frodolfo, Vallecetta, Massaniga, Vendrello, Migiondo, Eita e Sacco (Songini, 2004).

2.3. Ridefinizione organizzativa e nuova espansione del settore

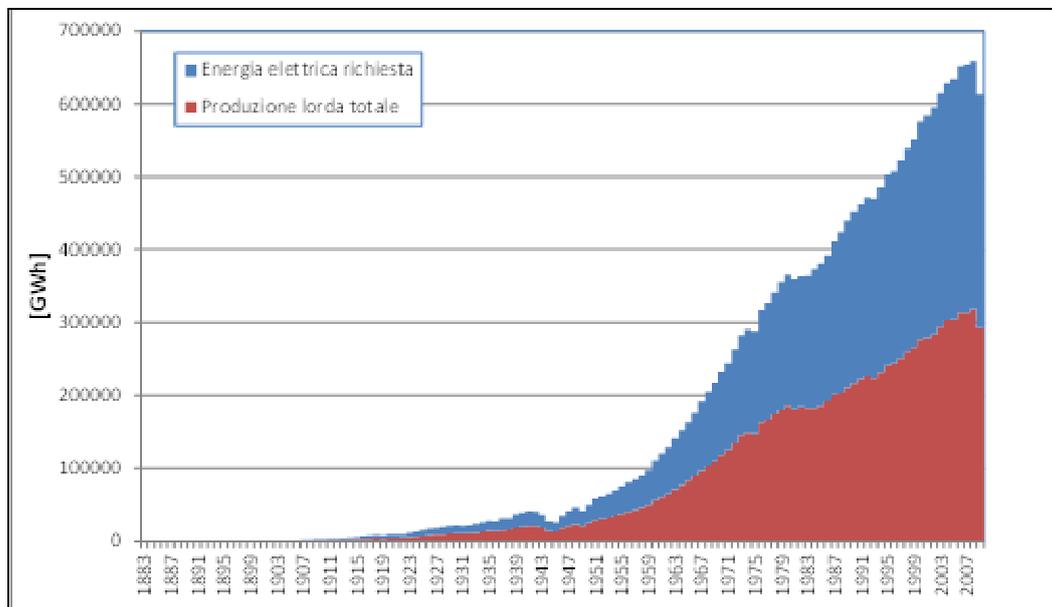
Tale fase trova avvio a seguito della nazionalizzazione dell'industria elettrica avvenuta nel 1962.

Negli anni, l'alta remuneratività degli investimenti in campo elettrico aveva comportato una crescita esponenziale del numero di società che operavano nel settore ma, poiché tali società erano collegate all'interno di sistemi elettrici regionali o inter regioni che facevano capo a quattro principali gruppi operanti sul territorio nazionale (Edison, SIP, SADE e SME), si era di fatto creato un oligopolio che esercitava un controllo pressoché totale sul prezzo dell'energia. Il prezzo elevato dell'energia elettrica mantenuto dall'oligopolio aveva contribuito a creare forti squilibri nell'uso dell'energia elettrica nelle diverse parti del paese: se da un lato nelle regioni del nord l'uso dell'elettricità era molto diffuso, in ampie aree del sud l'uso stentava a decollare. La necessità di riequilibrare tale situazione e di garantire una gestione unitaria ed efficiente di un settore in forte crescita - dalla fine degli anni '50 l'industria italiana fu interessata da un periodo di grande sviluppo che comportò un significativo aumento della richiesta di energia elettrica (Fig. 2.3) - portarono alla nazionalizzazione dell'energia e quindi alla nascita dell'ENEL, Ente Nazionale per l'Energia Elettrica (1962).

Con la nazionalizzazione dell'industria elettrica vennero assegnati all'ENEL gli impianti di produzione di energia elettrica esistenti sul territorio nazionale, ad eccezione di quelli di proprietà di aziende municipalizzate o autoproduttrici. Nel periodo della nazionalizzazione venne operata una massiccia opera di rinnovamento e potenziamento degli impianti idroelettrici esistenti e delle reti di trasmissione al fine di renderli più funzionali ed efficienti, nonché di soddisfare fabbisogni energetici sempre crescenti.

Nello stesso periodo vennero costruiti alcuni grandi impianti tra di questi la centrale idroelettrica di Ronco Valgrande (1971), in Provincia di Varese sulla sponda lombarda del lago maggiore, l'impianto è fra i più grandi d'Europa per potenza installata (circa 1000 MW).. In Valtellina si concretizzò lo sfruttamento delle acque del Mallero in Valmalenco con la realizzazione degli impianti di Lanzada ausiliaria e Campomoro in Valchiavenna venne costruito l'impianti di Madesimi-Isola2 ed in Valtellina quello di Ardenno. Nel 1986 si concluse l'impianto del Braulio.

Figura 2.3 - Produzione e richiesta di energia idroelettrica in Italia per il periodo 1883- 2009



Fonte: Elaborazioni Éupolis su dati TERNA

Nel 1992 l'Enel divenne società per azioni, creando così progressivamente le condizioni per la realizzazione di un mercato dell'energia concorrenziale. La liberalizzazione vera e propria si avvia però con il c.d. decreto Bersani (D. Lgs. 16/03/1999, n. 79 in recepimento della direttiva europea 96/92/CE). Questo provvedimento, con l'intento di liberalizzare gradualmente il mercato dell'energia elettrica, stabilì in particolare che:

- a decorrere dal 1 gennaio 2003 a nessun soggetto fosse consentito produrre o importare, direttamente o indirettamente, più del 50 per cento del totale dell'energia elettrica prodotta e importata in Italia e che pertanto ENEL provvedesse alla cessione di non meno di 15.000 MW della propria capacità produttiva in modo da favorire la nascita di altri operatori elettrici;
- venisse creata una società proprietaria della concessione delle infrastrutture della rete di trasmissione in alta tensione, appartenenti all'ENEL, che operasse con un bilancio autonomo;
- le attività di trasmissione e dispacciamento fossero riservate allo Stato ed attribuite in concessione al gestore della rete di trasmissione nazionale al fine di garantire che tutti i produttori di energia elettrica avessero pari diritti di accesso alla rete.

Il decreto portò poi all'istituzione del Gestore del mercato elettrico con il compito di gestire e organizzare, in maniera neutrale, trasparente, obiettiva e concorrenziale il mercato dell'energia elettrica; compito che in primis esercita

gestendo la borsa elettrica, un sistema organizzato di offerte, di vendita e di acquisto di energia elettrica istituito in Italia a partire dall'1 aprile 2004.

A seguito della liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica e dell'introduzione di incentivi per la produzione di energia da fonti rinnovabili (CIP 6, Certificati Verdi, ecc.) il comparto idroelettrico è stato interessato da un nuovo slancio nella costruzione e rifacimento di impianti. I numerosi impianti costruiti in questa nuova fase di sviluppo vanno tuttavia a coprire i limitati margini di sfruttamento ancora disponibili nel quadro degli impianti di grandi dimensioni, e sono pertanto di piccola e media taglia (con potenza nominale inferiore rispettivamente a 3 MW e a 1 MW) con potenza e produzione complessivamente limitate se confrontate a quelle già installate (Regione Lombardia - PAE, 2008).

Capitolo 3

Il contesto normativo

A distanza di quasi ottant'anni dalla sua entrata in vigore, il Regio Decreto 11 dicembre 1933, n. 1775 (“Testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e sugli impianti elettrici”), pur con le modifiche peraltro abbastanza lievi apportate nel tempo, rappresenta ancora oggi il principale riferimento normativo in ordine alle modalità amministrative per la realizzazione degli impianti idroelettrici (di cui si è fornito uno schema tipo in Appendice A). Tale decreto, inoltre, individua nella “concessione di derivazione” l’istituto giuridico finalizzato a consentire lo sfruttamento ad uso idroelettrico delle acque pubbliche demaniali. Essa si configura come una concessione governativa temporanea per poter utilizzare le acque pubbliche demaniali mediante la realizzazione di un determinato progetto di sfruttamento e la conseguente realizzazione delle opere e dei manufatti necessari concedendo la “sottrazione temporanea all’uso pubblico generale” delle acque per destinarle “ad un uso particolare” comunque ritenuto di interesse pubblico. La normativa distingue tra grandi e piccole derivazioni idroelettriche, a seconda che eccedano o no i 3.000 kW (3 MW) di potenza nominale media annua di concessione.

Come si vedrà più avanti (cfr. cap. 5) in Lombardia le concessioni di grandi derivazioni idroelettriche concorrono a realizzare gran parte della produzione idroelettrica regionale. Il rilascio di tali concessioni, la cui durata massima non può superare i trent'anni, spetta alla Regione come previsto all’art 12 del D.Lgs. del 16 marzo 1999, n. 79 (c.d. “decreto Bersani”) in combinato disposto con il D.Lgs 112/98 e con il DPCM 12 ottobre 2000, che affidano la gestione del demanio idrico alle Regioni. Il “decreto Bersani” ha prorogato al 2010 tutte le concessioni già scadute o in scadenza entro tale data e ha fissato all’1 aprile 2029 la scadenza delle concessioni relative agli impianti ENEL (concessionario della gran parte degli impianti idroelettrici presenti in Lombardia insieme ad A2A, Edison ed Edipower). Per quelle residuali e in scadenza dopo il 31 dicembre 2010, i termini sono quelli stabiliti dai relativi atti di concessione.

La competenza amministrativa al rilascio delle concessioni di piccole derivazioni (<3 MW) è invece posta dalla Regione Lombardia in capo alle Amministrazioni Provinciali. Inoltre, una significativa differenza tra le due tipologie di derivazioni riguarda il destino degli impianti al termine della relativa concessione: per le piccole derivazioni, se non vi è rinnovo (caso questo ad oggi altamente improbabile visto l’alto valore degli impianti), se ne prevede la

demolizione; per le grandi derivazioni, invece, il D.Lgs. 79/1999 prevede che vi sia la retrocessione gratuita delle opere allo Stato e la riassegnazione della concessione mediante l'espletamento di gara onerosa ad evidenza pubblica.

La sentenza della Corte Costituzionale n. 1/2008³ aveva dichiarato l'incostituzionalità degli articoli della Legge 23 dicembre 2005, n. 266 (Legge Finanziaria 2006, art. 1 commi da 483 a 492) che prevedevano il riconoscimento di proroghe decennali rispetto alle scadenze fissate dal D.Lgs. 79/1999, per i concessionari che avessero effettuato congrui interventi di ammodernamento/potenziamento degli impianti e versato un canone aggiuntivo unico per quattro anni a decorrere dal 2006. La sentenza è stata poi a sua volta impugnata dagli operatori davanti al Tribunale Superiore delle Acque. Nel frattempo comunque risultava nuovamente vigente il decreto Bersani generando confusione e incertezza tra gli operatori, dal momento che a partire dal 31 dicembre 2010 - come già accennato - sarebbero dovute scadere alcune grandi derivazioni e le regole tecniche per le procedure di gara di cui si è detto - procedure da cominciare 5 anni prima delle scadenze - non erano di fatto ancora state definite dallo Stato. Con tali regole lo Stato avrebbe infatti dovuto definire i requisiti organizzativi e finanziari minimi dei potenziali concorrenti e i parametri di previsto aumento dell'energia prodotta e della potenza installata.

Di fatto sino ai giorni nostri, per vari passaggi normativi succedutisi nel corso del secolo scorso che avevano progressivamente condotto alla liberalizzazione del settore - passaggi per i quali si rimanda all'elenco delineato in Allegato 1 - le concessioni del "grande idroelettrico" lombardo non erano mai di fatto scadute e la prima scadenza di fine 2010 poneva tutta una serie di problematiche che andavano affrontate con assoluta priorità. La risposta a tale complessa situazione è stata la Legge 122/2010 che si è proposta di "risolvere" le questioni aperte con l'art. 15 comma 6 di modifica all'art 12 del D.Lgs. 79/99, in particolare:

- prorogando di 5 anni le concessioni di grande derivazione d'acqua per uso idroelettrico in vigore;
- prevedendo un ulteriore proroga di 7 anni nel caso in cui le concessioni, "ricadenti in tutto o in parte nei territori delle province individuate mediante i criteri di cui all'articolo 1, comma 153, della Legge 27 dicembre 2006, n. 296" (Como, Sondrio, Brescia, Verbania e Belluno), siano conferite dai titolari, anteriormente alla pubblicazione del relativo bando di indizione della gara, a SpA a composizione mista pubblico-privata partecipate, dalle province di cui sopra, nella misura del 30-40 per cento del capitale sociale;
- prevedendo un nuovo termine (entro fine gennaio 2011) per la definizione delle regole per le procedure di gara e dichiarando di fatto "trattenuto" il canone aggiuntivo versato dagli operatori antecedentemente alla sentenza della Corte Costituzionale n. 1/2008.

Tale legge è stata quindi oggetto di ricorso sia dell'UE⁴ che delle Regioni Liguria

³ Sentenza della Corte costituzionale 14 gennaio 2008, n. 1, in materia di concessioni idroelettriche e tutela della concorrenza

⁴ Procedura di infrazione 2011/2026 in materia di concessioni idroelettriche;

ed Emilia Romagna.⁵

La procedura di infrazione UE 2011/2026 in particolare evidenziava che la proroga automatica, senza indizione di gara, delle autorizzazioni di sfruttamento delle acque ai fini della produzione di energia elettrica avrebbe conferito una posizione privilegiata agli attuali prestatori, impedendo di fatto ad altre società, in particolare quelle straniere, di presentare domanda per il rilascio delle predette concessioni. Ciò costituendo una restrizione alla libertà di stabilimento (ex art. 49 del Trattato per il Funzionamento dell'Unione Europea).

Il ricorso delle Regioni poneva invece l'attenzione in particolare sull'art. 15, comma 6-ter, lett. b) e lett. d) in quanto - con riferimento alle proroghe automatiche concesse *ope legis* di 5 anni (lett. b), estendibili a 12 (lett. d) - veniva ritenuto lesivo delle competenze concorrenti regionali in materia di «produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia» (art. 117, comma 3, Cost.).

In tale contesto, la Regione Lombardia, facendo proprie le ragioni del ricorso delle altre Regioni (con particolare riferimento alle proroghe da riconoscere automaticamente), con l'art. 14 LR 19/2010 recepiva solo parzialmente i contenuti della Legge 122/2010.

Tale disposizione è stata oggetto di ricorso dello Stato, risultando in particolare contestate dal livello nazionale le disposizioni che:

- ponevano in capo a Regione Lombardia la determinazione dei requisiti e dei parametri delle procedure di gara per l'affidamento delle concessioni;
- prevedevano l'acquisizione automatica al patrimonio regionale dei beni demaniali afferenti all'attività idroelettrica, secondo una disciplina diversa da quella dettata dallo Stato (cfr. D.Lgs. 85/2010);
- consentivano nei territori montani di affidare le concessioni direttamente a società miste pubblico-private, in deroga alla disciplina statale di affidamento della concessione.

L'anno trascorso del 2011 è stato quindi caratterizzato dalle pronunce della Corte Costituzionale.

In particolare, con Sentenza n. 205/2011, ha accolto il ricorso delle Regioni Liguria ed Emilia Romagna ritenendo incostituzionale il riconoscimento di proroghe di 5 anni, estendibili a 12 .

Con Sentenza n. 339/2011 la Consulta si è invece pronunciata sul ricorso mosso dallo Stato nei confronti di Regione Lombardia, riconoscendo l'illegittimità costituzionale di alcune parti della lr 19/2010 (art. 14 commi 3, 7, 8, 9 e 10).

In primo luogo la sua illegittimità troverebbe fondamento nel fatto che l'intera disciplina delle procedure ad evidenza pubblica è riconducibile alla tutela della concorrenza, con la conseguente titolarità della potestà legislativa, in via esclusiva, allo Stato (ex art. 117, co. 2, lett e, Cost.). Neppure la tesi secondo cui sarebbe stato proprio il legislatore statale, con "apposita clausola di cedevolezza",

⁵ Ricorso Regione Emilia Romagna nei confronti della presidenza del Consiglio dei Ministri, n. 106 del 2010 n° parte 1 pubbl. su G.U. del 15/12/2010 n. 50; Ricorso Regione Liguria. n. 102 del 2010 n° parte 1 pubbl. su G.U. del 01/12/2010 n. 48

a riconoscere la competenza legislativa regionale, viene condivisa dalla Corte.

Il richiamo, effettuato dall'art. 14, al D.Lgs. 85/2010 non varrebbe inoltre a giustificare l'intervento regionale sugli impianti del "grande idroelettrico" poiché questi non rientrerebbero nella proprietà/disponibilità della Regione, non essendo ancora ricompresi nel novero dei beni pubblici della Regione medesima indicati nel citato D.Lgs. (mancano i decreti attuativi).

In ogni caso la normativa censurata, nella parte in cui prevede affidamenti diretti (ovvero senza gara), si porrebbe in contrasto con i principi generali dell'ordinamento nazionale e comunitario in tema di concorrenza e, quindi, costituirebbe violazione dell'art. 117 co. 1, Cost.

Tale complessiva situazione di *impasse normativa*, sia a livello nazionale che regionale, costituirebbe ancora una volta conseguenza diretta della significativa frammentazione di competenza sul tema idrico ai diversi livelli di governo, già emergente lo scorso anno nel dossier sul tema condotto per conto del Consiglio (Consiglio regionale della Lombardia e IReR, 2010) e di cui nel paragrafo 3.2 si forniscono ulteriori elementi.

Per una lettura completa del quadro normativo, vanno infine tenute presenti le condizioni di favore delle Province e Regioni autonome (in termini di maggiori competenze per gestione del demanio idrico e autonomia impositiva), grazie alle quali in alcuni casi (vedi Trentino Alto Adige e Valle d'Aosta) è stato possibile gestire con grande autonomia l'assegnazione delle concessioni a società miste pubblico private. Ciò crea infatti un precedente importante nella soluzione definitiva del tema in ambito nazionale.

Il quadro è infine reso complesso anche dal fatto che il tema idroelettrico si pone a cavallo tra il tema idrico e quello energetico, due questioni che in alcuni casi sembrano rivolte al perseguimento di finalità fra loro apparentemente antitetiche o, perlomeno, difficilmente conciliabili (cfr. par. 3.1).

3.1. Aspetti idrici ed energetici a confronto

Sebbene il R.D. 1775/1933 e s.m.i. rimanga il testo principale della materia, le relative disposizioni devono essere anche coordinate con la produzione legislativa intervenuta in tempi più recenti sia in tema idrico che energetico.

Da un lato l'acqua è considerata come una risorsa limitata e come oggetto di tutela sia sotto l'aspetto ambientale e sanitario (tutela delle acque dall'inquinamento) che sotto l'aspetto quantitativo (si vedano le disposizioni legislative attualmente recepite nel D.Lgs. n. 152/2006 - c.d. Codice dell'Ambiente, Parte terza "Norme in materia di difesa del suolo e lotta alla desertificazione, di tutela delle acque dall'inquinamento e di gestione delle risorse idriche").

Dall'altro lato, per rispondere al fabbisogno energetico nazionale e all'esigenza, anch'essa ambientale, di ridurre l'inquinamento atmosferico

derivante dall'utilizzo dei combustibili fossili nella produzione di energia elettrica, sono intervenute, a partire dagli anni '90 del secolo scorso, importanti novità legislative dirette a favorire il ricorso alle fonti energetiche c.d. "rinnovabili" (FER), fra cui quella idroelettrica.

Questo *favor* legislativo si è espresso attraverso l'introduzione di regole sostanziali e procedurali finalizzate ad agevolare il rilascio dei provvedimenti autorizzativi alla realizzazione di tali impianti di produzione energetica e anche attraverso misure di incentivazione economica, diretta ed indiretta, all'insediamento e allo svolgimento di tali attività di produzione energetica (contributi in conto capitale per la realizzazione o il rinnovamento degli impianti, misure di incentivazione fiscale, c.d. Certificati Verdi, come ulteriore strumento incentivante, priorità di dispacciamento per le produzioni da fonti energetiche rinnovabili ecc.). Con specifico riferimento agli impianti idroelettrici con potenza fino a 3.000 kW (3 MW) vigono, inoltre, prezzi particolarmente favorevoli ed incoraggianti alla produzione e vendita di energia (determinati dalla delibera dell'AEEG n. 62/02 e sue modifiche successive). Ciò ha determinato "effetti distorsivi" soprattutto per quanto riguarda le richieste di insediamento delle piccole centrali di produzione idroelettrica (c.d. "centraline"), il cui apporto in termini quantitativi di energia da fonte rinnovabile è ritenuto da molti risibile rispetto al nocimento arrecato alle condizioni ambientali, ed al relativo contesto paesaggistico, dei corsi d'acqua sottoposti a prelievo.

Per quanto riguarda la disciplina legata agli aspetti più prettamente ambientali correlati al tema idroelettrico è di immediata evidenza che l'argomento delle derivazioni d'acqua e quello del Deflusso Minimo Vitale (DMV) sono strettamente correlati perché il secondo è lo strumento con cui il Legislatore nazionale, sollecitato anche a livello comunitario, ha inteso porre dei limiti inderogabili al prelievo idrico dai corsi d'acqua, per preminenti ragioni di tutela ambientale degli stessi. Il tema del DMV è stato disciplinato a livello regionale dalla normativa redatta in attuazione del Programma di Tutela e Uso delle Acque (PTUA), primo tra tutti il Regolamento Regionale del 24 marzo 2006, n.2 redatto in attuazione dell'Art. 52, comma 1, lettera c) della legge regionale 12 dicembre 2003, n. 26". Eventuali deroghe ai valori di DMV individuati nel PTUA devono essere adeguatamente motivate in seguito ad apposite sperimentazioni finalizzate a migliorare la determinazione del DMV che deve essere effettivamente commisurato alle specifiche esigenze di ciascun corpo idrico indagato. In Lombardia sono attualmente in corso diverse attività sperimentali che interessano, tra gli altri, impianti che sfruttano ad uso idroelettrico le acque dell'Adda e dell'Oglio.

3.2. Assetto delle competenze

La materia complessiva delle derivazioni per usi idroelettrici, pur nella difficoltà di orientarsi nell'intricata ripartizione delle competenze legislative derivante dalla riforma del Titolo V della Costituzione intervenuta nel 2001, appartiene in modo preponderante alla competenza legislativa dello Stato.

Innanzitutto viene in rilievo la concessione di un utilizzo eccezionale ed esclusivo di un bene demaniale qual è l'acqua (cfr. art. 822 cod. civ.; art. 144 del D.Lgs. n. 152/2006), la cui titolarità è dello Stato. Sempre allo Stato compete, in via esclusiva, la potestà legislativa per la "tutela dell'ambiente, dell'ecosistema ..." e, quindi, l'individuazione delle limitazioni al prelievo idrico ai fini della preservazione di quei valori. Appartiene, invece, alla potestà legislativa concorrente (potestà legislativa attribuita alle Regioni, salvo che per la determinazione dei principi fondamentali, riservata allo Stato) la materia della "produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia".

Le funzioni amministrative relative alla gestione del demanio idrico, ivi comprese quelle relative alle derivazioni di acqua pubblica, alla determinazione dei canoni di concessione e all'introito dei relativi proventi sono state invece trasferite alle Regioni dal D.Lgs. n. 112/1998 (in combinato disposto con il D.Lgs. 79/1999 e con il DPCM 12 ottobre 2000), alle quali spetta anche il potere di emanare norme attuative della legislazione statale. Talune Regioni hanno, a loro volta, trasferito alle Province, in tutto od in parte, le competenze amministrative in materia (in Lombardia, per esempio, il rilascio delle concessioni per le grandi derivazioni compete alla Regione e per le piccole alle Province, alle quali ultime è affidata altresì l'istruttoria delle domande per le grandi derivazioni).

Va tuttavia qui evidenziato che il D.Lgs. del 28 Maggio 2010, n. 85 ha introdotto le basi normative del "federalismo demaniale". Nel momento in cui tale decreto fosse attuato le Regioni non risulterebbero più solo "gestori", ma anche "proprietarie" dei beni del demanio idrico, delle acque e delle relative pertinenze nelle quali potrebbero/dovrebbero essere ricomprese anche infrastrutture afferenti le concessioni di uso delle acque pubbliche a scopo idroelettrico che retrocedono alla PA al termine della concessione (in quanto attratte al demanio).

Capitolo 4

Canoni e sovracanonici per lo sfruttamento delle acque a scopo idroelettrico

Nel presente paragrafo si cerca di dare un quadro sintetico unitario su tipologia, entità e beneficiari dei canoni e sovracanonici, attualmente previsti o in previsione, come corrispettivi da dare all'Autorità competente per lo sfruttamento delle acque a scopo idroelettrico.

4.1. Canone demaniale annuo di concessione

Il canone demaniale di concessione è stato istituito dall'art. 35 del R.D. 1775/1933, che sottopone le utenze di acqua pubblica al pagamento di un canone annuo differenziato a seconda dell'uso (agricolo, potabile, industriale, idroelettrico, etc.). Il canone è comunque dovuto anche per coloro che derivano o utilizzano l'acqua pubblica senza titolo in pendenza dell'atto di concessione.

Nel caso dell'uso idroelettrico, l'ammontare del canone è calcolato in base ai chilowatt (kW) di Potenza Nominale Media Annua di concessione (art. 34 del Regolamento Regionale 2/2006) e comunque non può scendere al di sotto di un valore minimo determinato per legge.

A seguito del decentramento delle competenze amministrative in materia di gestione del demanio idrico attuato con la c.d. legge Bassanini (D.Lgs. 112/98), la determinazione dell'ammontare del canone spetta alle Regioni e alcune Regioni hanno ulteriormente delegato questa competenza alle Province.

I canoni per l'uso di acqua pubblica nel territorio lombardo (cfr. Tab. 4.1) sono versati a Regione Lombardia sia per le piccole che per le grandi derivazioni. Il pagamento del canone demaniale avviene annualmente, in modo unificato per tutti i concessionari, entro un termine fissato da ciascuna Regione intorno ai primi mesi dell'anno (nel caso di Regione Lombardia entro il 31 marzo), in anticipo rispetto all'anno solare di competenza.

Tabella 4.1 – Canoni per l'uso di acqua pubblica nel territorio lombardo, anno 2012

<i>USI</i>	<i>tipologia</i>	<i>unità di misura</i>	<i>canone unitario</i>
usi art. 3, comma 4), R.R. 2/2006			
a)	potabile	canone	€/modulo 2.184,96
		canone minimo	€ 364,17
b)	irriguo	canone src (1)	€/modulo 51,27
		canone ctc (2)	€/modulo 25,63
		canone bnt (3)	€/ha 0,51
		canone minimo	€ 36,27
c)	idroelettrico (produzione forza motrice)	canone piccole derivazioni	€/kW 14,90
		canone grandi derivazioni	€/kW 30,00
		canone minimo	€ 131,10
d)	Industriale (4)	canone per utenze con portata < 3 m ³ /s	€/modulo 16.866,29
		canone per utenze con portata > 3 m ³ /s	€/modulo 34.000,00
		canone minimo	€ 2.299,95
e)	piscicola (fittoigenico)	canone	€/modulo 364,17
		canone minimo	€ 131,10
f)	zootecnico	canone	€/modulo 1.092,45
		canone minimo	€ 131,10
g)	igienico	canone	€/modulo 1.092,45
		canone minimo	€ 131,10
h)	antincendio	canone	€/modulo 1.092,45
		canone minimo	€ 131,10
i)	autolavaggio	canone	€/modulo 1.092,45
		canone minimo	€ 131,10
j)	lavaggio strade	canone	€/modulo 1.092,45
		canone minimo	€ 131,10
k)	innaffiamento aree verdi o aree sportive	canone	€/modulo 364,17
		canone minimo	€ 131,10
l)	scambio termico in impianti a pompa di calore	canone	€/modulo 1.092,45
		canone minimo	€ 131,10
m)	navigazione interna	canone	€/modulo 51,27
		canone minimo	€ 36,27
n)	didattico/scientifico	canone	€/modulo 51,27
		canone minimo	€ 36,27
usi art. 3, comma 5), R.R. 2/2006			
usi diversi (altro uso)	canone	€/modulo	1.092,45
	canone minimo	€	131,10
uso art. 34, comma 10), R.R. 2/2006			
riconoscimento demanialità	canone minimo	€	530,68
<small>NOTE: l'unità di misura per la determinazione del canone è il "modulo" pari ad una portata di 100 l/s, per l'uso idroelettrico il canone è calcolato sulla Potenza Nominale Media annua espressa in kW (art. 34 del Regolamento Regionale 2/2006). (1): senza restituzione delle colature (art. 35, comma 1, T.U. 1775/1933); (2): con restituzione delle colature (art. 35, comma 1, T.U. 1775/1933); (3): bocca non tassata (art. 35, comma 1, T.U. 1775/1933); (4) dal 2008 il modulo industriale è pari ad una portata di 100 l/s. Per la descrizione degli usi si rimanda agli articoli 3 e 34 del Regolamento Regionale 2/2006</small>			

Fonte: d.d.s 12929 del 29/12/2011, B.U.R.L. Serie Ordinaria n. 52 del 31/12/2011

Di seguito si riportano i valori dei canoni ad uso idroelettrico nel periodo 2003-2012 (Tab 4.2). Dal 2003 al 2007 è indicato tra parentesi il canone base cui è stata applicata l'addizionale regionale del 10%. Per l'addizionale regionale, prevista dalla L. 36/94 (cd "legge Galli"), con L.R. 19/95 era stato fissato un tetto massimo del 10%.

Tabella 4.2 – Valore del canone per l'uso d'acqua a scopo idroelettrico in Lombardia nel periodo 2003-2012

Anno	Canone (€/kW)	Canone minimo (€)
2012	14,90 (p.d.)/30,00 (g.d.)	131,10
2011	14,68	129,16
2010	14,46	127,25
2009	14,25	125,37
2008	14,04	123,52
2007	13,83 (12,57)	121,64 (110,58)
2006	13,55 (12,32)	119,25 (108,41)
2005	13,32 (12,11)	117,26 (106,60)
2004	13,17 (11,97)	115,87 (105,34)
2003	13 (11,82)	114,39 (103,99)

Fonte: elaborazioni Éupolis Lombardia su dati di Regione Lombardia

Prima dell'attuazione della Bassanini la competenza per la riscossione dei canoni, compresa la quota addizionale per le Regioni, era in capo allo Stato che tuttavia non la esercitava appieno. Dopo il 2001 il canone cominciò ad essere riscosso totalmente dalle Regioni (nel frattempo rese competenti al rilascio delle concessioni per le grandi derivazioni) venendo così meno la necessità stessa di un'addizionale regionale, con la sua conseguente abolizione a partire dal 2008. Di fatto comunque l'abolizione dell'addizionale ha coinciso con l'aumento del 10% del canone producendo alla fine lo stesso risultato. L'aumento del canone segue in genere il tasso di inflazione ISTAT a meno di una decisione discrezionale della Giunta che ritenga, entro il 31 ottobre dell'anno precedente a quello di competenza, di stabilire con delibera un aumento superiore. Come visibile dalla Tabella 4.3, i valori dei canoni demaniali applicati nelle diverse regioni italiane per l'anno 2011 appaiono differenziati.

Tabella 4.3 - Canoni demaniali di concessione applicati nelle diverse regioni italiane per l'anno 2011

REGIONE	IMPORTO	NORMATIVA DI RIFERIMENTO
Abruzzo	14,40 €/kW	D.D. DC 2/2011
Basilicata	34,98 €/kW*	D.G.R. 2628 del 30/12/2003
Basilicata*	Competenza Provinciale	Competenza Provinciale
Campania		
Emilia Romagna	13,322 €/kW	D.G.R. 2326 del 22/12/2008
Friuli Venezia Giulia	13,46 €/kW	D.G.R. 2499 del 2/12/2010
Lazio		
Liguria	13,48 €/kW	D.G.R. 1182 del 15/10/2010
Lombardia	14,68 €/kW	D.D.S. 12919 del 09/12/2010
Marche	14,39 €/kW	L.R. n.37 del 24/12/2008
Molise	35,03 €/kW	D.G.R. 1076 del 21/12/2010
Piemonte	27 €/kW	D.P.G.R. 19/R del 30/11/2010
Puglia	11,67 €/kW	n.p.
Sardegna	11,66 €/kW	D.G.R. n.14/13 del 13/05/2003
Sicilia	13,56 €/kW	D.D.G. 24/11/2009
Toscana	Competenza Provinciale	Competenza Provinciale
Umbria	14,88 €/kW	L.R. n.33 del 23/12/2004
Valle D'Aosta	13,36 €/kW (P<20kW) 13,56 €/kW (20<P<220kW) 13,75 €/kW (220<P<3000kW) 14,02 €/kW (P>3.000kW)	D.G.R. 53 del 14/01/2011
Veneto	27,49 €/kW	D.G.R. 1475 del 25/05/2010
	9,65 €/kW (P<220kW)	
Prov. Aut. Bolzano	11,95 €/kW (220<P<3000kW) 27,15 €/kW (P>3.000kW)	L.P. 15 del 23/12/2010
Prov. Aut. Trento	16,92 €/kW	D.G.P. 2430 del 24/10/2010

Fonte: www.aper.it

* Canoni Basilicata: con sentenza n.1/2009 TSAP ha sancito l'illegittimità della D.G.R. n.2628 del 30/12/2003. La Regione Basilicata ha promosso ricorso in Cassazione avverso tale sentenza tutt'ora in corso.

Con riferimento al caso lombardo di seguito vengono riportati i dati sui canoni dovuti per i diversi usi idrici, nonché le effettive riscossioni nel periodo 2004-2009 (cfr. Tab. 4.4). Tali dati trovano significato se rapportati al bilancio complessivo regionale, sul quale pesano per meno del 3%, e agli attuali vincoli del Patto di Stabilità per la riduzione della spesa pubblica che ad oggi rendono di fatto "inutile" un aumento dei canoni.

Tabella 4.4 – Canoni dovuti, e relative riscossioni, per il periodo 2004-2009 in Lombardia

	2009	2008	2007	2006	2005	2004
Canoni dovuti	65.291.037	64.179.673	66.318.748	64.949.761	63.341.053	62.669.879
Riscossioni	50.528.766	47.503.814	42.768.287	42.486.173	51.627.664	43.626.222
Differenza	-14.762.271	-16.675.859	-23.550.460	-22.463.588	-11.713.389	-19.043.657

Fonte: dati forniti da Regione Lombardia

I valori differenziati di canone per i diversi usi (cfr. Tab 4.1) spiega la mancata corrispondenza tra quantità d'acqua prelevata e introiti; ad esempio l'uso

industriale, pur coprendo solo il 5% delle portate concesse, contribuisce per il 63% ai canoni riscossi, così come l'uso energetico, che copre il 67% circa delle portate concesse, contribuisce per solo il 29% (cfr. Tab. 4.5).

Tabella 4.5 – Canoni dovuti in Lombardia per ciascun uso e relativa portata concessa (2009)

	Portata concessa (m3/a)	%	Contributo	%
Domestico/civile	3.420.656.940	2,6	3.192.932	4,9
Industriale	6.830.287.632	5,2	41.377.744	63,4
Agricolo	32.660.699.904	24,8	1.482.748	2,3
Energia	88.791.058.656	67,4	19.139.597	29,3

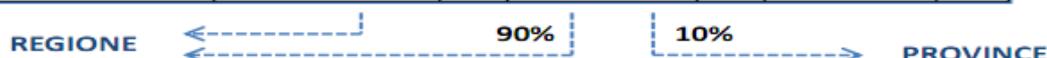
Fonte: dati forniti da Regione Lombardia

Se i contributi dei canoni 2009 suddivisi tra i diversi usi vengono ripartiti per tipologia di derivazione emerge come le grandi derivazioni contribuiscano per il 73% dell'importo complessivo (Tab. 4.6).

Nelle more di attuazione di quanto previsto all'art. 1 della l.r. 22/2011, dell'importo introitabile la Regione ha sino ad ora trattenuto il 90% erogando il 10% alle Province, per le competenze da queste esercitate sulle piccole derivazioni; ciò fatto salvo il caso della provincia di Sondrio alla quale è trasferito un importo pari all'introito regionale per le concessioni di pertinenza di quel territorio (ex l.r. 33/2007). Ad oggi poi non è previsto da legge un vincolo di spesa su quanto riscosso, in termini di valorizzazione dei territori su cui insistono le derivazioni. Le priorità di spesa di quanto introitato dai canoni sono quindi dettate dalle priorità della politica e al momento non ne risulta tracciabile il percorso.

Tabella 4.6 – Canoni dovuti in Lombardia per uso e per tipologia di derivazione (2009)

	GD	%	PD	%	totale	%
domestico/civile	377.743	12	2.815.189	88	3.192.932	4,9
industriale	30.363.674	73	11.014.069	27	41.377.744	63,4
agricolo	437.352	29	1.045.396	71	1.482.748	2,3
energia	16.206.689	85	2.932.907	15	19.139.597	29,3
altro	18.439	19	79.576	81	98.016	0,2
totale	47.403.898	73	17.887.139	27	65.291.037	100



Fonte: dati forniti da Regione Lombardia

Risulta in tal senso di interesse ad esempio il caso della Provincia autonoma di Bolzano il cui bilancio, non avendo l'obbligo di sottostare all'approvazione del livello di governo nazionale, è approvato annualmente con legge regionale e stabilisce dove spendere tali introiti per la valorizzazione dei territori (anche qui tuttavia la spesa non risulta strettamente legata a tematiche ambientali).

4.2. I Sovracanoni

4.2.1. Sovracanone B.I.M.

Con il termine Bacino Imbrifero Montano (BIM) si intende il territorio delimitato da una cintura montuosa o collinare che funge da spartiacque, ubicato al di sopra di una certa quota assoluta stabilita bacino per bacino. I Consorzi BIM sono consorzi di Comuni che si mettono insieme, ai sensi della L. 959 del 27/12/1953, per una gestione associata delle entrate derivanti dai sovracanoni, previsti espressamente dall'art. 1 comma 8 della suddetta legge, a favore dello sviluppo sociale ed economico delle comunità locali che sopportano uno sfruttamento dell'acqua presente sul proprio territorio ai fini di produzione energetica. Tale sovracanone è dovuto dai concessionari di derivazione d'acqua per produzione di forza motrice, con potenza nominale media superiore a 220 kW. La legge 925 del 22/12/1980 aggiornò il valore del sovracanone e stabilì che questo fosse aggiornato ogni 2 anni. Con la legge n. 122 del 30 luglio, recante "misure urgenti in materia di stabilizzazione finanziaria e di competitività economica", per ciò che riguarda i sovracanoni sono state introdotte importanti novità, che non sono state intaccate nemmeno dalla recente sentenza della Corte Costituzionale sul tema (cfr. cap. 3). In particolare l'articolo 15 comma 6 ha previsto che a partire dal 1 gennaio 2010 la base di calcolo del sovracanone BIM, solo per le concessioni di grande derivazione di acqua per uso idroelettrico, venisse fissata in 28,00 €/kW, fermo restando per gli anni a seguire l'aggiornamento biennale previsto dall'articolo 3 della medesima legge n. 925 del 1980 alle date dalla stessa previste (Tab. 4.7).

Tabella 4.7 : Sovracanoni B.I.M.

Biennio di riferimento	Importo	Normativa di riferimento
2004-2005	18,90 €/kW	D.M. 9/02/2004
2006-2007	19,62 €/kW	D.M. 30/11/2005
2008-2009	20,35 €/kW	D.M. 27/11/2007
2010-2011	21,08 (28,00) €/kW	D.M. 25/11/2009 (L. 122/10)

Fonte: elaborazioni Eupolis Lombardia su dati APER (www.aper.it)

Va rilevato che la materia relativa a perimetrazione e canoni BIM è ancora di competenza statale creando inevitabilmente una situazione differenziata da BIM a BIM e scarsamente conosciuta e governata dal livello regionale. Non tutti i BIM sono costituiti (e in tal caso il canone viene pagato ai Comuni di riferimento) e, se anche costituiti, non sempre rendono disponibile *on-line*, nell'ambito del loro bilancio, il percorso di utilizzo dei soldi introitati.

4.2.2. Sovracanone Enti Riviera schi

Con il termine Enti Riviera schi si indicano gli Enti locali (Comuni e Province) nei cui territori sono ubicate le opere della derivazione e quelli in cui scorre un corso d'acqua nel tratto compreso "tra il punto ove ha termine il rigurgito a monte della presa e il punto di restituzione delle acque" (art. 52 T.U. 1775/1933).

Il sovracanone a favore dei Comuni rivieraschi e delle rispettive Province è stato istituito dall'art. 53 del T.U. 1775 del 11/12/1933. Tale sovracanone è dovuto dai concessionari di derivazione d'acqua per produzione di forza motrice, con potenza nominale media superiore a 220 kW. La legge 925 del 22/12/1980 aggiornò il valore del sovracanone e stabilì che tale sovracanone fosse aggiornato ogni 2 anni.

La legge n. 122 del 30 luglio 2010, all'articolo 15 comma 6, ha previsto che, a partire dall'1 gennaio 2010, la base di calcolo del sovracanone Enti Riviera schi, solo per le concessioni di grande derivazione di acqua per uso idroelettrico, venisse fissata in 7,00 €/kW, fermo restando per gli anni a seguire l'aggiornamento biennale previsto dall'art. 3 della medesima legge n. 925 del 1980 alle date dalla stessa previste.

Tabella 4.8: Sovracanoni Enti Riviera schi

Biennio di riferimento	Importo	Normativa di riferimento
2004-2005	4,73 €/kW	D.Ag.Dem. 27/11/2003
2006-2007	4,91 €/kW	D.Ag.Dem. 31/01/2006
2008-2009	5,09 €/kW	D.Ag.Dem. 21/12/2007
2010-2011	5,27 (7,00) €/kW	D.Ag.Dem. 20/01/2010 (L. 122/10)
2011-2012	5,53 (7,35) €/kW	D.Ag.Dem. 30/11/2011 (L. 122/10)

Fonte: elaborazioni Eupolis Lombardia su dati APER (www.aper.it)

La ripartizione del sovracanone tra gli Enti rivieraschi interessati è fissata da un preventivo accordo degli stessi che deve essere ratificato dal Ministero dell'Economia e delle Finanze, che a sua volta si avvale per questo dell'Agenzia del demanio. Va detto che, in attesa della ratifica, di solito il concessionario paga la quota ripartita sui singoli Enti sulla base della proposta di ripartizione su cui preliminarmente si sono accordati. Anche qui, come nel caso dei BIM, tutto ciò va a creare una significativa dispersione delle informazioni con riferimento sia ai valori introitati sia alle singole destinazioni d'uso.

4.2.3. Canoni aggiuntivi

A completamento del quadro su canoni e sovracanoni un discorso a parte lo meritano i canoni aggiuntivi che nel contesto normativo attuale non trovano tuttavia piena applicabilità.

In primis va citato il Canone aggiuntivo unico che era stato introdotto dalla Finanziaria 2006 (Legge 23 dicembre 2005, n. 266, art. 1 commi da 483 a 492) e

il cui versamento era da prevedersi per quattro anni a decorrere dal 2006 per i concessionari che avessero effettuato congrui interventi di ammodernamento/potenziamento degli impianti, a fronte di un successivo riconoscimento di proroghe decennali rispetto alle scadenze fissate dal D.Lgs. 79/1999. Come già detto la sentenza della Corte Costituzionale 1/2008 ha abrogato le disposizioni normative sopra citate e quindi anche il canone unico citato, già versato da alcuni concessionari per le prime due annualità, ma mai ad essi restituite.

Infine va citata la L.R n. 19 del 23 dicembre 2010 (che modifica la L.R 26/2003, inserendo l'art. 53-bis) che prevede un Canone aggiuntivo “rispetto ai canoni e sovracani e alla cessione gratuita di energia già stabiliti” a carico del concessionario uscente nel periodo di prosecuzione temporanea dell’esercizio, di cui al comma 4 dell’articolo. La Regione trasferirebbe in parte i proventi di tale canone, sulla base di preventivi accordi, “alle province e comuni interessati, prevedendo particolari condizioni per quelli rivieraschi, in misura non inferiore al 50% delle somme introitate”. Va inoltre evidenziato che tali proventi verrebbero “destinati a concorrere al finanziamento di misure e interventi di miglioramento ambientale dei territori interessati”. La delibera 1205 del 29 dicembre 2010 ha confermato la possibilità per i concessionari uscenti di proseguire temporaneamente nell’esercizio delle derivazioni e degli impianti, demandando a successiva deliberazione la definizione del canone aggiuntivo, a decorrere dall’1 gennaio 2011, e delle relative modalità di versamento. La sentenza della Corte con la relativa pronuncia di illegittimità di alcune parti dell’art 53bis (cioè dell’art. 14 LR 19/2010) - che tuttavia non riguarda direttamente l’applicabilità di un canone aggiuntivo - e la mancata definizione ad oggi del valore del canone suddetto, rendono di fatto ancora modesto il livello di percezione di tali questioni, in particolare da parte dei concessionari.

Capitolo 5

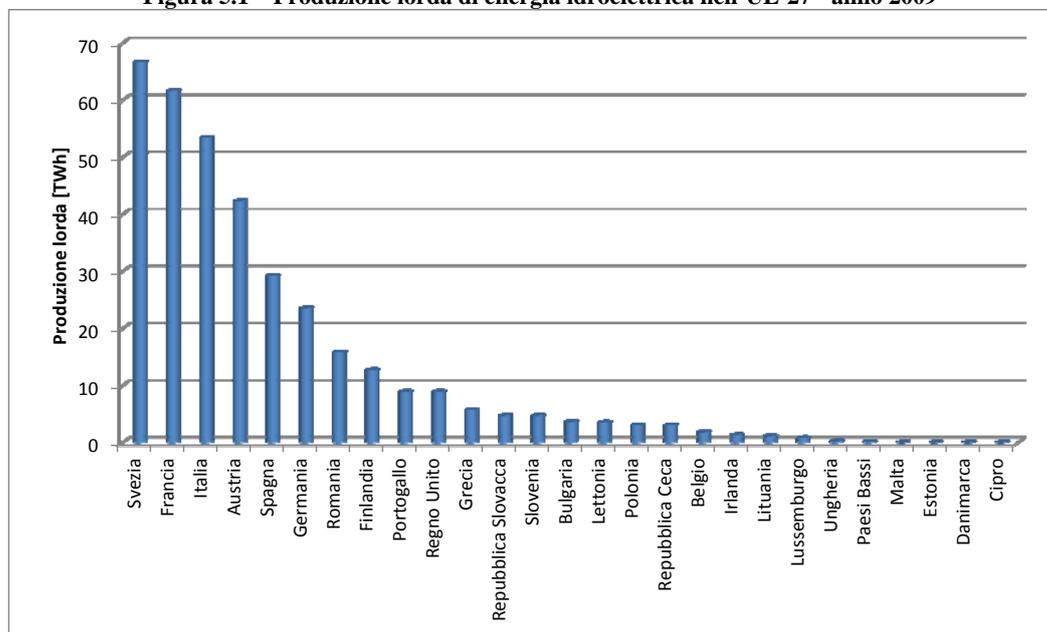
Principali dati tecnici di contesto

5.1. La fonte idroelettrica in Europa ed in Italia

La produzione lorda annua di energia elettrica in Europa (UE-27) riguarda circa 3,2 milioni di GWh, di cui circa 0,36 milioni di GWh (ovvero oltre l'11%) derivanti da fonte idroelettrica (Eurostat, 2009).

Per produzione di energia idroelettrica l'Italia è la terza nazione europea (UE-27), dopo Svezia e Francia, con circa 53.400 GWh prodotti nel 2009, pari a circa il 15% della produzione totale a livello europeo (cfr. Fig. 5.1).

Figura 5.1 – Produzione lorda di energia idroelettrica nell'UE-27 - anno 2009

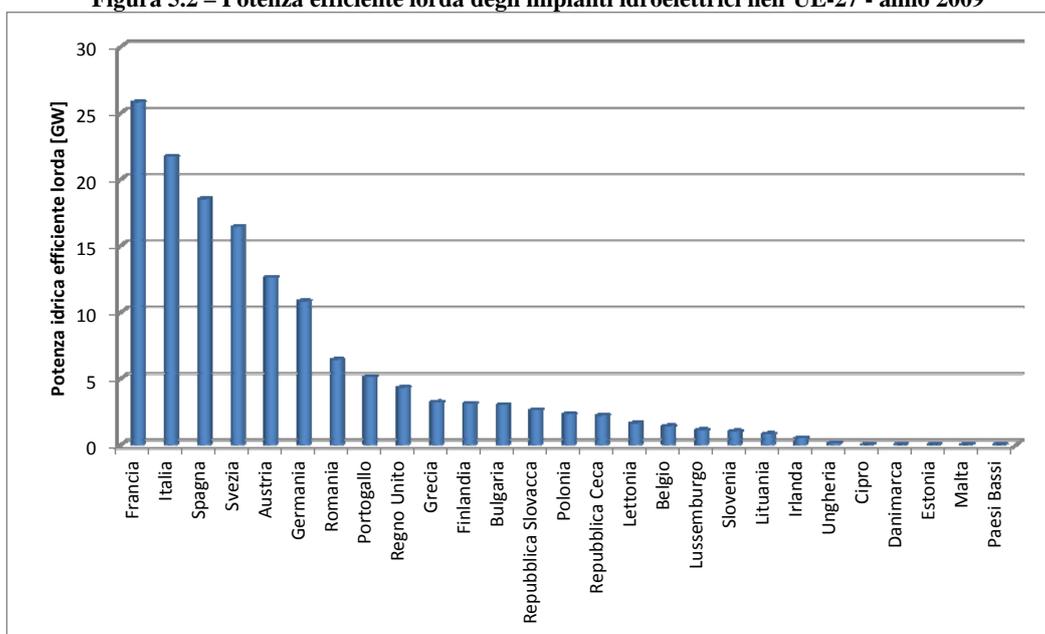


Fonte: Elaborazioni Éupolis su dati Eurostat

Per quanto riguarda invece la potenza⁶ del parco elettrico europeo, nel 2009 in Europa (UE-27) erano installati circa 848,3 GW dei quali 144,5 GW, pari al 17% del totale, riguardavano il parco idroelettrico.

L'Italia, con un parco idroelettrico di circa 21,7 GW, pari al 15% del totale, è la seconda nazione per potenza idroelettrica installata dopo la Francia (Fig. 5.2).

Figura 5.2 – Potenza efficiente lorda degli impianti idroelettrici nell'UE-27 - anno 2009



Fonte: Elaborazioni Éupolis su dati Eurostat

5.2. Il quadro generale di contesto in Lombardia

Per quanto concerne la situazione nazionale ed il ruolo lombardo rispetto al quadro della produzione idroelettrica nazionale, la Lombardia rappresenta la prima regione italiana produttrice di energia elettrica da fonte idrica. Nel 2009 la produzione lorda annua è stata pari a circa il 25% di quella nazionale (11.749 GWh su 53.442 GWh) (Terna, 2010), percentuale di contribuzione confermata anche per l'anno 2010 (12.327 GWh su 53.479 GWh) (Terna, 2011). Dal confronto tra il parco idroelettrico lombardo e quello italiano emerge invece che, per numero di impianti idroelettrici installati, la Lombardia è la terza regione italiana dopo Piemonte e Trentino Alto Adige, possedendo il 14,3% degli impianti complessivamente presenti sul territorio nazionale (Terna, 2011). La Lombardia è la prima regione a livello nazionale anche per quanto riguarda la potenza installata da

⁶ Potenza efficiente lorda: la massima potenza elettrica possibile per una durata di funzionamento sufficientemente lunga per la produzione esclusiva di potenza attiva, supponendo tutte le parti dell'impianto interamente in efficienza e nelle condizioni ottimali misurata ai morsetti dei generatori elettrici dell'impianto.

idroelettrico, che risulta pari a circa il 27,3% di quella installata a livello nazionale (5.988 MW⁷ su circa 21.893 MW) (Terna, 2011).

La provincia con la maggiore produzione è quella di Sondrio che contribuisce a livello regionale per quasi il 53%⁸. La stessa provincia rappresenta anche la seconda provincia produttrice a livello nazionale, dopo Bolzano, con un contributo dell'ordine dell'11% (GSE, 2010).

5.2.1. L'idroelettrico nel quadro delle rinnovabili

La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ha assunto negli ultimi decenni un ruolo fondamentale per effetto delle politiche ambientali e di incentivazione introdotte a livello europeo e nazionale.

Alla fine del 2010 la potenza complessivamente installata in Italia da fonti rinnovabili ammontava a 30.284 MW, corrispondente a una produzione di circa 76.964 GWh (cfr. Tab. 5.1).

Tabella 5.1 - Gli impianti a fonti rinnovabili in Italia ed in Lombardia - anno 2010

	Potenza efficiente lorda [MW]		Produzione lorda [GWh]	
	Italia	Lombardia	Italia	Lombardia
Idroelettrica	17876	4988	51117	11416
<i>Fino a 1 MW</i>	523,5			
<i>Da 1 MW a 10 MW</i>	2.210,5			
<i>Maggiore di 10 MW</i>	15.142			
Geotermica	772	-	5376	-
Solare	3470	372	1906	190
Eolica	5814	-	9126	-
Biomassa	2352	525	9440	1902
<i>Solida</i>			4308	1209
<i>Biogas</i>			3078	208
<i>Bioliquidi</i>			2054	485
TOTALE	30284	5885	76964	13509

Fonte: dati GSE, 2011

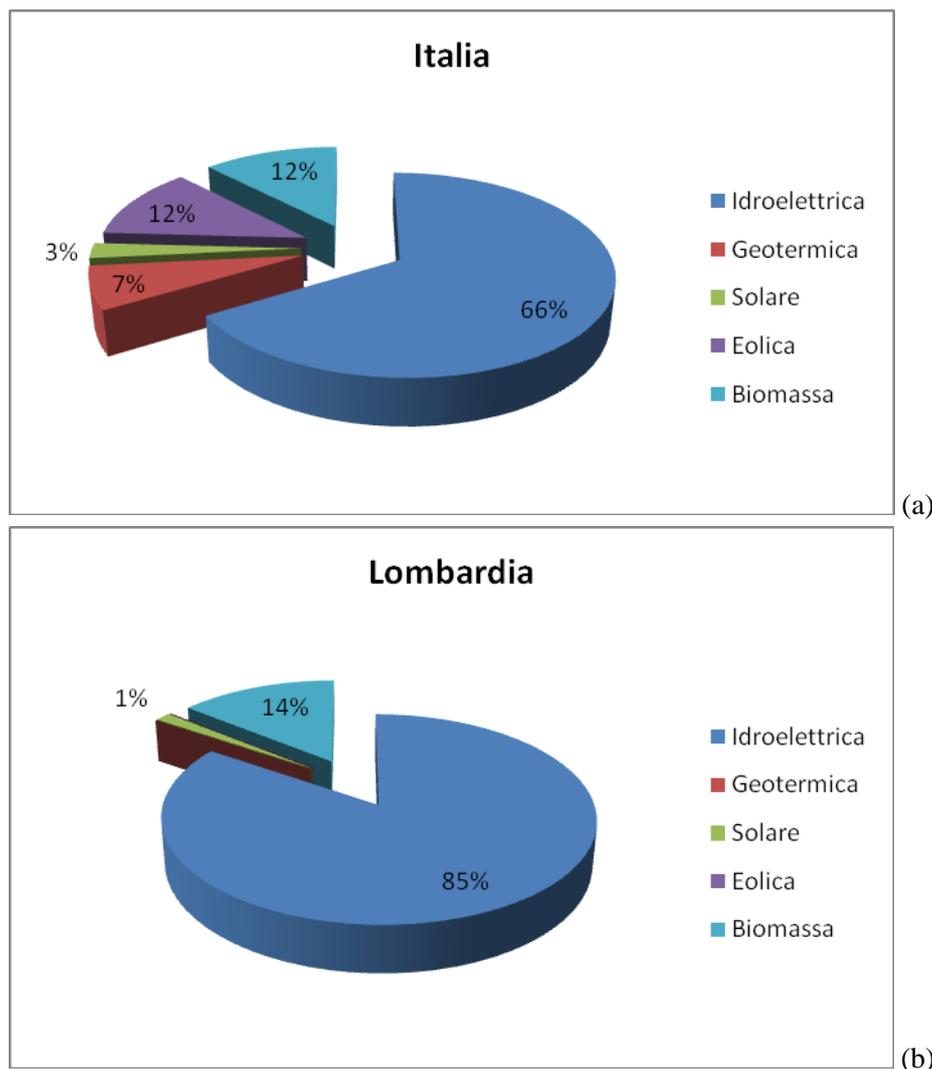
La Lombardia possiede circa il 19% del parco italiano di FER (in termini di potenza) e garantisce una produzione di quasi il 18% della produzione elettrica complessiva da fonti rinnovabili a livello nazionale (Tab. 5.1).

⁷ Del valore di potenza efficiente lorda installata, pari a 5.988 MW, 2.722 MW risultano derivanti da pompaggio misto e 1.000 MW da pompaggio puro (vedi nota 5).

⁸ Con il solo riferimento alla quota parte di energia idroelettrica da apporti naturali (green energy) ed all'anno 2009.

Il contributo principale alla produzione rinnovabile è rappresentato, sia a livello nazionale, con circa il 66%, che lombardo, con l'85%, dall'idroelettrico, facendo in particolare riferimento alla sua componente strettamente rinnovabile (*green energy*) ovvero quella parte di idroelettrico generata dai soli apporti naturali escludendo quindi la parte derivante da pompaggio puro e misto⁹ (Fig. 5.3 (a) e (b)). Di qui la non perfetta corrispondenza coi dati TERNA di potenza e produzione riportati in precedenza.

Figura 5.3 – Produzione lorda da fonti rinnovabili in Italia (a) ed in Lombardia (b) nel 2010



Fonte: elaborazione Éupolis su dati GSE, 2011

Alla fonte idroelettrica seguono in Lombardia le biomasse, risultate in crescita solo dal 2000 e con ancora forti potenzialità di sviluppo, e a seguire il solare, soprattutto per il fotovoltaico, causa la politica di incentivazione nazionale del

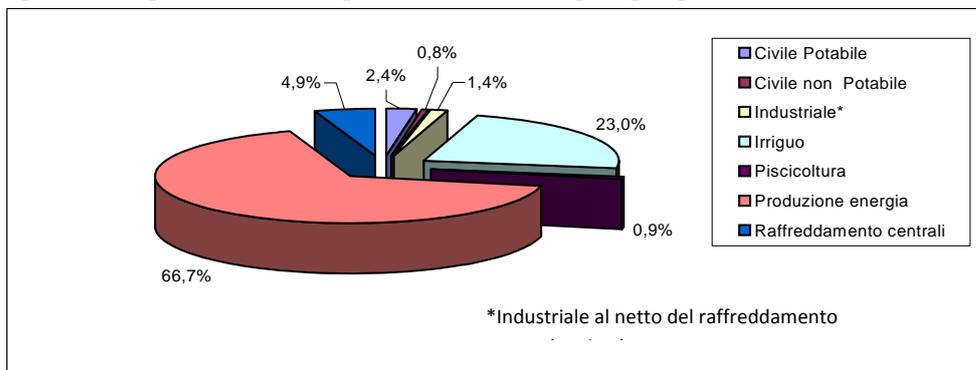
⁹ Negli impianti di pompaggio puro, gli apporti naturali che alimentano il serbatoio superiore sono in media inferiori al 5% del volume d'acqua mediamente turbinata in un anno. Negli impianti di pompaggio misto, gli apporti naturali risultano invece in media superiori al 5% .

Conto Energia che ha indotto negli ultimi anni una crescita esponenziale del settore (+ 195% di potenza rispetto al 2009).

5.2.2. Gli usi della risorsa idrica a scopo idroelettrico

Tra i diversi usi della risorsa idrica presenti in Lombardia, il prelievo per la produzione di energia idroelettrica rappresenta di gran lunga il maggiore. Le stime alla base del PTUA, condotte con riferimento all'anno 2003 (Fig. 5.4), e poi confermate dall'analisi dei dati aggiornati all'anno 2010 (Fig. 5.5), hanno infatti mostrato come le concessioni ad uso idroelettrico rappresentino circa il 67% dei 130 miliardi di m³/anno di acqua concessa per i diversi usi tradizionali (civile, industriale, energetico, piscicolo, agricolo) nella regione (Regione Lombardia, 2006a). Tale dato assume ancora maggiore rilevanza se si considera che l'afflusso meteorico annuo sul territorio lombardo sia di soli 27 Miliardi di m³ (Regione Lombardia, 2006a) e che pertanto, per poter soddisfare le concessioni in atto, l'acqua piovuta viene di fatto usata per più di 5 volte. Ciò è reso possibile proprio dalla presenza di usi conservativi come la produzione idroelettrica ed il raffreddamento delle centrali termoelettriche (complessivamente oltre il 72% delle concessioni attive) che comportano la completa restituzione delle acque prelevate.

Figura 5.4 - Ripartizione % delle portate di concessione per tipologia di uso nell'anno 2003



Fonte: PTUA Regione Lombardia, 2006 (elaborazioni IReR su dati Catasto Utenze Idriche 2003)

Figura 5.5 - Ripartizione % delle portate di concessione per tipologia di uso nell'anno 2010

Lombardia, 2011), di cui 82 riferibili a grandi derivazioni idroelettriche, ovvero con potenza nominale¹¹ superiore a 3 MW, che detengono circa il 60% della portata complessivamente concessa ad uso idroelettrico ed hanno una potenza nominale pari a circa l'88% della potenza idroelettrica concessa in regione (Tab. 5.2). I restanti 357 impianti sono riferibili a piccole derivazioni e rappresentano, nonostante il numero elevato, soltanto il 12% della potenza totale.

Tabella 5.2 - Potenza nominale media degli impianti idroelettrici presenti in Lombardia suddivisa per classi di potenza – anno 2010

	Classi di Potenza Nominale Media		Potenza Nominale	% rispetto al totale
	[MW]	n. impianti	Media complessiva [MW]	
Grandi derivazioni	< 10	49	243,6	14%
	10-30	20	377,9	22%
	30-100	10	499,3	30%
	>100	3	350,4	21%
	TOTALI	82	1471,3	88%
Piccole derivazioni	< 3 MW	357	209,8	12%

Fonte: dati forniti da Regione Lombardia, 2011

Le province lombarde con il maggior numero di grandi impianti ad uso idroelettrico sono rispettivamente quelle di Sondrio, Brescia e Bergamo (Tab. 5.3, Fig. 5.7). In queste province vi è anche la presenza di numerosi ed importanti dighe, realizzate soprattutto a partire dagli anni '50-'60 nel periodo immediatamente successivo alle grandi guerre (Fig. 5.8) e la cui capacità d'invaso complessiva del sistema è pari a oltre 664 milioni di m³ (Regione Lombardia, 2006).

Tabella 5.3 - Numero di impianti idroelettrici suddivisi tra grandi e piccole derivazioni, presenti nelle province lombarde

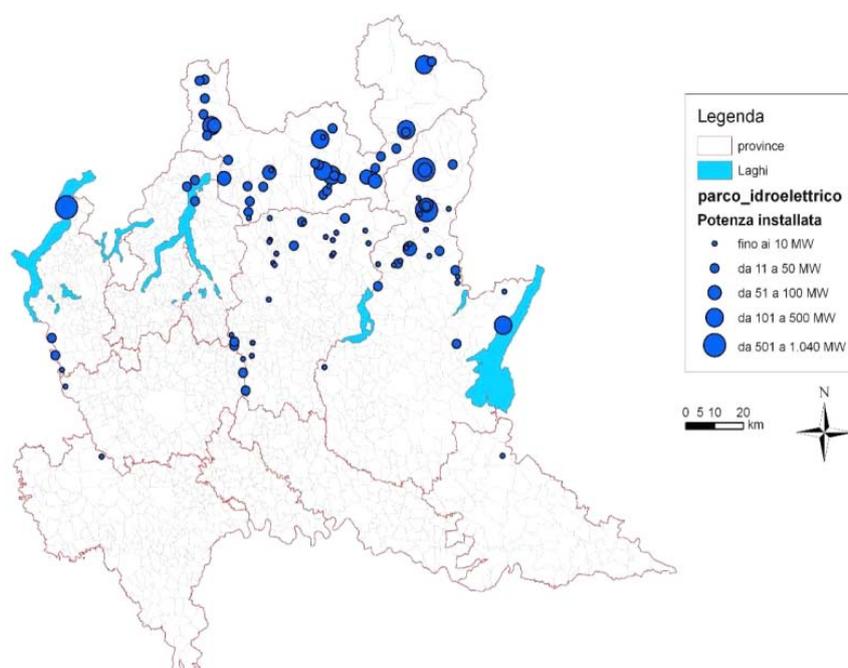
Provincia	Grandi Derivazioni	Piccole Derivazioni
Bergamo	14	86
Brescia	23	103
Bergamo-Brescia	1	
Como	1	10
Cremona	-	10

¹¹ La potenza nominale di un motore primo idraulico (turbina) o di un generatore elettrico è la massima potenza ottenibile, in regime continuo, secondo le norme ammesse. La potenza nominale è una potenza lorda. In un impianto idroelettrico (o in un insieme di impianti) la potenza nominale è la somma delle potenze nominali del macchinario (principale o ausiliario) installato in centrale.

Lecco	1	21
Lodi	-	9
Mantova	1	5
Milano	2	12
Milano-Bergamo	1	-
Milano-Lecco	2	-
Milano-Varese	2	-
Pavia	-	7
Novara-Pavia	1	-
Sondrio	30	80
Varese	3	14
Totale	82	357

Fonte: dati Regione Lombardia 2010

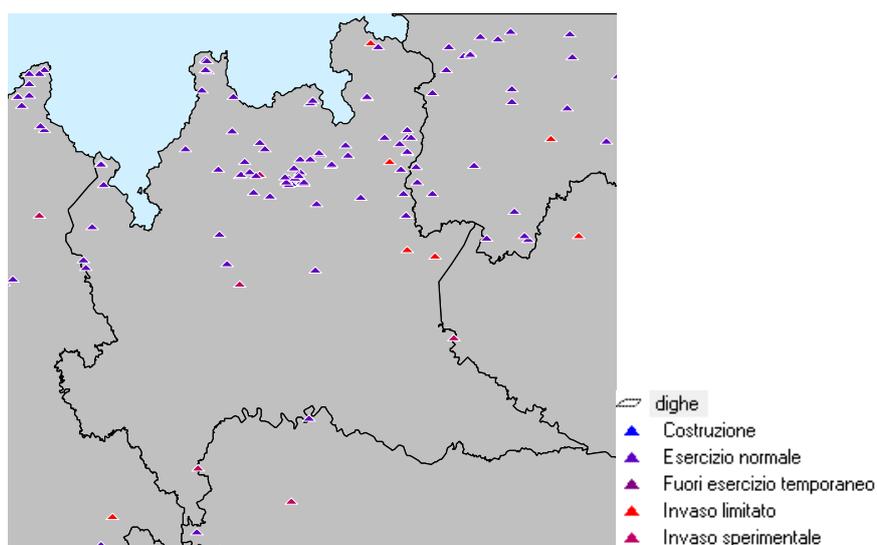
Figura 5.7 - Impianti idroelettrici¹² presenti sul territorio regionale



Fonte: Regione Lombardia, 2008c

Figura 5.8 - Grandi dighe presenti in Lombardia

¹² Le informazioni rappresentate riguardano solo gli impianti di cui è disponibile l'anagrafica che comunque corrispondono alla totalità degli impianti con potenza superiore a 10 MW e ad alcuni impianti di potenza inferiore.



Fonte: Registro Italiano Dighe 2011 (<http://www.registroitalianodighe.it/maps/GisSND/GisSNDfrm.html>)

Le centrali idroelettriche lombarde avevano complessivamente in concessione a fine 2010 una potenza nominale di circa 1.681,1 MW dei quali 1.471,3 MW in grandi impianti e 209,8 MW in piccoli impianti. Le provincie lombarde con maggiore potenza nominale da grande idroelettrico (Tab. 5.4) sono Sondrio e Brescia ed hanno percentuali pari rispettivamente al 52.1% ed al 21.5% del grande idroelettrico installato a livello regionale.

E' necessario evidenziare che il valore della potenza nominale di concessione riportato è significativamente inferiore a quello di potenza efficiente lorda rilevato da TERNA perché il primo viene stimato con riferimento alla portata idrica media annua di concessione, valore teorico e solitamente inferiore alla portata effettivamente utilizzata dai derivatori per la produzione energetica.

Tabella 5.4 - Potenza nominale complessiva delle grandi derivazioni idroelettriche presenti nelle provincie lombarde

Provincia	Potenza nominale [MW]	%
Bergamo	100,7	6.8
Brescia	316,8	21.5
Como	6,3	0.4
Lecco	6,1	0.4
Mantova	3,5	0.2
Milano	119,6	8.1
Pavia	5,5	0.4
Sondrio	766,8	52.1
Varese	146,0	9.9
Totale	1.471.3	100

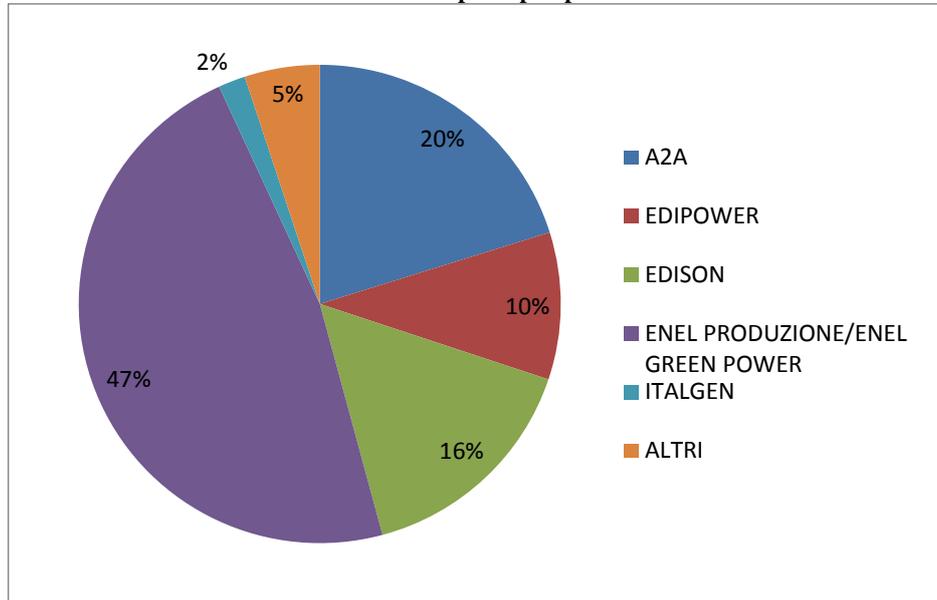
Fonte: elaborazione su dati Regione Lombardia 2010

Per quanto riguarda le grandi derivazioni idroelettriche lombarde è riportato in Appendice 2 un elenco di dettaglio comprensivo, per singolo impianto, dei valori di potenza nominale media, del nome del concessionario e della data prevista per la scadenza della concessione.

In particolare, delle 82 pratiche di concessione relative ai grandi impianti 10 risultavano in scadenza al 31 dicembre 2010, 3 al 2012, 2 al 2013 e 67 nel periodo compreso tra il 2014 e il 2045.

Per quanto riguarda i concessionari il parco dei grandi impianti idroelettrici lombardi risulta suddiviso per il 95% tra cinque soggetti, in ordine ENEL, A2A, Edison, Edipower e Italgen (Fig. 5.9).

Figura 5.9 - Ripartizione % della potenza idroelettrica nominale disponibile in Lombardia di concessione tra i principali produttori

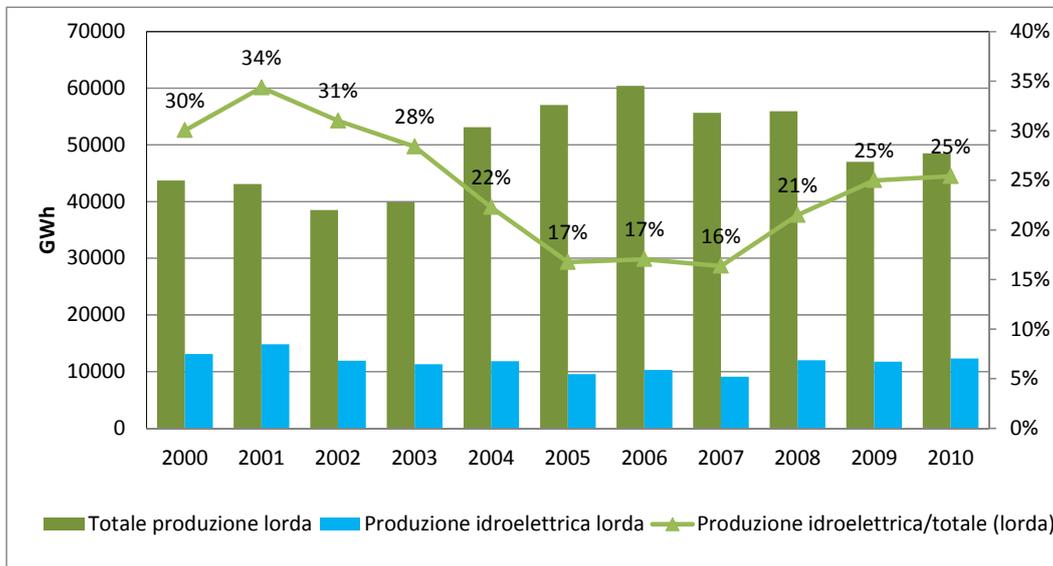


Fonte: Elaborazione Éupolis su dati Regione Lombardia 2011

5.2.4 Andamento della produzione idroelettrica

L'andamento della produzione lorda di energia idroelettrica della Lombardia (Fig. 5.11) nel periodo dal 2000 al 2010 ha presentato un comportamento oscillante intorno a valori prossimi agli 11.600 GWh, con un trend in diminuzione fino al 2007 ed una leggera ripresa negli anni dal 2008 al 2010 (Terna, 2010). Trend analogo ha seguito nello stesso periodo (Fig. 5.10) il contributo dell'idroelettrico alla produzione elettrica complessiva regionale: dopo essere progressivamente diminuito fino a raggiungere nel 2007 il minimo del 16% rispetto alla produzione totale, dal 2008 si è verificata una leggera ripresa (fino all'attuale 25%).

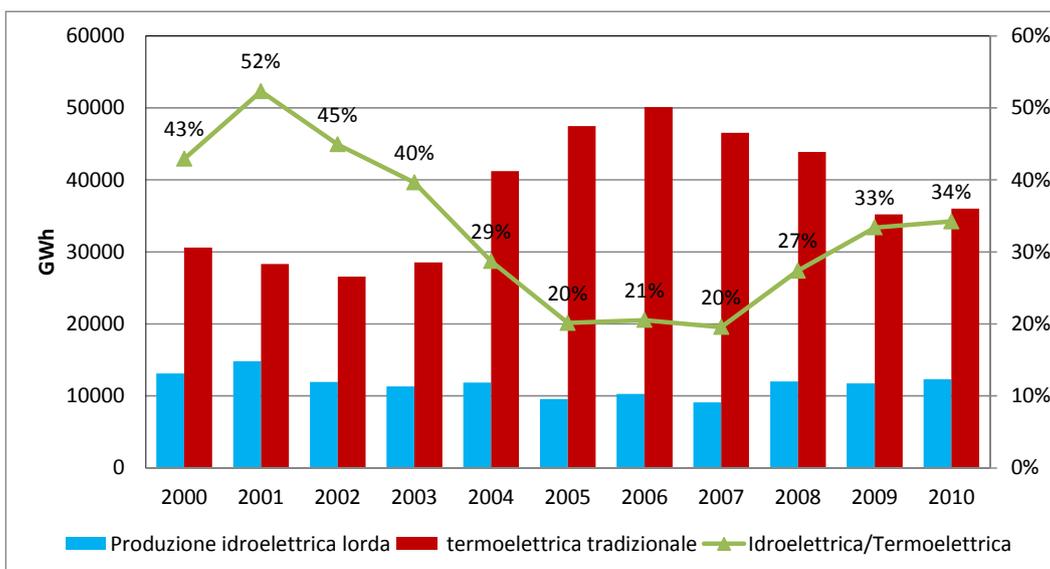
Figura 5.10 - Andamento della produzione di energia elettrica in Lombardia (2000-2010): confronto tra produzione idroelettrica lorda e produzione lorda complessiva da tutte le fonti



Fonte: elaborazione Éupolis su dati TERNA, 2011

Se il confronto in termini di produzione viene fatto tra idroelettrico e termoelettrico (Fig.5.11), principale fonte di approvvigionamento elettrico regionale, l'andamento rimane simile, ma sono maggiori le percentuali di incremento annuo, circa il 7% annuo per il 2008 e 2009 e l'1% per il 2010, ciò anche a fronte di un concomitante potenziamento e/o *upgrade* tecnologico del parco termoelettrico.

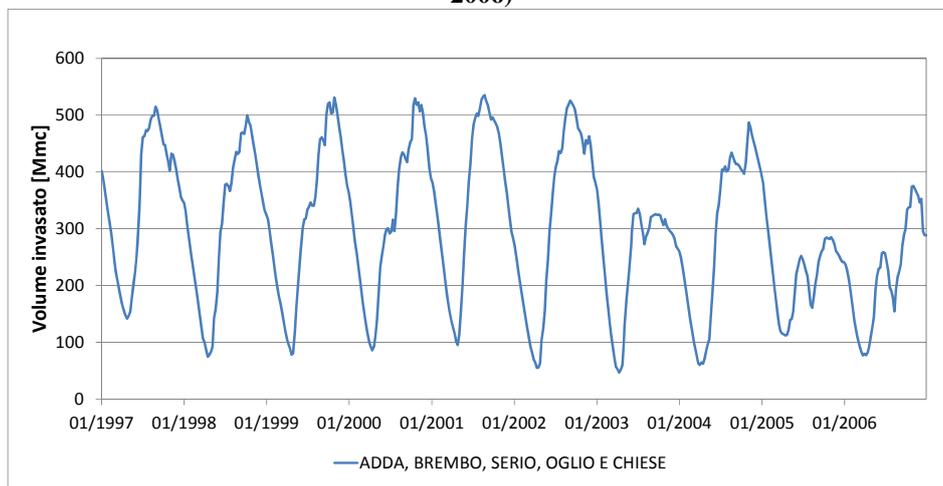
Figura 5.11 - Andamento della produzione di energia elettrica in Lombardia (2000-2010): confronto tra produzione idroelettrica lorda e produzione termoelettrica lorda



Fonte: elaborazione Éupolis su dati TERNA, 2011

La riduzione di produzione di energia idroelettrica innanzi evidenziata potrebbe essere ricondotta alle particolari condizioni meteo-climatiche, manifestatesi nel periodo compreso tra l'estate 2003 e la primavera 2007 (Terna, 2010), che hanno comportato una diminuzione consistente nella disponibilità idrica complessiva. Come infatti mostrato in Figura 5.12 i volumi invasati nei serbatoi lombardi, in particolare durante le "crisi idriche" delle estati 2003, 2005 e 2006, sono stati significativamente inferiori rispetto a quelli degli anni non siccitosi (Fig. 5.12).

Figura 5.12 - Volume invasato nei serbatoi di Adda, Brembo, Serio, Oglio e Chiese (1997-2006)



Fonte: elaborazione Éupolis su dati GSE, 2007.

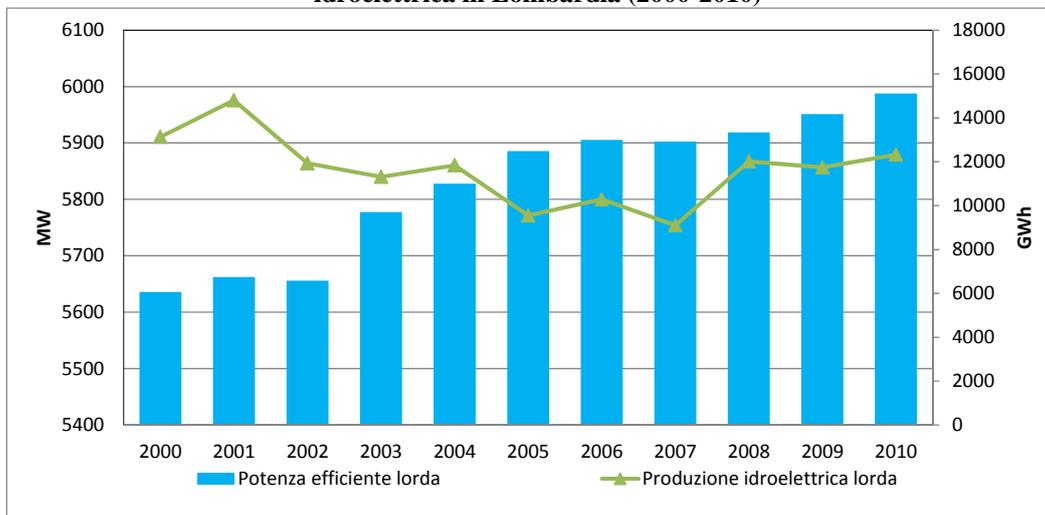
Nonostante tale andamento, appare tuttavia evidente come la risorsa idroelettrica mantenga un ruolo significativo sia in termini di potenza installata che in termini di soddisfacimento del fabbisogno elettrico regionale (Fig. 5.11).

Un altro fattore che ha influenzato la produzione idroelettrica è il rilascio del Deflusso Minimo Vitale (DMV)¹³: il Piano di Azione per l'Energia (PAE) ha stimato che l'applicazione del DMV potrebbe comportare una riduzione di produzione idroelettrica dell'ordine del 6,5% (Regione Lombardia, 2008c). Tali stime andrebbero tuttavia riviste alla luce e a seguito delle sperimentazioni che sono in atto in alcuni bacini lombardi.

Per quanto concerne infine l'andamento della potenza idroelettrica installata negli anni, è da sottolineare che nell'ultimo decennio l'incremento è stato limitato (+6% circa dal 2000 al 2010 sulla base di dati Terna, 2011), e ha riguardato principalmente i piccoli impianti (con potenza inferiore a 3 MW) senza tuttavia riuscire a compensare del tutto la riduzione di produzione registrata nel decennio (Fig. 5.13).

¹³ La normativa della Regione Lombardia prevedeva per le concessioni già in essere, il rilascio della componente idrologica del DMV, pari al 10% della portata media annua entro il 31.12.2008

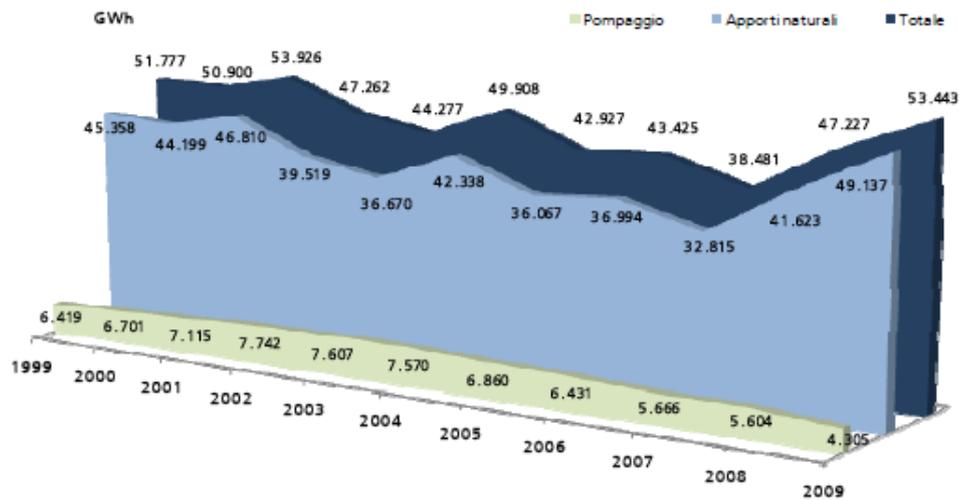
Figura 5.13 - Andamento della potenza lorda installata a confronto con la produzione idroelettrica in Lombardia (2000-2010)



Fonte: elaborazione Éupolis su dati TERNA, 2011.

Importanti indicazioni possono infine essere ricavate se si pongono a confronto i dati di produzione misurati da Terna con quelli monitorati dal GSE. Mentre Terna considera la produzione idroelettrica nel suo complesso ovvero sia derivante da apporti naturali che da pompaggio, GSE si concentra sulla sola parte di energia cosiddetta “verde” ovvero prodotta a partire dai soli apporti naturali. Dal confronto delle due serie di dati (Fig. 5.14), in termini di produzione lorda, emerge che a livello nazionale a partire dall’anno 2003 vi è stata una progressiva diminuzione della produzione di energia da pompaggio (serie verde chiaro in figura), con un conseguente aumento della quota parte di energia rinnovabile rispetto alla produzione totale.

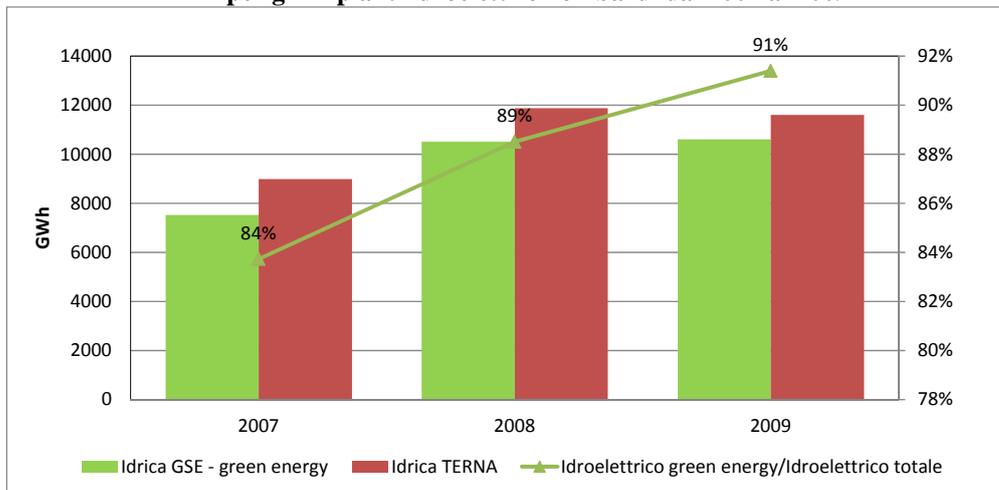
Figura 5.14 - Confronto tra la produzione (lorda) da apporti naturali (dati GSE) e produzione complessiva comprendente la quota parte derivante dal pompaggio (dati Terna) per gli impianti idroelettrici in Italia dal 1999 al 2009



Fonte: Terna, 2010

Tale comportamento, che è confermato per la produzione idroelettrica regionale dai dati a disposizione per il periodo 2007-2009 (Fig. 5.15), sembra in generale trovare spiegazione nelle dinamiche del Mercato elettrico (cfr. cap. 6).

Figura 5.15 - Confronto tra la produzione (netta¹⁴) da apporti naturali (dati GSE) e produzione complessiva comprendente la quota parte derivante dal pompaggio (dati Terna) per gli impianti idroelettrici lombardi dal 2007 al 2009



Fonte: Elaborazioni Éupolis su dati Terna e GSE

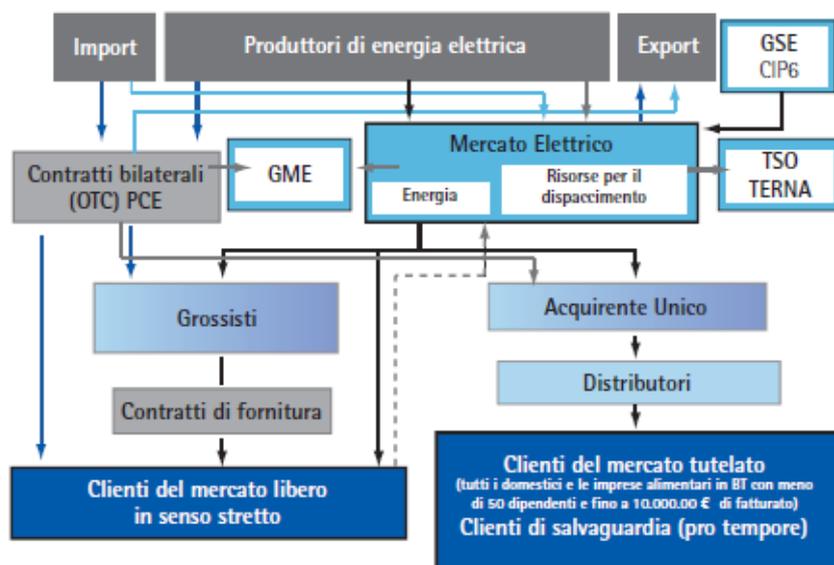
¹⁴ In questo caso il confronto è fatto in termini di produzione netta a causa della mancanza dei dati GSE regionali

Capitolo 6

Il mercato elettrico

La liberalizzazione del Mercato Elettrico in Italia, in recepimento della direttiva comunitaria sulla creazione di un mercato libero dell'energia (96/92/CE), è avvenuta per effetto del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (d.lgs. n. 79/99) e diventata effettiva il 1° aprile 2004 con l'avvio delle contrattazioni della Borsa Elettrica Italiana. L'introduzione della Borsa Elettrica (Fig. 6.1) è stata volta a superare la gestione di monopolio legale del settore elettrico che aveva dominato il settore elettrico fino ai primi anni '90, promuovendo la competizione nelle attività di produzione e di compravendita, trasmissione e distribuzione, di energia elettrica secondo criteri di neutralità, trasparenza ed obiettività.

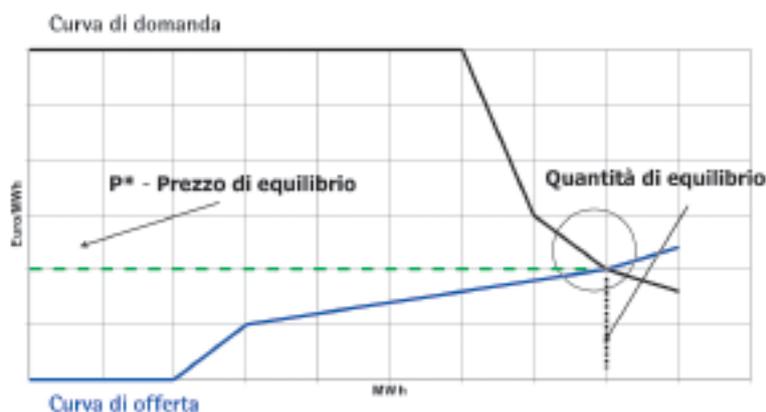
Figura 6.1 - Assetto organizzativo del Mercato elettrico in Italia



Fonte: GME, 2010b

Gli scambi di energia elettrica presso la Borsa elettrica avvengono utilizzando il sistema delle aste tra produttori, che offrono l'immissione di energia sul mercato, per una certa quantità ed un certo tempo, ed i consumatori che la acquistano secondo le proprie esigenze. Il prezzo dell'energia è fissato in funzione della domanda e dell'offerta di energia (Fig. 6.2) e gli scambi non sono limitati ai soli operatori nazionali, ma possono essere estesi ai paesi confinanti tramite le importazioni. La formazione del prezzo segue il criterio del *system marginal price*, il prezzo d'offerta dell'ultimo impianto chiamato a produrre, secondo il modello teorico di massimizzazione del beneficio complessivo. Come descritto in figura 6.2. il prezzo sulla borsa risulta così variabile in funzione della domanda, con prezzi elevati nelle ore di punta quando sono chiamati a produrre impianti con costi di generazione più alti e prezzi più bassi quando la domanda è ridotta e il prezzo è fatto dagli impianti con basso prezzo d'offerta.

Figura 6.2 - Schematizzazione della dinamica generale di formazione del prezzo dell'energia della Borsa



Fonte: Gestore del Mercato Elettrico - GME, 2010b

Gli impianti idroelettrici hanno costo marginale di produzione praticamente nullo e massimizzano la propria remunerazione offrendo la propria produzione nei momenti in cui il prezzo sulla rete sia massimo, per intervalli di tempo tali da produrre quanto gli apporti consentono loro. In particolare, poiché il prezzo di vendita dell'energia diviene massimo nel momento della "richiesta di punta giornaliera" si cercherà di concentrare la produzione nelle ore di picco (Tab. 6.1).

Tabella 6.1 - Prezzo medio di acquisto per fasce orarie di carico atteso, mese di maggio 2011

		€/MWh
F1: ore di punta (peak)	(242 ore)	79,48
F2: ore intermedie (mid-level)	(174 ore)	75,91
F3: ore fuori punta (off-peak)	(328 ore)	62,76

*come definite dalla delibera dell'AEEG n°181 del 2006

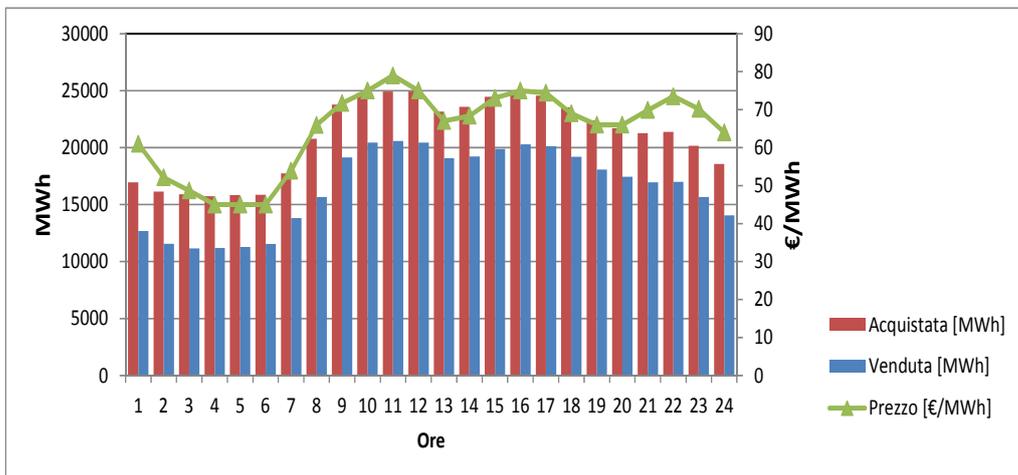
Fonte: Gestore del Mercato Elettrico - GME, 2011

Rispetto al passato, quando gli impianti avevano una remunerazione amministrata basata sui costi di produzione, la remunerazione attuale, basata su un unico prezzo di mercato, ha portato all'aumento dei ricavi per gli impianti idroelettrici a bacino, a parità di costi di produzione.

Dall'analisi dell'andamento del prezzo dell'energia nelle ore del giorno (Fig. 6.3) emerge in generale una concentrazione della produzione nelle fasce orarie nelle quali la domanda è maggiore, e quindi nelle quali anche il prezzo di vendita è maggiore.

La produzione di energia idroelettrica, per la sua modulabilità, ha un ruolo rilevante nella modulazione della produzione nel Mercato elettrico, grazie alle caratteristiche delle diverse tipologie di centrale. Gli impianti idroelettrici ad acqua fluente vengono utilizzati ogniqualvolta vi sia acqua disponibile, che altrimenti sarebbe perduta; gli impianti idroelettrici a bacino e serbatoio, operano per un numero limitato di ore all'anno e sono destinati alla modulazione del carico della rete; gli impianti di pompaggio puro vengono infine attivati per un numero molto ridotto di ore per anno a copertura dei picchi di domanda (AGCM; 2004), si concentrano sulle ore di produzione più remunerative e garantiscono ai produttori i maggiori guadagni. La produzione da impianti a bacino e da pompaggio è molto importante nella composizione del mix di generazione, grazie alla capacità di tali impianti di essere avviati in tempi rapidi in previsione delle variazioni della richiesta di energia.

Figura 6.3 - Andamento orario del prezzo di acquisto dell'energia elettrica, quantità venduta ed acquistata con riferimento esemplificativo al giorno 21 giugno 2011 nell'Italia del nord

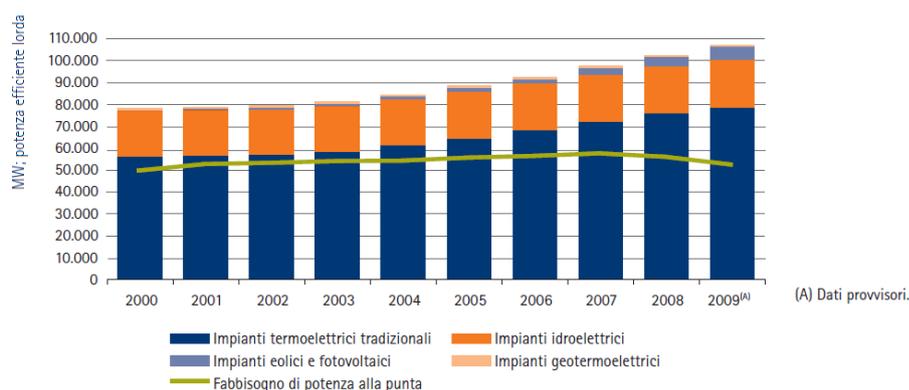


Fonte: Elaborazioni Éupolis su dati GME, 2011

La liberalizzazione del mercato ha influito sulla configurazione del parco elettrico di generazione, con una forte crescita della potenza installata di impianti a ciclo combinato alimentati a gas naturale (derivata da importanti progetti di *repowering* e *revamping* di impianti esistenti, nonché da progetti di nuove centrali) (PAE,

2008) e con un nuovo ruolo dei grandi impianti idroelettrici passati da una gestione in funzione dell'ottimizzazione di sistema ad una gestione privata, mirata alla massimizzazione dei ricavi sul mercato. Il parco elettrico italiano (Fig. 6.4) è oggi ampiamente in grado di soddisfare il fabbisogno di potenza alla punta, e quindi di garantire sicurezza e continuità di erogazione, grazie all'aumento rilevante della capacità complessiva di generazione elettrica, con una dinamica particolarmente vivace per il gas e per le fonti rinnovabili.

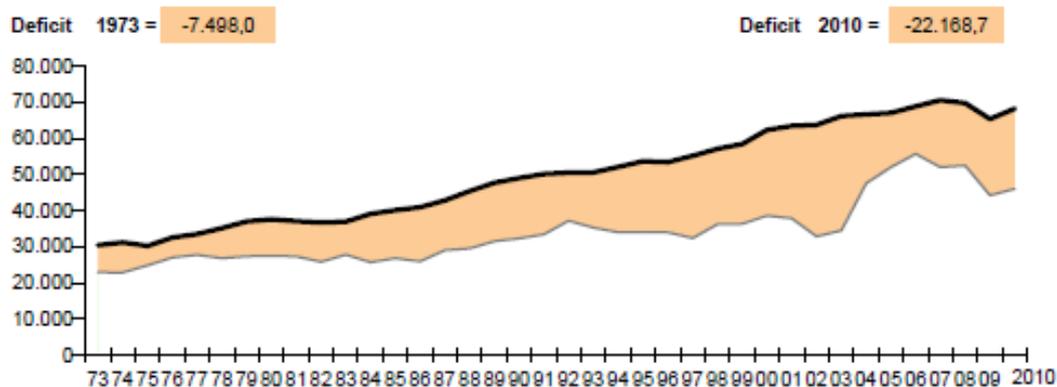
Figura 6.4 - Evoluzione degli impianti di generazione elettrica e del fabbisogno di potenza alla punta per gli anni 1996-2009



Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas - AEEG, 2010

Il bilancio elettrico regionale, che considera il rapporto tra la richiesta annuale complessiva sulla rete e la produzione elettrica regionale (Fig. 6.5) mostra che dal 2000 il deficit di produzione elettrica (rappresentato in figura con l'area di color pesca) ha subito una riduzione - seppur con significative oscillazioni - passando dal 38% al 32.3% (dato 2009), grazie soprattutto ai nuovi cicli combinati di operatori privati.

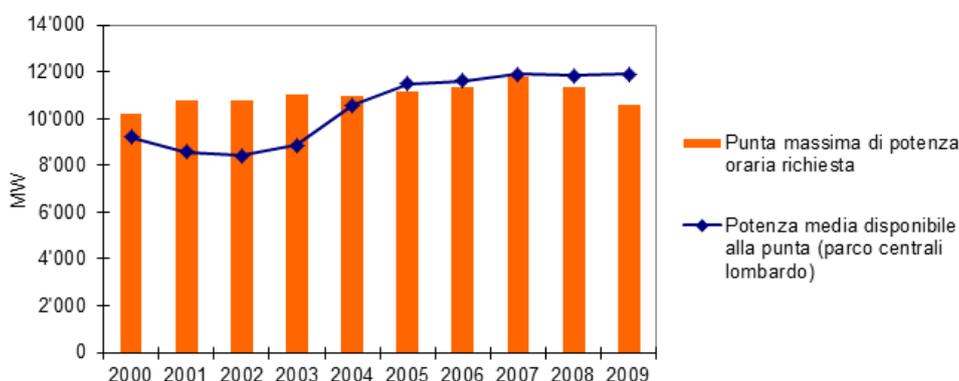
Figura 6.5 - Confronto tra il consumo, in grassetto, e la produzione elettrica lombarda, curva grigia, col color pesca è rappresentato il deficit energetico



Fonte: Terna, 2011

Per quanto riguarda la sicurezza del sistema anche quella del parco elettrico lombardo è cresciuta negli ultimi anni. Esso (Fig. 6.6) ha una capacità complessiva in grado di garantire il soddisfacimento di una richiesta di punta di 11.910 MW ed è quindi ampiamente in grado di soddisfare anche la richiesta di punta giornaliera garantendo sicurezza al sistema. La potenza installata è superiore di circa il 13% del fabbisogno di punta (stimato al 2009 pari a 10.577 MW).

Figura 6.6 - Confronto tra la richiesta elettrica giornaliera di picco e la potenza installata nel parco elettrico lombardo



Fonte: Elaborazioni CESTEC su dati Terna

La produzione degli impianti ha visto comunque una contrazione negli ultimi anni. Le ragioni sono da ricercare prevalentemente in due fattori:

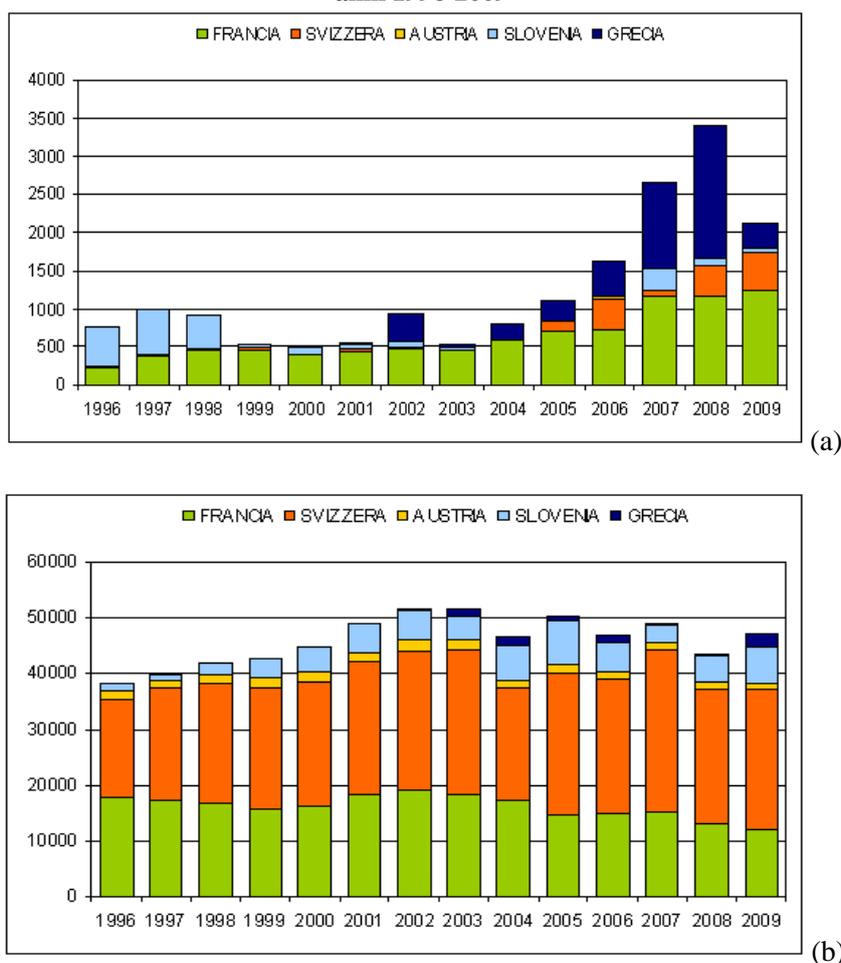
1. la regolamentazione sul Deflusso Minimo Vitale, che ha ridotto le portate derivabili,
2. il diverso regime di piogge sperimentato nell'arco alpino, con piovosità sostanzialmente in linea con il passato, ma molto più concentrate in pochi giorni, con una minor possibilità di trattenere l'acqua nei bacini.

Questi fattori hanno portato a una contrazione delle produzioni per fattori esogeni rispetto alle scelte dei produttori. In particolare si è osservato che, negli ultimi anni, le ore di funzionamento delle centrali sono diminuite sensibilmente passando da 5.500 – 6000 ore/anno storicamente prodotte ad una media di 3.700 – 4.000 ore/anno (PAE, 2008).

Nei limiti dei vincoli tecnici di modulazione delle macchine, le logiche del mercato libero inducono a produrre nelle ore più remunerative, con una variazione nella distribuzione oraria delle produzioni, e a comprare e vendere, sempre secondo logiche di solo prezzo, indifferentemente fuori e dentro i confini regionali/nazionali (PAE, 2008) rendendo di fatto superato anche il criterio dell'autosufficienza regionale nella produzione. Gli effetti dell'introduzione del

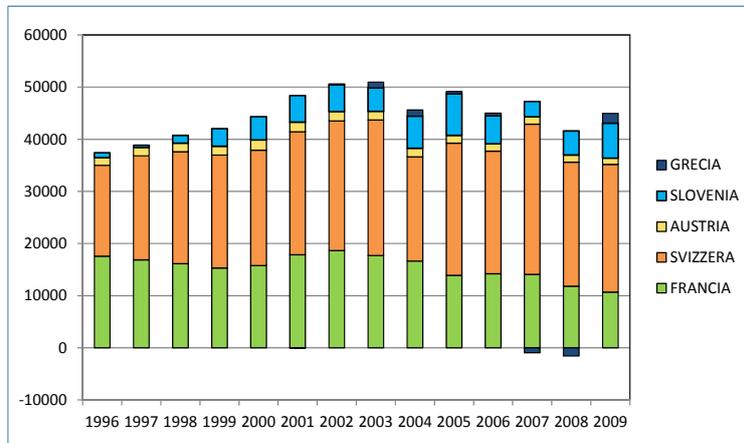
Mercato elettrico sulle importazioni ed esportazioni di energia elettrica sono mostrati, a livello nazionale, in Fig 6.7 (a e b). La liberalizzazione del mercato elettrico ha comportato per l'Italia un significativo incremento delle esportazioni di energia verso gli altri paesi europei nei momenti di opportunità per i prezzi esteri maggiori di quelli italiani, a fronte di importazioni e di un saldo complessivo nelle importazioni (Fig. 6.8) mediamente poco variabili rispetto agli anni passati.

Figura 6.7 – Esportazioni (a) ed importazioni (b) di energia elettrica per frontiera in GWh, anni 1996-2009



Fonte: Elaborazioni Autorità per l'energia elettrica e il gas su dati GRTN/Terna (ottobre 2010).

Figura 6.8 - Saldo degli scambi - importazioni nette per frontiera in GWh, anni 1996-2009



Fonte: Elaborazioni Éupolis su dati GRTN/Terna (ottobre 2010).

Parte seconda

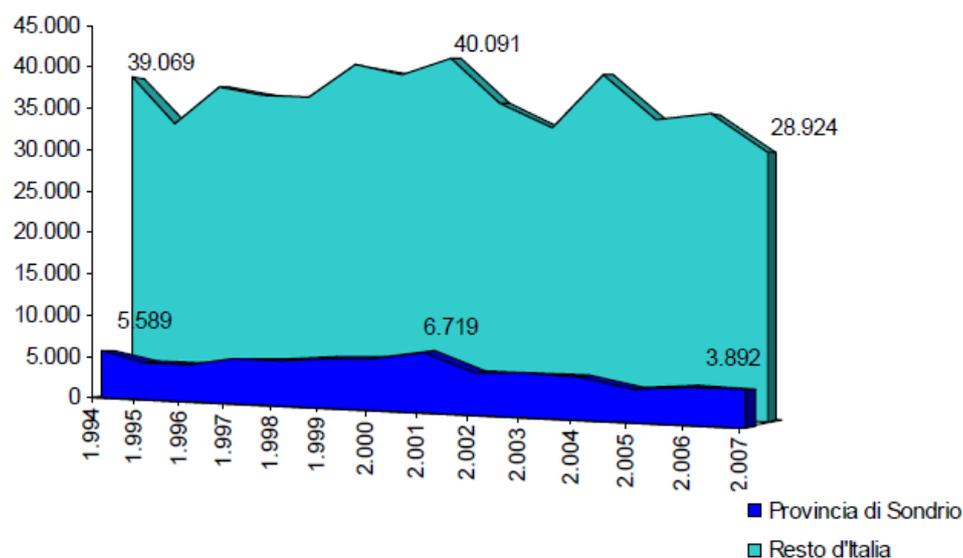
Casi studio

Capitolo 7

Il caso studio Valtellina-Valchiavenna

Il bacino dell'Adda sopralacuale (Valtellina e Valchiavenna) è il più importante distretto idroelettrico italiano per potenza installate, pari al 12.4% di quella nazionale (GSE, 2010), ed il secondo per quanto riguarda la produzione, circa l'11.4% (Fig. 7.1) della produzione nazionale ed oltre il 50% della produzione idroelettrica regionale¹⁵ (GSE, 2010). In provincia di Sondrio sono presenti 30 grandi derivazioni rispetto alle 82 complessivamente presenti sul territorio regionale, oltre 80 piccole derivazioni e 28 grandi invasi ad uso idroelettrico (Tab. 5.3 e Figg. 5.7 e 5.8). La produzione deriva prevalentemente da grandi impianti (Fig. 7.2). Il parco idroelettrico della provincia di Sondrio ha una potenza complessivamente installata di circa 767 MW (Tab 5.4), ed è suddiviso tra 4 grandi produttori (Fig. 7.2). La provincia di Sondrio vanta il più alto coefficiente di produzione per kmq, 681 kW/kmq, ed anche per abitante, 11.97 kW/ab (GSE, 2009).

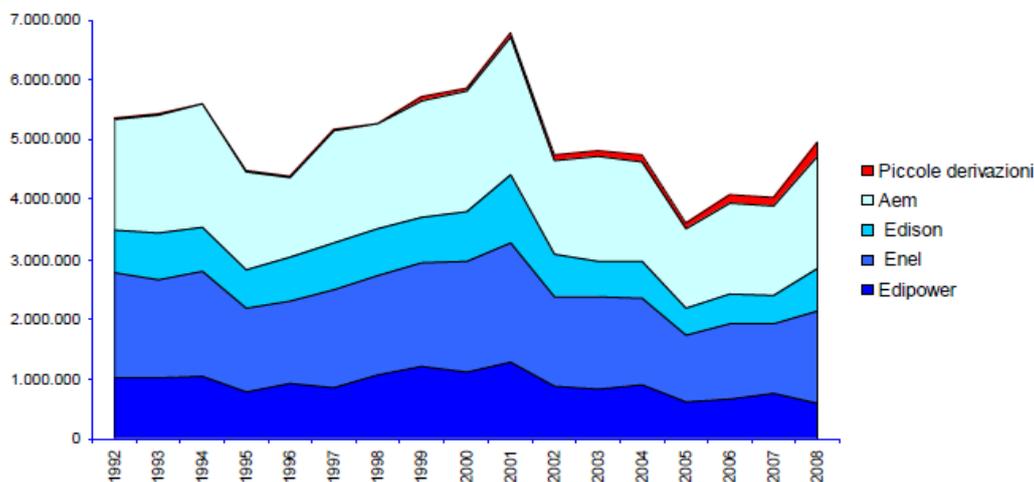
Figura 7.1 – Andamento della produzione di energia idroelettrica [GWh] in provincia di Sondrio e nel resto d'Italia dal 1994 al 2007



Fonte: Provincia di Sondrio - Rizzi (2010)

¹⁵ Per i dati relativi al contesto regionale si faccia riferimento al Capitolo 5.

Figura 7.2 – Andamento della produzione di energia idroelettrica [MWh] in provincia di Sondrio dal 1992 al 2008 distinta per piccoli e grandi impianti' (questi ultimi distinti per produttore).



Fonte: Provincia di Sondrio - Rizzi (2010)

La storia dello sfruttamento idroelettrico in provincia di Sondrio rappresenta un caso emblematico a livello nazionale sia dal punto di vista dell'elevata concentrazione produttiva, ma soprattutto per quanto riguarda l'evoluzione della percezione sociale riguardo gli impatti che tale tipo di uso comporta per il territorio. L'attenzione che da sempre hanno avuto in provincia di Sondrio popolazione e amministrazioni locali riguardo lo sfruttamento idroelettrico e gli impatti da esso causati, ha fatto sì che negli anni si avviassero significative azioni politiche volte al superamento del problema e si mettessero a punto strumenti innovativi per il rilascio di concessioni.

7.1. Le origini e la prima moratoria

Il distretto idroelettrico della provincia di Sondrio si sviluppò tra gli inizi del XX secolo e gli anni sessanta quando vennero ultimati i grandi sistemi idroelettrici; la costruzione degli impianti comportò una significativa crescita economica ed occupazionale che condusse ad un diffuso consenso da parte di popolazione ed istituzioni. Col tempo però tale situazione di consenso mutò e negli anni '80, dopo circa un decennio nel quale non vennero costruiti impianti, il rinnovato interesse dell'industria verso l'idroelettrico generò un ampio dibattito presso gli Enti locali ed un diffuso malcontento presso la popolazione che cominciò ad organizzarsi in comitati contro questo tipo di sfruttamento. Il primo effetto della mobilitazione popolare ed istituzionale riguardo lo sfruttamento idroelettrico fu l'approvazione

dell'art. 8, comma 3 della legge 102/90¹⁶ per la ricostruzione e sviluppo della Valtellina colpita dall'alluvione del 1987: fu la prima moratoria sull'idroelettrico. Tale legge aveva finalità sia di difesa del territorio che di tutela paesistico-ambientale e seguiva l'approvazione a livello nazionale della legge 183/89¹⁷ con la quale vennero introdotti il Piano di bacino ovvero lo "strumento conoscitivo, normativo e tecnico-operativo mediante il quale sono pianificate e programmate le azioni e le norme d'uso finalizzate alla conservazione, alla difesa e alla valorizzazione del suolo e la corretta utilizzazione delle acque, sulla base delle caratteristiche fisiche ed ambientali del territorio interessato" (artt. 4 e 17) ed il concetto per il quale l'utilizzazione delle risorse idriche dovesse avvenire non pregiudicando il minimo deflusso costante vitale negli alvei (art. 3). Con l'art.8, comma 3 della legge 102/90 si riconobbe la necessità di approfondire la conoscenza riguardo lo sfruttamento idroelettrico già in atto e quindi di sospendere il rilascio di concessioni di grandi derivazioni sino all'approvazione dello stralcio per la provincia di Sondrio del Piano di bacino del Po. Nel 2001 venne approvato il Piano per l'Assetto Idrogeologico (PAI)¹⁸ ed al suo interno, secondo le prescrizioni dell'art. 8 della legge 102/90, era contenuta una metodologia per la valutazione circa il rilascio di nuove concessioni idroelettriche.

7.2. Le politiche regionali dalla moratoria sui piccoli impianti al Piano di Tutela delle Acque

L'attenzione della popolazione crebbe a partire dagli anni '90 quando, a seguito dell'introduzione di incentivi per l'energia prodotta da fonti rinnovabili, vi fu un significativo aumento delle domande di concessione. Nella provincia di Sondrio nel corso degli anni '90 vennero presentate più di 150 domande, oltre il triplo delle domande complessivamente presentate sino alla fine degli anni '80. Poiché tali domande riguardavano per lo più impianti di piccola taglia che andavano ad interessare i piccoli residui di produzione non sfruttati dai grandi impianti si diffuse la preoccupazione, avvalorata anche dalla mancanza di acqua in taluni tratti di fiume, che lo sfruttamento idroelettrico potesse causare forti impatti sullo stato ambientale e paesistico dei corpi idrici. Nel 1998 Regione Lombardia, evidenziando la necessità di integrare il quadro conoscitivo riguardo le risorse ancora disponibili per lo sfruttamento decise di "...sospendere il rilascio di nuove concessioni regionali per lo sfruttamento delle acque per la produzione di energia

¹⁶ Legge 2 maggio 1990, n. 102 recante «Disposizioni per la ricostruzione e la rinascita della Valtellina e delle adiacenti zone delle Province di Bergamo, Brescia e Como, nonché della Provincia di Novara, colpite dalle eccezionali avversità atmosferiche dei mesi di luglio e agosto 1987», per maggiori dettagli si veda il Capitolo 2.

¹⁷ Legge 18 maggio 1989, n. 183 recante «Norme per il riassetto organizzativo e funzionale della difesa del suolo», integrata con la Legge 253/90, con il Decreto Legge 398/93 convertito con la legge 493/93, con la legge 61/94, con la legge 584/94.

¹⁸ Approvato con DPCM 24 maggio 2001.

elettrica superiore a 30 kW e fino a 3 MW, fino alla predisposizione di uno studio complessivo sulle risorse disponibili...” (art. 22, Legge Regionale n.10/1998¹⁹): fu la seconda moratoria nel rilascio di concessioni idroelettriche che ebbe termine, dopo lo studio suddetto, con l’emanazione della D.G.R. 2604/2000 nella quale “a salvaguardia dei piccoli corsi d’acqua montani, al fine di tutelare la risorsa idrica e per conservarne le caratteristiche di naturalità e di pregio ambientale, si individua, in via transitoria, una soglia minima di portata di 50 l/s da rilasciare ad ogni opera di presa”.

Negli anni successivi, nonostante numerosi interventi normativi, sia a livello nazionale che regionale, volti a regolare il rilascio delle concessioni idroelettriche nel rispetto del territorio e della tutela del patrimonio idrico, la preoccupazione della popolazione e delle istituzioni valtellinesi circa gli impatti causati dallo sfruttamento idroelettrico non diminuì.

Nel 2001, come già anticipato, venne approvato il PAI all’interno del quale vennero definite quattro classi di criticità dello sfruttamento dei corsi idrici, in funzione del grado di utilizzazione dell’acqua, e venne introdotto il divieto di realizzazione di grandi derivazioni ove lo sfruttamento del corso d’acqua fosse già troppo elevato ovvero ove la portata in alveo risultasse inferiore ad una portata soglia (portata media con durata di 274 giorni). Nel 2005, con l’adozione del Programma di Tutela ed Uso delle Acque (PTUA²⁰), che conteneva tra l’altro il bilancio idrico a scala regionale, la Regione introdusse l’obbligatorietà di adeguare le concessioni in atto al rilascio del deflusso minimo vitale al fine di migliorare gli ecosistemi degli alvei sottesi e confermò, a salvaguardia dei piccoli bacini montani, la soglia minima di 50 l/s.

7.3. L’accordo per la sostenibilità dell’utilizzo delle risorse idriche e il Piano del Bilancio Idrico in provincia di Sondrio

Dal 2000 in poi, in provincia di Sondrio, vennero presentate in media più di 20 domande all’anno; secondo le stime del Piano Territoriale di Coordinamento della Provincia di Sondrio (PTCP, 2010) il rilascio di tutte queste concessioni avrebbe causato la scomparsa della naturalità residuale di tutti i corsi d’acqua a fronte di un incremento nella produzione idroelettrica inferiore al 10%.

Il continuo crescere delle domande di derivazione fece emergere in provincia “la necessità di approntare scelte pianificatorie incisive riguardo l’uso delle acque e lo sfruttamento idroelettrico, sostenibili e atte a salvaguardare e valorizzare il paesaggio tenendo conto delle specifiche caratteristiche paesaggistiche dei luoghi e degli ambienti che sono strettamente correlate alla presenza dell’acqua” (PTCP,

¹⁹ Legge Regionale 29 giugno 1998, n. 10. «Disposizioni per la valorizzazione, lo sviluppo e la tutela del territorio montano in attuazione della legge 97/1994».

²⁰ Il Piano di Tutela e Uso delle Acque è stato adottato con Deliberazione n. 1083 del 16 novembre 2005 e approvato con Deliberazione n. 2244 del 29 marzo 2006.

2010). Per quanto gli strumenti pianificatori previsti dalla normativa in materia di tutela ed utilizzo delle risorse idriche fossero completi ed in vigore, era opinione largamente condivisa degli enti territoriali più direttamente coinvolti (Comuni e Provincia) che tali strumenti non fossero in grado di garantire una gestione sostenibile delle risorse idriche e che fosse quindi necessaria una pianificazione di dettaglio oltre che l'individuazione di regole integrative per il rilascio di concessioni ad uso idroelettrico. Tale preoccupazione, che venne condivisa in forma apolitica da tutte le amministrazioni locali, fu comunicata alle rappresentanze istituzionali centrali e fatta propria dalla Commissione Ambiente di Senato²¹ e Camera²² e portò all'emanazione del comma 1106, art.1, della Legge 296/2006²³: “al fine di salvaguardare gli equilibri ambientali e di scongiurare il prodursi di gravi alterazioni dell'ecosistema nei territori di cui all'articolo 1 della legge 2 maggio 1990, n. 102, limitatamente alla Provincia di Sondrio, a decorrere dalla data di entrata in vigore della presente legge (cioè dal 1 gennaio 2007) e per un periodo di due anni (cioè fino al 31 dicembre 2008), le nuove concessioni per grandi e piccole derivazioni di acque ad uso idroelettrico sono rilasciate previo parere del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare...”.

In attuazione di quanto disposto dalla norma il Ministero dell'Ambiente ritenne di formare un Gruppo di Lavoro, composto da rappresentanti del Ministero dell'Ambiente, dell'Autorità di Bacino del Fiume Po, della Regione Lombardia, della Provincia di Sondrio e dell'APAT (ora ISPRA), avente lo scopo di costruire la base conoscitiva necessaria per l'espressione del parere di compatibilità ambientale per le richieste di nuove concessioni ad uso idroelettrico. Il dettaglio delle azioni ed i tempi necessari allo svolgimento di tali attività sono stati composti nell'“Accordo per la sostenibilità dell'utilizzo delle risorse idriche in provincia di Sondrio attraverso l'integrazione degli strumenti di pianificazione”²⁴, che è stato sottoscritto da tutti gli Enti interessati. L'Accordo prevedeva l'integrazione del Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (PTCP) con un bilancio idrico di maggior dettaglio (Piano del Bilancio Idrico, PBI) rispetto a quello a scala regionale presente nel PTUA e con un set di indicatori che permettessero di individuare aree adatte e non ad ulteriore sfruttamento e di sottoporre il piano così integrato a procedura di VAS, che nel frattempo era

²¹ Nella seduta del 15/11/2006, a conclusione dell'indagine conoscitiva sull'emergenza idrica in Valtellina, la XIII Commissione del Senato ritenne necessario “che il Governo si impegni affinché venga approvata per la Provincia di Sondrio una moratoria delle nuove concessioni e dei nuovi prelievi idroelettrici della durata di 3 anni o comunque della durata necessaria a dar luogo ad una valutazione ambientale strategica (VAS)”.

²² L'VIII Commissione della Camera in merito alla “Sostenibilità ambientale delle derivazioni idriche in Valtellina”, il 20/12/2006 “ha impegnato il Governo ad adottare iniziative di propria competenza, nel rispetto delle prerogative degli enti territoriali, affinché la valutazione ambientale strategica (VAS) degli strumenti di programmazione della normativa vigente accerti in modo rigoroso la sostenibilità di eventuali nuove derivazioni.....”.

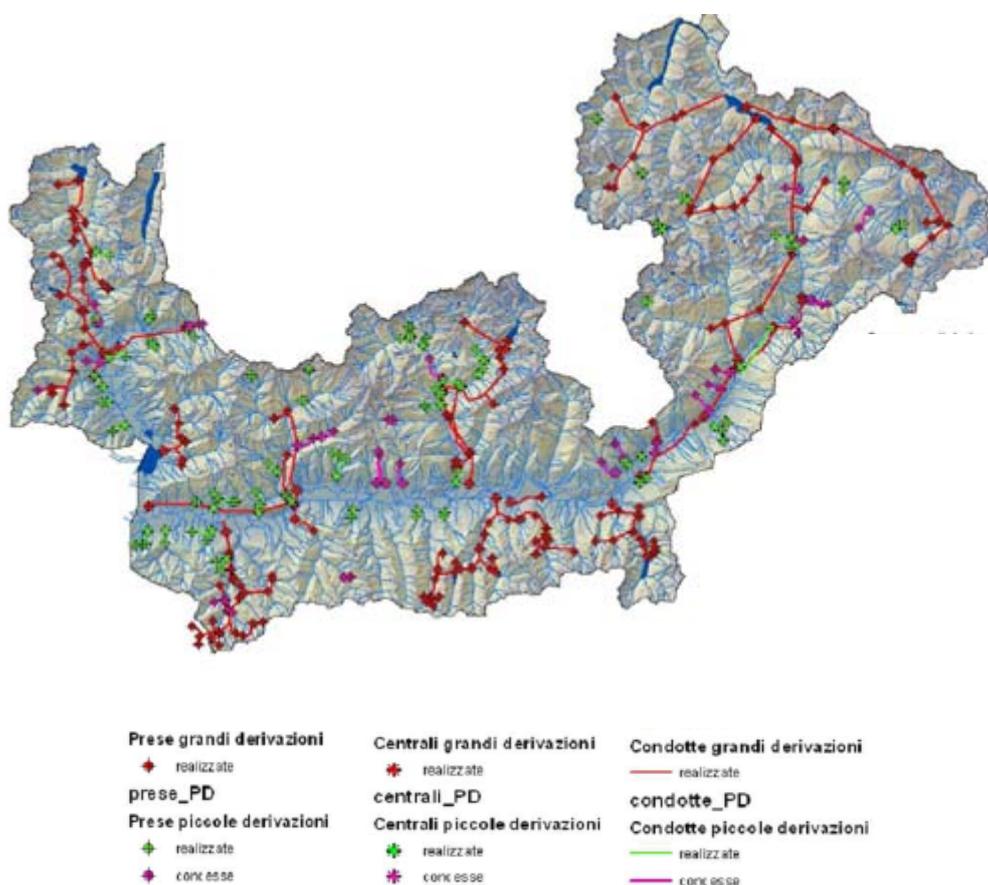
²³ Legge 27 dicembre 2006, n. 296 recante «Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (finanziaria 2007)».

²⁴ L'accordo è stato formalizzato dagli Enti firmatari con Atti separati nei mesi di agosto e settembre 2007.

diventato obbligo di legge. L'Accordo prevedeva infine che al termine della procedura di VAS la Provincia di Sondrio, la Regione Lombardia e l'Autorità di Bacino provvedessero alla stipula di un'intesa che permettesse al PTCP di assumere il valore di Piano di Tutela delle Acque per il territorio provinciale diventando quindi l'unico strumento pianificatorio di riferimento per il rilascio di nuove concessione in provincia.

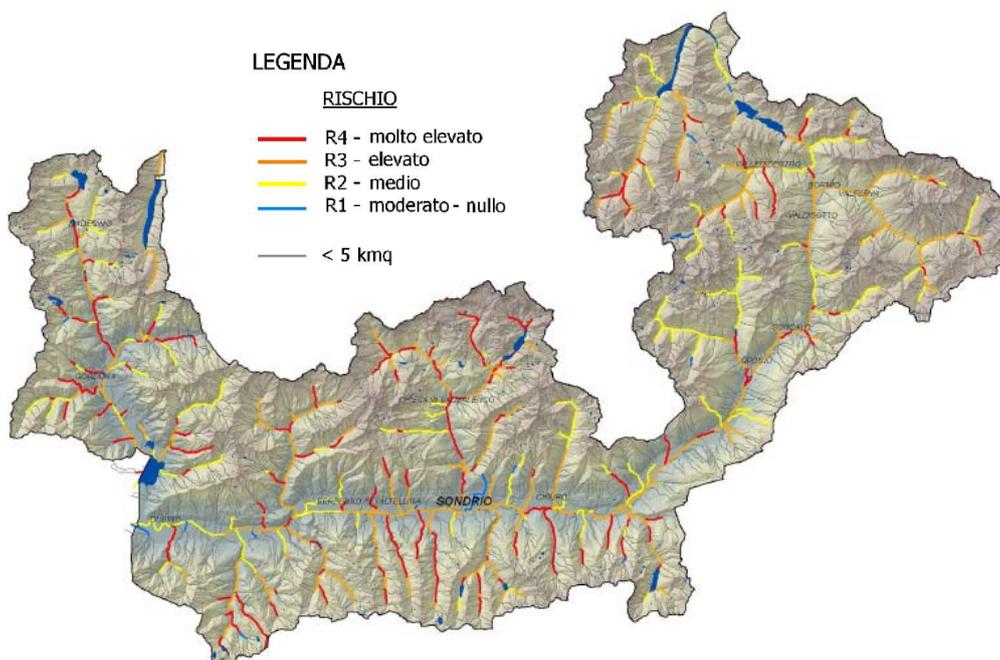
Dai documenti prodotti nell'ambito della redazione del PBI è emerso che il territorio della Provincia di Sondrio è sottoposto ad uno sfruttamento della risorsa idrica molto elevato (Fig. 7.3, Fig 7.4) e che le sottrazioni di acqua causano una diffusa situazione di criticità ambientale. Sono tuttavia presenti situazioni ancora esenti da derivazioni sia pure in settori limitati del territorio.

Figura 7.3 - Carta di sintesi degli impianti idroelettrici esistenti o concessi al 2008



Fonte: Provincia di Sondrio, Relazione Tecnica del Bilancio Idrico della Provincia di Sondrio

Figura 7.4 - Carta degli indici rappresentativi del rischio di mancato raggiungimento degli obiettivi di qualità ambientale e delle lunghezze dei corsi d'acqua non sottesi dagli impianti idroelettrici



Fonte: Provincia di Sondrio, Relazione Tecnica del Bilancio Idrico della Provincia di Sondrio

L'approccio utilizzato per l'integrazione del PTCP ha rappresentato un punto di innovazione nella pianificazione dello sfruttamento delle risorse idriche e dell'idroelettrico in particolare:

- quello della provincia di Sondrio è stato il primo PTCP a livello nazionale integrato con un bilancio idrico di dettaglio;
- l'utilizzo di una serie di indicatori che letti complessivamente forniscono il rischio di deterioramento della situazione attuale e quindi anche quello di peggiorare o non raggiungere gli obiettivi di buono stato ecologico entro il 2015, è il primo esempio di applicazione dei principi della direttiva 2000/60/CE²⁵ in Italia;
- la procedura di VAS, oltre a permettere una valutazione complessiva degli aspetti legati allo sfruttamento idroelettrico ha favorito un'ampia partecipazione al processo di definizione del piano sia dei soggetti coinvolti nel rilascio delle concessioni che della popolazione e dei comitati locali.

²⁵ Direttiva 2000/60/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 23 ottobre 2000 che istituisce un quadro per l'azione comunitaria in materia di acque (Direttiva Quadro Acque).

Nel luglio 2009, nell'attesa dell'approvazione definitiva del PTCP, le Norme del Piano di Bilancio Idrico della Provincia di Sondrio sono state adottate in salvaguardia dall'Autorità di Bacino del Po²⁶. L'approvazione²⁷ del Piano è infine intervenuta nel gennaio 2010 mentre nel novembre 2010 la Provincia di Sondrio, la Regione Lombardia e l'Autorità di Bacino hanno infine provveduto alla stipula dell'Intesa²⁸ necessaria affinché il PTCP della Provincia di Sondrio assumesse, nel territorio di competenza, il valore e gli effetti di Piano del Bilancio Idrico componente essenziale del Piano di tutela delle acque regionale e del Piano di gestione del distretto idrografico ai sensi della Direttiva Europea 2000/60/CE. Con la stipula dell'intesa si è anche convenuto della necessità di sottoporre il Piano a monitoraggio triennale al fine di valutare l'efficacia delle norme previste dal PTCP, attualmente è in fase di conclusione la redazione criteri sulla base dei quali definire il programma di monitoraggio degli effetti del PTCP. Tale monitoraggio permetterà, qualora si rendesse necessario, di correggere le norme del Piano in favore della tutela dei corpi idrici.

Il Piano del Bilancio idrico, parte essenziale del PTCP della Provincia di Sondrio, è stato visto ed accettato con grande favore da parte di Enti, Associazioni e popolazione di Valtellina e Valchiavenna e preso ad esempio da numerose altre amministrazioni provinciali che si trovano a dover affrontare il problema dello sfruttamento idroelettrico.

7.4. Partecipazione degli Enti Locali alle Società Idroelettriche

L'attenzione di popolazione ed istituzioni Valtellinesi e Valchiavennasche riguardo l'idroelettrico non è però cessata con l'integrazione degli strumenti pianificatori. Negli ultimi anni è infatti accresciuto l'interesse circa la necessità di perseguire uno sviluppo idroelettrico compatibile con la tutela dell'ambiente e del patrimonio idrico. Di pari passo si è fatta strada la percezione che il costo imposto, in termini ambientali, per la produzione di energia elettrica fosse troppo elevato se confrontato con il ritorno economico sul territorio. La produzione di energia idroelettrica garantirebbe ampi margini di guadagno: gli impianti, essendo stati costruiti diversi decenni fa, e quindi di fatto ammortizzati, non dovrebbero più rappresentare una spesa per i produttori. A questo si aggiungerebbe il fatto che l'acqua è resa disponibile a costi contenuti: i canoni versati (canoni regionali,

²⁶ Delibera 1/2010 del Comitato istituzionale dell'Autorità di Bacino del fiume Po recante «Adozione del Piano di Gestione del Distretto Idrografico del bacino del fiume Po in adempimento alle disposizioni comunitarie di cui all'art. 13 della Direttiva CE 23, ottobre 2000, n. 60 ai sensi dell'art. 1 comma 3-bis del d.l. 30 dicembre 2008, n. 208, convertito in legge 27 febbraio 2009, n. 13».

²⁷ Delibera del Consiglio Provinciale del 25 gennaio 2010, n. 4.

²⁸ Deliberazione della Giunta Regionale 24 novembre 2010 n. IX/846 di approvazione dello schema del protocollo d'intesa tra Regione Lombardia, Provincia di Sondrio e Autorità di Bacino del fiume Po, ai sensi dell'art. 57, comma 1, del d.lgs. 112/1998, nonché medesima Intesa, siglata il 24 novembre 2010 e pubblicata unitamente alla D.G.R. 24 novembre 2010 - n. 9/846.

sovracanoni BIM ed Enti rivieraschi) intercettano solo una piccola parte del valore della produzione. Alcune stime della Provincia di Sondrio (2009) mostrano come da una produzione di energia del valore compreso tra i 500 e 700 Milioni di € annui, quale quella di questa provincia montana, derivano circa 25 Milioni di € (tra canoni regionali, sovracanoni BIM e sovracanoni rivieraschi).

A differenza di quanto accadeva durante la costruzione degli impianti, inoltre, il numero di occupati del settore è significativamente diminuito ed è pertanto venuto meno anche questo tipo di ritorno.

Tra Istituzioni e Comitati si è quindi diffusa la convinzione che fosse necessario dare nuova dignità al territorio per l'importante contributo alla produzione idroelettrica nazionale, contributo reso possibile solo a fronte di gravi impatti ambientali. Il riconoscimento di questa tipicità doveva essere di tipo economico e doveva essere impiegato per far fronte alle diverse necessità del territorio anche se non necessariamente per opere di mitigazione dell'impatto generato dalla presenza dell'idroelettrico. Il contributo doveva pertanto contribuire all'innalzamento del benessere generale della popolazione locale. Le modalità individuate per la riscossione di tale contributo, oltre che nell'innalzamento dei canoni, consistono nella partecipazione da parte degli Enti pubblici, ed in particolare della Provincia, alle aziende produttrici.

La Provincia di Sondrio, sulla base dell'esperienza mutuata dalle Province Autonome di Trento e di Bolzano, si è quindi resa promotrice di un'iniziativa volta ad ottenere, da parte degli Enti locali, la partecipazione alle società idroelettriche, e quindi ai loro utili. Ciò ha costituito stimolo alla redazione dell'art. 15 della Legge 122/2010 con la quale era stata introdotta la possibilità, per le province montane, di partecipare alle società idroelettriche. Va tuttavia detto che sia questa disposizione sia il suo recepimento a livello regionale con la L.R. 19/2010, nelle parti in cui si prevedeva la compartecipazione degli Enti locali, sono state oggetto di pronuncia da parte della Corte Costituzionale dichiarandone l'illegittimità. Per maggiori dettagli si ritorni al Capitolo 3.

Capitolo 8

La situazione in Provincia autonoma di Trento

Il presente capitolo mira a focalizzare l'attenzione sulla particolare modalità di gestione mista pubblica-privata o completamente pubblica che attualmente caratterizza l'esercizio dei grandi impianti idroelettrici (potenza maggiore di 3 MW²⁹) sul territorio della Provincia autonoma di Trento. In Trentino la produzione di energia idroelettrica è in lento, ma continuo, aumento grazie alla realizzazione di piccoli impianti (potenza inferiore a 3 MW). La costruzione di questi ultimi non è più permessa, secondo quanto disposto dal Piano Generale di Utilizzazione delle Acqua Pubbliche provinciale (approvato con il Decreto del Presidente della Repubblica del 15 febbraio 2006³⁰).

L'intera storia dell'Autonomia speciale della Provincia di Trento è contraddistinta anche dalla questione della gestione delle grandi derivazioni, a partire dal primo Statuto di Autonomia (1948) fino alle ultime Norme di Attuazione³¹. Già l'Assemblea Costituente (1946 – 1948) aveva attribuito alla Regione poteri decisionali e facoltà di veto riguardanti l'utilizzo del demanio idrico, ma è solo in tempi più recenti che tali prerogative sono state estese fino a rappresentare una ricaduta positiva per le comunità locali, rimarcando i tratti autonomistici della cultura e della gestione del territorio.

²⁹MW: unità di misura della potenza attiva (un megawatt = un milione di watt).

³⁰D.P.R. 15/02/2006: Piano Generale di Utilizzazione delle Acque Pubbliche.

³¹Le Norme di Attuazione dello Statuto di Autonomia definiscono i contenuti delle competenze spettanti alle Province Autonome e alla Regione nelle materie in cui esse hanno competenza legislativa o nei settori in cui lo Statuto garantisce loro particolari poteri di intervento. Sono fonti normative di livello inferiore alla legge costituzionale, e quindi alla Costituzione e allo Statuto, però hanno forza e valore superiore alle leggi ordinarie. Formalmente sono decreti legislativi approvati dal Governo previa istruttoria e su proposta di una commissione paritetica composta da dodici membri (la Commissione dei dodici), di cui sei nominati dai Consigli Regionale e Provinciali e sei di nomina governativa.

8.1. Influenze dell'autonomia sulla gestione delle derivazioni

L'attitudine all'autonomia delle popolazioni trentine è riconducibile all'anno 1027, con la costituzione del Principato Vescovile di Trento il quale, anche se obbligato a sottostare all'autorità del Sacro Impero Romano, godeva di un potere politico e amministrativo proprio terminato solamente con la secolarizzazione del 1803³². Nel 1815 il Trentino entra a fare parte dell'Impero austroungarico e ne esce solamente dopo la fine della Prima Guerra Mondiale, aggregandosi definitivamente all'Italia.

Nel corso degli anni molti sono stati gli eventi indipendentisti che hanno segnato la storia del Trentino. Primo fra tutti la richiesta di maggior autonomia da parte dei deputati trentini durante l'emanazione della Costituzione dell'Impero austroungarico del 1848. Terminata la Grande Guerra l'avvento del fascismo cancella tutte le prospettive di autonomia del territorio, imponendo un regime nazionalistico forzato contrario a tutti i sentimenti delle popolazioni locali che termina solamente con lo scoppio della Seconda Guerra Mondiale e con la sua conclusione. Conclusosi anche questo conflitto, il 5 settembre 1946 Alcide De Gasperi, Capo provvisorio dello Stato italiano, e Karl Gruber, Ministro degli Esteri austriaco, sottoscrivono il cosiddetto "Accordo Degasperi – Gruber", richiamato successivamente nel Trattato di pace di Parigi del 10 febbraio 1947, che, finalmente, definisce le garanzie politiche e culturali per le minoranze tedesche altoatesine, ponendo le basi per il futuro Statuto di Autonomia per la Regione Trentino-Alto Adige/Südtirol del 1948. Numerosi accadimenti, tra cui i movimenti indipendentisti dell'Alto Adige/Südtirol, portano, nel 1972, all'emanazione del nuovo Statuto di Autonomia, attualmente in vigore, che determina il trasferimento in capo alle due Province di Trento e Bolzano di quasi tutte le potestà autonomistiche della Regione.

Come è noto, legname ed acqua sono le uniche, vere risorse fisiche del Trentino. Per quanto riguarda i boschi, la storia dimostra come la gente trentina non ne abbia mai ceduto la gestione a terzi, coltivando, tagliando, lavorando e vendendo autonomamente il legname presente sul territorio. Un esempio su tutti la Magnifica Comunità di Fiemme, riconosciuta ufficialmente con i Patti Gebardini del 1111 (primi atti scritti tramandati fino ad oggi), la quale amministra autonomamente le enormi risorse boschive presenti in valle, pari a circa 20.000 ettari di territorio di cui 12.600 coltivati a bosco. Per quanto concerne la seconda risorsa, ossia l'acqua, il passaggio dalla gestione extra-provinciale, che prevedeva una predominanza dell'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica (ENEL), ad una gestione a livello locale, come attualmente si è realizzato, è stato piuttosto lungo e talvolta rallentato da problemi di tipo legislativo che però non hanno precluso il risultato finale.

³²I territori germanici governati da autorità ecclesiastiche (in questo caso il Principato vescovile di Trento) perdono il loro potere e tutti i beni e possedimenti che vengono incamerati dal filonapoleonico Regno di Baviera.

8.2. Assetto attuale dell'idroelettrico trentino

Il territorio trentino è caratterizzato dalla presenza di numerosi ghiacciai, fiumi, laghi ed altri corsi d'acqua, offrendo quindi ampia disponibilità per lo sfruttamento a scopo idroelettrico delle risorse idriche. Le principali valli della provincia sono la Valle dell'Adige, la Valle dell'Avisio, la Valle del Noce, la Valle del Sarca, la Valle del Brenta e la Valle del Chiese che complessivamente sono interessate da una precipitazione media annua pari a 1.200 – 1.500 millimetri d'acqua. Tutta quest'acqua, in aggiunta allo scioglimento dei ghiacciai in primavera, determina le grandi portate che caratterizzano i corsi d'acqua trentini (BIM – Consorzio Comune dell'Adige, Il territorio, 2011³³).

Attualmente in Trentino sono installati quasi 2.000 MVA³⁴ idroelettrici (Provincia Autonoma di Trento, 2008), per una produzione annua (valore 2009) pari a 4.172 GWh³⁵ (Sartori, 2011). E' da notare che la produzione risulta estremamente variabile a seconda dell'idraulicità (quantità delle precipitazioni annuali). Dei quasi 2.000 MVA installati, la maggior parte è rappresentata dalle grandi derivazioni (il 90%), e questo nonostante il loro numero (20 concessioni a fine 2010, a seguito di numerosi declassamenti recenti dovuti all'incremento dei Deflussi Minimi Vitali) sia nettamente inferiore a quello delle piccole derivazioni (Provincia Autonoma di Trento, 2008, GSE S.p.A., 2009, Servizio Utilizzazione Acque Pubbliche Provincia autonoma di Trento, 2010). Si riporta in figura la dislocazione delle grandi derivazioni sul territorio trentino³⁶ (Fig. 8.1).

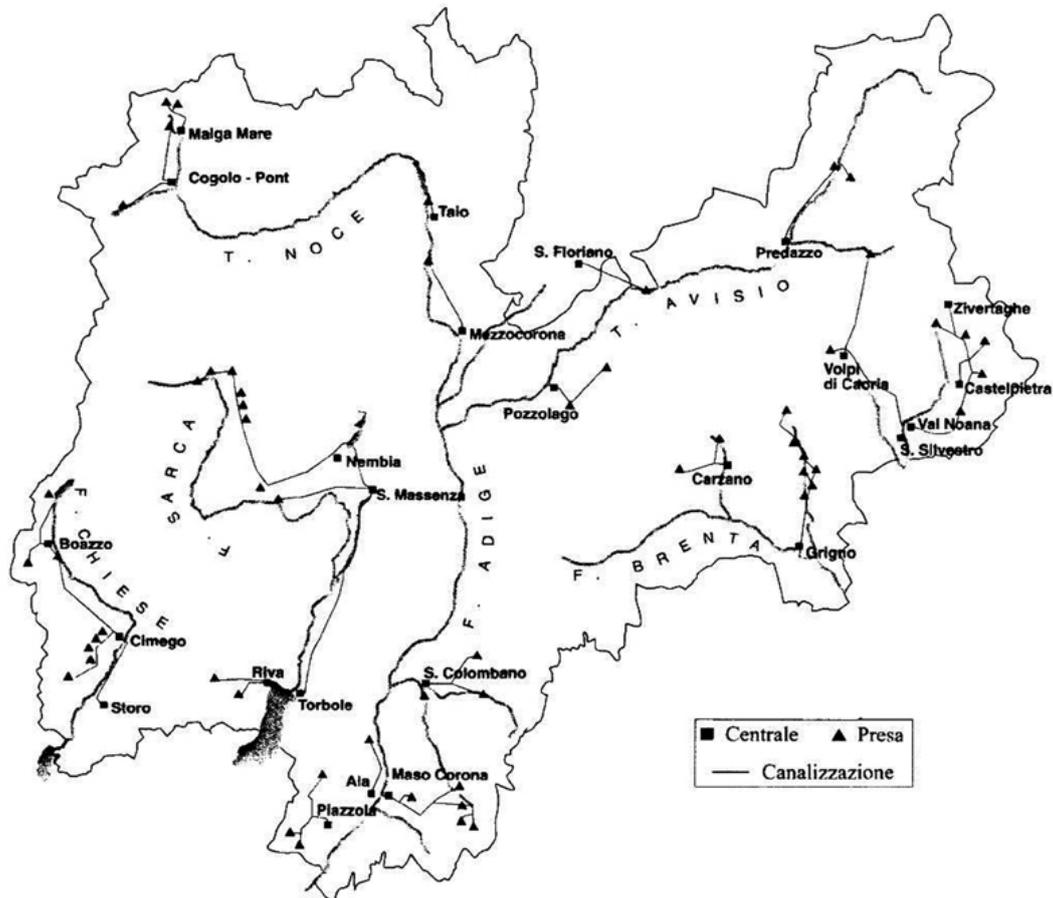
³³http://www.bimrento.it/italian/il_territorio.php

³⁴MVA: unità di misura della potenza apparente (un megavoltampere = un milione di voltampere).

³⁵GWh: unità di misura di energia (un gigawattora = un miliardo di wattora).

³⁶Alcuni impianti presenti nella cartina sono stati recentemente declassati a piccola derivazione.

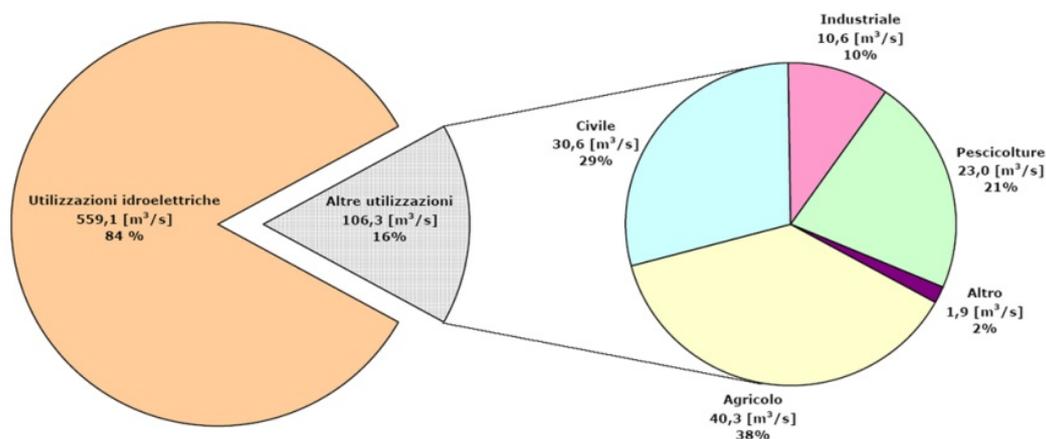
Figura 8.1 – Grandi derivazioni idroelettriche sul territorio trentino



Fonte: Energia e sviluppo in area alpina – Secoli XIX – XX, 2004

Nel territorio della Provincia di Trento non esiste alcun importante impianto di produzione che sfrutti combustibili fossili: quasi interamente la produzione di energia elettrica proviene dall'utilizzo del demanio idrico. Gli utilizzi di acqua sono infatti (dati 2001) per la maggior parte destinati ad uso idroelettrico, mentre il resto è suddiviso in utilizzi agricoli, utilizzi civili, utilizzi industriali, utilizzi per piscicoltura, utilizzi ulteriori (Fig. 8.2).

Figura 8.2 – Utilizzi d'acqua in Provincia di Trento



Fonte: D.P.R. 15/02/2006

E' opportuno far notare che le produzioni annuali di energia hanno subito una prima sensibile diminuzione nell'anno 2000, con l'introduzione del Deflusso Minimo Vitale, obbligatorio per ogni impianto, pari a 2 litri per ogni chilometro quadrato di bacino imbrifero sotteso, e che hanno avuto un secondo brusco calo con l'inizio dell'attuazione del Piano Generale di Utilizzazione delle Acque Pubbliche, nel quale sono riportati i nuovi deflussi minimi, specifici per ogni impianto (molto più consistenti di quelli precedenti).

8.3. Evoluzione normativa del comparto idroelettrico

Il primo passo per la provincializzazione del sistema elettrico territoriale fu quello di trasferire alle due Province autonome tutti i beni coinvolti nel settore. Fu quindi emanato il Decreto del Presidente della Repubblica n. 115 del 20 gennaio 1973³⁷ che trasferisce alle Province l'intero demanio idrico: fiumi (escluso l'Adige), alvei, pertinenze, ghiacciai, laghi (escluso il lago di Garda), opere di bonifica, opere di sistemazione dei bacini montani. Tutte le opere idrauliche diventano pertanto demanio provinciale e quindi di proprietà esclusiva del Trentino. Nel 1977 venne emanato il Decreto Legislativo n. 235 del 26 marzo³⁸, una Norma di attuazione fra le più importanti attinente l'Autonomia Speciale del Trentino-Alto Adige/Südtirol. Essa stabilisce che gli Enti locali possano esercitare le attività elettriche, ad eccezione dell'import-export dell'energia elettrica. Nel 1980 si decise che era giunto il momento di potenziare gli impianti idroelettrici ubicati sul

³⁷D.P.R. 115/1973: Norme di attuazione dello Statuto Speciale per il Trentino – Alto Adige in materia di trasferimento alle Province Autonome di Trento e Bolzano dei beni demaniali e patrimoniali dello Stato e della Regione.

³⁸D.P.R. 235/1977: Decreto Presidente Repubblica 26 marzo 1977, n. 235: Norme di attuazione dello Statuto Speciale della Regione Trentino - Alto Adige in materia di energia.

territorio provinciale. A tal fine fu emanata la Legge Provinciale n. 38 del 15 dicembre 1980³⁹, che prevede l'erogazione di contributi agli Enti pubblici. Con la norma si sovvenzionano gli interventi riguardanti i serbatoi artificiali con relative strutture, le opere di derivazione e di scarico e tutte le opere relative alla centrale di produzione vera e propria.

In previsione della scadenza delle concessioni ex SAVA, Società Anonima Veneta Alluminio⁴⁰ e al fine di recepire il D.P.R. 235/1977 (deleghe statali in materia di energia a favore della Provincia compreso il permesso per gli Enti locali di eseguire le attività elettriche) venne emanata, con quasi trent'anni di ritardo, la Legge Provinciale n. 4 del 6 marzo 1998⁴¹, modificata più volte nel corso degli anni, che attualmente rappresenta la normativa di riferimento per le centrali idroelettriche provinciali. La legge istituiva l'Azienda Speciale Provinciale per l'Energia (ASPE), ne definiva i compiti, le modalità di funzionamento e di finanziamento.

A seguire, lo Stato Italiano emana il Decreto Legislativo n. 463 dell'11 novembre 1999⁴²: un nuovo e importante pacchetto di Norme di attuazione dello Statuto di Autonomia della Regione Trentino-Alto Adige/Südtirol. Con esso la Provincia può approvare autonomamente i progetti di dighe con altezze inferiori a 15 metri o di invasi inferiori a un milione di metri cubi. L'articolo 11 della norma introduce l'articolo 1-bis nel D.P.R. 235/1977: la Provincia diventa anche delegataria della potestà amministrativa relativa alle concessioni per grandi derivazioni idroelettriche. In seguito vengono definite le modalità per effettuare la gara di assegnazione alla scadenza di una concessione. Vengono inoltre prorogate a fine dicembre 2010 tutte le concessioni in scadenza prima di tale data rilasciate ad Enel S.p.A. e alle società degli Enti locali. Viene altresì ribadita la preferenza per i concessionari uscenti e per gli Enti locali.

Nel 1999 la Commissione europea avvia la procedura d'infrazione n. 1999/4902 riguardante proprio l'articolo 11 del D.Lgs. 463/1999. In particolare la Commissione sottolinea come l'articolo vada contro il principio della libertà di stabilimento (articolo 43 del Trattato CE) nel fornire la priorità al concessionario uscente o agli Enti locali. Contestualmente l'Antitrust emana l'osservazione n. AS233 del 2002, evidenziando come le preferenze introdotte possano distorcere la concorrenza e come le Amministrazioni pubbliche, a qualsiasi livello istituzionale, debbano rispettare e tutelare il principio di libera concorrenza riservato allo Stato.

³⁹L.P. 38/1980 (PAT): Interventi per la costruzione ed il potenziamento di impianti di produzione e trasporto di energia idroelettrica.

⁴⁰Per le concessioni ex SAVA si veda il paragrafo 7.6

⁴¹L.P. 4/1998 (PAT): Disposizioni per l'attuazione del decreto del Presidente della Repubblica 26 marzo 1977, n. 235. Istituzione dell'azienda speciale provinciale per l'energia, disciplina dell'utilizzo dell'energia elettrica spettante alla Provincia ai sensi dell'articolo 13 dello Statuto Speciale per il Trentino – Alto Adige, criteri per la redazione del piano della distribuzione e modificazioni alle leggi provinciali 15 dicembre 1980, n.38 e 13 luglio 1995, n.7.

⁴²D.Lgs. 463/1999: Norme di attuazione dello statuto speciale della regione Trentino - Alto Adige in materia di demanio idrico, di opere idrauliche e di concessioni di grandi derivazioni a scopo idroelettrico, produzione e distribuzione di energia elettrica.

A seguire con la Legge Provinciale n. 1 del 19 febbraio del 2002⁴³ si introduce la possibilità di destinare gli invasi ed i serbatoi, in qualsiasi momento, se si prevedono eventi di piena, alla laminazione delle acque.

La Commissione europea emana il parere motivato del 7 gennaio 2004 obbligando la legge provinciale, analogamente a quanto disposto per il “Decreto Bersani”, a rimuovere qualsiasi preferenza per il concessionario uscente o per gli Enti pubblici nel subentro alla cessazione di una concessione per grande derivazione a scopo idroelettrico.

Nel 2004 la Provincia emana la Legge Provinciale n. 10 del 15 dicembre 2004⁴⁴ che introduce, all'articolo 15, l'importante articolo 1-bis 1 nella L.P. 4/1998, riportante la nuova disciplina provinciale per l'assegnazione ed i rinnovi delle concessioni per grandi derivazioni idroelettriche sul territorio trentino e riportando in primis il recepimento del parere motivato della Commissione europea. Il Governo italiano, a questo punto, fa ricorso alla Corte costituzionale, sottolineando come l'unica disciplina valida debba essere quella contenuta nel D.P.R. 235/1977 (Norme di attuazione dello Statuto di Autonomia) sottolineando anche come la disciplina introdotta intacchi le competenze in materia di concorrenza in capo allo Stato. La Provincia interviene prontamente promulgando la Legge Provinciale n. 17 del 6 dicembre 2005⁴⁵ che, oltre a sottolineare il recepimento del parere motivato della Commissione europea poc'anzi citato, stabilisce che, in tema di grandi derivazioni per uso idroelettrico, non si applica più quanto disposto dal D.P.R. 235/1977, ma solo quanto disposto dalla L.P. 4/1998. Il Governo italiano inizialmente contesta anche la nuova L.P. 17/2005 ma poi emana il Decreto Legislativo n. 289 del 7 novembre 2006⁴⁶, che ribadisce il potere spettante alle Province autonome di Trento e Bolzano di legiferare (con propria legge provinciale) in materia di grandi derivazioni idroelettriche. Le Province diventano, a questo punto, anche titolari esclusivi della potestà amministrativa sulle concessioni. A seguito di tale decreto il Governo italiano decide di ritirare il ricorso. La Corte costituzionale, con sentenza n. 378 del 2007, dichiara infine estinto il ricorso perpetrato dal Governo italiano.

Nel frattempo, nel 2006, si concludono i lavori di ricerca su tutte le centrali trentine per stabilire caratteristiche e valori corretti dei livelli, delle portate, degli utilizzi alternativi dell'acqua, degli aspetti ambientali, di sicurezza, tecnici e gestionali. Nello stesso anno si istituisce l'Agenzia Provinciale per l'Energia (APE), che sostituisce la precedente Azienda Speciale Provinciale per l'Energia. Alcuni compiti importanti dell'Agenzia sono la gestione dell'energia che i concessionari devono fornire a titolo gratuito annualmente alla Provincia come prevede lo Statuto di Autonomia, il rilascio delle autorizzazioni e delle

⁴³L.P. 1/2002 (PAT): Misure collegate con la manovra di finanza pubblica per l'anno 2002.

⁴⁴L.P. 10/2004 (PAT): Disposizioni in materia di urbanistica, tutela dell'ambiente, acque pubbliche, trasporti, servizio antincendi, lavori pubblici e caccia.

⁴⁵L.P. 17/2005 (PAT): Disposizioni urgenti in materia di concessioni di grandi derivazioni di acque pubbliche a scopo idroelettrico, modificative dell'articolo 1 bis 1 della legge provinciale 6 marzo 1998, n. 4.

⁴⁶D.Lgs. 289/2006: Norme di attuazione dello Statuto Speciale della Regione Autonoma Trentino – Alto Adige/Südtirol, recanti modifiche al decreto del Presidente della Repubblica 26 marzo 1977, n. 235, in materia di concessioni di grandi derivazioni d'acqua a scopo idroelettrico.

concessioni in materia di energia, e l'erogazione delle incentivazioni provinciali nel settore energetico.

Altri importanti sviluppi si ottengono con la Legge Provinciale n. 23 del 21 dicembre 2007⁴⁷, che introduce i nuovi commi da 15-ter a 15-decies all'articolo 1-bis 1 nella "famosa" L.P. 4/1998. La Provincia autonoma di Trento decide di consentire la proroga delle concessioni esistenti per ulteriori dieci anni (a fine 2020 per la maggior parte degli impianti). In tali commi si specifica che per ottenere la proroga i concessionari devono versare nuovi canoni alla Provincia (aggiuntivi ed ambientali) ed effettuare investimenti di ammodernamento degli impianti e dell'ambiente circostante. E' importante sottolineare che dalle proroghe rimaneva esclusa la centrale idroelettrica di San Floriano, per la quale era in corso una vertenza tra la Provincia autonoma di Trento e la Provincia autonoma di Bolzano.

Attualmente le concessioni per grandi derivazioni idroelettriche rilasciate dalla Provincia autonoma di Trento sono 20, considerando il recente declassamento di diverse centrali a seguito dei nuovi Deflussi Minimi Vitali introdotti e del trasferimento alla Provincia autonoma di Bolzano della competenza amministrativa relativa all'impianto di San Floriano (impianto a cavallo delle due Province autonome e soggetto da tempo a un lungo contenzioso solo recentemente risolto). I titolari delle concessioni sono: Hydro Dolomiti Enel S.r.l., Dolomiti Edison Energy S.r.l., Primiero Energia S.p.A., A.G.S.M. Verona S.p.A. e Dolomiti Energia S.p.A. (Servizio Utilizzazione Acque Pubbliche Provincia autonoma di Trento, 2010).

8.4. Piano Generale di Utilizzazione delle Acque Pubbliche

Un atto normativo fra i più importanti a disposizione in Provincia di Trento, previsto dallo Statuto di Autonomia e dalle rispettive Norme di Attuazione, risulta essere il Piano Generale di Utilizzazione delle Acque Pubbliche, approvato con il D.P.R. 15/02/2006 e modificato con la Delibera della Giunta provinciale n. 2049 del 21 settembre 2007⁴⁸.

Tale strumento è rivolto a programmare l'utilizzazione delle acque pubbliche, sia superficiali che sotterranee, e a dettare le linee guida per la regolazione dei corsi d'acqua al fine di una maggiore tutela dell'ambiente e delle risorse idriche nel loro complesso. Il Piano tiene conto delle norme quadro nazionali, in particolar modo di quelle che definiscono i bacini idrografici. Allo stesso modo il Piano riordina in un quadro riassuntivo organico ed omogeneo tutte le informazioni disponibili nelle varie banche dati.

⁴⁷L.P. 23/2007 (PAT): Disposizioni per la formazione del bilancio annuale 2008 e pluriennale 2008-2010 della Provincia autonoma di Trento (legge finanziaria 2008).

⁴⁸D.G.P. 2049/2007 (PAT): Piano Generale di Utilizzazione delle Acque Pubbliche della Provincia Autonoma di Trento -Approvazione delle modificazioni degli articoli 16, 17, 19, 21 e 32 delle Norme di attuazione del Piano Generale di Utilizzazione delle Acque Pubbliche.

Per quanto riguarda la realizzazione di nuovi impianti idroelettrici, la parte ottava del documento (Norme di attuazione) detta una serie di regole da rispettare tassativamente (articolo 7, lettera F): impianti inferiori a 3MW, obbligo di rilascio superiore al Deflusso Minimo Vitale, divieto di effettuare diversioni d'acqua tra sottobacini ed altro. Sono sempre consentiti gli impianti di potenza inferiore a 20 kW⁴⁹ che andrebbero a servire comunità locali non allacciate alla rete di distribuzione, purché sia assicurato il Deflusso Minimo Vitale prestabilito.

Si stabilisce che la Provincia autonoma di Trento è autorizzata a promuovere accordi con le Regioni confinanti e con la Provincia di Bolzano per la regolazione delle procedure di coordinamento e di gestione e degli aspetti tecnici, gestionali, di vigilanza, patrimoniali e finanziari relativi alle derivazioni che interessino più Enti territoriali. Gli accordi avranno come obiettivi principali la tutela dell'ambiente e del patrimonio idrico e gli interessi delle popolazioni coinvolte.

Il nuovo Piano, pertanto, pose le basi per sottoscrivere gli accordi futuri con la Regione Veneto (derivazioni di Val Schener – Moline e Bussolengo – Chievo, sfruttanti l'acqua del Trentino ma con sviluppo a cavallo dei due territori), con la Regione Lombardia (in tema di armonizzazione delle azioni di salvaguardia delle acque del Fiume Chiese e del Lago d'Idro) e con la Provincia autonoma di Bolzano (derivazione di San Floriano, sfruttante l'acqua del Trentino ma con sviluppo a cavallo delle due Province).

Oltre ai compiti provinciali già espressi nella normativa generale, il Piano permette alla Provincia di esercitare le funzioni in materia di concessioni di derivazioni d'acqua anche nel caso queste interessino significativamente il regime dei corsi d'acqua o dei laghi a carattere interregionale, nel caso i corpi idrici siano soggetti a numerose derivazioni oppure nel caso sia necessaria una speciale attività di regolazione dei livelli di invaso o di ricambio dei volumi idrici.

8.5. Attività amministrativa provinciale a servizio delle grandi derivazioni

Per una logica di semplificazione e di riordinamento dei Soggetti e dei Progetti attinenti il settore energetico (Servizio energia e Azienda Speciale Provinciale per l'Energia) con l'articolo 39 della Legge Provinciale n. 3 del 16 giugno 2006⁵⁰ è stata istituita l'Agenzia Provinciale per l'Energia (APE).

Questa nuova Agenzia, operativa dal 1° gennaio 2007, si occupa, tra l'altro, di fornire supporto tecnico ed amministrativo alla Giunta provinciale, di promuovere l'attuazione della normativa provinciale in tema di energia ed erogare i contributi ai soggetti privati o pubblici in tema di risparmio energetico. L'Agenzia rilascia inoltre le autorizzazioni e le concessioni di competenza provinciale nonché vigila e controlla i soggetti titolari delle stesse. Vi lavorano 46 persone per un volume

⁴⁹kW: unità di misura della potenza attiva (un chilowatt = mille watt).

⁵⁰L.P. 3/2006 (PAT): Norme in materia di governo dell'autonomia del Trentino.

complessivo di bilancio pari a 54 milioni di euro (valore al 2009, Provincia Autonoma di Trento, 2010).

Ai sensi dell'articolo 13 dello Statuto di Autonomia (Decreto del Presidente della Repubblica n. 670 del 31 agosto 1972⁵¹) i concessionari di grandi derivazioni a scopo idroelettrico sono tenuti a fornire gratuitamente ogni anno 220 kWh per ogni kW di potenza nominale di concessione alle Province di Trento e di Bolzano. Nella Delibera della Giunta Provinciale n. 3088 del 30/12/2010⁵² si stabilisce che questa energia dev'essere destinata ai soli soggetti pubblici o gestori di servizi pubblici, in quantità pari al loro consumo nel 2005 al prezzo applicato nel 2010.

Il Piano per la Cessione di tale energia definisce le quote che i vari concessionari devono fornire alla Provincia (previsione 2011: 152 GWh, D.G.P. 3088/2010) ed i valori di energia assegnati dalla Provincia ai vari soggetti riconosciuti eroganti servizi pubblici. La convenienza nel ritirare l'energia dai concessionari invece che del corrispondente quantitativo in denaro, risiede nel fatto che nel caso di monetizzazione dell'energia prevista in ritiro, la Provincia introiterebbe un importo annuo pari a:

$$152 \text{ GWh} \times 0,035904 \text{ Euro/kWh}^{53} = 5.457.408,00 \text{ €}$$

mentre spenderebbe almeno 15.656.000,00 euro (D.G.P. 3088/2010) per il pagamento a prezzo intero dell'energia necessaria ai servizi riconosciuti, con una perdita secca pari a

$$15.656.000,00 \text{ €} - 5.457.408,00 \text{ €} = 10.198.592,00 \text{ €}$$

L'evoluzione normativa nel corso degli anni ha suggerito alla politica trentina di istituire l'Ufficio Grandi Derivazioni Idroelettriche all'interno del Servizio Utilizzazione Acque Pubbliche della Provincia autonoma. L'Ufficio provvede agli adempimenti relativi all'attività tecnico-amministrativa afferente la gestione delle concessioni di grandi derivazioni d'acqua a scopo idroelettrico di competenza della Provincia e cura i rapporti con gli altri Enti pubblici per quanto attiene le concessioni di grandi derivazioni interessanti anche il territorio di altre Province/Regioni. L'Ufficio, inoltre, provvede alla determinazione dei canoni e alla ripartizione dei sovracanoni e degli altri corrispettivi ed attua le procedure sanzionatorie previste dalla normativa provinciale in materia di grandi derivazioni a scopo idroelettrico (ad eccezione della procedura di riscossione coattiva). L'Ufficio svolge, tra l'altro, studi ed elaborazioni tecniche finalizzate alla

⁵¹D.P.R. 670/1972: Approvazione del testo unico delle leggi costituzionali concernenti lo statuto speciale per il Trentino - Alto Adige.

⁵²D.G.P. 3088/2010 (PAT): Approvazione del piano di cessione dell'energia elettrica di cui all'art. 13 del D.P.R. n. 670/1972 per il 2011, ai sensi dell'articolo della l.p. 6 marzo 1998, n. 4 e s.m."(fascicolo n. 248D10S158).

⁵³Prezzo dell'energia determinato in 48,72 lire/kWh (D.P.R. 670/1972) ma aggiustato secondo le variazioni ISTAT tra il 2008 e il 2009.

caratterizzazione del regime quantitativo delle risorse idriche con particolare riguardo alla redazione dei bilanci idrici.

8.6. Gestione delle concessioni

In Trentino, come abbiamo già visto, non si possono realizzare impianti idroelettrici di taglia superiore a 3 MW, come stabilito dal Piano Generale di Utilizzazione delle Acque Pubbliche approvato nel 2006, pertanto le uniche concessioni che si possono rilasciare sono solo quelle che riguardano impianti già esistenti (cfr. par. 8.4).

Occorre inoltre ricordare che le procedure adottate dalla Regione Valle d'Aosta, che per mezzo della Compagnia Valdostana delle Acque (CVA) è titolare di tutte le grandi derivazioni presenti nel proprio territorio, hanno fornito un riferimento per le scelte politiche in Provincia di Trento.

Il primo passo per riportare in Provincia di Trento la gestione delle centrali si fece nell'anno 2000. Nel 1999 scadevano le concessioni cosiddette ex SAVA (Società Anonima Veneta Alluminio) che riguardavano gli impianti idroelettrici sull'asta idraulica Travignolo – Vanoi – Cismon: Caoria, San Silvestro, Val Schener e Moline. Per questi impianti ad Enel Produzione S.p.A. subentrò la società Primiero Energia S.p.A., società a partecipazione prevalentemente pubblica (Comuni, Consorzi, Enti pubblici vari) costituita appositamente da A.C.S.M. Primiero (Azienda Consorziale Servizi Municipalizzati di Primiero).

Per il controllo e la gestione di tutte le altre grandi derivazioni presenti sul territorio trentino, nel 2007, la Provincia di Trento sottoscrisse con Enel Produzione ed Edison (i due maggiori produttori di quel tempo) altrettanti accordi che contemplavano la costituzione di due NewCo: Hydro Dolomiti Enel S.r.l. e Dolomiti Edison Energy S.r.l.

Entrambe le società furono create appositamente dai due grandi produttori e vi fu conferito il ramo produzione idroelettrica presente sul territorio (impianti e concessioni). In seguito il 51% di entrambe le società fu acquistato dalla controllata pubblica Dolomiti Energia (al tempo S.r.l.).

Dal punto di vista normativo, l'articolo 12 del D.Lgs. 79/1999 (“Decreto Bersani”) e l'articolo 1 del D.Lgs. 289/2006 stabiliscono che spetta alle Province autonome il rilascio delle concessioni ubicate sul territorio. L'articolo 16 del “Decreto Bersani” sancisce inoltre che la Regione autonoma Valle d'Aosta e che le Province autonome di Trento e Bolzano sono esonerate dall'applicazione delle disposizioni sulle grandi derivazioni a scopo idroelettrico in esso contenute. Le prerogative statutarie degli Enti locali citati (nel nostro caso la Provincia autonoma di Trento) permettono l'emanazione di norme proprie in questo settore.

Per questo motivo il D.Lgs. 463/1999 all'articolo 11 proroga a fine 2010 tutte le concessioni in scadenza prima di tale data (quelle in scadenza successiva rimangono invariate). Successivamente anche l'articolo 44 della L.P. 23/2007, che modifica ancora la L.P. 4/1998, introduce la proroga di dieci anni per tutte le

concessioni vigenti (a seguito di una serie di canoni aggiuntivi e obblighi di investimento sugli impianti ed il territorio circostante).

Alla luce di quanto descritto si comprende che qualsiasi altro imprenditore dovrà aspettare ancora diversi anni per poter avere la possibilità di ottenere in gestione una centrale idroelettrica sul territorio trentino. Nel 2015 la Provincia, in base alla L.P. 4/1998, emanerà un bando di gara per la gestione delle centrali in scadenza al 2020. Chi vorrà subentrare nella gestione dovrà presentare un piano di investimenti comprendente miglioramenti ambientali e agli impianti.

8.6.1. Ulteriori approfondimenti su Primiero Energia S.p.A.

La società Primiero Energia S.p.A. è stata costituita da A.C.S.M. Primiero (Azienda Consorziale Servizi Municipalizzati di Primiero) nel giugno 2000 per subentrare ad Enel Produzione S.p.A. nel possesso e nella gestione degli impianti idroelettrici sull'asta idraulica Travignolo – Vanoi – Cismon. Tali impianti, furono costruiti da SAVA (Società Anonima Veneta Alluminio) e passarono ad Enel nel 1988 in seguito al ridimensionamento della società veneta, operante nel settore della produzione di alluminio primario, conseguente alla crisi energetica del 1973 ed a quella del 1979. Il passaggio fu approvato dal Consiglio di Amministrazione dell'Enel il 17 settembre 1986 e dalla Provincia di Trento con la Delibera della Giunta Provinciale n. 5504 del 20/05/1988.

Parallelamente furono intraprese opportune trattative con la Provincia autonoma di Trento, concluse con la Delibera della Giunta Provinciale n. 961 del 15/02/1988, la quale approvava la "Convenzione per la regolamentazione dei rapporti relativi al subingresso nelle concessioni e nel possesso degli impianti idroelettrici di Caoria, S. Silvestro, Val Schener e Moline", nella quale si specificò una riserva di trasferimento alla scadenza della concessione dall'Ente Nazionale agli Enti locali interessati a subentrarvi. Le condizioni poste per il subentro erano che la società subentrante fosse un Comune o un Consorzio di Comuni o di Comunità Montane, che fosse approvato il Piano della Distribuzione o, in alternativa, che fosse istituita una Agenzia Provinciale per l'Energia (articolo 10 del D.P.R. 235/1977), e che fosse insediato, presso il Commissariato di Governo, il Comitato di Coordinamento delle Attività Elettriche (articolo 9 del D.P.R. 235/1977).

La scadenza per il passaggio fu impostata al 19 ottobre 1999, con un onere finanziario pari a quello versato da Enel a SAVA (Società Anonima Veneta Alluminio) per il primo trasferimento, rivalutato secondo l'indice ISTAT del costo della vita e tenendo conto del deprezzamento degli impianti e degli interventi migliorativi realizzati da Enel.

Fu costituito un apposito gruppo di lavoro composto da membri dell'Enel e della Provincia autonoma di Trento, con il supporto esterno del professor Lorenzo Fellin (Università degli Studi di Padova) e del dottor Marco Giovannini (Presidente di Trentino Energia S.p.A.) per valutare gli aspetti tecnici, normativi ed economici dell'operazione di trasferimento.

Il Commissariato del Governo per la Provincia di Trento provvide, con il Decreto n. 55/GAB del 01 settembre 1999, alla costituzione del Comitato di Coordinamento delle Attività Elettriche, seguito dalla nomina dei suoi rappresentanti da parte della Giunta provinciale.

Oltre ai problemi tecnici ed economici il passaggio a Primiero Energia fu impegnativo anche dal punto di vista normativo in quanto la normativa provinciale non era ancora pronta prima della scadenza delle concessioni, obbligando Giunta e Consiglio provinciale ad emanare la L.P. 4/1998 in maniera sbrigativa e, proprio per questo, soggetta a innumerevoli modifiche nel corso degli anni.

Inoltre l'ASPE individuò i criteri di partecipazione al capitale sociale della Primiero Energia S.p.A., attraverso tre raggruppamenti di soci e stabilendo che:

1. il 53% delle azioni venga assegnato ai Comuni del Primiero, ai Comuni del Vanoi, ai Comuni del Tesino (escluso Bieno), al Comune di Predazzo e al Comune di Sovramonte;
2. l'11% delle azioni venga messo a disposizione dei Comuni dell'Alta e della Bassa Valsugana (compreso Bieno) e dei Comuni della Val di Fiemme (escluso Predazzo);
3. il 36% delle azioni sia riservato ai Comuni della restante parte del territorio provinciale.

Il trasferimento della titolarità della concessione e della proprietà degli impianti fu valutata per un costo complessivo di circa 45 miliardi di lire.

La Nota Protocollore del Servizio Utilizzazione Acque Pubbliche n. 1488/TR-S109 del 15/12/2000 rilasciava il nulla osta al passaggio della concessione di Caoria; la Determinazione del Dirigente Servizio Utilizzazione Acque Pubbliche n. 196 del 18/12/2003 rilasciava il nulla osta al passaggio della concessione di San Silvestro mentre la Determinazione del Dirigente del Servizio Utilizzazione delle Acque Pubbliche n. 95 del 27/05/2005 rilasciava il nulla osta al passaggio delle concessioni di Val Schener e di Moline. Nulla osta, quest'ultimo, necessario a seguito del ricorso con cui la Regione Veneto aveva impugnato il precedente nulla osta rilasciato con la Determinazione del Dirigente Servizio Utilizzazione Acque Pubbliche n. 93 del 21/06/2001.

La Regione Veneto contestava il conflitto di attribuzioni, ribadendo come la Provincia di Trento, rilasciando autonomamente il nulla osta, sia entrata in contrasto con il D.Lgs. 112/1998, nel quale si precisa come per le concessioni d'acqua interessanti più Enti territoriali confinanti sia necessario il rilascio stabilito d'intesa tra gli Enti. La Corte costituzionale, con la sentenza n. 113 del 2005, stabilì che la Provincia di Trento aveva agito senza potere, ledendo le competenze della Regione Veneto, ed annullò la delibera contestata.

Delle quattro centrali in discussione, solamente tre (Caoria, Val Schener, Moline) sono oggetto del passaggio iniziale, per un costo complessivo di circa 37,2 miliardi di lire. L'Enel sollevò diverse obiezioni, in particolare riguardo all'impianto di San Silvestro. La principale riserva si riferiva alla scadenza della concessione spostata più avanti nel tempo rispetto agli altri tre impianti. In

secondo luogo, il valore stimato della centrale non sarebbe stato sufficiente a coprire gli ingenti investimenti effettuati dall'Enel.

Con il 1° agosto 2001 inizia l'esercizio da parte di Primiero Energia S.p.A., e il 7 gennaio 2004 anche l'impianto di San Silvestro passa sotto il suo controllo. Le concessioni attualmente gestite dalla società sono dunque 3: quella di Caoria, quella di San Silvestro, e quella di Val Schener – Moline, per un totale di 65,2 MW di concessione ed una produzione annua media di 375 GWh.

Primiero Energia ha un capitale sociale di 4 milioni di euro ed è composta da 91 soci, tra società di servizi pubblici locali e Comuni del Trentino. I più importanti sono A.C.S.M. S.p.A. (53%), Trentino Servizi S.p.A. (19,6%), STET S.p.A. (7,4%), e altri Enti pubblici e società con partecipazione inferiore al 5%. Inizialmente la gestione degli impianti richiese la presenza di 40 addetti, ridotti a 34 in seguito al completamento del processo di automazione. La società è gestita da un Consiglio di Amministrazione composto da cinque persone, compresi il Presidente ed il Vicepresidente. Lo Statuto prevede la maggioranza dei due terzi per la deliberazione dell'Assemblea in tema di approvazione del bilancio d'esercizio, del budget degli investimenti, della distribuzione degli utili e delle modifiche statutarie. La società è diretta e coordinata da A.C.S.M. S.p.A.

Ultimamente la Primiero Energia S.p.A., analogamente ad Enel Produzione S.p.A. ed Edison S.p.A., ha ottenuto la "Registrazione Emas" degli impianti⁵⁴, vale a dire il riconoscimento ufficiale a livello europeo del raggiungimento di una eccellenza in campo ambientale, ottenuto sviluppando un programma di gestione e salvaguardia dell'ambiente annualmente verificato da esperti indipendenti (Primiero Energia S.p.A. – Area informativa, Certificazione EMAS, 201155).

8.6.2. Ulteriori approfondimenti su Hydro Dolomiti Enel S.r.l.

I problemi riscontrati nel subentro alle centrali ex SAVA non si sono presentati alla scadenza delle concessioni Enel 2010. La Provincia aveva infatti già delineato un quadro normativo e di accordi completo e con largo anticipo, definendo modalità e tempistiche precise per i subentri. In questo caso la scelta è stata di prorogare la gestione delle centrali in questione con l'accortezza di costituire una società mista con Enel: la Hydro Dolomiti Enel S.r.l., cui Enel ha destinato il ramo di azienda responsabile della gestione delle centrali del Trentino (comprensivo di relative concessioni, opere ed infrastrutture necessarie alla gestione).

La società Hydro Dolomiti Enel S.r.l. (HDE) è una società dotata di 3 milioni di euro di capitale sociale i cui soci sono Dolomiti Energia S.p.A. per il 51% ed Enel Produzione S.p.A. per il restante 49%. E' stata costituita da Enel Produzione e vi è stato conferito tutto il ramo di produzione idroelettrico in Trentino ed il 100% della società Avisio Energia S.p.A. posseduta da Enel Rete Gas S.p.A.

Il 100% di Hydro Dolomiti Enel è stato valutato in 1.103 milioni di euro ed in data 25 luglio 2008 il 51% dell'azienda è stato venduto a Dolomiti Energia in base

⁵⁴La Registrazione Emas è una certificazione ambientale di qualità di un sito produttivo.

⁵⁵<http://www.primieroenergia.com/emas.php>

ad un accordo firmato il 24 aprile 2008 per un esborso pari a 562,7 milioni di euro. Tuttavia il mancato conferimento della centrale di San Floriano ha ridotto l'esborso a 333 milioni di euro, valore inferiore a quello stimato nell'accordo in quanto si è tenuto conto sia della posizione finanziaria netta delle attività trasferite a Hydro Dolomiti Enel, sia dei flussi di cassa stimati tra il 1° gennaio 2008 (data di riferimento per la valorizzazione di Hydro Dolomiti Enel) e il 15 luglio 2008 (data di efficacia del conferimento del medesimo ramo d'azienda). Successivamente il valore è stato corretto, anche per tener conto della differenza fra la produzione stimata al 2008 e il valore effettivo nel periodo 2008-2010 (solo per il 2010 sarà necessario un conguaglio superiore a 30 milioni di euro a favore di Enel Produzione, da liquidare entro il primo semestre 2011, Conte, 2011).

Per il perfezionamento dell'operazione sono stati necessari il nulla osta dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, l'approvazione della Provincia autonoma di Trento e le delibere di proroga delle concessioni (indispensabili per portare a termine i piani di sviluppo industriale).

L'accordo prevede un'opzione call per Dolomiti Energia da esercitare entro fine 2020 per aumentare la percentuale di partecipazione fino al 60%. Il prezzo di tale opzione sarà parametrizzato a una valorizzazione del 100% della Hydro Dolomiti Enel. Nell'accordo erano compresi i patti parasociali che regolano la governance della società e il suo statuto, con un diritto di prelazione tra i due soci ed un obbligo a non trasferire percentuali ad altre società per 3 anni (lock-up).

La società è un'entità economica autonoma, funzionalmente e operativamente, soggetta al controllo congiunto di entrambi i soci. Dispone di personale proprio e mezzi tecnici e finanziari autonomi ed opera nel mercato della vendita all'ingrosso dell'energia elettrica e della distribuzione di gas naturale per 32 comuni, in concessione per 12 anni.

Poiché Dolomiti Energia non dispone di competenze specifiche in tema di generazione e vendita di energia si è stabilito che l'energia prodotta sarà venduta sul mercato con un particolare contratto di mandato da Enel Produzione e potrà essere venduta a condizioni di mercato alle società madri per un massimo del 12,5% della produzione annua.

La governance è caratterizzata da un patto parasociale firmato da entrambe le parti, nel quale si prevede che la società venga gestita da un Consiglio di Amministrazione composto da cinque persone: fino all'assemblea per il bilancio relativo all'esercizio 2010 due membri del Consiglio di Amministrazione erano nominati da Dolomiti Energia (tra i quali il Presidente) e gli altri tre da Enel Produzione (tra i quali l'Amministratore delegato), mentre dal 2010 la situazione è invertita.

Con una maggioranza di quattro Amministratori si prendono, quindi, decisioni riguardanti: indirizzi strategici dell'attività, approvazione annuale del budget, approvazione annuale del business plan, approvazione e modifiche della struttura organizzativa, piano di investimenti pluriennale, nomina dirigenti. Le operazioni straordinarie e le modifiche allo statuto possono essere adottate dall'assemblea degli soci con il voto favorevole del 75% degli stessi. Dolomiti Energia si è impegnata a far sì che nessun membro del CdA di HDE sia anche membro del CdA di A2A o di società appartenenti al gruppo A2A o di Trentino Servizi.

Le concessioni per grandi derivazioni attualmente gestite sono 13, per un totale di 468,8 MW di concessione: Ala, Avio – Prà da Stua, Boazzo – Cimego – Storo, Bussolengo – Chievo, Carzano, Cogolo, Grigno – Costabrunella, Malga Mare – Careser, Nembia – Santa Massenza, Predazzo, Riva – Ponale, Torbole, Val Noana, tutte con scadenze prorogate a fine 2020. Le piccole derivazioni gestite sono due per un totale di 2,375 MW: Dro e Fies con scadenza rimasta invariata a fine 2029. Il parco impianti è composto per il 63% da impianti a serbatoio (di cui 2 a pompaggio), per il 9% da impianti ad acqua fluente e per il restante 28% da impianti a bacino.

La società Avisio Energia S.p.A. era dotata di 6,5 milioni di euro di capitale sociale e si occupava della distribuzione di gas naturale a 32 Comuni della Provincia di Trento, situati nelle valli dell'Avisio e nell'altopiano di Lavarone e Folgaria, per un totale di più di 9.000 clienti con 555 km di rete per quasi 17 milioni di gas distribuito.

La Delibera dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato n. C9306 del 19/06/2008 riguarda proprio la costituzione della NewCo HDE, operazione di concentrazione con obbligo di comunicazione preventiva in quanto il fatturato realizzato dall'insieme delle due società madri nell'esercizio prima dell'operazione è risultato superiore a 440 milioni di euro.

Data l'esigua entità della produzione oggetto dell'operazione l'Antitrust ha stabilito che non sussistono possibilità di modifica delle condizioni concorrenziali del mercato dell'approvvigionamento all'ingrosso dell'energia elettrica nella Macro area Nord.

Anche per quanto riguarda il mercato della distribuzione del gas naturale non sussistono possibilità di modifiche delle condizioni di concorrenza preesistenti in quanto viene a sostituirsi solamente l'impresa che svolge il servizio (Hydro Dolomiti Enel S.r.l., 2011, *Questione energetica e costituzione delle New-Co tra Dolomiti Energia S.p.A. e Enel/Edison*, 2008).

8.6.3. Ulteriori approfondimenti su Dolomiti Edison Energy S.r.l.

Un analogo percorso è stato compiuto per la società Dolomiti Edison Energy S.r.l. (DEE), i cui soci sono Dolomiti Energia S.p.A. per il 51% ed Edison S.p.A. per il restante 49%. La società è stata costituita da Edison e ad essa è stato conferito tutto il ramo di produzione idroelettrico in Trentino.

Il 100% di Dolomiti Edison Energy è stato valutato in 105,4 milioni di euro, ed il 51% dell'azienda è stato venduto a Dolomiti Energia in base ad un accordo firmato il 29 maggio 2008 per un esborso pari a 53,75 milioni di euro. Il mancato acquisto di energia fino alla scadenza della proroga (che va tutta ad Edison), ha ridotto l'esborso a 30,86 milioni di euro. L'accordo prevede l'obbligo di non trasferire percentuali ad altre società per 3 anni (lock-up).

La società è un'entità economica, soggetta al controllo congiunto di entrambi i soci, che dispone di personale proprio e mezzi tecnici e finanziari autonomi ma, a differenza di Hydro Dolomiti Enel che vende direttamente sul mercato, per Dolomiti Edison Energy l'Accordo Quadro ed i patti parasociali prevedono un

accordo “tolling agreement”. L'accordo sancisce che fino alla scadenza delle attuali concessioni Edison acquisterà a prezzo di costo e secondo specifici contratti di compravendita l'intera energia elettrica prodotta. Dopo la scadenza delle concessioni l'energia sarà acquistata da entrambi i soci in maniera proporzionale alle rispettive quote di partecipazione, secondo nuovi contratti di compravendita. Poiché Dolomiti Energia non dispone di competenze specifiche in merito di generazione e vendita di energia, si è stabilito che la società affiderà ad Edison la gestione e l'ottimizzazione della capacità produttiva, la programmazione della produzione e la conclusione dei contratti di vendita all'ingrosso per la quota di energia elettrica di sua spettanza. Edison assumerà quindi la qualifica di operatore di mercato per entrambe le imprese madri e per la stessa DEE.

La governance è caratterizzata da un patto parasociale firmato da entrambe le parti che prevede che la società venga gestita da un Consiglio di Amministrazione composto da cinque persone: fino all'assemblea per il bilancio relativo all'esercizio 2010 tre membri del Consiglio di Amministrazione erano nominati da Dolomiti Energia (tra essi anche il Presidente), e gli altri due, compreso l'Amministratore delegato, erano designati da Edison. Dal 2010 la situazione si è invertita.

Con una maggioranza di quattro membri il Consiglio di Amministrazione prende decisioni che riguardano: approvazione annuale del budget, approvazione annuale dei business plan, nomina o revoca dei dirigenti. Le operazioni straordinarie e le modifiche allo statuto possono essere adottate dall'assemblea dei soci con il voto favorevole del 75% degli stessi. Edison si è riservata il diritto di veto sulle decisioni essenziali riguardanti gli indirizzi strategici dell'attività.

Le concessioni per grandi derivazioni gestite sono 2 per un totale di 80,6 MW di concessione e 540 GWh annui (valori comprensivi di Pozzolago): Taio – Santa Giustina e Mezzocorona, con scadenze prorogate a fine 2018 per Taio e fine 2017 per Mezzocorona. La piccola derivazione gestita è quella di Pozzolago per un totale di 2,7 MW e 18 GWh annui, con scadenza rimasta invariata a fine 2016.

La Delibera dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato n. C9090 del 24/01/2008 riguarda proprio la costituzione della NewCo DDE, operazione che non comporta la costituzione di un'impresa dotata di reale autonomia economica e funzionale. Ciò in quanto le previsioni di gestione dell'energia prodotta e contenute nell'Accordo Quadro presuppongono che la DEE opererà solamente come impresa ausiliaria al servizio delle imprese madri per un periodo superiore a 3 anni (tempo necessario all'avvio di un'impresa economica e per acquisire autonomia nel mercato).

Dati i vincoli di dipendenza strutturali e gestionali con le imprese madri di natura non temporanea l'Antitrust ha stabilito che non sussistono le condizioni per DEE di operare in maniera autonoma nel mercato, non influenzando quindi sulle condizioni concorrenziali dell'approvvigionamento all'ingrosso dell'energia elettrica nella Macro area Nord. La società possiede la certificazione integrata ambiente e sicurezza secondo lo standard OHSAS 18001 e 14001 (Dolomiti Edison Energy S.r.l., 2011, *Questione energetica e costituzione delle New-Co tra Dolomiti Energia S.p.A. e Enel/Edison*, 2008).

8.7. Canoni aggiuntivi e canone ambientale

L'art. 44 della L.P. 23/2007, che introduce i commi dal 15-ter al 15-decies nell'art. 1-bis 1 della L.P. 4/1998, prevede un periodo di proroga di dieci anni per le scadenze delle concessioni di grandi derivazioni idroelettriche. Questo periodo di proroga viene accordato nel caso in cui il concessionario garantisca l'osservanza dei diversi impegni prestabiliti. In particolare al comma 15-quater si obbliga il concessionario per l'intero periodo di proroga al versamento del cosiddetto "canone aggiuntivo" (62,5 euro per kW di potenza nominale di concessione) e del cosiddetto "canone ambientale" (5 euro per kW di potenza nominale di concessione). Tali canoni affluiranno al bilancio dell'Agenzia Provinciale per l'Energia che suddividerà i gettiti tra i vari destinatari.

La Delibera della Giunta Provinciale (d.g.p.) n. 2766 del 03/12/2010 ha stabilito le direttive di carattere organizzativo e procedurale per l'erogazione dei canoni aggiuntivi: entrambi i canoni saranno versati dal concessionario direttamente all'Agenzia Provinciale per l'Energia entro il 31 gennaio di ogni anno. La Giunta provinciale aggiornerà annualmente il valore dei canoni aggiuntivi, e di ciò darà comunicazione al Servizio Utilizzazione delle Acque Pubbliche. Quest'ultimo eseguirà per l'intero periodo di proroga delle proiezioni che invierà all'Agenzia Provinciale per l'Energia. Quest'ultima, sulla base della suddivisione comunicata dai Consorzi dei Bacini Imbriferi Montani (BIM), ne darà notizia ai vari aventi diritto.

Il 19 settembre 2008 è stata raggiunta una prima intesa tra il Presidente della Provincia e il Presidente del Consiglio delle Autonomie locali, modificata con il secondo accordo, il 30 luglio 2009. Nel secondo Protocollo d'intesa, approvato con la d.g.p n. 2982 del 23/12/2010 si stabilisce in primis il principio di territorialità (art. 1), ossia la destinazione del 100% dei canoni aggiuntivi e ambientali ai Comuni compresi nel BIM della derivazione considerata.

Qualora l'impianto di produzione si trovi sul suolo trentino, ma sfrutti acqua proveniente da altre Regioni o Province, i canoni aggiuntivi non sono dovuti (art. 2). Nel caso opposto (centrale su suolo non trentino ma acqua trentina) i canoni verranno ripartiti tra le Province interessate di comune accordo (art. 3).

In presenza di diversioni d'acqua da un Bacini Imbrifero ad un altro (articolo 4), il Bacino destinatario dei canoni sarà quello di origine della derivazione, anche se si tratta di impianti multipli a cascata (somma delle potenze nominali). I proventi dei canoni aggiuntivi sono così suddivisi (art. 6):

1. 67,5% ai Comuni del bacino imbrifero considerato;
2. 7,5% alle Comunità di Valle⁵⁶ comprese nel bacino imbrifero considerato;
3. 25% ai Comuni rivieraschi (più danneggiati dall'impianto).

⁵⁶Le Comunità di Valle sono degli Enti territoriali che nel 2006 hanno sostituito i vecchi Comprensori che corrispondono indicativamente alle Comunità Montane nazionali.

Il 67,5% destinato ai Comuni del Bacino Imbrifero (art. 7) sarà suddiviso tra questi in maniera analoga alla suddivisione dei sovracani, come disposto dalla Legge n. 959 del 27 dicembre 1953⁵⁷. Il 7,5% destinato alle Comunità di Valle comprese nel Bacino Imbrifero sarà suddiviso tra queste ultime in base alla somma delle quote spettanti ai singoli Comuni di ogni Comunità (art. 8). Il restante 25% destinato ai Comuni rivieraschi, sarà suddiviso tra questi con disposizione dell'assemblea dei Consorzi dei Bacini Imbriferi Montani (art. 9) in base alla penalizzazione subita dalla presenza dell'impianto (km di rete AT non di distribuzione, km di corso d'acqua soggetti a derivazione, km di gallerie e canali, terreno occupato dagli edifici della centrale, numero di opere di presa, superficie massima dell'invaso, volume di regolazione dell'invaso).

Per quanto riguarda il Bacino Imbrifero del fiume Brenta (art. 10), comprendente anche i Torrenti Cismon e Vanoi, la suddivisione è stabilita in 30% alla Valle del Brenta ed il restante al Primiero (Valli di Vanoi e Cismon).

L'erogazione dei proventi (art. 11) avviene in diverse fasi: i Comuni inoltrano alla struttura competente la richiesta della parte spettante di canone. Tale struttura informa l'Agenzia Provinciale per l'Energia, che provvede al trasferimento delle risorse al Consorzio dei Bacini Imbriferi Montani⁵⁸ di riferimento. Quest'ultimo, entro 15 giorni, trasferisce le risorse ai rispettivi Comuni. Il Servizio Utilizzazione delle Acque Pubbliche esegue le proiezioni per l'intero periodo di proroga delle concessioni ed invia tali proiezioni all'Agenzia Provinciale per l'Energia, la quale le comunica ai vari Comuni.

Le Comunità di Valle hanno la possibilità di sostituire la riscossione annuale dei canoni aggiuntivi spettanti ad esse ed ai Comuni della stessa Comunità con un investimento unico (art. 12) stimato sulla base delle proiezioni per l'intera durata della proroga delle concessioni. L'investimento deve riguardare uno specifico progetto per lo sviluppo socio-economico del territorio interessato. I canoni aggiuntivi possono essere utilizzati (art. 14) per la spesa relativa a interventi in conto capitale, la spesa corrente di natura una tantum e la spesa corrente afferente progetti di sviluppo economico del territorio.

Il canone ambientale (art. 13) può essere utilizzato esclusivamente per finanziare misure ed interventi di miglioramento ambientale ed è destinato dall'Agenzia Provinciale per l'Energia con le stesse modalità del canone aggiuntivo: la suddivisione tra i Comuni dello stesso bacino imbrifero sarà definita analogamente alla suddivisione dei sovracani, come disposto dalla L. 959/1953, mentre la suddivisione tra le Comunità di Valle comprese nel bacino imbrifero sarà suddiviso tra queste in base alla somma delle quote spettanti ai singoli Comuni di ogni Comunità. Le Comunità dovranno provvedere, d'intesa con i Comuni interessati, a individuare le modalità per il finanziamento dei progetti.

⁵⁷L. 959/1953: Modifica del T.U. delle leggi sulle acque e sugli impianti elettrici.

⁵⁸Il Consorzio dei Bacini Imbriferi Montani è l'insieme dei Comuni facenti parte dello stesso bacino imbrifero. In Trentino i Consorzi dei Bacini Imbriferi Montani sono quattro: quello dell'Adige, quello del Sarca, quello del Brenta e quello del Chiese.

L’Agenzia Provinciale per l’Energia, dopo aver acquisito dai Consorzi dei Bacini Imbriferi Montani la ripartizione dei canoni aggiuntivi fra gli aventi diritto, e ottenuto dal Servizio Utilizzazione delle Acque Pubbliche i valori delle potenze di concessione e le proiezioni degli introiti dei canoni, ha effettuato i calcoli delle ripartizioni dei canoni aggiuntivi tra Comuni e Comunità di Valle. Tali calcoli, emanati per il 2011 con il Provvedimento del Dirigente dell’Agenzia n. 33 del 07/12/2010 e corretto dal n. 34 del 10/12/2010, rispettano quanto deliberato dalla Giunta provinciale in data 03/12/2010, e forniscono le previsioni fino al 2020 delle quote spettanti ai vari Enti locali relative al canone aggiuntivo.

A titolo esemplificativo, si riportano le proiezioni in euro della quota del 7,5% del canone aggiuntivo destinata alle Comunità di Valle comprese nel Bacino Imbrifero Montano del fiume Adige (Tab. 8.2 e Tab. 8.3)

Tabella 8.2 – Proiezioni quota del 7,5% del canone aggiuntivo per le Comunità di Valle, anni 2009-2014 (Provved. Dirigente Agenzia provinciale per l’Energia n. 3 del 25 gen 2011⁵⁹)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Comunità territoriale della Val di Fiemme	26.690,42	26.690,42	130.803,87	130.803,87	130.803,87	130.803,87
Comunità di Primiero	1.099,02	1.099,02	5.386,04	5.386,04	5.386,04	5.386,04
Comunità Valsugana e Tesino	-	-	-	-	-	-
Comunità Alta Valsugana e Bersntol	17.936,19	17.936,19	87.901,30	87.901,30	87.901,30	87.901,30
Comunità della Valle di Cembra	17.784,10	17.784,10	87.155,95	87.155,95	87.155,95	87.155,95
Comunità della Val di Non	47.191,87	47.191,87	231.276,94	231.276,94	231.276,94	231.276,94
Comunità della Valle di Sole	21.663,12	21.663,12	106.166,18	106.166,18	106.166,18	106.166,18
Comunità delle Giudicarie	1.085,50	1.085,50	5.319,79	5.319,79	5.319,79	5.319,79
Comunità Alto Garda e Ledro	402,86	402,86	1.974,35	1.974,35	1.974,35	1.974,35
Comunità Vallagarina	32.681,01	32.681,01	160.162,40	160.162,40	160.162,40	160.162,40
Comun general de Fascia	14.016,04	14.016,04	68.689,52	68.689,52	68.689,52	68.689,52
Magnifica Comunità degli Altopiani Cimbri	2.400,85	2.400,85	11.766,05	11.766,05	11.766,05	11.766,05
Comunità Rotaliana - Königsberg	9.553,21	9.553,21	46.818,19	46.818,19	46.818,19	46.818,19
Comunità della Paganella	3.561,06	3.561,06	17.451,97	17.451,97	17.451,97	17.451,97
Territorio Val d'Adige	6.908,58	6.908,58	33.857,42	33.857,42	33.857,42	33.857,42
Comunità della Valle dei Laghi	925,50	925,50	4.535,67	4.535,67	4.535,67	4.535,67
<i>Totale</i>	<i>203.899,35</i>	<i>203.899,35</i>	<i>999.265,64</i>	<i>999.265,64</i>	<i>999.265,64</i>	<i>999.265,64</i>

Fonte: Prov. Dirig. APE 3/2011

⁵⁹Prov. Dirig. APE 3/2011: Integrazione dei provvedimenti nn. 33 e 34/2010. Individuazione delle quote di riparto tra le Comunità di valle dei "canoni aggiuntivi" di cui all'art. 1 bis 1, comma 15 quater, lettera e), della L.P. 6 marzo 1998, n. 4, in attuazione della delibera G.P. n. 2982 del 23 dicembre 2010.

Tabella 8.3 – Proiezioni quota del 7,5% del canone aggiuntivo per le Comunità di Valle, anni 2015-2020

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Comunità territoriale della Val di Fiemme	130.803,87	130.803,87	130.803,87	130.803,87	103.686,40	103.686,40
Comunità di Primiero	5.386,04	5.386,04	5.386,04	5.386,04	4.269,44	4.269,44
Comunità Valsugana e Tesino	-	-	-	-	-	-
Comunità Alta Valsugana e Bersntol	87.901,30	87.901,30	87.901,30	87.901,30	69.678,13	69.678,13
Comunità della Valle di Cembra	87.155,95	87.155,95	87.155,95	87.155,95	69.087,30	69.087,30
Comunità della Val di Non	231.276,94	231.276,94	231.276,94	231.276,94	183.329,99	183.329,99
Comunità della Valle di Sole	106.166,18	106.166,18	106.166,18	106.166,18	84.156,45	84.156,45
Comunità delle Giudicarie	5.319,79	5.319,79	5.319,79	5.319,79	4.216,92	4.216,92
Comunità Alto Garda e Ledro	1.974,35	1.974,35	1.974,35	1.974,35	1.565,04	1.565,04
Comunità Vallagarina	160.162,40	160.162,40	160.162,40	160.162,40	126.958,49	126.958,49
Comun general de Fascia	68.689,52	68.689,52	68.689,52	68.689,52	54.449,22	54.449,22
Magnifica Comunità degli Altopiani Cimbri	11.766,05	11.766,05	11.766,05	11.766,05	9.326,79	9.326,79
Comunità Rotaliana - Königsberg	46.818,19	46.818,19	46.818,19	46.818,19	37.112,13	37.112,13
Comunità della Paganella	17.451,97	17.451,97	17.451,97	17.451,97	13.833,94	13.833,94
Territorio Val d'Adige	33.857,42	33.857,42	33.857,42	33.857,42	26.838,30	26.838,30
Comunità della Valle dei Laghi	4.535,67	4.535,67	4.535,67	4.535,67	3.595,36	3.595,36
<i>Totale</i>	<i>999.265,64</i>	<i>999.265,64</i>	<i>999.265,64</i>	<i>999.265,64</i>	<i>792.103,90</i>	<i>792.103,90</i>

Fonte: Provv. Dirig. APE 3/2011

Inoltre si riportano le proiezioni in euro della quota parte del canone ambientale destinata al Bacino Imbrifero Montano del fiume Adige (Tab. 8.4):

Tabella 8.4 – Proiezioni in euro della parte di canone ambientale per il BIM fiume Adige, anni 2009-2020

2009	2010	2011	2012	2013	2014
203.899,35	203.899,35	999.265,64	999.265,64	999.265,64	999.265,64
2015	2016	2017	2018	2019	2020
999.265,64	999.265,64	999.265,64	999.265,64	792.103,90	792.103,90

Fonte: Provvedimento del Dirigente dell'Agenzia provinciale per l'Energia n. 33 del 7 dicembre 201060

Il totale provinciale per ogni anno fino al 2018, è pari a 36,19 milioni di euro, che si ridurranno a 33,39 milioni dal 2019 in poi. Eseguendo le somme si rileva che la provenienza di tali introiti è così ripartita:

1. 13,49 milioni di euro per il bacino dell'Adige;

⁶⁰Provv. Dirig. APE 33/2010: Art. 1-bis 1, comma 15-quater, L.P. 6 marzo 1998, n. 4. Individuazione delle quote di riparto tra i Comuni e le Comunità di valle dei "canoni aggiuntivi" dovuti dai soggetti beneficiari delle proroghe delle concessioni di grandi derivazioni d'acqua ricadenti nei Bacini Imbriferi Montani della provincia, in attuazione della disciplina dettata con la deliberazione della Giunta provinciale n. 2766 del 3 dicembre 2010.

2. 4,04 milioni di euro per il bacino del Brenta;
3. 5,86 milioni di euro per il bacino del Chiese;
4. 12,8 milioni di euro per il bacino del Sarca.

Alle Comunità di Valle spetta una parte consistente di tale introito, pari a circa 2,51 milioni annuali fino al 2018 che si ridurranno a 2,32 milioni dal 2018 in poi.

Capitolo 9

La situazione in Provincia autonoma di Bolzano

Il presente capitolo intende fornire una panoramica generale e sintetica della modalità di gestione mista pubblica-privata che attualmente caratterizza l'esercizio dei grandi impianti idroelettrici (potenza maggiore di 3 MW) sul territorio della Provincia autonoma di Bolzano.

9.1. Evoluzione normativa del comparto idroelettrico

Per quanto riguarda la Provincia di Bolzano la situazione è molto simile a quella trentina. La legislazione fondamentale è costituita dalle norme di attuazione dello Statuto Speciale che l'Alto Adige condivide con la Provincia di Trento. Quanto ribadito in precedenza riguardo alle deleghe, ai trasferimenti di competenze ed ai conflitti con la legislazione italiana vale anche per la Provincia di Bolzano.

La prima Legge Provinciale n. 7 del 30 settembre 2005⁶¹, così come modificata dalle Leggi Provinciali n. 2 del 22 gennaio 2010⁶² e n. 4 del 21 giugno 2011⁶³, è una norma in materia di uso di acque pubbliche ed impianti elettrici. A riguardo delle concessioni viene precisato, all'articolo 3, senza specificare tra grandi e piccole derivazioni, l'iter burocratico per il rilascio delle medesime da parte dell'assessore competente. Dopo aver presentato la domanda di concessione corredata dalla documentazione necessaria all'Ufficio della Ripartizione provinciale Acque pubbliche ed energia, questa viene affissa per un opportuno periodo di tempo agli albi dei Comuni interessati dalla derivazione. Successivamente vengono effettuati gli opportuni sopralluoghi e vengono valutate le domande concorrenti e le priorità per le derivazioni a scopo idropotabile.

⁶¹L.P. 7/2005 (PAB): Norme in materia di utilizzazione di acque pubbliche e di impianti elettrici.

⁶²L.P. 2/2010 (PAB): Norme in materia di agricoltura, usi civici, utilizzazione delle acque pubbliche, energia, urbanistica e tutela dell'ambiente.

⁶³L.P. 4/2011 (PAB): Misure di contenimento dell'inquinamento luminoso ed altre disposizioni in materia di utilizzo di acque pubbliche, procedimento amministrativo ed urbanistica.

Terminato l'iter burocratico viene rilasciato l'atto concessorio e vengono realizzati i collaudi finali. L'articolo 4 sottolinea come sia compito del concessionario mantenere gli impianti in buono stato di funzionamento e di conservazione, al fine di non causare pericolo (si intende per la salvaguardia delle popolazioni locali o per l'ambiente circostante).

L'articolo 5 definisce le modalità di riconoscimento di "uso antico"⁶⁴, analogamente a quanto riportato nel R.D. 1775/1933 mentre l'articolo 8 stabilisce le modalità di esecuzione di variazioni alle opere facenti parte delle derivazioni. Nel caso di emergenze idriche (articolo 12) un'opportuna commissione di esperti interna alla Ripartizione provinciale Acque pubbliche ed energia predispose tutti i provvedimenti necessari per contenere i danni, operazioni che i concessionari sono tenuti ad eseguire.

La Legge Provinciale n. 7 del 20 luglio 2006⁶⁵, con l'articolo 19, completa la L.P. 7/2005 per quanto riguarda i casi particolari delle concessioni per grandi derivazioni a scopo idroelettrico. Essa stabilisce che la Giunta provinciale promuova una gara a valenza pubblica due anni prima della scadenza di una concessione oppure nel caso del rilascio di una nuova concessione, nel rispetto della libertà di stabilimento, della concorrenza ed in maniera trasparente e non discriminatoria. La concessione sarà rilasciata con durata trentennale solamente nel caso non sussistano prevalenti interessi pubblici all'uso delle acque.

Scelta prioritaria sarà assegnata a quei progetti che prevederanno un miglioramento ambientale e paesaggistico del bacino idrografico nonché dell'energia prodotta o della potenza installata.

Le imprese che possono partecipare alla gara di assegnazione devono soddisfare particolari requisiti organizzativi e finanziari, opportunamente elencati nel bando di gara pubblicato nella Gazzetta ufficiale dell'Unione europea e sul sito internet della Provincia, assieme alla stima dell'ammontare per l'utilizzo degli impianti e delle opere ed ai parametri di aumento dell'energia o della potenza dell'impianto.

Bisognerà in ogni caso rispettare i deflussi minimi vitali ed i deflussi ad uso idropotabile a valle degli sbarramenti, nonché la sicurezza idraulica, secondo le norme vigenti, dei bacini di accumulo.

La valutazione delle domande di concessione sarà effettuata da una apposita commissione comprendente il direttore della Ripartizione delle Acque ed energia, il direttore dell'Agenzia dell'ambiente, il direttore della Ripartizione Opere idrauliche ed i sindaci (o loro delegati) dei comuni interessati dalla derivazione. Entro 180 giorni la Giunta provinciale autorizza il rilascio della concessione. Nel caso di concessioni che interessano più Regioni o Province, queste saranno rilasciate d'intesa con l'Ente interessato.

⁶⁴Con "uso antico" si intende l'utilizzo d'acqua nel trentennio 1854 – 1884, da provare con documentazione certa (documentazione elencata nella Circolare n. 11827 del 18/03/1936 del Ministero dei Lavori Pubblici) e da presentare nei vari lassi temporali che le normative hanno concesso. Tale utilizzo costituisce titolo legittimo per la derivazione di acque pubbliche, anche sormontando domande di concessione più recenti.

⁶⁵L.P. 7/2006 (PAB): Disposizioni in connessione con l'assestamento del bilancio di previsione della Provincia Autonoma di Bolzano per l'anno finanziario 2006 e per il triennio 2006-2008.

9.2. Gestione delle concessioni

In Provincia di Bolzano sono attualmente installati circa 940 impianti idroelettrici, per una produzione annua di circa 5750 GWh. La maggior parte dell'energia (circa il 97%) viene fornita dalle 29 grandi derivazioni idroelettriche presenti sul territorio (Piano Generale di Utilizzazione delle Acque Pubbliche).

Il Piano Generale di Utilizzazione delle Acque Pubbliche fornisce alcune limitazioni alla realizzazione di impianti idroelettrici sul territorio altoatesino: sono vietati gli impianti sui corsi d'acqua con un bacino imbrifero di dimensioni inferiori a 6 chilometri quadrati a monte della derivazione prevista, sui corsi d'acqua a ridotta pendenza e caratterizzati da forte presenza umana nelle vicinanze, sui corsi d'acqua di rilevante interesse naturalistico e con elevato valore ecologico.

Sono altresì vietati gli impianti sui corsi d'acqua che a seguito della derivazione non rispetterebbero l'obiettivo di qualità definito nel Piano di Tutela delle Acque (ad esempio i corsi d'acqua che servono un impianto di depurazione) e sui corsi d'acqua che vanno a ricaricare le falde acquifere utilizzate per il servizio idropotabile. Non si possono realizzare mai derivazioni a scopo idroelettrico che comportino la diversione dell'acqua verso un sottobacino differente da quello di presa, né derivazioni su aste fluviali già sfruttate.

Normalmente non sussistono problemi al rilascio delle concessioni per quelle derivazioni che vanno a migliorare impianti già esistenti (modifica dei macchinari, accorpamento di più derivazioni esistenti, riduzione delle oscillazioni di portata), degli impianti di pompaggio, degli impianti ad elevato salto motore e degli impianti per la fornitura di energia elettrica ad edifici civili non raggiungibili dalla rete di distribuzione.

Si è proceduto, analogamente a quanto accaduto in Trentino, alla costituzione di società miste con i due principali produttori nazionali Enel Produzione S.p.A. ed Edison S.p.A. La società che è stata coinvolta in tali operazioni è SEL S.p.A., azienda energetica locale che si occupa del commercio e della vendita di energia elettrica e gas naturale (per quest'ultimo anche della distribuzione). La SEL S.p.A. è impegnata anche nella produzione di calore mediante impianti di teleriscaldamento (Sel S.p.A. – Energia dall'Alto Adige per l'Alto Adige, 2011⁶⁶).

In provincia di Bolzano, nell'anno 2000, SEL ed Edison costituiscono la società Seledison S.p.A., per la gestione degli impianti idroelettrici di Glorenza e Castelbello (633 GWh annuali), in Val Venosta. Con il passare del tempo la maggior parte dei comuni della valle (dodici su tredici) diventano azionisti dell'azienda (Seledison S.r.l. – Storia, 2011⁶⁷, Seledison S.r.l. – La nostra terra. La nostra energia, 2011⁶⁸).

Successivamente, l'11 aprile 2008, viene stipulato un accordo quadro tra SEL ed Edison ed il 20 ottobre 2009 un analogo accordo tra SEL ed Enel Produzione

⁶⁶<http://www.sel.bz.it/it/lazienda/chi-siamo.html>

⁶⁷<http://www.seledison.bz.it/index.php?id=583&L=1>

⁶⁸<http://www.seledison.bz.it/index.php?id=308&L=1>

per la costituzione di due società miste per la cogestione delle rimanenti centrali idroelettriche presenti sul territorio provinciale (SEL S.p.A. – Operazione Edison, 2011⁶⁹). Nel luglio 2008, a seguito degli accordi intercorsi, Edison costituisce la società Hydros S.r.l., per la gestione di sette centrali idroelettriche: Barbiano-Ponte Gardena, Marlengo, Lasa-Martello, Brunico-Valdaora, Prati di Vizze, Premesa e Curon (1 TWh⁷⁰ annuale). Hydros S.r.l. gestisce inoltre il centro di telecontrollo di Oltrisarco di Bolzano. Nell'ottobre 2008 il 60% delle quote di partecipazione diventano di proprietà di SEL mentre il restante 40% rimane di Edison (Hydros S.r.l. – La nostra acqua. La nostra energia, 2011⁷¹, Hydros S.r.l. – Storia, 2011⁷²). Nel giugno 2010, analogamente a quanto effettuato da Edison, Enel Produzione costituisce la società SE Hydropower S.r.l., per la gestione di 12 grandi derivazioni idroelettriche e di 8 piccole derivazioni. Successivamente il 60% delle quote di partecipazione viene trasferito a SEL S.p.A. Alla scadenza delle concessioni (fine 2010) solamente dieci delle concessioni previste sono andate ad SE Hydropower: Cardano, Bressanone, Sant'Antonio, Lana, San Pancrazio, San Valburga-Pracupola, Sarentino, Lappago, Molini, Ponte Gardena (2 TWh annuali) (Sel S.p.A. – SE Hydropower, 2011⁷³, Sel S.p.A. – Operazione Enel, 2011⁷⁴). Oltre ai grandi produttori nazionali, SEL S.p.A. possiede partecipazioni azionarie o collabora con società locali per la gestione di singole centrali, anche di recente costruzione: un impianto in alta Val Passiria (sul torrente Passirio, 45 GWh annui), un impianto tra Moso e San Leonardo in Passiria (sul torrente Passirio, 100 GWh annui) ed un impianto a Campo Tures (sul rio Riva, 64 GWh) (Sel S.p.A. – Centrale elettrica Moso. Energia pulita per la Val Passiria, 2011⁷⁵, Sel S.p.A. – Enerpass. La grande centrale idroelettrica in Val Passiria, 2011⁷⁶, Sel S.p.A. – Azienda Elettrica Campo Tures, 2011⁷⁷).

9.3 Considerazioni alla base del modello di gestione mista pubblico-privato nelle due province autonome

Al termine dei casi studio di Trento e Bolzano e nell'ottica di trarre da essi qualche idea di prospettiva per il caso lombardo, ci sembra utile inserire qualche ulteriore considerazione alla base del modello di gestione mista presentato.

⁶⁹<http://www.sel.bz.it/it/lazienda/relazioni-aziendali/rapporti-commerciali/operazione-edison.html>

⁷⁰TWh: unità di misura di energia (un terawattora = mille miliardi di wattora).

⁷¹<http://www.hydros.bz.it/index.php?id=573&L=1>

⁷²<http://www.hydros.bz.it/index.php?id=639&L=1>

⁷³<http://www.sel.bz.it/it/lazienda/settori-di-attivita/energia-elettrica/energia-idroelettrica/se-hydropower.html>

⁷⁴<http://www.sel.bz.it/it/lazienda/relazioni-aziendali/rapporti-commerciali/operazione-enel.html>

⁷⁵<http://www.sel.bz.it/it/lazienda/settori-di-attivita/energia-elettrica/energia-idroelettrica/centrale-elettrica-moso.html>

⁷⁶<http://www.sel.bz.it/it/lazienda/settori-di-attivita/energia-elettrica/energia-idroelettrica/enerpass.html>

⁷⁷<http://www.sel.bz.it/it/lazienda/settori-di-attivita/energia-elettrica/energia-idroelettrica/aect.html>

Le società locali presenti sul territorio da decenni e le nuove società costituite da Enel Produzione S.p.A. e da Edison S.p.A. con Dolomiti Energia S.p.A. per la parte trentina e Sel S.p.A. per la provincia di Bolzano, che attualmente gestiscono la maggior parte del parco idroelettrico nel territorio regionale, attualmente consentono di ridistribuire, almeno in parte, in regione i proventi dalla generazione di elettricità da risorsa idrica.

L'idea alla base di questo sistema di gestione mista è che si rafforzino sia le aziende pubbliche locali che gestiscono i servizi per la popolazione correlati alla produzione di energia, sia le aziende che possiedono quote di partecipazione nelle NewCo, crescendo in solidità e capacità di affrontare il mercato sempre più globale e composto da grandi gruppi societari.

I benefici più importanti per gli Enti pubblici locali sarebbero quindi costituiti in primis dal versamento dei canoni introitati sul loro bilancio al fine di un loro reimpiego sul territorio regionale. Questo risultato è reso possibile dal cosiddetto "accordo di Milano", sottoscritto dai presidenti delle due Province autonome di Trento e Bolzano, Dellai e Durnwalder, dal Ministro dell'Interno Maroni e dal Ministro dell'Economia e delle Finanze Tremonti il 30 novembre 2009. Tale accordo, previsto dallo Statuto di Autonomia e confermato da una legge nazionale, ha modificato il titolo VI dello Statuto di Autonomia⁷⁸, prevedendo il conferimento dei 9/10 di tutte le tasse alle Province, in attuazione dei principi cardine del federalismo fiscale.

Per quanto riguarda la Provincia autonoma di Trento, va inoltre evidenziato come la proroga che ha consentito alle società di continuare a gestire le concessioni, sia subordinata al versamento di nuovi canoni annuali, quello ambientale e quello aggiuntivo, in concomitanza con i canoni già in vigore quali canoni demaniali (destinati alle Province), i canoni BIM (destinati ai Consorzi di Comuni di ogni bacino imbrifero) ed i sovracanonici per i Comuni rivieraschi (destinati ai Comuni rivieraschi) con la finalità principale di risarcire le popolazioni locali tramite i loro Enti rappresentativi.

Altri aspetti evidenziati come importanti per lo sviluppo delle economie locali ed evidenziati dai sostenitori di questi modelli di gestione mista si profilano essere: un sempre maggior controllo a livello provinciale della gestione dell'energia, perseguendo maggiormente gli interessi delle Comunità locali; la possibilità per le aziende locali e per gli Enti specialistici di effettuare attività di ricerca riguardante la fonte idroelettrica, con l'obiettivo di una sempre minore emissione di gas serra; un crescente consolidamento degli Enti pubblici localizzati su tutto il territorio regionale; un incremento della qualità e dell'efficienza dei servizi pubblici locali, affinché soddisfino i bisogni della popolazione; l'esportazione del modello misto al di fuori della realtà regionale fino agli enti più radicati sul territorio, possibilmente con il coinvolgimento delle aziende locali.

⁷⁸La Legge Costituzionale n. 2 del 31 gennaio 2001 ha modificato lo Statuto di Autonomia prevedendo all'articolo 104 che, previo accordo tra Regione o Province autonome e Governo, è possibile modificare con legge ordinaria il Titolo VI (Finanza della regione e delle province) e l'articolo 13 (cessione annuale e gratuita dell'energia da parte dei concessionari di grandi derivazioni idroelettriche) dello Statuto stesso.

Con riferimento a quanto sin qui detto, la gestione delle grandi derivazioni nelle Province autonome di Trento e Bolzano, così come si è evoluta nel tempo, ha permesso ai vari Enti locali presenti sul territorio, di introitare nei loro bilanci notevoli risorse aggiuntive. E' auspicabile che l'utilizzo di tali ingenti risorse da parte degli Enti locali possa portare ad un incremento della qualità e dell'efficienza dei servizi pubblici ed in generale ad un maggior perseguimento degli interessi delle popolazioni residenti. Un'analisi più esaustiva dei benefici potrà tuttavia essere effettuata solamente con la raccolta dei dati relativamente a un periodo di applicazione delle norme più lungo.

Per contro, delle perplessità rimangono sulle modalità di assegnazione delle concessioni in via privilegiata alle società partecipate dagli stessi soggetti incaricati di assegnarle, in contrasto con i criteri di trasparenza e contendibilità del mercato. Un ruolo diretto degli enti pubblici per l'acquisizione della rendita connessa con la gestione dei bacini idroelettrici è certamente un metodo efficace, ma poco coerente con la concorrenza per il mercato che sta alla base della politica per la concorrenza sostenuta in Europa.

È vero anche che il modello del Trentino e Alto Adige è difficilmente replicabile in altre realtà provinciali, dove non sussistono le condizioni di favore legate alla maggiore autonomia nella gestione delle risorse idriche locali. Anche per tali Regioni il tema rimane pertanto non interamente definito sul piano normativo e attende chiarimenti in merito alla disciplina della concorrenza per le società miste pubblico/private.

Parte terza

Rilievi e possibili prospettive

Capitolo 10

Sfide del settore tra globale e locale

10.1. Ragioni storiche di uno sviluppo e recente impatto del mercato elettrico

Come già evidenziato nel Capitolo 2, l'industria idroelettrica ha avuto in Lombardia un significativo sviluppo sin dai primi anni del secolo scorso, trovando particolari condizioni favorevoli nella grande iniziativa dell'imprenditoria privata da una parte, e nell'abbondanza di risorsa idrica dall'altra. Senza l'energia elettrica dei bacini alpini non ci sarebbe stata la crescita industriale che ha sostenuto l'economia lombarda nella prima metà del ventesimo secolo.

A partire dagli anni '50 la quota dell'idroelettrico nel soddisfacimento del fabbisogno elettrico nazionale è però andata via via diminuendo per lasciare spazio, nella copertura della domanda sempre crescente di energia, all'energia termoelettrica.

Attualmente in Lombardia la produzione di energia idroelettrica rappresenta circa il 25% della produzione elettrica totale (cfr. par. 5.2.4) e già il mantenimento della produzione media storica rappresenta un traguardo impegnativo per le nuove condizioni di utilizzo dell'acqua.

Va inoltre ricordato che l'utilizzo al meglio degli impianti a bacino sta rapidamente cambiando per la crescente produzione fotovoltaica, che da un lato spiana quasi interamente il picco diurno di domanda elettrica nelle ore di massima domanda e insolazione, dall'altro introduce un'incertezza legata alle condizioni di insolazione, che rende ancora più difficile la gestione dei bacini e la loro valorizzazione ottimale sul mercato elettrico del giorno prima. Ciò ha portato a una riduzione dell'energia prodotta dagli impianti di pompaggio nel 2010 e 2011, perché le mutate condizioni economiche non sono ancora state interpretate dagli operatori, che hanno verificato che le strategie di offerta del passato non sono più premianti come un tempo, ma stanno ancora cercando di definire le nuove.

10.2 Prospettive del settore nel quadro delle politiche europee

Le prospettive di crescita del settore idroelettrico lombardo, seppur contenute, ma strategiche, risultano strettamente legate alle azioni intraprese a livello italiano ed europeo al fine di aumentare la produzione di energia da fonti rinnovabili. Nel dicembre del 2008 l'UE ha infatti adottato una strategia integrata in materia di energia e cambiamenti climatici⁷⁹ che prevede che i paesi europei entro il 2020:

- riducano i consumi energetici del 20% attraverso un aumento dell'efficienza energetica;
- arrivino a soddisfare il 20% del proprio fabbisogno energetico mediante l'utilizzo delle energie rinnovabili;
- riducano del 20% le emissioni di gas ad effetto serra rispetto ai livelli del 2005.

La Direttiva 2009/28/CE per la promozione delle fonti rinnovabili, parte integrante dell'Azione Clima europea, (cfr. Riferimenti normativi alla sezione Strumenti) assegna un obiettivo di crescita nazionale comprensivo di tutti i settori, lasciando poi agli Stati membri la facoltà di declinare le misure settoriali per il suo conseguimento. In tal senso l'Italia si è assunta l'impegno di portare le fonti rinnovabili a coprire il 17% dei consumi energetici finali al 2020, garantendo un contributo minimo del 10% dei biocombustibili e dei carburanti non tradizionali nel settore dei trasporti (obiettivo quest'ultimo comune a tutti gli Stati membri). Poiché tale obiettivo dovrà essere raggiunto con la partecipazione delle diverse Regioni attraverso una logica di ripartizione dello sforzo (il c.d. "burden sharing"), è già stata avviata una fase di confronto a livello nazionale.

Nella proposta di decreto Ministeriale (Ministero per lo Sviluppo Economico) di attuazione del meccanismo di *burden sharing* delle quote delle fonti rinnovabili che ciascuna Regione dovrà raggiungere al 2020, per la Lombardia si stima in particolare un obiettivo pari all'11,1% dei consumi energetici finali lordi attesi al 2020.

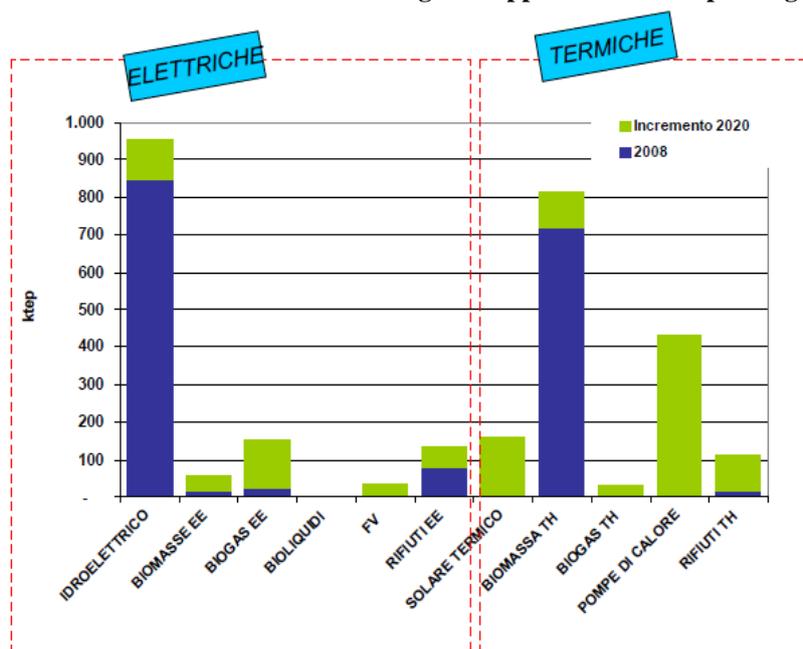
In virtù della giurisdizione concorrente Stato-Regioni in materia di Energia, Regione Lombardia ha piena autonomia nel programmare le proprie scelte energetiche e valutare i potenziali sia in termini di riduzione dei consumi energetici finali, sia di sviluppo delle rinnovabili coerentemente alla percentuale assegnata a livello nazionale. E' quindi proprio all'interno di un nuovo atto di programmazione strategica, il PEAR (Programma Energetico Ambientale Regionale), che la Regione farà propri gli impegni per il 2020. Sebbene non siano ancora disponibili le elaborazioni condotte per il PEAR si possono comunque prendere in esame le interessanti anticipazioni condotte nell'ambito della redazione del "Piano per una Lombardia Sostenibile" (Regione Lombardia, 2010),

⁷⁹ Pacchetto Clima energia COM (08) 13def, 16def, 17def, 18def, 19def, 30def.

dove le maggiori potenzialità di sviluppo risultavano legate alle fonti rinnovabili termiche (biomasse e biogas, ma anche pompe di calore geotermiche) che, in termini quantitativi, segnerebbero un raddoppio rispetto ai livelli attuali (Regione Lombardia, 2010) (Fig. 10.1). Sempre nel PLS per l'idroelettrico lo sviluppo atteso era invece di poco più del 10%, riferibile peraltro quasi esclusivamente all'installazione di piccoli impianti.

Per il grande idroelettrico, infatti, le risorse disponibili sul territorio risulterebbero già per massima parte sostanzialmente sfruttate. Riprendendo le prospettive di sviluppo e di compatibilità economico-ambientale del settore idroelettrico individuate all'interno del Piano di Azione per l'Energia, alcune linee di intervento riguardavano infatti sia lo sviluppo del mini-idroelettrico (<3 MW) su acquedotti di montagna e sui canali irrigui sia il *repowering* (ammodernamento e/o potenziamento) e/o recupero di alcuni impianti esistenti particolarmente vetusti. Infine, una soluzione interessante veniva ipotizzata nell'installazione di micro-centrali idroelettriche lungo le reti acquedottistiche di montagna (Regione Lombardia - PAE, 2008).

Figura 10.1 - Ruolo delle fonti rinnovabili: gli sviluppi attesi al 2020 per singola fonte



Fonte: Elaborazioni Cestec in PLS, 2010

10.3. Verso una “ripubblicizzazione” del settore?

Per il grande idroelettrico, considerato - come visto al par. 10.2 - il suo limitato margine di sviluppo, le sfide più prossime sembrerebbero quelle legate al riaffidamento con gara di alcune concessioni, nei termini di scadenza (per alcune

concessioni già raggiunti a fine 2010). La totale situazione di *impasse* vissuta ancora una volta dal settore (cfr. cap. 3) rimanda a un processo di evoluzione normativa incrementale, sconnesso da un quadro reale di insieme e che, nel lungo termine, non sembrerebbe far cogliere l'occasione per un'innovazione complessiva del comparto idroelettrico, sia dal punto di vista degli assetti societari e tecnologici, sia dal punto di vista del contesto istituzionale che lo regola.

Non risulta di fatto ancora chiaro come, a fronte degli esiti delle recenti sentenze della Corte Costituzionale - che hanno accolto rispettivamente il ricorso di alcune Regioni (abrogando parti della legge 122/2010) e quello dello Stato (abrogando alcuni commi dell'art. 14 della L.R 19/2010), potranno evolvere le relazioni tra idroelettrico e territorio, ovvero se e in che modo il comparto idroelettrico potrà integrarsi al territorio montano tornando ad essere risorsa di sviluppo locale.

La Sentenza n. 339/2011 nega infatti la possibilità che l'esercizio industriale delle infrastrutture e degli impianti delle grandi derivazioni idroelettriche ricadenti nelle province montane sia affidato direttamente a società a partecipazione mista pubblica e privata (partecipate dalle Province interessate), proponendo altresì una distinzione importante tra titolarità della concessione e proprietà degli impianti.

Assegnare con procedure competitive le concessioni sarebbe diverso dall'affidare le concessioni a società pubbliche o partecipate, che a loro volta possono, discrezionalmente, affidare gli impianti che insistono sulle concessioni loro affidate a società terze tramite gara ad evidenza pubblica. In altre parole, spostare la concorrenza dall'assegnazione delle concessioni alla gestione degli impianti non risulterebbe accettabile (a prescindere dall'adozione di meccanismi competitivi nell'assegnare la gestione degli impianti).

In particolare risulterebbe utile che, nella fase delicata appena descritta, l'amministrazione chiarisse meglio la linea strategica assunta, per comprendere se si voglia conseguire la restituzione della rendita al territorio locale tramite partecipazione diretta alla gestione degli impianti o tramite assegnazione dei proventi delle concessioni, assegnate con criteri competitivi.

Nel primo caso vi sarebbe in qualche modo una ripubblicizzazione della gestione degli impianti, tramite partecipazioni in società miste come avvenuto in Valle d'Aosta e Trentino Alto Adige, anche in forza degli Statuti speciali di quelle Regioni. Nel secondo caso vi sarebbe un rafforzamento del ruolo di regolazione dell'amministrazione regionale, in coerenza con l'impostazione suggerita dall'Europa per la gestione del settore dell'energia.

Rimane non secondaria poi la funzione di controllo sull'uso delle risorse acquisite tramite canoni e sovracanoni, che dovrebbero essere destinate alla tutela ambientale e alla valorizzazione del territorio che ospita gli impianti, al fine di preservarlo e di fare degli impianti fattori di sviluppo locale.

Non ultimo va tenuto in considerazione lo scenario, che si profila sempre più prossimo anche se ad oggi ancora molto confuso, di soppressione o comunque snellimento delle Province quale misura anti-crisi adottata dal Governo.

10.4. Quali leve per lo sviluppo locale?

Con riferimento ai tentativi di ripubblicizzazione del settore rilevati per il caso lombardo, è interessante riprendere quanto già emerso nei casi di Trento e Bolzano, dove attualmente le società locali a gestione mista gestiscono la maggior parte del parco idroelettrico. Va tuttavia immediatamente rilevato come i casi delle due Province Autonome non possano essere completamente assunte nel sistema regionale lombardo, dotato, come noto, di uno Statuto ad autonomia ordinaria e quindi da competenze inferiori ai casi citati, soprattutto in materia di canoni e sovracanoni, anche in termini di loro reimpiego sui territori.

Le considerazioni e le informazioni delineate in tema di canoni evidenziano inoltre per le Regioni a Statuto ordinario una frammentazione complessiva, soprattutto in termini di competenza per la definizione e gestione dei diversi canoni e sovracanoni. Se da una parte il canone annuo demaniale è introitato dalle Regioni senza che se ne possa tenere traccia in termini di loro effettivo reimpiego, dall'altra i sovracanoni risultano ancora materia di competenza del livello nazionale con una conseguente impossibilità per la Regione di gestirli e razionalizzarne il riscosso. Concepire i canoni come leve per lo sviluppo locale appare in questa sede sicuramente lecito, ma in tale logica appare altresì fondamentale che, ancora prima di chiedere un canone aggiuntivo per lo sviluppo dei territori, si possa ottimizzare e conoscere l'effettivo reimpiego di quanto già esiste ed è riscosso. Un ulteriore elemento di criticità che si può rilevare con riferimento ai canoni risulta legato al c.d. "Patto di Stabilità" che di fatto abbatte la capacità di spesa degli Enti e quindi indirettamente anche di quanto introitato. Su tali basi un aumento dei canoni non sembra dare l'auspicabile beneficio che invece potrebbe essere garantito, bypassando il problema, imponendo ad esempio ai concessionari di versare i canoni sotto forma di forniture gratuite di energia elettrica agli Enti locali, come previsto già dal Regio Decreto 11 dicembre 1933, n. 1775. Ricevere il pagamento sotto forma di cessione di quota dell'energia elettrica prodotta per alimentare le utenze pubbliche, consentirebbe infatti di ridurre le spese per l'energia elettrica senza avere ricavi che non possono essere spesi. Tale opzione, come detto, sarebbe possibile in base alla normativa vigente.

Conclusioni

Da quanto sin qui detto emerge un quadro complessivo ancora piuttosto confuso e connotato da impulsi che sembrerebbero, alla scala globale e a quella locale, quasi contrapposti. Da una parte risultano evidenti le spinte più globali verso la tutela della concorrenza e lo sviluppo del mercato libero; dall'altra si alza forte la voce più locale che reclama, in ottica di sussidiarietà e federalismo, il recupero e la valorizzazione dei territori attraverso nuovi meccanismi di sinergia pubblico-privato orientati a sviluppare progetti comuni con vantaggi sia per gli Enti locali che per gli operatori industriali del settore.

Più che risposte sembrano quindi emergere ancora ulteriori domande. Che rapporto esiste tra la tutela della concorrenza e del mercato libero, promossi in sede europea, con i tentativi locali di “ripubblicizzazione” del settore? Quale direzione assumerà il governo italiano su questi temi e su quelli più istituzionali che indirettamente vanno a connotare la *governance* di sistema?

I tempi di consegna di questo dossier hanno consentito di ripercorrere le principali tappe storiche che hanno reso importante il settore idroelettrico in Lombardia e le ragioni politico-istituzionali ed economiche sottese alle recenti scelte del governo, nazionale e regionale, su questi temi. Non consentono invece di rispondere con sufficiente realismo e completezza alle questioni appena poste che tuttavia certamente dovranno presto trovare una direzione, sia in considerazione delle recenti pronunce della Corte sulla normativa nazionale e regionale di settore sia per i prossimi prevedibili passi del Governo nelle materie qui incrociate.

Bibliografia

- Castronovo V. (a cura di) (1994), *Storia dell'industria elettrica in Italia 1882-1990. Volumi 1-5*, Laterza, Bari.
- Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (2005), *Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale (IC22)*
- Autorità per l'energia elettrica e il gas (2010), *2004-2010: L'attività di regolazione e controllo. Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta*, 31 marzo 2010.
- Consiglio Regionale della Lombardia e IReR (2010), *Risorse idriche: disciplina e politiche. Il tema della gestione dell'acqua. Dossier tematici per le Commissioni 2010. Rapporto finale*, novembre 2010.
- Conte A. (2011), "De, utile giù con Edison. Ai soci 33 mln", in *l'Adige*, 31 marzo 2011, p. 9
- Delladio R. (2011), *Concessioni per grandi derivazioni idroelettriche in Italia ed in Provincia autonoma di Trento: evoluzione normativa, concorrenza e gestori degli impianti*. Tesi di laurea magistrale di Riccardo Delladio, relatore prof. Arturo Lorenzoni.
- Dolomiti Edison Energy S.r.l. (2011), *Bilancio ordinario d'esercizio, data chiusura esercizio 31 dicembre 2010*, Registro Imprese, Archivio Ufficiale delle CCIAA.
- Bonoldi A., Leonardi A. (2004), *Energia e sviluppo in area alpina. Secoli XIX – XX*, Franco Angeli Ed.
- Fisco (2011), "Centrali elettriche, accordo sull'ICP", in *l'Adige*, 20 maggio 2011, p. 7
- Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A. (2009a), *Impianti a fonti rinnovabili nelle regioni italiane*, Arti Grafiche Tilligraf S.r.l., Roma
- Gestore dei Servizi Energetici – GSE (2009b), *L'Idroelettrico - Rapporto statistico 2008*
- Gestore dei Servizi Energetici – GSE (2010), *L'Idroelettrico - Rapporto statistico 2009*
- Gestore del Mercato Elettrico (2010a), *Relazione annuale 2009*
- Gestore del Mercato Elettrico (2010b), *Vademecum della Borsa Elettrica*
- Hydro Dolomiti Enel S.r.l. (2011), *Bilancio ordinario d'esercizio, data chiusura esercizio 31 dicembre 2010*, Registro Imprese, Archivio Ufficiale delle CCIAA.

- Provincia di Sondrio (2008), *Piano territoriale di Coordinamento Provinciale. Piano di Bilancio Idrico della provincia di Sondrio.*
- Provincia Autonoma di Trento (2008), *Acquaenergia, Storia e catalogazione delle centrali idroelettriche del Trentino*, (mostra a cura di Angelo Longo e Claudio Visintainer), esaExpo S.r.l., Trento.
- Provincia Autonoma di Trento (2010), *Quadro dei dati economico – finanziari, degli investimenti e dei risultati gestionali delle società, delle fondazioni, degli enti e delle agenzie della Provincia.*
- Questione energetica e costituzione delle New-Co tra Dolomiti Energia S.p.A. e Enel/Edison* (2008), Incontro informativo (Sala Aurora – Palazzo Trentini di Trento), 10 settembre 2008.
- Regione Lombardia, 2006. *Piano di Tutela e Uso delle Acque della Regione Lombardia*
- Regione Lombardia, 2008. *Piano d’Azione per l’Energia*
- Regione Lombardia 2010. *Piano per una Lombardia sostenibile. Lombardia 2020: regione ad alta efficienza energetica e a bassa intensità di carbonio*
- Regione Lombardia, 2011. *Grandi Derivazioni ad uso idroelettrico*. Presentazione DG Ambiente, Energia e Reti all’incontro pubblico tenutosi a Sondrio in data 28 maggio 2011.
- Rizzi. I. (2010). *Il PTCP e il Piano di Bilancio Idrico della provincia di Sondrio*. Presentazione della Provincia di Sondrio al 3° workshop preparatorio della “WATER IN THE ALPS - 3rd International Conference” tenutosi a Sondrio il 26 ottobre 2010 ed avente titolo: “Hydroelectric power production: ecological, economic and social aspects“, in <http://www.alpinewaterconference.it/>
- Sartori F. (2011), “Trentino esportatore di energia”, in *l’Adige*, 26 giugno 2011, p. 21
- Servizio Utilizzazione Acque Pubbliche Provincia autonoma di Trento (2010), *Elenco delle concessioni di Grandi derivazioni d’acqua ad uso idroelettrico in Provincia di Trento al 21 dicembre 2010*
- Songini G. (a cura di) (2004). *L’energia elettrica in provincia di Sondrio. 1883-2002*. Consorzio dei comuni del BIM dell’Adda (III edizione), Sondrio.

Sitografia

- Associazione Produzione Energia da fonti Rinnovabili (APER), *pagine sul progetto SHERPA*, in <http://www.webaper.it>
- Bacino Imbrifero Montano (BIM) dell'Adige, *pagina sul Territorio*, in http://www.bimrento.it/italian/il_territorio.php
- CESTEC, *Sistema Informativo Regionale ENergia e Ambiente (SIRENA)*, in <http://sirena.cestec.eu/sirena/index.jsp>
- Comune di Cedegolo, *pagina su storia, arte e cultura*, in http://www.comune.cedegolo.bs.it/Pages/Pagine_Generiche/?Id=49031
- European Commission, Eurostat. *Key figures on Europe - 2011 edition*, in http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/product_details/publication?p_product_code=KS-EI-11-001
- GSE. *Dati e statistiche sulle fonti rinnovabili*, in www.gse.it
- Hydros S.r.l. *La nostra acqua. La nostra energia*, in <http://www.hydros.bz.it/index.php?id=573&L=1>, 2011
- Hydros S.r.l., *Storia*, in <http://www.hydros.bz.it/index.php?id=639&L=1>, 2011.
- Primiero Energia S.p.A., *Area informativa, Certificazione EMAS*, in <http://www.primieroenergia.com/emas.php>, 2011
- Provincia di Sondrio (2009), *Comitato Istituzionale Acque - rinnovo grandi derivazioni idroelettriche*. Presentazione del 14.12.2009, in http://www.provincia.so.it/download.asp?file=ambiente/acqua/comitato+istituzionale+acque/Presentazione_14-12-2009.pdf
- Regione Lombardia, *Osservatorio Risorse e Servizi*, in www.ors.regione.lombardia.it
- Sel S.p.A. *Energia dall'Alto Adige per l'Alto Adige*, in <http://www.sel.bz.it/it/lazienda/chi-siamo.html>, 2011.
- Sel S.p.A., *Operazione Edison*, in <http://www.sel.bz.it/it/lazienda/relazioni-aziendali/rapporti-commerciali/operazione-edison.html>, 2011.
- Sel S.p.A., *SE Hydropower*, in <http://www.sel.bz.it/it/lazienda/settori-di-attivita/energia-elettrica/energia-idroelettrica/se-hydropower.html>, 2011
- Sel S.p.A., *Centrale elettrica Moso. Energia pulita per la Val Passiria*, in

- <http://www.sel.bz.it/it/lazienda/settori-di-attivita/energia-elettrica/energia-idroelettrica/centrale-elettrica-moso.html>, 2011.
- Sel S.p.A., *Enerpass. La grande centrale idroelettrica in Val Passiria*, in <http://www.sel.bz.it/it/lazienda/settori-di-attivita/energia-elettrica/energia-idroelettrica/enerpass.html>, 2011.
- Sel S.p.A., *Azienda Elettrica Campo Tures*, in <http://www.sel.bz.it/it/lazienda/settori-di-attivita/energia-elettrica/energia-idroelettrica/aect.html>, 2011.
- Sel S.p.A., *Operazione Enel*, in <http://www.sel.bz.it/it/lazienda/relazioni-aziendali/rapporti-commerciali/operazione-enel.html>, 2011.
- Seledison S.r.l. – Storia, in <http://www.seledison.bz.it/index.php?id=583&L=1>, 2011.
- Seledison S.r.l., *La nostra terra. La nostra energia*, in <http://www.seledison.bz.it/index.php?id=308&L=1>, 2011.
- TERNA. *Dati statistici regionali* (agg. 2010), in www.terna.it

Appendice A

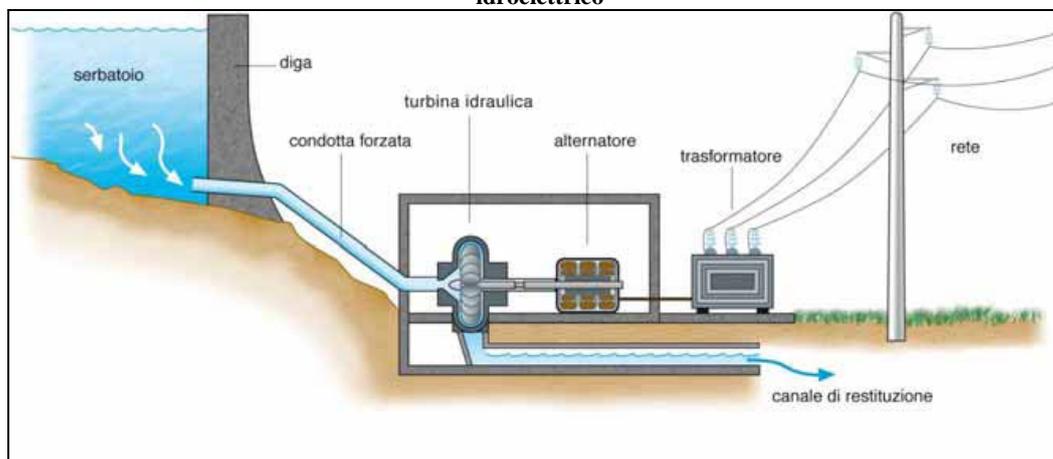
Schema generale di un impianto idroelettrico

Un impianto idroelettrico (Fig A.1) consiste in un insieme di opere e macchinari in grado di produrre energia elettrica a partire dall'acqua in movimento.

In generale un impianto idroelettrico è costituito da opere civili e idrauliche (diga o traversa di sbarramento, sistema di presa, vasca di carico, opere di convogliamento e di restituzione, condotte forzate, edificio della centrale) e da macchinari elettromeccanici (turbine idrauliche, generatori, quadri elettrici, sistemi di comando) (Fig A.1).

Nell'impianto l'acqua viene dapprima intercettata, da un corso d'acqua o da una sorgente, ed immagazzinata in un serbatoio (opera di sbarramento) e poi convogliata, attraverso delle condotte forzate, in una o più turbine che ruotano grazie alla spinta dell'acqua. Ogni turbina è accoppiata a un alternatore che trasforma il movimento di rotazione in energia elettrica (GSE, 2010). L'energia potenziale dell'acqua, che dipende dal dislivello topografico esistente tra la vasca di carico e l'impianto di produzione, viene trasformata in energia meccanica di rotazione dalla turbina e convertita direttamente in energia elettrica tramite il generatore (GSE, 2010).

Figura Errore. Nel documento non esiste testo dello stile specificato. **4 – Schema di un impianto idroelettrico**



Fonte: "Idroelettrico – Rapporto Statistico 2009", GSE - Gestione Servizi Energetici, 2010

Esistono numerosi sistemi di classificazione degli impianti idroelettrici, basati su differenti parametri. I più comuni sono:

- in funzione della loro capacità di regolare l'uso dell'acqua nell'impianto che dipende dalla capacità e durata di accumulo creata dalle opere di sbarramento. Gli impianti pertanto si classificano in (GSE, 2010):
 - impianti a serbatoio: sono dotati di un "serbatoio di regolazione" stagionale, hanno durata di invaso maggiore o uguale a 400 ore.
 - impianti a bacino: sono dotati di un "bacino di modulazione" settimanale o

- giornaliero, con durata di invaso minore di 400 ore e maggiore di 2 ore.
- impianti ad acqua fluente: 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 o sui canali di bonifica e la loro produzione dipende dalla portata del fiume o del canale, senza capacità di regolare il flusso d'acqua in arrivo all'impianto. Sono ricondotti a questa categoria anche gli impianti su acquedotto potabile, che nascono in sostituzione delle valvole dissipatrici di carico.

 - sulla base della potenza installata gli impianti idroelettrici possono essere distinti nelle seguenti tipologie (classificazione UNIDO⁸⁰):
 - Micro $P < 100 \text{ kW}$
 - Mini $100 \text{ kW} < P < 1000 \text{ kW}$
 - Piccole $1'000 \text{ kW} < P < 10'000 \text{ kW}$
 - Grandi $P > 10'000 \text{ kW}$

 - a seconda dell'altezza dei dislivelli (H) gli impianti possono essere suddivisi⁸¹ in:
 - Bassa caduta $2 \text{ [m]} < H < 30 \text{ [m]}$
 - Media caduta $30 \text{ [m]} < H < 100 \text{ [m]}$
 - Alta caduta $100 \text{ [m]} < H < 1000 \text{ [m]}$
 - Altissima caduta $H > 1000 \text{ [m]}$

 - a seconda della portata (Q) utilizzata:
 - Piccola portata $Q < 10 \text{ [m}^3/\text{s]}$
 - Media portata $10 \text{ [m}^3/\text{s]} < Q < 100 \text{ [m}^3/\text{s]}$
 - Grande portata $100 \text{ [m}^3/\text{s]} < Q < 1000 \text{ [m}^3/\text{s]}$
 - Grandissima portata $Q > 1000 \text{ [m}^3/\text{s]}$

⁸⁰ Nonostante tale classificazione sia convenzionalmente adottata a livello europeo, non esiste una standardizzazione per legge di questi limiti, che dunque possono variare da paese a paese. Secondo la legislazione attualmente vigente in Italia si definiscono “piccole derivazioni” quelle con potenza nominale media di concessione fino a 3.000 kW, mentre al di sopra di questa soglia si parla di “grandi derivazioni” (art.6 del R.D. 11 dicembre 1933, n. 1775) (APER).

⁸¹ Secondo la classificazione contenuta nella Layman's guidebook (2008)

Appendice B

Elenco dei grandi impianti idroelettrici per provincia

Pr.	CONCESSIONARIO	POT. NOM. (kW)	Scadenza di concessione	DATA SCAD.	DENOMINAZIONE IMPIANTO
BG	ENEL GREEN POWER	3.154	2029	31/03/2029	C.LI DI POVO E VALBONA
BG	ENEL GREEN POWER	2.724	2029	31/03/2029	C.LE AVIASCO
BG	ENEL PRODUZIONE	17.069	2029	31/03/2029	C.LI DOSSI E GAVAZZO
BG	ENEL PRODUZIONE	8.363	2029	31/03/2029	IMPIANTO BONATE-MARNE
BG	ENEL PRODUZIONE	5.780	2029	31/03/2029	IMPIANTO DI ZOGNO
BG	ENEL PRODUZIONE	3.774	2029	31/03/2029	IMPIANTO DI GROMO
BG	ENEL PRODUZIONE	6.419	2029	31/03/2029	C.LI LUDRIGNO SERIO E ACQUALINA
BG	ENEL PRODUZIONE	3.576	2029	31/03/2029	C.LE GANDELLINO
BG	ENEL PRODUZIONE	31.881	2029	31/03/2029	IMPIANTI CARONA-BORDOGNA-LENNA
BG	ENEL PRODUZIONE	755	2029	31/03/2029	C.LE SARDEGNANA
BG	ENEL PRODUZIONE	223	2029	31/03/2029	C.LE CARONA-PAGLIARI
BG	ENEL PRODUZIONE	5.224	2029	31/03/2029	C.LE SAN PIETRO D'ORZIO
BG	ITALGEN	3.673	2010	31/12/2010	IMPIANTO MEZZOLDO-OLMO AL B.
BG	ITALGEN	4.491	2010	31/12/2010	IMPIANTO MAZZUNNO
BG-BS	ITALGEN	3.607	2039	17/09/2039	IMPIANTO C.CALEPIO-PALAZZOLO
BS	EDISON	25.503	2010	31/12/2010	C.LE CEDEGOLO-EDISON
BS	EDISON	22.647	2016	12/05/2016	IMPIANTO COVI-SONICO
BS	EDISON	27.444	2016	12/10/2016	IMPIANTO BENEDETTO-CIVIDATE
BS	EDISON	4.435	2019	29/05/2019	IMPIANTO CAFFARO I
BS	EDISON	15.656	2019	29/05/2019	IMPIANTO CAFFARO II
BS	ENEL GREEN POWER	5.933,09	2029	31/03/2029	IMPIANTO LANICO I (LOZIO), II e III (MALEGNO)
BS	ENEL PRODUZIONE	17.466	2029	31/03/2029	C.LE VOBARNO
BS	ENEL PRODUZIONE	4.900	2029	31/03/2029	IMPIANTO CETO E BRAONE
BS	ENEL PRODUZIONE	9.708	2029	31/03/2029	IMPIANTI DI PAISCO E FORNO ALLIONE

BS	ENEL PRODUZIONE	12.600	2029	31/03/2029	IMPIANTO VALVESTINO-GARGNANO
BS	ENEL PRODUZIONE	782	2029	31/03/2029	C.LE SALARNO
BS	ENEL PRODUZIONE	4.169	2029	31/03/2029	C.LE CAMPOLLIO
BS	ENEL PRODUZIONE	2.813	2029	31/03/2029	C.LE CEDEGOLO-ENEL
BS	ENEL PRODUZIONE	82.124	2029	non concessio	IMPIANTO SAN FIORANO
BS	ENEL PRODUZIONE	29.608	2029	non concessio	IMPIANTO EDOLO
BS	ENEL PRODUZIONE (45,65%)	0	2029	31/03/2029	IMPIANTO MAZZUNNO
BS	EUSEBIO ENERGIA	6.752	2029	10/08/2029	IMPIANTO ISOLA (II SALTO)
BS	EUSEBIO ENERGIA	5.316	2029	10/08/2029	IMPIANTO MANTELERA (I SALTO)
BS	IDROELETTRICA LOMBARDA S.R.L.	19.386	2045	sub-judice	IMPIANTO PARAVISO
BS	LINEA ENERGIA	3.492	2010	31/12/2010	IMPIANTO RESIO
BS	LINEA ENERGIA	5.218	2032	sub-judice	IMPIANTO DARFO
BS	LINEA ENERGIA (54,35%)	3.718	2014	16/06/2014	IMPIANTO MAZZUNNO
BS	TERZO SALTO	3.989	2034	13/05/2034	CENTRALE ESINE
CO	EDISON	6.308	2019	05/07/2019	C.LE DI DONGO
LC	ENEL GREEN POWER	6.123,93	2029	31/03/2029	IMPIANTO CORENNO-PLINIO
MI	ENEL PRODUZIONE	7.434	2029	31/03/2029	C.LE TORNAVENTO
MI	PODINI HOLDING	7.156,86	2030	31/10/2030	C.LE RUSCA DI CASSANO D'ADDA
MI-BG	ITALGEN	15.066	2010	31/12/2010	IMPIANTO CONCESA-VAPRIO D'ADDA
MI-LC	EDISON	39.149	2012	30/10/2012	IMPIANTI ESTERLE-BERTINI-SEMENZA
MI-LC	ENEL PRODUZIONE	10.100	2029	31/03/2029	C.LE TACCANI DI TREZZO
MI-VA	ENEL PRODUZIONE	9.606	2029	31/03/2029	C.LE TURBIGO SUPERIORE
MI-VA	ENEL PRODUZIONE	31.055	2029	31/03/2029	C.LE VIZZOLA
MN	ENEL GREEN POWER	3.472	2029	31/03/2029	C.LE VOLTA MANTOVANA
NO-PV	ENEL GREEN POWER	5.506	2029	non concessio	CENTRALE DI VIGEVANO
SO	A2A	18.494	2010	31/12/2010	IMPIANTO STAZZONA
SO	A2A	20.499	2010	31/12/2010	IMPIANTO LOVERO
SO	A2A	5.568	2010	31/12/2010	IMPIANTO GROSOTTO

SO	A2A	4.865	2013	28/07/2013	C.LE BRAULIO
SO	A2A	43.894	2013	28/07/2013	IMPIANTO PREMADIO I - DIGA CANCANO II
SO	A2A	104.595	2016	15/11/2016	IMPIANTO GROSIO
SO	A2A	79.825	2016	16/11/2016	C.LE DI GROSIO
SO	A2A	18.900	2043	internazionale	IMPIANTO PREMADIO II - DIVERSIONE SPOEL
SO	EDIPOWER	114.987	2029	31/03/2029	IMPIANTI VALCHIAVENNA LIRO-MERA
SO	EDIPOWER	8.101	2029	31/03/2029	IMPIANTO DI GRAVEDONA
SO	EDIPOWER	22.084	2029	31/03/2029	IMPIANTO MERA I (VILLA DI CHIAVENNA)
SO	EDIPOWER	1.257	2029	31/03/2029	IMPIANTO MERA II (PRATA C. - PONTE DEI CARRI)
SO	EDISON	14.841	2010	31/12/2010	IMPIANTO CODERA-RATTI
SO	EDISON	15.405	2010	31/12/2010	IMPIANTO BELVISO INFERIORE
SO	EDISON	13.923	2014	30/06/2014	IMPIANTO BELVISO SUPERIORE
SO	EDISON	44.922	2017	31/12/2017	IMPIANTO VENINA-ARMISA
SO	EDISON	644	2010/17?	sub-judice	IMPIANTO PUBLINO-LIVRIO (VENINA ARMISA)
SO	ENEL PRODUZIONE	43.755	2029	31/03/2029	IMPIANTO DI MONASTERO
SO	ENEL PRODUZIONE	23.988	2029	31/03/2029	C.LE DI ARDENNO
SO	ENEL PRODUZIONE	4.344	2029	31/03/2029	C.LE CAMPO MORO
SO	ENEL PRODUZIONE	5.866	2029	31/03/2029	IMPIANTI TALAMONA I E II
SO	ENEL PRODUZIONE	17.243	2029	31/03/2029	C.LI TRONA-GEROLA-PEDESINA-REGOLEDO-BITTO
SO	ENEL PRODUZIONE	8.960	2029	31/03/2029	IMPIANTO BAGHETTO-BOFFETTO
SO	ENEL PRODUZIONE	4.042	2029	31/03/2029	C.LE POSCHIAVINO
SO	ENEL PRODUZIONE	4.950	2029	31/03/2029	IMPIANTO MALLERO I
SO	ENEL PRODUZIONE	2.117	2029	31/03/2029	IMPIANTO MALLERO II
SO	ENEL PRODUZIONE	61.076	2029	31/03/2029	C.LE SONDRIO
SO	ENEL PRODUZIONE	41.668	2029	31/03/2029	C.LE LANZADA
SO	ENGADINER KRAFTWERKE A.G.	6.530	2043	internazionale	IMPIANTO LIVIGNO-SPOEL
SO	OFFICINE IDROEL. RENO POSTERIORE S.A.	9.463	2043	internazionale	IMPIANTO DELLA VAL DI LEI
VA	ENEL GREEN POWER	9.782	2029	31/03/2029	C.LE PORTO DELLA TORRE
VA	ENEL GREEN POWER	5.392	2029	31/03/2029	C.LE CREVA

VA	ENEL PRODUZIONE	130.867	2029	31/03/2029	IMPIANTO RONCOVALGRANDE
----	-----------------	---------	------	------------	----------------------------

Fonte: Dati forniti da Regione Lombardia, agg. Maggio 2011