

# Finanziare un progetto idroelettrico

✓ Giampietro Garioni

Dopo aver descritto (1) un progetto di energia eolica ed il suo finanziamento, ci dedichiamo ad un altro argomento, rimanendo tuttavia nel campo delle energie rinnovabili: lo sviluppo e l'evoluzione di un progetto di energia idroelettrica.

Anche in questo caso siamo di fronte ad un progetto di modeste dimensioni: l'investimento, come vedremo, supera di poco i 3 milioni di euro.

Del resto lo sfruttamento della risorsa idroelettrica nel nostro paese è iniziata nel diciannovesimo secolo, e non ci sono più molte possibilità di ampliamento di questo settore.

Prova ne sia che chi ha avuto concessioni negli anni scorsi se le tiene ben strette, o le vende a prezzi proibitivi, mentre ottenerne di nuove è molto difficile.

Su questa difficoltà di espansione dell'idroelettrico pesano due fattori:

- da una parte la resistenza delle popolazioni locali e di gruppi di pressione ambientalisti alla costruzione di nuove centrali idroelettriche, che spesso comportano lavori civili come dighe, deviazioni, invasi, linee di trasmissione a forte impatto ambientale: del resto episodi catastrofici come quello del Vajont, e tanti altri, che hanno avuto minore impatto sulla pubblica opinione, sono ancora freschi nella nostra memoria (2);
- dall'altra, la riduzione dei ghiacciai e della portata di molti fiumi e torrenti, dovuta ai cambiamenti climatici che hanno caratterizzato il nostro paese negli ultimi anni, che hanno di fatto impedito lo sfruttamento ad uso energetico di molti corsi d'acqua nelle nostre valli.

Problemi che non affliggono il Progetto Renaz che viene presentato in questa sede, anche perché si tratta di un progetto di dimensioni molto contenute, che non ha un impatto ambientale particolarmente negativo e si svolge in un'area (le montagne bellunesi) che finora ha mantenuto le sue risorse idriche a livello adeguato.

## Il progetto Renaz

Il progetto qui descritto consiste nella realizzazione e gestione di una centralina idroelettrica sul torrente Cordevole in località «Renaz» del Comune di Livinallongo del Col di Lana alla quota di mt. 1.474,32 s.l.m., per derivare una media di 680 l/s (litri al secondo) su un salto di mt. 104,42. Lo scopo è di produrre energia elettrica con una potenza di concessione di Kw 690,67 circa, corrispondenti a Kwh 4.100.000 annui.

Ai fini delle previsioni economico finanziarie la produzio-

ne annua è stata tuttavia prudenzialmente stimata in Kwh 4.000.000.

Sponsor del progetto è una «newco» denominata «RENAZ s.r.l.», costituita appositamente per realizzare l'iniziativa, con un capitale sociale minimo di € 10.000.

La Renaz s.r.l. fu costituita nel giugno 1991 con unico socio rappresentato da una persona fisica.

Nel 2002 il socio ha ceduto interamente le proprie quote e oggi il capitale sociale, in seguito come vedremo aumentato per far fronte alle spese d'investimento risulta suddiviso nel modo seguente:

- 44% Veneto Finanza s.r.l.;
- 56% diviso fra 3 persone fisiche (la suddivisione in quote inferiori al 25%, considerata fiscalmente quota «qualificata», trova ragione in una prospettiva di tassazione agevolata nel caso di cessione parziale delle quote societarie).

## L'iter amministrativo e operativo del progetto

La realizzazione di centrali idroelettriche è regolata dal T.U. del 11 dicembre 1933, n. 1775 e successive modifiche.

La concessione di derivazione d'acqua in oggetto è stata accordata al «Consorzio Elettrico del Civetta» con Decreto del Genio Civile di Belluno n. 22 in data 5 marzo 1985 per una durata di 30 anni, quindi con scadenza nel marzo 2015. Il titolare della concessione non riuscì tuttavia a realizzare l'opera in questione, anche a seguito di fallimento.

La concessione venne acquisita in data 8 marzo 2001, in attesa della costituzione della «Renaz srl», dalla Società «Idroelettrica Alpina a r.l.», come cessione di «ramo d'azienda» con atto della curatela fallimentare.

Successivamente, con Decreto 1° agosto 2002, n. 252 del il Genio Civile di Belluno riconobbe titolare della concessione la Società «Renaz a r.l.».

La Società RENAZ ha presentato nel frattempo una variante non sostanziale rispetto al progetto allegato alla

### Note:

- ✓ Consulente di finanza e internazionalizzazione; Docente di Economia e tecnica degli scambi internazionali all'Università di Padova e del Master in Commercio Internazionale.

(1) G. Garioni, *Finanziare i progetti di energia eolica*, in questa *Rivista*, 2007, 1, pag. 28 e segg.

(2) Su questa materia, oltre ai famosi monologhi di Marco Paolini e ai film sull'argomento, si ricorda lo stupendo e struggente libro di Carlo Sgorlon, *L'ultima valle*, (1987).

concessione originaria, al fine di migliorare la collocazione dell'opera di presa, della condotta forzata e della centrale di produzione.

La variante era già stata concordata con le Autorità competenti e su questa la Società ha chiesto il parere della Commissione consultiva Lavori Pubblici della Regione Veneto, che si esprime assommando tutti i pareri necessari (idraulico, forestale, geologico, ambientale, ecc).

La Commissione si è espressa favorevolmente il 16 ottobre 2002.

L'opera è classificata di «pubblica utilità» e la concessione dà titolo, nel caso fosse necessario, all'esproprio dei beni immobili situati in aree sulle quali è prevista la realizzazione delle opere.

I proprietari dei terreni interessati, Comune di Livinallongo del Col di Lana e privati, hanno dato il loro assenso e già prima dell'inizio dei lavori di costruzione sono state corrisposte le rate di concessione dei terreni per gli anni 2004-2005. La società era in possesso della concessione del comune e del permesso di costruire.

I lavori di costruzione della centralina sono iniziati nel mese di agosto 2005, e terminati a ottobre 2006 (con un paio di mesi di ritardo sulla data prevista).

La centrale Renaz è stata inaugurata nel dicembre 2006.

### Costi d'investimento e risorse finanziarie del progetto

La valutazione di fattibilità economico-finanziaria è stata perfezionata nel 2005. Le previsioni sono state sostanzialmente rispettate fino al momento dell'entrata in operazione della centrale.

I costi d'investimento necessari per la realizzazione del progetto sono quantificati nella Tabella n. 1.

Il piano di copertura finanziaria del Progetto è riportato nella Tabella n. 2.

Come si vede, la costruzione è stata finanziata in gran parte a debito (rapporto *debt/equity* 81:19).

I costi d'investimento più rilevanti (opere di presa, centrale, spese d'impianto) sono state finanziate con un mutuo a rata costante contratto con una banca del territorio, le opere elettriche e la turbina sono state finanziate invece con un'operazione di leasing.

L'aumento di capitale (fino a € 579.000, pari al 18,8% dei mezzi finanziari necessari per la realizzazione del progetto) è servito per far fronte a spese tecniche, opere minori e imprevisti.

Mutuo e *leasing* sono stati concessi per un periodo di 8 anni (ossia per lo stesso periodo di validità dei certificati verdi, anche se con uno sfasamento temporale dovuto al

**Tabella (\*) n. 1 - Progetto Renaz: costi d'investimento**

Categorie lavori	Costo investimento	% nel totale investimento
Opera di presa e Centrale	€ 1.112.000	36,12
Condotta Forzata	€ 655.000	21,27
Turbine	€ 270.000	8,77
Generatori elettrici	€ 80.000	2,60
Quadri elettrici e Automazioni	€ 160.000	5,20
Rete Enel e Cabina	€ 85.000	2,76
Opere minori e imprevisti	€ 240.000	7,79
Spese tecniche	€ 312.000	10,13
Spese d'impianto	€ 165.000	5,36
<b>TOTALE INVESTIMENTO</b>	<b>€ 3.079.000</b>	<b>100,00</b>

(\*) I dati delle Tabelle sono espressi in migliaia di euro.

**Tabella n. 2 - Progetto Renaz: piano di copertura finanziaria**

TOTALE INVESTIMENTO		€	3.079.000
Coperti come segue:			% nel totale investimento
MUTUO	(Opere di presa, centrale, spese d'impianto)	€	<b>1.932.000</b> 62,7
LEASING	(turbine, generatori elettrici, quadri elettrici e automazioni, rete Enel e cabina)	€	<b>595.000</b> 19,3
MEZZI PROPRI	(opere minore e imprevisti, spese tecniche)	€	<b>579.000</b> 18,8

**Tabella n. 3 - Progetto Renaz: operazione di mutuo**

<b>Dati del finanziamento</b>	
Ammontare del finanziamento	€ 1.796,27
Tasso di interesse annuo	4,45%
Durata in anni del finanziamento	8
Numero di rate all' anno	2
Totale rate	16
<b>Ammontare della rata semestrale</b>	<b>€ 134,66</b>

N. della rata	Quota interessi	Quota capitale	Capitale rimborsato	Interessi corrisposti	Capitale da rimborsare
1	42,99	101,85	101,85	42,99	1.830,15
2	40,72	104,12	205,97	83,71	1.726,03
3	38,40	106,44	312,41	122,11	1.619,59
4	36,04	108,80	421,21	158,15	1.510,79
5	33,61	111,23	532,44	191,76	1.399,56
6	31,14	113,70	646,14	222,90	1.285,86
7	28,61	116,23	762,37	251,51	1.169,63
8	26,02	118,82	881,19	277,54	1.050,81
9	23,38	121,46	1.002,65	300,92	929,35
10	20,68	124,16	1.126,81	321,60	805,19
11	17,92	126,93	1.253,74	339,51	678,26
12	15,09	129,75	1.383,48	354,60	548,52
13	12,20	132,64	1.516,12	366,81	415,88
14	9,25	135,59	1.651,71	376,06	280,29
15	6,24	138,60	1.790,31	382,30	141,69
16	3,15	141,69	1.932,00	385,45	0,00

**Tabella n. 4 - Progetto Renaz: operazione di leasing**

<b>Dati del Finanziamento - LEASING</b>	
VALORE del BENE (A)	<b>595,00</b>
ANTICIPO (B)	8,00
CAPITALE FINANZIATO (A-B)	587,00
TASSO di INTERESSE ANNUO	3.5%
SPESE ISTRUTTORIE	1,50
VALORE di RISCATTO	6,00
ANTICIPO	8,00
CANONE	7,00
DURATA in mesi del FINANZIAMENTO	96
IMPORTO TOTALE CANONI	672,00
<b>COSTO TOTALE</b>	<b>694,50</b>

periodo di costruzione); oltretutto la buona redditività del progetto e la favorevole fase ciclica nel mercato del credito, hanno permesso a Renaz di contrattare tassi d'interesse decisamente favorevoli.

I piani di ammortamento del mutuo e del leasing sono riportati, rispettivamente, nelle Tabelle n. 3 e 4.

### Ricavi e costi di gestione del Progetto

I ricavi del progetto si basano su:

- vendita dell'energia prodotta;
- vendita dei Certificati Verdi.

L'impianto cede tutta l'energia prodotta integralmente all'Acquirente Unico (AU, società controllata dal Gestore

dei servizi Elettrici - GSE S.p.A., che ha preso il posto del GRTN, come descritto nel box), con un contratto che viene stipulato dopo il riconoscimento di IAFR (Impianto Alimentato da Fonti Rinnovabili), dopo la realizzazione dei lavori e prima dell'entrata in funzione della centrale.

In base a tale contratto, è possibile canalizzare e vincolare in un «*escrow account*» presso la banca finanziatrice gli incassi provenienti dal GSE.

Il soggetto finanziatore provvede ad incassare le fatture mensili, trattenersi una quota parte e mettere la rimanenza nella disponibilità del produttore.

In altre parole, i ricavi delle vendite costituiscono la garanzia e la fonte di rimborso a fronte dei finanziamenti ricevuti.

### GSE ed Acquirente Unico

Il Gestore dei Servizi Elettrici - GSE S.p.A. ha un ruolo centrale nella promozione, nell'incentivazione e nello sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia. Azionista unico del GSE è il Ministero dell'Economia e delle Finanze che esercita i diritti dell'azionista con il Ministero delle Attività Produttive.

Il GSE è capogruppo delle due società controllate (Acquirente Unico) e (Gestore del Mercato Elettrico).

In seguito al trasferimento del ramo d'azienda relativo a dispacciamento, trasmissione e sviluppo della rete a Terna S.p.A, avvenuto il 1° novembre 2005 per effetto del DPCM dell'11 maggio 2004, il GSE si concentra sulla gestione, promozione e incentivazione delle fonti rinnovabili in Italia, attività in parte già svolte.

Il Gestore dei Servizi Elettrici - GSE S.p.A. svolge un ruolo fondamentale nel meccanismo di incentivazione della produzione di energia da fonti rinnovabili e assimilate, predisposto dal provvedimento CIP 6/92, e a gestire il sistema di mercato basato sui Certificati Verdi.

Rilascia, inoltre, la Garanzia di Origine, riconoscimento introdotto dalla direttiva comunitaria 2001/77 per l'energia elettrica da fonte rinnovabile, e i certificati RECS (*Renewable Energy Certificate System*), titoli internazionali, su base volontaria, attestanti la produzione rinnovabile.

**L'acquirente Unico** è la società per azioni, costituita dal GSE, a cui è affidato il compito di assicurare ai clienti vincolati la fornitura di energia elettrica a prezzi competitivi in condizioni di continuità, sicurezza ed efficienza del servizio, in modo da far usufruire a tali consumatori i benefici connessi alla liberalizzazione del settore.

Il compito di Acquirente unico è quello di acquistare energia elettrica alle condizioni più favorevoli sul mercato e di cederla alle imprese distributrici.

Le modalità di approvvigionamento cui Acquirente unico deve attenersi sono state fissate nel decreto del Ministro delle Attività Produttive del 19 dicembre 2003, che ha assegnato ad Acquirente unico la titolarità di garante della fornitura di energia elettrica al mercato vincolato dal 1° gennaio 2004.

Secondo quanto previsto in tale decreto, l'Acquirente unico:

- può stipulare contratti, anche pluriennali, per una quantità di energia non superiore ad un quarto della domanda complessiva del mercato vincolato;
- partecipa alle procedure per l'assegnazione di capacità di trasporto per l'importazione di energia elettrica dall'estero e, in base alla capacità conseguita, stipula contratti con fornitori esteri;
- partecipa all'assegnazione di capacità produttiva per l'acquisto della cosiddetta energia Cip 6;
- acquisisce tutta l'energia dei contratti pluriennali di importazione per i clienti vincolati;
- si approvvigiona di energia elettrica per la restante parte del fabbisogno tramite il mercato elettrico, stipulando preventivamente contratti per la copertura dal rischio di prezzo e di quantità.

Fonte: sito Internet del GSE

Per la realizzazione del Business Plan del Progetto (redatto nel 2005) sono stati utilizzati i seguenti valori:

- prezzo dell'energia: media ponderata della previsione dei prezzi di cessione per i 12 mesi dell'anno 2005 fornita dal sito ufficiale dell' AU, secondo la quale il prezzo di riferimento si è attestato a 6,848 €cent per Kwh;
- valore dei Certificati Verdi: valore provvisorio per l'anno

2005, fornito dall'allora GRTN, corrispondente a 9,739 €cent per Kwh (3).

**Note:**

(3) Il prezzo di riferimento individuato dal GSE per i certificati verdi per l'anno 2005 è pari a 108,92 €/MWh (al netto dell'IVA del 20 %), come si evince dal sito Internet del Gestore.

### Certificati Verdi

I certificati verdi sono la nuova struttura di incentivazione delle fonti rinnovabili dopo la liberalizzazione del settore dell'energia disciplinata dal D. Lgs. n. 79/1999 ( decreto Bersani).

Il sistema di incentivazione della produzione di energia verde, introdotto dall' prevede il superamento del vecchio criterio di incentivazione tariffaria noto come Cip 6, per passare ad un meccanismo di mercato competitivo basato sui Certificati Verdi, titoli emessi dal GSE, che attestano la produzione di energia da fonti rinnovabili.

La Legge 239 del 23 agosto 2004 (Legge Marzano) ha ridotto a 50 MWh la taglia del «certificato verde», che in precedenza era pari a 100 MWh.

Nel mercato dei Certificati Verdi la domanda è costituita dall'obbligo per produttori e importatori di immettere annualmente una «quota» di energia prodotta da fonti rinnovabili pari al 2% di quanto prodotto e/o importato da fonti convenzionali nell'anno precedente.

L'offerta, invece, è rappresentata dai Certificati Verdi emessi a favore di Operatori con impianti privati che hanno ottenuto la qualificazione IAFR (Impianto Alimentato da Fonti Rinnovabili) dal GSE, così come dai Certificati Verdi che il GSE stesso emette a proprio favore a fronte dell'energia prodotta dagli impianti Cip 6.

A partire dall'anno 2004 e fino al 2006, la quota d'obbligo è incrementata annualmente di 0,35 punti percentuali.

Gli incrementi della quota minima d'obbligo per il triennio 2007-2009 e 2010-2012 verranno stabiliti con decreti emanati dal Ministero dello Sviluppo Economico.

I Certificati Verdi sono quindi dei titoli annuali ciascuno di valore pari o multiplo di 50.000 kWh, emessi dal GSE ed attribuiti all'energia da fonti rinnovabili prodotta da impianti entrati in esercizio dopo il 1° aprile 1999, per i primi otto anni di piena produzione (dopo il periodo di collaudo ed avviamento), o da impianti esistenti ma ripotenziati dopo tale data, limitatamente alla quota di producibilità aggiuntiva.

Ogni certificato è relativo alla produzione dell'anno di riferimento e viene utilizzato l'anno successivo depositandolo al Gestore della Rete per essere annullato quale prova del soddisfacimento del portafoglio verde da parte dell'operatore che lo deposita.

Può anche richiedersi con riferimento alla producibilità attesa per l'anno successivo, fatte salve le eventuali compensazioni da applicarsi entro il triennio successivo.

Il Certificato Verde è al portatore, può quindi essere negoziato liberamente con accordi diretti tra le parti, può cambiare mano più volte prima dell'annullamento, può essere collocato sul mercato attraverso la Borsa dell'energia, disgiuntamente dall'energia a cui si riferisce, che può invece essere impiegata per autoconsumo, ceduta alla rete come eccedenze, oppure ceduta a vario titolo al mercato.

#### Come viene calcolato il prezzo dei Certificati Verdi?

La valorizzazione dei Certificati Verdi immessi sul mercato dal Gestore della Rete è basata sulla media delle quote di incentivazione riconosciute ai progetti in CIP 6 nel corso dell'anno precedente.

In generale il valore verrà fissato sul mercato dall'incontro tra domanda e offerta.

L'effettivo valore dei Certificati Verdi dipenderà però da quanta parte di questi impianti sarà effettivamente realizzata: una quantità superiore ne deprimerebbe il valore.

Nel caso opposto, i nuovi impianti avrebbero buone opportunità di negoziare i propri certificati ai massimi livelli perché rappresentano l'unico strumento per gli operatori elettrici di cedere la propria energia convenzionale sul mercato.

La negoziazione del titolo può avvenire anche in sedi autonome ed indipendenti tramite contratti bilaterali stipulati tra acquirenti e venditori, con prezzi a pronti o a termine.

**Fonte:** sito Internet del GSE

Tali valori sono stati applicati nel 2006, e aumentati negli anni successivi del 5% con progressione lineare (4).

Per quanto riguarda i costi di gestione, le voci fondamentali sono rappresentate da:

- Canoni (concessione demaniale, sovracani, Comune, occupazione suoli);
- Assistenza e gestione amministrativa;
- Compensi agli amministratori,

cui si aggiungono i canoni di leasing, gli interessi sul mutuo, gli oneri finanziari e le spese bancarie e gli ammortamenti.

Infine vanno calcolate le imposte sui redditi (IRES e IRAP), per giungere al reddito netto d'esercizio.

Il risultato è il *Business Plan* di Progetto riportato nella Tabella n. 5.

Sulla base di tali dati, il Progetto ha un *pay-back period* (periodo di ripagamento degli investimenti iniziali) di circa 8,5 anni, che rappresentano un periodo abbastanza breve per un impianto idroelettrico.

Il Progetto ha un *net present value* (valore attuale netto)

positivo a partire dal 12° anno, anche in questo caso un risultato migliore della media degli impianti di questo tipo.

### Nota:

(4) I dati del *business plan* (semplificato) qui riportati sono quelli forniti dalla società produttrice, senza alcuna modifica.

In realtà l'ipotesi di una crescita lineare del 5% dei prezzi dell'energia elettrica e dei Certificati Verdi sembra abbastanza ottimistica, non tanto nei primi anni quanto nei successivi.

È difficile comunque stabilire previsioni dell'andamento di tali prezzi, che dipendono da variabili non controllabili (andamento dei prezzi e disponibilità delle risorse combustibili, sviluppo del mercato delle energie rinnovabili, aumenti della loro percentuale da stabilire nei prossimi anni, andamento del mercato dei Certificati Verdi, modifiche dei principi guida di politica energetica e così via).

Il *business plan* riportato nella Tabella n. 5 soffre di alcune semplificazioni (ad esempio gli ammortamenti riportati nei canoni finanziari) e di imprecisioni (ad esempio la previsione di ricavi per 6 mesi nel 2006, poi non verificatasi perché l'impianto ha cominciato a produrre solo alla fine dell'anno), che tuttavia non travisano il dato complessivamente positivo di redditività del Progetto.

D'altronde, queste considerazioni *ex post* ci insegnano che un *business plan* non è mai un documento definitivo, e va verificato di tempo in tempo per correggere le impostazioni iniziali ed adattarle ai mutamenti del mercato.

Tabella n. 5 - Progetto Renaz: *Business plan*

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
<b>RICAVI D'ESERCIZIO</b>											
Incassi ordinari cess. energia	136,96	287,62	302,00	317,10	332,95	349,60	367,08	385,43	404,70	424,94	446,19
Incassi certificati verdi	194,50	408,45	428,87	450,32	472,83	496,47	521,30	547,36	287,37	0,00	0,00
<b>Ricavi netti d'esercizio</b>	<b>331,46</b>	<b>696,07</b>	<b>730,87</b>	<b>767,41</b>	<b>805,78</b>	<b>846,07</b>	<b>888,38</b>	<b>932,80</b>	<b>692,07</b>	<b>424,94</b>	<b>446,19</b>
<b>spese prestaz. servizi</b>	-	-									
Canoni di concessione demaniali	8,50	8,93	9,37	9,84	10,33	10,85	11,39	11,96	12,56	13,19	13,85
Sovracani	11,50	12,08	12,68	13,31	13,98	14,68	15,41	16,18	16,99	17,84	18,73
Assistenza	5,00	10,00	10,50	11,03	11,58	12,16	12,76	13,40	14,07	14,77	15,51
Assicurazioni	3,00	6,00	6,30	6,62	6,95	7,29	7,66	8,04	8,44	8,86	9,31
Gestione amministrativa	6,00	6,30	6,62	6,95	7,29	7,66	8,04	8,44	8,86	9,31	9,77
Canoni comune	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00
Canoni occup. Suoli	2,95	3,10	3,25	3,41	3,59	3,77	3,95	4,15	4,36	4,58	4,81
Compensi c.d.a.	30,00	31,50	33,08	34,73	36,47	38,29	40,20	42,21	44,32	46,54	48,87
<b>Totale spese prestaz. servizi</b>	<b>84,95</b>	<b>95,90</b>	<b>99,79</b>	<b>103,88</b>	<b>108,18</b>	<b>112,68</b>	<b>117,42</b>	<b>122,39</b>	<b>127,61</b>	<b>133,09</b>	<b>138,84</b>
Quota leasing	85,00	85,00	85,00	85,00	85,00	85,00	85,00	91,00	0,00	0,00	0,00
Quota ammortamenti	108,81	219,05	219,05	140,82	60,21	60,21	60,21	60,21	60,21	60,21	60,21
Interessi mutuo	83,71	74,44	64,76	54,63	44,06	33,01	21,46	9,39	0,00	0,00	0,00
<b>Canoni finanziari</b>	<b>277,52</b>	<b>378,49</b>	<b>368,81</b>	<b>280,46</b>	<b>189,27</b>	<b>178,22</b>	<b>166,67</b>	<b>160,60</b>	<b>60,21</b>	<b>60,21</b>	<b>60,21</b>
Interessi fin.	10,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Oneri bancari	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
<b>Totale oneri finanziari</b>	<b>12,00</b>	<b>2,00</b>									
<b>Utile corrente/Perdita</b>	<b>-43,01</b>	<b>219,68</b>	<b>260,27</b>	<b>381,07</b>	<b>506,34</b>	<b>553,17</b>	<b>602,29</b>	<b>647,81</b>	<b>502,25</b>	<b>229,64</b>	<b>245,13</b>
<b>Risultato netto ante imposte</b>	<b>-43,01</b>	<b>219,68</b>	<b>260,27</b>	<b>381,07</b>	<b>506,34</b>	<b>553,17</b>	<b>602,29</b>	<b>647,81</b>	<b>502,25</b>	<b>229,64</b>	<b>245,13</b>
Imposte sul reddito IRPEG	0,00	72,49	85,89	125,75	167,09	182,55	198,76	213,78	165,74	75,78	80,89
Imposte sul reddito IRAP	0,00	9,42	11,15	16,28	21,60	23,59	25,68	27,62	21,43	9,84	10,50
<b>Risultato netto rettificato</b>	<b>-43,01</b>	<b>137,76</b>	<b>163,23</b>	<b>239,04</b>	<b>317,64</b>	<b>347,03</b>	<b>377,85</b>	<b>406,41</b>	<b>315,08</b>	<b>144,01</b>	<b>153,74</b>
<b>RISULTATO DI BILANCIO</b>	<b>-43,01</b>	<b>137,76</b>	<b>163,23</b>	<b>239,04</b>	<b>317,64</b>	<b>347,03</b>	<b>377,85</b>	<b>406,41</b>	<b>315,08</b>	<b>144,01</b>	<b>153,74</b>

### Conclusioni

Ancora una volta trova conferma una realtà inconfutabile nella finanza di progetti di energie rinnovabili: indipendentemente dalla dimensione del Progetto, non è poi così difficile trovare il modo di finanziare un impianto di produzione di energia da FER.

In questo caso c'è stata una combinazione di un finanziamento bancario e di un leasing, nel caso del progetto eolico esaminato in precedenza c'era un leasing, per impianti di più grandi dimensioni ci sono operazioni di finanza strutturata e *Project financing*.

Ma sempre, le banche, conoscendo l'affidabilità tecnica, morale ed economica dello Sponsor, sono ben disposte a finanziare Progetti di questo tipo, specie se la loro redditività è buona ed il finanziamento richiesto è di durata non eccessivamente lunga (gli 8 anni del periodo di rimborso rappresentano un termine piuttosto breve rispetto a normali impianti idroelettrici, che in genere richiedono una durata media dei finanziamenti di 12-15 anni).

Piuttosto, si dimostra, ancora una volta, che il vero punto critico di questi progetti risiede nella complessità, nella criticità e lunghezza del processo amministrativo di concessione di licenze, autorizzazioni, concessioni e valutazioni.

Nel Progetto Renaz, a parte la prima fase dovuta a diffi-

coltà economiche dei precedenti promotori, la seconda fase, da quando è entrata in gioco la nuova proprietà, è stata relativamente breve; e purtroppo dobbiamo considerare breve un iter autorizzativo che richiede 3-4 anni per essere completato.

Ora, è chiaro a tutti che le esigenze da tutelare sono molte, e a molti livelli (Regione, comunità locali, Comuni, *stakeholders*).

Ci domandiamo, in modo provocatorio: se il nostro Paese ha, come indubbiamente ha, l'esigenza di espandere la produzione di energia da FER, è possibile pensare ad un iter amministrativo più veloce?

È possibile che una delle prossime, auspicabili, liberalizzazioni consista nell'istituzione di uno Sportello Unico a livello regionale, che raccolga tutte le domande di questo tipo, le renda pubbliche, le analizzi, convochi una Conferenza delle varie parti interessate e stabilisca, in tempi tecnici precisi e senza prevaricare le autonomie di nessuno, l'*iter* perché l'intero progetto disponga di tutte le autorizzazioni, concessioni e licenze necessarie per l'inizio della costruzione e dell'operatività?

Siamo forse degli inguaribili ottimisti o degli ingenui a credere che quanto succede in altri paesi possa domani accadere anche nel nostro?

### ON LINE

## Dossier

### **Gli approfondimenti tematici di Ipsoa**

Prezzo: a partire da € 15,00

**Dossier**, è un nuovo servizio che consente di acquistare, **scegliendo tra un'ampia selezione di argomenti, uno o più testi monografici** che trattano un tema specifico in modo sistematico e strutturato attraverso la collazione di:

- interventi d'autore
- normativa di riferimento
- formule
- modelli
- tabelle

e ogni altro contenuto utile all'analisi di tutti gli aspetti rilevanti dell'argomento oggetto di trattazione.

Ciascun titolo è collegato ad una pagina dedicata che fornisce:

- una sintesi ragionata che permette di valutare il contenuto del dossier
- il sommario ovvero la struttura
- un estratto o un contenuto significativo prelevabile gratuitamente

L'acquisto del dossier permette di **consultare e scaricare il testo, per intero o per sezioni**, di **accedere in ogni momento al servizio** e al **titolo/titoli acquistati**.

**Consulta il servizio e l'elenco completo dei titoli disponibili**  
**[www.ipsoa.it/dossier](http://www.ipsoa.it/dossier)**