

Analisi di un progetto di rifacimento idroelettrico alla luce dell'attuale normativa sull'energia e dei più aggiornati strumenti di valutazione tecnico-economica

Ing.Luigi Papetti*, Ing.Stefano Rizzi**, Ing.Nicola Antenucci***

* Studio Frosio

** VA TECH Escher Wyss

*** NA Tech

1. Introduzione

Nella presente memoria si esaminano alcuni temi che hanno una diretta influenza nella completa fase di studio, analisi e valutazione di un progetto idroelettrico di piccola taglia. Proprio quest'ultima tipologia di realizzazione impiantistica ha preso, negli ultimi anni, nuovo vigore grazie ad una maggiore probabilità di realizzazione rispetto ad un grande impianto, a più brevi tempi di ritorno del capitale investito ed a una normativa che, grazie alle varie categorie e associazioni di piccoli produttori, sta incoraggiando gli investitori ad indirizzare capitali ed energie verso questo nuovo mercato.

L'indice prescelto per la valutazione dei progetti e dei relativi flussi di cassa è il VAN. L'analisi di un caso concreto ha permesso di verificare diverse ipotesi di lavoro. Al variare della tipologia di intervento si sono introdotti vari steps di rivalutazione dell'energia mediante i certificati verdi. Inoltre si sono raffrontati i vari casi con l'alternativa della vendita diretta nel mercato dell'energia prodotta nonché con la valutazione del kWh prodotto tramite la delibera 82/99.

Un breve sguardo alle innovazioni tecnologiche ci ha portato ad illustrare un nuovo procedimento di realizzazione delle giranti Francis che permette maggiori garanzie qualitative e di rispetto dei tempi di consegna.

2. Panorama generale: strumenti normativi, tariffari e di finanziamento

Nel presente paragrafo si presenteranno sinteticamente i vari strumenti normativi, tariffari e di finanziamento a disposizione dell'investitore nel panorama italiano dell'energia.

2.1 Certificato verde

Titolo annuale (taglio minimo: 100 Mwh), oggetto di contrattazione nell'ambito della "Borsa dell'Energia", attribuito dal "GRTN" all'energia elettrica prodotta mediante l'uso di fonti energetiche rinnovabili, per impianti entrati in esercizio dopo il 1° aprile 1999 e per periodo pari ai primi 8 anni di esercizio degli stessi.

Tale titolo, previsto dal Decreto Bersani, è un possibile strumento alternativo per soddisfare l'obbligo, imposto a decorrere dal 2002 ad ogni produttore/importatore di energia, di immettere in rete una quota minima di energia verde pari al 2% dell'energia non rinnovabile prodotta/importata nell'anno precedente.

L'offerta di certificati verdi potrà pervenire da due categorie di soggetti:

- i produttori (nazionali ed esteri), per gli impianti che hanno già ottenuto la qualificazione dal GRTN
- il GRTN per la parte di domanda non soddisfatta dai produttori, (gli impianti che usufruiscono del CIP 6, entrati in esercizio dopo il 1° aprile 1999, vengono trasformati in certificati verdi ad uso del GRTN)

Valori massimi previsti di energia soggetta all'obbligo previsto dal decreto Bersani:					
Anno	2001	2002	2003	2004	
Energia soggetta all'obbligo	243	256	265	274	TWh
Domanda CV	-	4,9	5,1	5,3	TWh

Il prezzo di riferimento al quale il GRTN offre i propri CV, per il 2002, sarebbe pari a 120 £/KWh.

Il Certificato verde può essere attribuito:

- ai nuovi impianti, entrati in esercizio dopo il 1° aprile 1999
- ai potenziamenti di impianti esistenti da almeno 5 anni (in questi casi è certificata verde solo la quota parte di energia addizionale derivante dall'intervento)
- ai rifacimenti di impianti esistenti da almeno 10 anni

L'intervento che desta più perplessità è il rifacimento.

Il decreto cita testualmente: «rifacimento è l'intervento impiantistico-tecnologico su un impianto, esistente da almeno 10 anni, che comporti un adeguato miglioramento delle prestazioni energetiche ed ambientali attraverso la sostituzione o la totale ricostruzione delle principali parti dell'impianto tra le quali, per impianti idroelettrici: le opere idrauliche ed il gruppo turbina-alternatore».

Al momento sembrerebbe che se il rifacimento è totale (come se si trattasse di un nuovo impianto), il GRTN dà il benestare autonomamente (ed in effetti alcuni sono già stati concessi); nei casi in cui il rifacimento è parziale, il GRTN invia il progetto al Ministero dell'Ambiente e all'Authority e si pronuncia solo dopo i rispettivi pareri. L'orientamento attuale (ancora da verificare) sembrerebbe dar credito, nel caso di rifacimenti parziali, ai progetti che presentano la seguente filosofia:

- turbina e alternatore nuovi (al limite rimane solo la parte incassata, spirale in cemento)
- regolatori e sistemi oleodinamici nuovi
- miglioramento impatto ambientale (risalita pesci, pista ciclabile, piante etc.)
- canali carico/scarico e vasca di carico rivestiti completamente (togliendo il vecchio rivestimento) sia come sponde che come fondo
- vita residua in assenza di rifacimento molto breve (4-5 anni), vita residua dopo il rifacimento 20-30 anni
- importo dell'investimento evidenziato nel progetto.

2.2 Cenni sulla borsa dell'energia

E' un mercato all'ingrosso, avviato dal 1° gennaio 2001, basato su un meccanismo di asta; poiché non è possibile immagazzinare energia elettrica, è necessario mantenere un equilibrio istantaneo domanda-offerta. E' gestita dal "Gestore del Mercato" che è una società per azioni costituita dal GRTN.

Non è ancora chiaro quale sarà la data dell'avvio operativo di tale strumento di contrattazione.

Scenario ipotizzabile. Ogni produttore offre l'energia prodotta dalle proprie centrali definendo il prezzo ogni ora (o forse meno) nell'arco delle 24 ore della giornata, il Gestore del Mercato ordina le offerte partendo da quelle più basse sino a che la quantità di energia prodotta sia pari alla domanda prevista; il prezzo dell'ultima centrale accettata ogni ora (o meno) definisce il prezzo dell'energia della borsa in quella specifica ora (o meno).

Poiché la domanda fluttua ogni ora (o meno) nell'arco della giornata, analogamente fluttua il prezzo.

2.3 Forme di finanziamento

2.3.1 Legge 488

Mediante tale legge possono essere finanziate le seguenti attività:

- Studi di fattibilità
- Studi di impatto ambientale
- Realizzazioni di centrali ex novo
- Rifacimenti di centrali esistenti

E' cumulabile con la Sabatini pro-soluto e compatibile con il leasing.

Contribuzioni:

- Nord (Lazio incluso) = 15% a fondo perduto per piccole imprese (<50 dip. e <9,5 mia/anno)
- Abruzzo e Molise = 25-30% a fondo perduto per piccole e medie imprese
- Sud (Calabria esclusa) = 40-50% a fondo perduto per piccole e medie imprese
- Calabria = 0% a fondo perduto

2.3.2 Ricerca

Il finanziamento prevede un contributo a fondo perduto che può variare dal 50 all'80% dell'importo del progetto.

Il progetto deve avere come obiettivo l'innovazione tecnologica di un prodotto o di un processo e viene valutato da un comitato.

I tempi di erogazione sono dell'ordine di 5-6 mesi.

Modalità: anticipo del 35% e poi a stadi di avanzamento così come previsti dal progetto.

I vantaggi di tale forma sono: non ha scadenza, molti i fondi a disposizione e, se il progetto viene riconosciuto idoneo, si ha la certezza di ottenere il finanziamento.

2.3.3 Prototipo o sviluppo pre-competitivo

Generalmente è la fase che segue il progetto di ricerca. Il finanziamento prevede il 60% a tasso agevolato (circa 1,5%) più un contributo a fondo perduto che può variare dal 10 al 50%. L'anticipo è del 25%.

2.3.4 Legge 1329/65 (Sabatini)

Viene finanziato l'acquisto del macchinario. Il finanziamento, generalmente, viene restituito in 5 anni, con rate trimestrali ad un tasso che può essere, al momento, dell'ordine del 2,5-3%.

L'acquirente deve anticipare l'Iva, che non viene finanziata, l'acquisto bollatura degli effetti, e le spese di istruttoria.

Le spese di trasporto, in genere vengono regolate direttamente tra l'acquirente e lo spedizioniere.

Tutti i costi e gli oneri finanziari inerenti la pratica sono a carico dell'acquirente.

L'acquirente, in genere, deve assicurare le macchine per tutto il periodo del finanziamento contro rischi d'incendio, furto, eventi socio-politici, responsabilità civile verso terzi fino alla concorrenza del prezzo delle macchine, al netto degli interessi, con vincolo a favore del fornitore.

In genere la vendita viene effettuata con riserva di proprietà a favore del fornitore sino al totale pagamento del prezzo pattuito.

La pratica può essere istruita nei seguenti modi con le sottoriportate caratteristiche salienti:

Pro-solvendo: è il fornitore che dà le garanzie al finanziatore (es. Medio Credito)

Pro-soluto: è l'acquirente che dà le garanzie.

2.4 CIP 6

Prezzi che l'Enel ha corrisposto nel '92 ai terzi per cessione di energia elettrica in tutto o in parte dedicata, prodotta da nuovi impianti ali-

mentati da fonti rinnovabili ed in presenza di dichiarazione giurata di non aver fruito dei contributi della legge n. 10/91.

- a) impianti idroelettrici a serbatoio; a bacino; ad acqua fluente oltre i 3 MW:
 - ore piene 341,8 £/KWh
 - ore vuote 86,8 £/KWh
- b) impianti idroelettrici ad acqua fluente fino a 3 MW:
 - prezzo unico 194,9 £/KWh

2.5 Delibera n. 82/99

Prezzi di cessione di energia elettrica prodotta dagli impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza nominale media annua non superiore a 3 MW (impianti non contemplati dalle misure di promozione e incentivazione previste dalla disposizione di cui all'art. 11 del D.L. n. 79/99).

Produzione di EE su base annua	Prezzo di cessione (£/KWh)
Fino a 1 milione di KWh	157,6
Oltre 1 fino a 2	121,0
Oltre 2 fino a 3	1110,8
Oltre 3 fino a 4	104,8
Oltre 4 fino a 5	99,6
Oltre 5 fino a 10	91,5
Oltre 10	83,4

Dopo il 1° gennaio 2000, i prezzi di cui sopra sono aggiornati, su base annua, applicando ai valori in vigore nell'anno solare precedente, il 40% del tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat, con arrotondamento alla prima cifra decimale.

3. Case study

3.1 Descrizione dell'impianto esistente

L'impianto preso in esame per esemplificare quanto finora descritto è collocato nel Nord Italia. I dati essenziali sono i seguenti:

Anno di messa in esercizio: 1936

- Salto geodetico 218,47 m
- Portata massima 1.000 l/s
- Portata minima 100 l/s

L'impianto viene attualmente esercito in parallelo con la rete del proprietario ed è in grado di funzionare in isola e di avviarsi in assenza di rete.

3.2 Descrizione degli interventi d'ammmodernamento

Al fine di ottimizzare l'intervento dal punto di vista tecnico-economico, in funzione dei differenti scenari tariffari ipotizzabili – soprattutto con riferimento ai Certificati Verdi – sono state studiati ed approfonditi tre ipotesi d'intervento di costi via via crescenti:

1. solo apparecchiature elettromeccaniche;
2. apparecchiature elettromeccaniche e condotta forzata
3. apparecchiature elettromeccaniche, condotta forzata e opere di presa

Descriveremo brevemente nel seguito gli interventi prefigurati in ciascuna ipotesi.

3.2.1 Apparecchiature elettromeccaniche

Sulla base delle registrazioni disponibili delle potenze orarie erogate dall'impianto nell'ultimo decennio 1991-2000 (circa 9.000 dati) e delle informazioni acquisite dai gestori della centrale riguardo all'ampia disponibilità di maggiori volumi d'acqua attualmente sfiorati all'opera di presa o al bacino di carico dell'impianto, si è progettato un intervento che comprendeva la fornitura delle nuove apparecchiature seguenti:

- revisione della valvola di testa della condotta forzata;
- sostituzione delle corde grassate dei giunti di dilatazione della condotta;
- conduit metallico per cavi segnali e potenza lungo la condotta forzata;
- cavi di potenza e segnali da installare nel conduit;
- valvola dissipatrice di scarico di fondo della condotta ed accessori;
- valvola di guardia alla valvola dissipatrice;
- due misuratori di livello ad ultrasuoni presso il bacino di carico della condotta forzata per l'asservimento del nuovo gruppo;
- gruppo idroelettrico ed accessori:

- Tipo Pelton ad asse orizzontale, 600 giri, 2 getti
- Q_{max} 1,000 m³/s
- Q_{min} 0,100 m³/s
- Salto geodetico 218,47 m
- Salto con Q_{max} 203,6 m
- Salto con Q_{min} 218,3 m

- Alternatore sincrono:
 - potenza nominale 2500 kVA
 - tensione nominale 8 kV
 - frequenza nominale 50 Hz
 - fattore di potenza nominale 0.8
 - eccitazione brushless
 - raffreddamento ad acqua in circuito chiuso
- quadri di potenza;
- quadri d'automazione e protezione di gruppo, compresi i , contatori, TA e TV di misura, le predisposizioni per l'interfacciamento con l'esistente sistema di teletrasmissioni con il posto di controllo remoto;
- quadro dei servizi ausiliari (SA);
- cavi MT, cavetteri bt, batteria di accumulatori e raddrizzatore;
- opere civili necessarie all'installazione del nuovo gruppo e dei suoi accessori.

Come si vede nell'ammmodernamento delle opere apparecchiature elettromeccaniche sono inclusi interventi anche su elementi non collocati in centrale, ma che comunque richiedevano attività d'ammmodernamento indispensabili per un garantire un più sicuro esercizio ed efficiente dell'impianto.

In fase di progetto sono state prese in considerazione differenti soluzioni sia di disposizione d'impianto sia relative alle modalità d'esercizio. In particolare citiamo:

- macchine ad asse verticale e quattro getti
- macchine orizzontali con ruota montata a sbalzo e due supporti
- esercizio dell'impianto solo in parallelo con la rete nazionale del GRTN.

Relativamente a ciascuna delle soluzioni è stata condotta un'analisi tecnico-economica il cui esito ha fatto propendere per lo schema originale sopra descritto.

Per la stima del costo sono state raccolte offerte presso quattro primari costruttori.

I prezzi esposti nelle quattro offerte variavano da un minimo di 850.000 ad un massimo di 1.100.000 €. Nelle elaborazioni successive si prenderà in considerazione il prezzo più basso. Nelle valutazioni tecniche economiche delle offerte un ruolo fondamentale, come vedremo in seguito, rivestiva il rendimento medio ponderato del gruppo:

$$\eta_c = (30 \eta_1 + 30 \eta_2 + 20 \eta_3 + 20 \eta_4) : 100$$

dove:

$$\eta_1 = \text{rendimento \% con } Q = 1,000 \text{ m}^3/\text{s} \text{ e } \Delta H = 203 \text{ m};$$

$$\eta_2 = \text{rendimento \% con } Q = 0,750 \text{ m}^3/\text{s} \text{ e } \Delta H = 210 \text{ m};$$

$$\eta_3 = \text{rendimento \% con } Q = 0,500 \text{ m}^3/\text{s} \text{ e } \Delta H = 215 \text{ m};$$

$$\eta_4 = \text{rendimento \% con } Q = 0,250 \text{ m}^3/\text{s} \text{ e } \Delta H = 217 \text{ m}.$$

ed i pesi sono stati assegnati in base sia alla curva delle durate attuali delle portate dell'impianto sia ad una stima delle future portate turbinate.

L'offerta corrispondente al prezzo qui utilizzato dichiarava un rendimento medio ponderato $\eta_c = 85,48 \%$ con una tolleranza di misura di 1,5%.

3.2.2 Condotta forzata

Il secondo componente dell'impianto di cui s'è presa in considerazione la sostituzione è la condotta forzata. La condotta attuale, pur in discrete condizioni, è sottodimensionata per le nuove portate d'impianto. La nuova condotta proposta ha le seguenti caratteristiche:

- Lunghezza: 570 m
- Diametro interno: 700 m
- Materiale: UNI EN 10025 S355J0G2
- Spessore medio: 8 mm
- Tipologia: all'aperto senza giunti di dilatazione
- Costo (comprese le opere civili):

La nuova condotta forzata consentirebbe, oltre ad una riduzione delle perdite di carico in ogni condizione, ma soprattutto con le maggiori portate, che sono quelle che più interessano per la

produzione d'energia, anche una riduzione dei costi di manutenzione: l'assenza dei giunti di dilatazione elimina la necessità d'interventi periodici sui medesimi e, da non trascurare, la necessità di mantenere sempre in perfetta efficienza vie d'accesso, anche solo pedonali, alla condotta, i cui costi specialmente in zone impervie sono considerevoli.

3.2.3 Interventi sulle opere di presa e sui canali d'adduzione

L'intervento prevede il rifacimento dell'opera di presa principale, sostituendo l'attuale tipologia (presa laterale), scarsamente efficiente, con una nuova presa a trappola dotata di nuovi organi di sghiaimento sia della presa che della prima parte delle opere d'adduzione. Buona parte del canale d'adduzione di gronda sarà rivestito per ridurre le perdite e la scabrezza.

3.3 Tempistica, e costi delle tre ipotesi di combinazione degli interventi

La tabella seguente esplicita i tempi, i costi delle opere ed i costi per mancata produzione dovuti al fermo impianto nelle tre ipotesi d'intervento prefigurate al punto 3.2.

Il valore dell'energia prodotta attualmente dall'impianto è stato assunto, su stime del proprietario pari a 0,051 €/kWh. Rispetto alla situazione di fermata minima (solo apparecchiature elettromeccaniche) per il calcolo della mancata produzione nelle altre due soluzioni si è tenuto conto anche del mancato incremento possibile, nel periodo intercorrente tra le diverse date di rimessa in servizio dell'impianto, dell'energia producibile per effetto delle migliori prestazioni dell'impianto ammodernato.

Interventi	Tempi fermo impianto [gg]	Costi [€]	Mancata produzione [€]
Solo e/m	75	850.000	55.000
E/m + cf	150	1.300.000	125.000
E/m+cf+oc	150	1.450.000	125.000

3.4 Analisi tecnico-economica

3.4.1 Metodo prescelto

Il metodo utilizzato per selezionare la tipologia d'intervento ottima è quello della massimizza-

zione del VAN (Valore Attuale Netto) dell'investimento.

Ciò in ragione del fatto che si ritiene questo, tra i molti metodi disponibili per la valutazione d'un investimento (TIR, tempo di recupero, tempo di recupero attualizzato, indice di redditività) il più corretto e quello a maggior contenuto d'informazione.

Nel caso specifico il VAN è definito dalla formula seguente:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{U_t}{(1+i)^t} - I$$

dove:

VAN = valore attualizzato netto [€]

U_t = Flusso di cassa (utile) operativo all'anno t [€]

Il termine U_t costituisce l'utile derivante dalla vendita dell'energia prodotta nell'anno t. Tale utile è calcolato come differenza tra il ricavo annuo R della cessione dell'energia ed il costo C di produzione della stessa.

U_t , R e C all'anno t sono calcolati rispettivamente come segue:

$$U_t = R - C$$

$$R = E \cdot p \cdot (1 + e_r)^t$$

$$C = M \cdot (1 + m_r)^t$$

con:

E = maggior energia media annua producibile, espressa in kWh. Si è assunto un valore di E costante per ciascun anno t, ma diverso per le tre ipotesi d'intervento. Il riferimento è la produzione attuale di 5.300.000 kWh/anno. In particolare si è assunto:

Interventi	[kWh/anno]
Solo e/m	1.200.000
E/m + cf	1.600.000
E/m+cf+oc	1.750.000

Per la valutazione della maggior energia producibile si è tenuto conto dei seguenti fattori migliorativi:

- Maggior rendimento delle apparecchiature (83,98% al netto delle tolleranze di misura contro il 75% attuale)

- Maggiori volumi d'acqua turbinabili grazie ad una macchina di maggiore potenza che consente di sfruttare di più l'acqua derivabile con le attuali opere di presa (soluzione 1) ed i maggiori volumi derivabili per effetto dell'ammodernamento delle opere di presa (soluzione 3)

- Minori perdite di carico in condotta per effetto di un maggior diametro e di una minor scabrezza della nuova condotta forzata.

p = prezzo di vendita o tariffa dell'energia: per le varie ipotesi si veda il par.3.4.2.

e_r = aumento percentuale annuo del prezzo di cessione dell'energia. Il meccanismo attuale d'aggiornamento del prezzo dell'energia (p. es. secondo il decreto CIP 6) è strutturato in modo da attenuare gli effetti dell'inflazione in quanto l'aumento del prezzo dei prodotti petroliferi è preso in conto solo per il 40%. In definitiva si è adottato il 40% del tasso medio d'inflazione programmato al momento della valutazione, cioè $(0,40 \times 1,5) = 0,60\%$.

M = costo di manutenzione e gestione dell'impianto nonché tutti gli altri costi annui di produzione dell'energia, i cui componenti principali sono i canoni e sovraccanoni, il personale e le manutenzioni (ordinarie e straordinarie): **35.000 €**.

m_r = aumento percentuale annuo dei costi di gestione e manutenzione e di tutti gli altri costi annuali. Diversamente da quanto accade per il fattore e_r , m_r è strettamente legato all'andamento inflazionistico, perché i costi di gestione e manutenzione dipendono in maniera preponderante dal costo del personale e dei materiali, che subiscono aumenti annuali in ragione molto prossima a quella del tasso medio annuo di inflazione. Pertanto il fattore m_r è stato assunto un valore pari a **1,5%**, che è il tasso medio d'inflazione programmato.

t = indice dell'anno

i = costo opportunità del capitale. Per la valutazione di questo parametro è stato utilizzato estensivamente il "capital asset

pricing model” che tiene conto, tra l’altro, anche del rischio insito in un qualsivoglia investimento. Tale scelta è stata fatta allo scopo di mantenersi sempre nell’ambito della prudenzialità, che non poteva prescindere dal fatto che un investimento nel settore del piccolo idroelettrico non è esente da rischi e incertezze.

Il tasso di attualizzazione è stato pertanto computato con la seguente formula:

$$i = r_f + \beta \cdot (r_m - r_f)$$

dove:

i = tasso di attualizzazione dei flussi di cassa

r_f = tasso di interesse nominale di un investimento privo di rischio. Per r_f è stato scelto il valore odierno (Luglio 2001) del tasso di interesse dei BOT a tre mesi, pari al **3,19 %**

$r_m - r_f$ = premio normale per il rischio di mercato, pari alla differenza tra il rendimento medio sul lungo periodo del mercato azionario e il rendimento, sempre sul lungo periodo di un investimento senza rischio (BOT a 3 mesi). Esso è stato assunto pari al 9 %.

β = parametro che misura il rischio sistematico connesso con l’investimento in esame.

Per tutti e tre gli impianti esistenti è stato adottato il medesimo valore del parametro β , che è stato posto uguale a **$\beta=0,82$** . Tale valore rappresenta il rischio sistematico connesso con investimenti nel settore “Energia” ed è stato desunto dalle elaborazioni statistiche disponibili al riguardo per l’Italia.

Il valore del tasso di attualizzazione utilizzato è pertanto del **10,57 %**

n = vita utile residua dell’impianto assunta, di concerto col Committente, pari a 10 anni.

I = costo dell’investimento (effettuato all’anno zero di attualizzazione dei flussi di cassa).

Un elemento di cui non si è volutamente tener conto è il valore residuo dell’impianto, peraltro comunque assai rilevante, benché di non facile determinazione, poiché si è ritenuto di valutare l’impianto per la sua sola caratteristica peculiare che è la capacità di produrre energia.

Nell’analisi non si sono presi in considerazione altri elementi, che è bene comunque citare:

- L’effetto della tassazione, perché essa dipende dall’assetto societario
- L’effetto delle modalità di finanziamento dell’investimento: si è cioè assunto che l’intero investimento fosse finanziato in contanti all’anno zero.

3.4.2 Prezzi e tariffe

L’attuale struttura “tutto o niente” dei Certificati Verdi relativi agli impianti “rifatti” non sembra in grado di sbloccare gli interventi d’ammodernamento, considerata l’incertezza legata all’ottenimento della qualifica IAFR di impianto rifatto. La proposta che s’intende presentare in questa sede, supportata da un’applicazione ad un caso tipico, è la seguente:

Si propone di modulare il riconoscimento da CV prendendo come parametro di riferimento la tipologia degli interventi effettuati/proposti che è direttamente responsabile del tempo di prolungamento della vita produttiva dell’impianto idroelettrico.

- Vita produttiva delle opere civili e idrauliche 100 anni
- Vita produttiva delle condotte 50 anni
- Vita produttiva delle opere elettromeccaniche 25 anni

Per vita produttiva s’intende il periodo durante il quale un impianto idroelettrico può garantire una produzione, ovviamente dipendente dalla disponibilità della risorsa acqua, con efficienza, affidabilità e sicurezza di tutti i componenti.

Età dell’impianto e interventi

Età impianto	Interventi minimi	Eventuali interventi ulteriori
< 25	Non suscettibile di rifacimento	
25 ÷ 50	Sostituzione opere elettromecc.	Sostituzione condotte

Età impianto	Interventi minimi	Eventuali interventi ulteriori
50 ÷ 100	Sostituzione opere elettromecc. - Sostituzione condotte (*)	Rifacimento parziale opere civili e idrauliche
> 100	Sostituzione opere elettromecc. - Sostituzione condotte - Rifacimento parziale opere civili e idrauliche (*)	Rifacimento completo opere civili e idrauliche

Interventi eseguiti e riconoscimento dei “certificati verdi”

- Sostituzione gruppo turbina-generatore
CV da rifacimento 25% “vecchia” prod.
- Anche sostituzione condotte (o canali)
CV da rifacimento 50% “vecchia” prod.
- Anche rifacimento parziale opere civili
CV da rifacimento 75% “vecchia” prod.
- Anche rifacimento totale opere civili
CV da rifacimento 100% “vecchia” prod.

Per “vecchia” produzione s’intende la produzione media decennale del decennio anteriore agli interventi di rifacimento effettuati/proposti.

Esempio

Impianto di 35 anni d’età che produce 40.000.000 kWh/anno

- Interventi minimi: sostituzione gruppo idroelettrico
- Interventi ulteriori possibili: sostituzione condotte
- Interventi realizzati: sostituzione gruppo idroelettrico
- Producibilità dell’impianto ammodernato 42.000.000 kWh/anno

CV: - 25% di 40.000.000 = 10.000.000 kWh/anno
 - 100% di 2.000.000 = 2.000.000 kWh/anno

 Complessivamente 12.000.000 kWh/anno

3.4.3 Tabelle dei risultati

Sulla base delle ipotesi tariffarie esposte al punto 3.4.2, tra le quali le più interessanti sono senz’altro quelle relative ai Certificati Verdi, sono state eseguite numerose simulazioni di

(*) Salvo il caso in cui apposita perizia tecnica dimostri il buono stato di tali opere.

calcolo del VAN. Le tabelle ed i grafici seguenti riportano l’esito di tali simulazioni.

Non si sono considerate le ipotesi relative all’adozione della delibera 82/99 perché ufficialmente l’applicabilità finisce con l’anno 2001. Anche prorogando di qualche anno l’applicazione della delibera, la tariffa (57,24 €/MWh) è tale per cui l’investimento è comunque incomparabilmente peggiore rispetto al caso con Certificati Verdi, tenendo conto che l’attuale valore dell’energia prodotta dalla centrale è pressoché identico a quello fissato dalla 82/99 e quindi non c’è ragione di ricorrere alla delibera citata.

Anche l’ipotesi CIP 6/92 non s’è considerata nella fattispecie perché l’impianto non ne fruisce.

Un’ultima possibilità sarebbe stata quella di valutare l’investimento nell’ipotesi di vendere l’energia prodotta sul mercato dell’energia.

Ad oggi, benché il legislatore stesso ammetta che il valore di mercato dell’energia prodotta da un impianto da fonte rinnovabile sia superiore alla componente Ct (circa 51 €/MWh) fissata dalla delibera 70/97, non è possibile fare delle previsioni ragionevoli ed i numeri si sprecano. Pertanto è sembrato più corretto attenersi a quanto acquisito ed evidenziare gli esiti di una struttura tariffaria dei Certificati Verdi che premi di fatto la produzione da fonte rinnovabile.

A titolo indicativo s’è comunque condotta un’analisi dell’investimento anche nell’ipotesi d’applicazione della delibera 82/99 (applicata per i prossimi tre anni) e nell’ipotesi di mettere sul mercato l’energia trovando un compratore disposto a pagare per l’intero periodo di valutazione dell’investimento un prezzo di 77,5 €/MWh.

In definitiva i casi esaminati sono:

1. **CV0**: Sostituzione di apparecchiature elettromeccaniche, condotta forzata e opere civili: Certificati Verdi secondo lo schema attuale (tutto o niente sulla sola maggior produzione)
2. **CV25**: Sostituzione delle sole apparecchiature elettromeccaniche: Certificati Verdi ri-

conosciuti sulla maggior produzione e sul 25% della produzione attuale

3. **CV50:** Sostituzione delle apparecchiature elettromeccaniche e della condotta forzata: Certificati Verdi riconosciuti sulla maggior produzione e sul 50% della produzione attuale
4. **CV75:** Sostituzione di apparecchiature elettromeccaniche, condotta forzata e opere civili: Certificati Verdi riconosciuti sulla maggior produzione e sul 75% della produzione attuale
5. **82/99:** Sostituzione di apparecchiature elettromeccaniche, condotta forzata e opere civili: delibera 82/99 con prezzo di cessione incentivato per i prossimi tre anni
6. **Free:** Sostituzione di apparecchiature elettromeccaniche, condotta forzata e opere civili: vendita sul mercato dell'energia riferita alla sola maggior produzione

Caso	Produzione di riferimento			Investim. [€]	i [%]	VAN [€]
	Energia [MWh/ anno]	Prezzo [€/MWh]				
		≤8° anno	>8° anno			
CV0	1.200	113,62	51,65	1.575.000	10,57	-767
CV25	2.525	113,62	51,65	905.000	10,57	928
CV50	4.250	113,62	51,65	1.425.000	10,57	1.876
CV75	5.725	113,62	51,65	1.575.000	10,57	2.953
82/99	1.750	57,24 ¹	51,65	1.575.000	10,57	-871
Free	1.750	77,5	77,5	1.575.000	10,57	-466

3.4.4 Commenti sui risultati

I risultati delle simulazioni eseguiti sono auto evidenti; giova comunque sottolineare alcuni aspetti:

- L'incentivazione prevista dall'attuale meccanismo dei Certificati Verdi, nel caso specifico dell'impianto esaminato, oltre ad avere un VAN negativo, che quindi farebbe propendere per non investire nel rifacimento, dà, a parità di costi da sostenere, risultati molto simili a quelli d'una applicazione del-

la delibera 82/99 e addirittura peggiori di un accesso al mercato (pur con le riserve espresse a questo proposito).

- I soli meccanismi tariffari che rendono interessante l'investimento sono quelli che consentono di rivalutare almeno una parte dell'energia già ora prodotta.

Un aspetto delicato del metodo del VAN è la scelta del tasso d'attualizzazione, in particolare al diminuire di questo, aumenta il valore del VAN, le differenze percentuali dei vari schemi tariffari restano abbastanza costanti, ma, ciò che più conta diminuiscono molto le differenze assolute.

Qualche numero:

Caso	i=10,57 %	i=7,5 %	i=12,5 %
CV0	-767	-692	-799
CV25	928	1.286	765
CV50	1.876	2.565	1.564
CV75	2.953	4.050	2.620
82/99	-871	-755	-916
Free	-466	-211	-570

Tale comportamento è intrinseco del metodo: a parità di r_f (tasso di interesse nominale di un investimento privo di rischio) un aumento del tasso i coincide con l'assunzione di un maggior rischio a parità d'investimento e cui consegue una minor probabilità di conseguire l'obiettivo di guadagno.

4. Prospettive future con nuove tecnologie

La costruzione della girante è il cuore del processo tecnologico di produzione di macchinario idraulico per lo sfruttamento di energia ricavata dall'acqua. Questo componente riveste una importanza determinante per i seguenti motivi:

- raggiungimento dei rendimenti garantiti
- garanzia di funzionamento ottimale nei riguardi della cavitazione

Negli ultimi anni i costruttori di turbine si sono concentrati nella ottimizzazione del processo produttivo/tecnologico di questo importante componente. Il gruppo VATECH si propone come leader oltre che nella ricerca sui profili idraulici anche nella continua innovazione del

¹ Solo i primi tre anni

processo di realizzazione delle ruote idrauliche in generale e Francis in particolare.

Un esempio di innovazione nell'industrializzazione di processo produttivo applicato a piccoli impianti idroelettrici può essere ben rappresentata dalla realizzazioni di giranti di piccole dimensioni con tecnologie di lavorazione meccanica e saldatura che vanno a sostituire la tradizionale fusione in un sol pezzo del componente. A tal fine le attività principali prevedono:

- Modellazione su CAD 3D (Unigraphics) della ruota.
- Ottenimento per via automatica dei disegni costruttivi.
- Approvvigionamento dei 2 anelli fucinati.
- Lavorazione meccanica 3D degli anelli per ricavare dai due pieni il mozzo e la corona della girante e le relative semipalette. (Il programma a controllo numerico viene ricavato dal disegno secondo la procedura CAD/CAM).
- Preparazione e controllo dei lembi di saldatura delle semipalette.
- Saldatura di assiemaggio delle due semiruote.
- Controlli non distruttivi delle saldature.
- Lucidatura sui bordi di entrata e di uscita.

La costruzione della **ruota Francis in due metà** è un'innovazione di processo che permette, quando le dimensioni della ruota ed i relativi profili idraulici lo permettono, di ottenere questi importanti particolari tramite la saldatura delle due semiruote. Per ruote di piccole dimensioni, soprattutto con riferimento alla luce di entrata della ruota (Bo), la procedura di assiemaggio per saldatura di mozzo, corona e palette sarebbe, infatti, non percorribile a causa delle ridotte dimensioni dei condotti palari, che non permettono l'accesso all'attrezzatura di saldatura. Si è optato, quindi, per la lavorazione meccanica a controllo numerico delle due metà in modo da ricavare da pieno i due pezzi completamente finiti di lavorazione e quindi già con il profilo idraulico definitivo. La saldatura controllata delle due metà, così ottenute, garantisce una realizzazione esente dalle microdifet-

tosità insite nel processo di fusione monoblocco.

I vantaggi di questa soluzione si possono riassumere nei seguenti:

- ✓ Mantenimento dell'intero processo produttivo dei componenti chiave all'interno delle unità produttive del costruttore della turbina.
- ✓ Controllo sui tempi di realizzazione.
- ✓ Indipendenza dai ritardi dei fornitori di fusioni.
- ✓ Aumento della controllabilità del pezzo.
- ✓ Drastica diminuzione della difettosità del materiale di base dovuta a micro-cricche.
- ✓ Riduzione dei tempi di fornitura della ruota (Componente a più lungo lead time nel progetto "turbina idraulica").
- ✓ Ottenimento dei profili da lavorazione meccanica 3D.

5. Conclusioni

La breve analisi condotta, pur nella ristrettezza degli esempi raccolti e nella soggettività degli strumenti e delle ipotesi fatte, permette di lanciare uno sguardo a quelli che potranno essere, nel prossimo futuro, degli scenari operativi di attualizzazione della normativa in vigore relativa ai certificati verdi. D'altro canto pare del tutto evidente che, in mancanza di tali strumenti interpretativi, molti progetti di ammodernamento e potenziamento segneranno il passo in attesa delle necessarie condizioni al contorno. Tali condizioni: quota dell'energia riconosciuta, limiti dell'intervento di ammodernamento, mercato dei certificati verdi, sono del resto i cardini non solo dell'analisi "accademica" del progetto ma soprattutto i riferimenti sui quali poggia la strategia decisionale di grossi gruppi di investitori così come dei piccoli attori di questo mercato.

