

POLITECNICO DI MILANO
Dipartimento di Ingegneria Energetica



**ANALISI MULTICRITERI DISCRETA
PER IL SUPPORTO ALLE DECISIONI DI
AMMODERNAMENTO DI PICCOLI
IMPIANTI IDROELETTRICI**

Relatore: Prof. Alberto Berizzi

Correlatore: Dott. Ing. Luigi Lorenzo Papetti

Tesi di laurea di:
Jacopo Scaluggia Matr. 817588

Anno accademico 2014/2015

Ringraziamenti

Desidero premettere al lavoro presentato in questa Tesi un ringraziamento particolare al Prof. Alberto Berizzi per la disponibilità dimostratami durante l'intero percorso, nonché i preziosi consigli che ha saputo fornirmi.

La mia riconoscenza va allo Studio Frosio ed in particolare all'Ing. Luigi Papetti, per la sua preziosa presenza nell'intero percorso di Tesi e per avermi concesso l'opportunità di seguire ed analizzare un caso concreto di valutazione delle alternative di ammodernamento in tutti i suoi passi; la mia gratitudine, per la disponibilità nel condividere una così importante esperienza, elaborata nell'arco di una lunga carriera nel settore idroelettrico.

Il ringraziamento più sentito va alla mia famiglia, per avermi permesso di frequentare gli studi fuori sede, e per avermi sostenuto durante l'intera carriera universitaria.

Abstract

A partire dagli anni '80 del secolo scorso ed in maniera più sistematica ed articolata alla fine degli anni '90 sono state messi in atto nei diversi paesi europei sistemi di incentivazione tariffaria di varia natura, tutti volti a sostenere gli investimenti, solitamente molto cospicui, necessari per ammodernare gli impianti esistenti.

Poiché le politiche di incentivazione della produzione da fonte rinnovabile hanno subito, soprattutto in Italia, un forte ridimensionamento a partire dal 2012, le decisioni di investimento per ammodernare gli impianti esistenti sono diventate sempre più difficili a causa dell'incertezza del panorama regolatorio. La sito-specificità degli impianti idroelettrici, unita alla loro scarsa numerosità, fa sì che i comuni metodi statistici non possano trovare applicazione.

Nel presente lavoro di tesi ho inteso mostrare, attraverso l'applicazione diretta ad un impianto idroelettrico esistente, come l'utilizzo dei metodi dell'analisi multicriteri discreta sviluppati in altri settori dell'ingegneria e dell'economia possano fornire un adeguato supporto alla decisione di investimento anche laddove, come spesso accade in ambito idroelettrico, il quadro conoscitivo è sfuocato.

Nel seguito troverà spazio dapprima una sezione di inquadramento generale del panorama idroelettrico a diversi livelli, per poi scendere alla scala della tipologia specifica di impianti oggetto dell'indagine, fino ad arrivare alla descrizione puntuale dell'impianto in studio ed alle sue specificità sia tecniche che gestionali.

Chiarito, per quanto possibile data la lacunosità delle informazioni disponibili, l'ambito entro il quale devono essere effettuate le scelte relative all'ammodernamento dell'impianto, alla seconda parte della tesi sono dedicate la descrizione generale dei metodi di analisi multicriteri discreti. Questi metodi si rivelano particolarmente adatti per l'intrinseca flessibilità nel fornire supporto alle decisioni di investimento laddove la scelta debba essere fatta confrontando diverse alternative. La Tesi si conclude con la presentazione dei risultati dell'applicazione del metodo al caso specifico dell'impianto in studio.

In questa seconda parte si dà anche conto di un'altra caratteristica, di particolare rilevanza nel caso specifico e cioè quella di consentire l'analisi di sensitività delle scelte di investimento al variare dell'importanza relativa assegnata ai diversi fattori che influenzano la scelta.

Nelle conclusioni, come di consueto, troveranno spazio le riflessioni in merito ai risultati ottenuti prefigurando ulteriori sviluppi dell'approccio qui adottato, che si è rivelato senz'altro innovativo per il particolare problema dell'ammodernamento degli impianti idroelettrici.

Indice dei contenuti

ANALISI MULTICRITERI DISCRETA PER IL SUPPORTO ALLE DECISIONI DI AMMODERNAMENTO DI PICCOLI IMPIANTI IDROELETTRICI

RINGRAZIAMENTI	I
ABSTRACT	III
INDICE DEI CONTENUTI	IV
INDICE DELLE FIGURE	VII
INDICE DELLE TABELLE	IX
CAPITOLO 1: L'IDROELETTRICO	1
1.1 L'IDROELETTRICO NEL MONDO	2
1.2 L'IDROELETTRICO IN ITALIA.....	4
1.3 GRANDE E PICCOLO IDROELETTRICO.....	9
1.4 TIPOLOGIE DI IMPIANTO.....	10
1.5 RUOLO DEGLI IMPIANTI NELLA RETE ELETTRICA.....	12
1.6 CLASSIFICAZIONE DEGLI IMPIANTI SULLA BASE DEL SALTO	13
CAPITOLO 2: IMPIANTI A BASSO SALTO	15
2.1 OPERE DI SBARRAMENTO	16
2.2 OPERE DI PRESA.....	18
2.3 VIE D'ACQUA.....	20
2.4 OPERE ELETTROMECCANICHE ACCESSORIE.....	21
2.5 GRUPPI DI PRODUZIONE.....	23
2.5.1 <i>Turbina</i>	23
2.5.2 <i>Moltiplicatore</i>	27
2.5.3 <i>Generatore</i>	28
2.6 IMPIANTISTICA DI CORREDO	30
2.6.1 <i>Sistemi di comando e controllo</i>	30
2.6.2 <i>Servizi ausiliari</i>	30

CAPITOLO 3: AMMODERNAMENTO DI UN IMPIANTO IDROELETTRICO	31
3.1 RAGIONI E SCENARI DI INTERVENTO	32
3.1.1 <i>Sistema di incentivi per l'idroelettrico</i>	36
3.2 L'AMMODERNAMENTO DI UN PICCOLO IMPIANTO NELLA REALTÀ PROFESSIONALE.....	40
CAPITOLO 4: L'IMPIANTO DI CASTEL MONTECCHIO	45
4.1 DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO	46
4.2 PECULIARITÀ IDRAULICHE E DI ESERCIZIO.....	48
4.2.1 <i>Esercizio in regolazione di portata</i>	48
4.2.2 <i>Gestione dei transitori di arresto e di avviamento</i>	49
4.3 RAGIONI ED OPPORTUNITÀ DI AMMODERNAMENTO	50
CAPITOLO 5: ANALISI DELLO STATO DI FATTO.....	51
5.1 ANALISI DEI DATI STORICI	52
5.1.1 <i>Curve di durata delle portate e dei salti</i>	52
5.1.2 <i>Analisi delle potenze</i>	56
5.1.3 <i>Analisi dei rendimenti</i>	59
5.2 VALUTAZIONE CRITICA DEI DATI DI FUNZIONAMENTO	61
5.3 CALCOLI DI VERIFICA DI DIMENSIONAMENTO	63
CAPITOLO 6: VALUTAZIONE DELLE ALTERNATIVE DI PROGETTO.....	65
6.1 DETERMINAZIONE DEI CAMPI DI INTERVENTO	66
6.1.1 <i>Turbina e relativi componenti</i>	66
6.1.2 <i>Moltiplicatore</i>	69
6.1.3 <i>Generatore</i>	70
6.2 IDENTIFICAZIONE E DESCRIZIONE DELLE ALTERNATIVE.....	74
6.2.1 <i>Revisione straordinaria di impianto</i>	74
6.2.2 <i>Installazione dei generatori sincroni</i>	75
6.2.3 <i>Installazione di generatori sincroni e nuovi moltiplicatori</i>	76
6.2.4 <i>Installazione di generatori a magneti permanenti</i>	77
CAPITOLO 7: ANALISI MULTICRITERI.....	79
7.1 INTRODUZIONE AL METODO	80
7.1.1 <i>Dati in ingresso</i>	80
7.1.2 <i>Analisi di concordanza</i>	82
7.1.3 <i>Analisi di sensitività</i>	86
7.2 ANALISI MULTICRITERI PER LA VALUTAZIONE DEI PROGETTI PER L'AMMODERNAMENTO DI UN PICCOLO IMPIANTO IDROELETTRICO	88
7.2.1 <i>Costi di manutenzione</i>	92
7.2.2 <i>Calcolo dell'NPV</i>	95

7.2.3 Vita utile normalizzata	100
7.2.4 L'affidabilità di impianto.....	102
CAPITOLO 8: RISULTATI.....	107
8.1 ANALISI DI CONCORDANZA E VALUTAZIONE DEGLI INDICI.....	108
8.1.1 Committente.....	108
8.1.2 Studio di ingegneria	113
8.1.3 Studente di ingegneria energetica	115
8.1.4 Valutazione complessiva delle alternative.....	118
8.2 ANALISI DI SENSITIVITÀ.....	121
8.2.1 Affidabilità	121
8.2.2 Peso assegnato alle macro-categorie.....	124
CAPITOLO 9: CONCLUSIONI	129
RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI.....	131
APPENDICE A: METODOLOGIE DI CALCOLO PER LA VERIFICA DEL DIMENSIONAMENTO DELLA TURBINA	133
A.1 DIMENSIONAMENTO DA “TURBOMACCHINE”	133
A.2 DIMENSIONAMENTO DA “IMPROVEMENTS OF A KAPLAN TYPE SMALL TURBINE”	136
A.3 DIMENSIONAMENTO DA “COEN – FRANCIS E KAPLAN”	137
A.4 DIMENSIONAMENTO DA “HOW TO DEVELOPE A SMALL HYDROPOWER PLANT”	138

Indice delle figure

Figura 1.1 Generazione elettrica dal 1971 al 2013 ripartita per combustibile (TWh)	2
Figura 1.2 Produzione idroelettrica dal 1971 al 2013 per regione (TWh)	3
Figura 1.3 Evoluzione della produzione da fonti rinnovabili	4
Figura 1.4 Evoluzione della potenza e della numerosità degli impianti idroelettrici	5
Figura 1.5 Distribuzione regionale della produzione idroelettrica nel 2014	6
Figura 1.6 Andamento della produzione idraulica effettiva e normalizzata	7
Figura 1.7 Distribuzione % delle ore di utilizzazione degli impianti idroelettrici	8
Figura 1.8 Evoluzione della produzione idroelettrica secondo classe di potenza	10
Figura 1.9 Evoluzione della produzione idroelettrica secondo tipologia di impianto	11
Figura 1.10 Esempio di curva del fabbisogno elettrico giornaliero	12
Figura 1.11 Schemi di impianto rispettivamente a bassa, media ed alta caduta	14
Figura 1.12 Diagramma per la scelta della turbina	14
Figura 2.1 Traversa con profilo Creager	16
Figura 2.2 Esempi delle diverse tipologie di traverse mobili	17
Figura 2.3 Esempio di opera di presa laterale	18
Figura 2.4 Esempio di griglia con sgrigliatore automatico	21
Figura 2.5 Schema di una turbina Kaplan	23
Figura 2.6 Curve caratteristiche di Kaplan a singola e doppia regolazione	24
Figura 2.7 Schemi delle configurazioni di turbina Kaplan	26
Figura 2.8 Schema con moltiplicatore ad assi paralleli	27
Figura 2.9 Sezione di un alternatore ad asse verticale	29
Figura 3.1 Perdita di produzione nel tempo per i diversi scenari	34
Figura 3.2 Schema delle modalità di accesso agli incentivi per impianti nuovi, riattivazioni, integrali ricostruzioni e potenziamenti	37
Figura 3.3 Flusso del processo di riconoscimento degli incentivi	38
Figura 3.4 Schema a blocchi del processo di ammodernamento di un impianto	40
Figura 4.1 Veduta dall'alto dell'impianto di Castel Montecchio	45
Figura 4.2 Opere di derivazione e restituzione dell'impianto	46
Figura 4.3 Vista dall'interno della centrale	47
Figura 5.1 Idrogramma delle portate	52
Figura 5.2 Curva di durata delle portate	53

Figura 5.3 Curva di durata dei salti	54
Figura 5.4 Diagramma dei salti	54
Figura 5.5 Andamento della potenza di impianto	56
Figura 5.6 Distribuzione annuale della potenza media mensile	56
Figura 5.7 Andamento stagionale della potenza media di impianto	57
Figura 5.8 Diagramma di potenza dei singoli gruppi	58
Figura 5.9 Diagramma del rendimento di impianto	59
Figura 5.10 Grafico H-P prima e dopo l'anomalia	60
Figura 5.11 Grafico P-W prima e dopo l'anomalia	60
Figura 6.1 Stato attuale della turbina e relativi accessori	67
Figura 6.2 Stato del moltiplicatore di giri	69
Figura 6.3 Generatore sincrono con forma costruttiva B3	71
Figura 6.4 Soluzione di impianto che prevede l'accoppiamento diretto	72
Figura 7.1 Struttura della matrice degli effetti	80
Figura 7.2 Struttura della matrice dei pesi	82
Figura 7.3 Esempio di diagramma triangolare	87
Figura 7.4 Correlazione tra dati storici di produzione lorda e perdite	97
Figura 7.5 Schema a blocchi dell'impianto di Castel Montecchio	103
Figura 8.1 Indice sintetico globale (committente)	112
Figura 8.2 Indice sintetico globale (studio di ingegneria)	115
Figura 8.3 Indice sintetico globale (studente di energetica)	118
Figura 8.4 Variazione dell'indice sintetico globale con l'affidabilità (committente)	123
Figura 8.5 Variazione dell'indice sintetico globale con l'affidabilità (studente di energetica)	123
Figura 8.6 Variazione dell'indice sintetico globale con l'affidabilità (studio di ingegneria)	124
Figura 8.7 Analisi di sensitività sull'indice sintetico (committente)	125
Figura 8.8 Analisi di sensitività sull'indice sintetico (studio di ingegneria)	126
Figura 8.9 Analisi di sensitività sull'indice sintetico (studente di energetica)	126
Figura 8.10 Analisi di sensitività per le singole alternative (committente)	127
Figura 9.1 Diagramma per la determinazione dei rapporti caratteristici	136

Indice delle tabelle

Tabella 1.1 Maggiori produttori di energia idroelettrica nel 2013	3
Tabella 1.2 Numerosità e potenza degli impianti idroelettrici	5
Tabella 2.1 Caratteristiche dei tipi di presa	19
Tabella 2.2 Possibili configurazioni di turbina Kaplan	25
Tabella 3.1 Vita attesa di un impianto idroelettrico e dei suoi principali componenti	33
Tabella 3.2 Benefici associati allo scenario di "Life extension"	35
Tabella 3.3 Benefici associati allo scenario di "Upgrade"	36
Tabella 5.1 Classificazione dei dati di salto e portata	55
Tabella 5.2 Dati di salto e portata in un range più ristretto	55
Tabella 5.3 Sintesi dei risultati del dimensionamento	64
Tabella 6.1 Rendimento del generatore sincrono convenzionale a $\cos \phi$ differenti	72
Tabella 6.2 Rendimenti del PMG a $\cos \phi$ differenti	74
Tabella 7.1 Alternative per l'ammodernamento dell'impianto di Castel Montecchio	88
Tabella 7.2 Criteri considerati nell'analisi multicriteri	89
Tabella 7.3 Matrice dei pesi per l'ammodernamento di Castel Montecchio	91
Tabella 7.4 Matrice degli effetti per l'ammodernamento di Castel Montecchio	92
Tabella 7.5 Analisi economica delle alternative di progetto	99
Tabella 7.6 Calcolo del parametro nVU	101
Tabella 7.7 Affidabilità per i componenti stimata al 2017	104
Tabella 7.8 Affidabilità globale di impianto calcolata nell'anno successivo l'intervento	105
Tabella 7.9 Affidabilità di impianto calcolata per diversi istanti temporali	106
Tabella 8.1 Matrice degli effetti normalizzata	108
Tabella 8.2 Indice di concordanza e matrice corrispondente (committente)	108
Tabella 8.3 Indice di discordanza semplice e matrice corrispondente (committente)	109
Tabella 8.4 Indice di discordanza semplice pesata e matrice corrispondente (committente)	110
Tabella 8.5 Indice di discordanza aggregata e matrice corrispondente (committente)	110
Tabella 8.6 Indice di discordanza aggregata pesata e matrice corrispondente (committente)	111
Tabella 8.7 Indice di concordanza e matrice corrispondente (studio di ingegneria)	113

Tabella 8.8 Indice di discordanza semplice pesata e matrice corrispondente (studio di ingegneria)	114
Tabella 8.9 Indice di discordanza aggregata pesata e matrice corrispondente (studio di ingegneria)	114
Tabella 8.10 Indice di concordanza e matrice corrispondente (studente di energetica)	116
Tabella 8.11 Indice di discordanza semplice pesata (studente di energetica)	116
Tabella 8.12 Indice di discordanza aggregata pesata e matrice corrispondente (studente di energetica)	117
Tabella 8.13 Tabella riassuntiva de risultati dell'analisi di concordanza	119
Tabella 8.14 Sensitività sull'indice sintetico globale al variare dell'affidabilità	122
Tabella 9.1 Coefficiente c in funzione della τ_{amm}	134
Tabella 9.2 Determinazione dell'angolo cinematico di ottimo	135
Tabella 9.3 Principali parametri per il dimensionamento da "Coen"	137

CAPITOLO 1

L'IDROELETTRICO

L'idroelettrico rappresenta una fonte rinnovabile per la produzione di energia elettrica ed alternativa ai tradizionali sistemi di conversione termoelettrici. La tecnologia è basata sulla conversione dell'energia potenziale gravitazionale posseduta da una massa d'acqua in energia elettrica, mediante una turbina collegata ad un alternatore.

Al giorno d'oggi è la tecnologia più matura e globalmente competitiva tra le risorse rinnovabili a disposizione e gioca un ruolo importante nel mix energetico mondiale, contribuendo a più del 16% dell'elettricità globalmente prodotta e circa all'85% di quella proveniente da fonti rinnovabili.

Le caratteristiche che ne hanno permesso lo sviluppo e la consolidazione nell'arco degli ultimi decenni sono:

- affidabilità e maturità della tecnologia con elevati valori di efficienza;
- flessibilità nei confronti della rete elettrica ed elevata capacità di stoccaggio;
- costi operativi e di manutenzione limitati;
- modesto impatto sull'ecosistema per lo sfruttamento della risorsa;
- aiuto sul controllo delle vie d'acqua e sulla disponibilità della stessa.

Di conseguenza il contributo dell'idroelettrico alla decarbonizzazione del mix energetico risulta duplice: da un lato rappresenta una risorsa "CO2 free" e rinnovabile, mentre d'altra parte promuove la penetrazione delle altre rinnovabili, come eolico e solare fotovoltaico, grazie al bilanciamento delle fluttuazioni nel sistema elettrico (aspetto che spesso non viene considerato adeguatamente).

1.1 L'idroelettrico nel mondo

L'idroelettrico rappresenta una tecnologia pienamente sviluppata in almeno 160 Paesi, fornendo così nel complesso il 16,6% dell'energia elettrica prodotta (3.874 TWh nel 2013, di cui 73 TWh da impianti di pompaggio), più dell'energia nucleare (2.478 TWh) e della restante quota parte di rinnovabili (1.329 TWh), comunque inferiore rispetto all'energia prodotta da fonti fossili (Figura 1.1) [1].

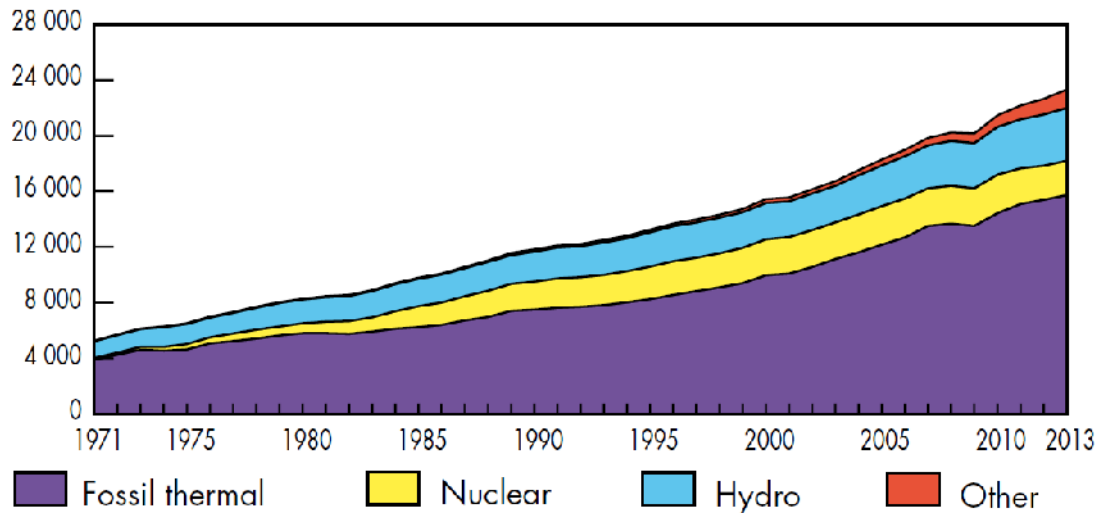


Figura 1.1 Generazione elettrica dal 1971 al 2013 ripartita per combustibile (TWh)

La richiesta di elettricità è aumentata notevolmente negli ultimi quarant'anni, dai 6.131 TWh/anno del 1973 si è passati ai 23.322 TWh/anno del 2013, ed è in continua crescita a causa dell'incremento della popolazione.

In tale contesto, si inserisce l'incremento della quota di elettricità derivante da fonti rinnovabili ed in particolare dell'energia idroelettrica, il cui andamento è mostrato in Figura 1.2. Tale crescita si è registrata non tanto nei paesi OECD ("Organization for Economic Co-operation and Development") quanto più nei paesi non-OECD, dove l'aumento è avvenuto con un tasso annuale medio del 4.8% a partire dal 1973.

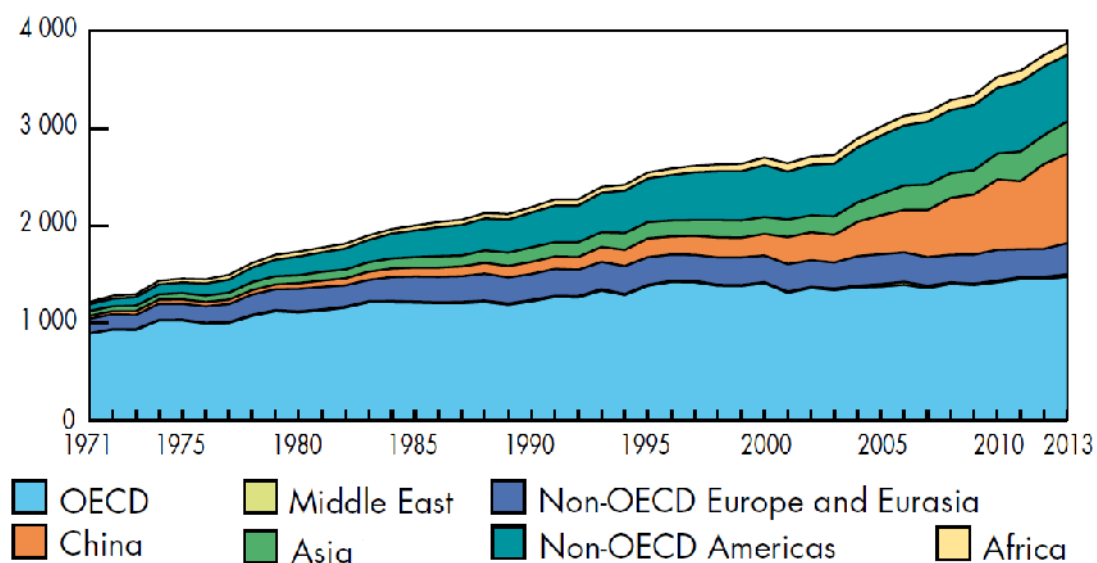


Figura 1.2 Produzione idroelettrica dal 1971 al 2013 per regione (TWh)

Ad oggi Cina, Stati Uniti, Canada e Brasile, uniti, producono la metà dell'energia idroelettrica mondiale (Tabella 1.1) e 35 Paesi hanno ottenuto almeno metà dell'energia elettrica necessaria dall'acqua.

Produttori	TWh	% del totale mondiale
Cina	920	23,8
Canada	392	10,1
Brasile	391	10,1
Stati Uniti	290	7,5
Federazione Russa	183	4,7
India	142	3,7
Norvegia	129	3,3
Giappone	85	2,2
Venezuela	84	2,2
Francia	76	2,0
Resto del mondo	1.182	30,4
Totale mondo	3.874	100,0

Tabella 1.1 Maggiori produttori di energia idroelettrica nel 2013

1.2 L'idroelettrico in Italia

Storicamente la fonte idroelettrica ha avuto un impatto notevole sull'industrializzazione e lo sviluppo del nostro Paese tra l'Ottocento e il Novecento: nel 1938 14,6 su 15,5 GWh di energia elettrica prodotta derivavano da idroelettrico. Tuttavia, dopo essere stata la fonte energetica trainante fino agli anni Sessanta (quando costituiva l'82% della produzione elettrica), la sua quota è progressivamente diminuita fino a raggiungere già alla fine degli anni Ottanta solamente il 25% del totale, mentre il termoelettrico cresceva dal 14 al 70% nel medesimo arco temporale: ciò è imputato alla crescente richiesta di energia elettrica.

La potenzialità dell'idroelettrico in Italia è stimata a circa 65TW che, confrontata con la potenza globalmente installata alla fine del 2014, indica che la risorsa è sfruttata praticamente al 90% e sembrerebbe non consentirne un'ulteriore espansione massiccia, lasciando così spazio alla realizzazione dei soli impianti di mini e micro-idroelettrico.

Sulla base dei dati pubblicati dal Gestore dei Servizi Elettrici [3], al 31 dicembre 2014 il parco idroelettrico italiano contava 3.432 impianti per un totale di 18.418 MW installati, ovvero il 36,4% della potenza relativa all'intero parco impianti rinnovabile.

Nello stesso anno la fonte idraulica ha raggiunto il record storico di produzione di 58.545 GWh, che ammonta al 49% di quella da fonti rinnovabili (Figura 1.3); questo dato è in aumento rispetto al 2013, sebbene il trend sia un aumento della quota delle "nuove rinnovabili" (solare, eolico e bioenergie) sull'elettricità generata da FER, ed è dovuto all'eccezionale piovosità registrata. Negli ultimi anni, infatti, la potenza idraulica installata è rimasta pressoché costante e solo in lieve aumento, mentre le altre rinnovabili sono cresciute in maniera esponenziale, grazie anche ai sistemi di incentivazione favorevoli.

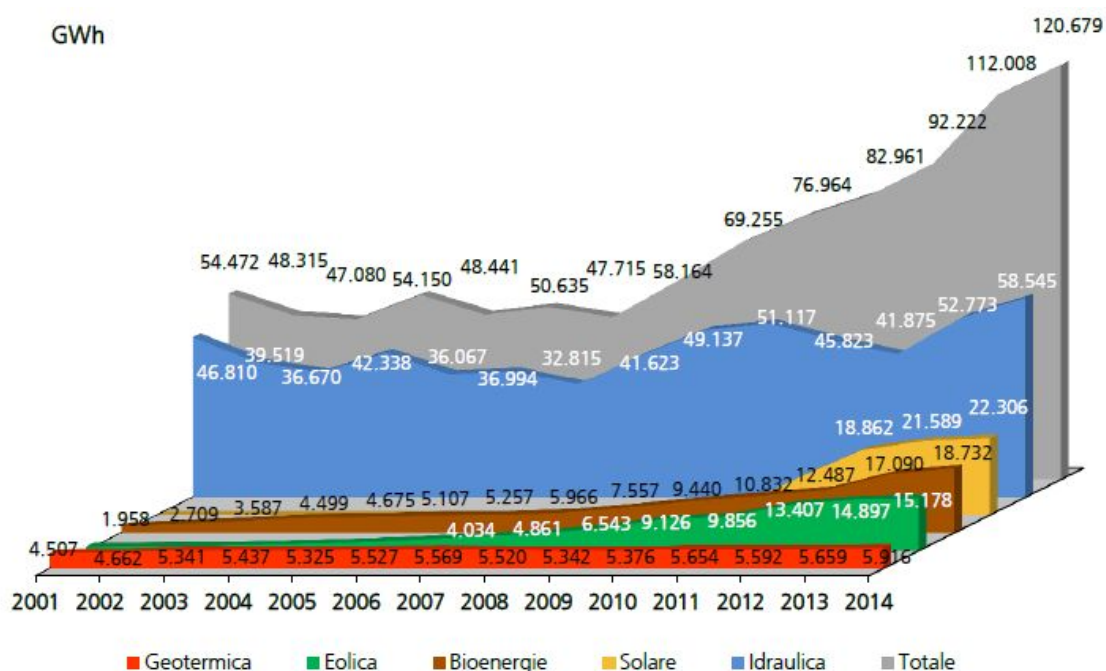


Figura 1.3 Evoluzione della produzione da fonti rinnovabili

La Tabella 1.2 riporta i dati di potenza efficiente lorda installata sul territorio e la numerosità, includendo la sola quota di produzione da apporti naturali per gli impianti a pompaggio misto, mentre sono esclusi gli impianti di pompaggio puro.

Classi di Potenza [MW]	2013		2014		Variazione	
	Numero Impianti	Potenza [MW]	Numero Impianti	Potenza [MW]	Numero Impianti	Potenza [MW]
P≤1	2.130	645,2	2.304	678,5	8,2	5,2
1 < P ≤ 10	817	2.476,10	825	2.493,9	1,0	0,7
P > 10	303	15.244,60	303	15.245,1	0	0
TOTALE	3.250	18.365,80	3.432	18.417,5	5,6	0,3

Tabella 1.2 Numerosità e potenza degli impianti idroelettrici

Risulta che la classe di impianti più numerosa è quella con potenza inferiore o uguale ad 1 MW, corrispondente al 67,1% del totale, mentre i grandi impianti (con potenza superiore a 10 MW) coprono da soli, sebbene in numero notevolmente inferiore, l'83% della potenza idroelettrica complessiva. Dal 2012 al 2013 la numerosità è cresciuta del 5,6% grazie all'introduzione di 182 impianti, di cui l'96% rientra nella classe inferiore ad 1 MW di potenza; dunque in termini di potenza installata la variazione media è stata solamente dello 0,3%.

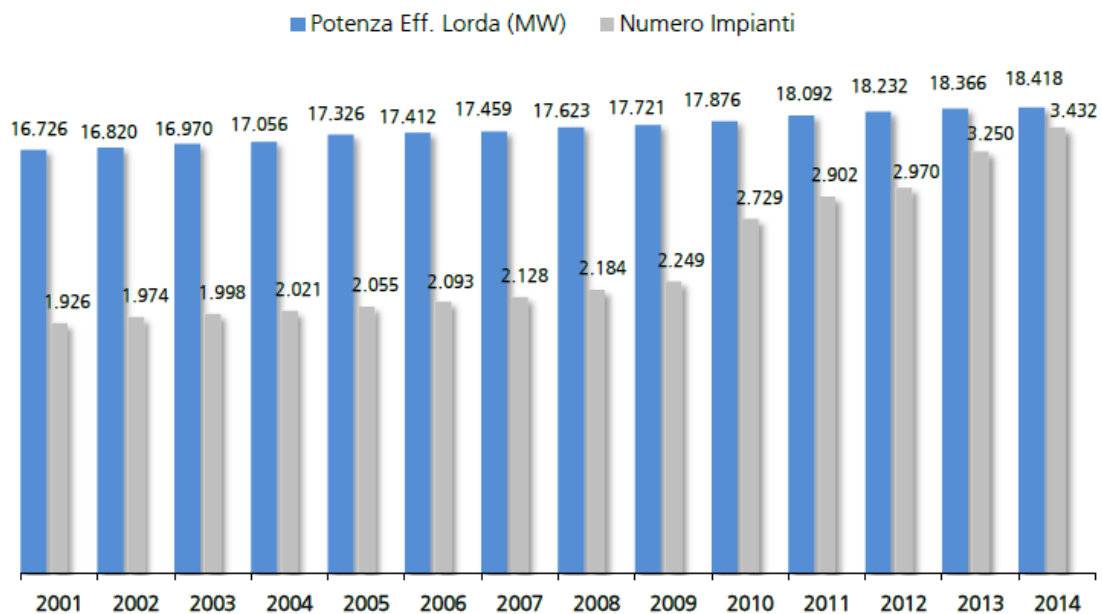


Figura 1.4 Evoluzione della potenza e della numerosità degli impianti idroelettrici

Analizzando un arco temporale più ampio, fino al 2000, si può osservare come la potenza complessivamente installata sia caratterizzata da un tasso medio annuo di crescita pari solamente allo 0,8%, mentre il numerosità degli impianti è in crescita grazie alla costruzione di nuovi impianti di piccole dimensione ad acqua fluente (Figura 1.4).

Tutto ciò ha portato ad una diminuzione della taglia media del parco idroelettrico italiano dagli 8,5 MW del 2000 ai 5,4 MW del 2014; in particolare il tasso di decrescita ha subito una forte variazione nel 2010, anno in cui sono entrati in servizio diversi impianti di potenza inferiore ai 200 kW.

Nel 2014 la distribuzione della produzione idroelettrica in Italia è rimasta sostanzialmente inalterata rispetto agli anni precedenti (Figura 1.5).

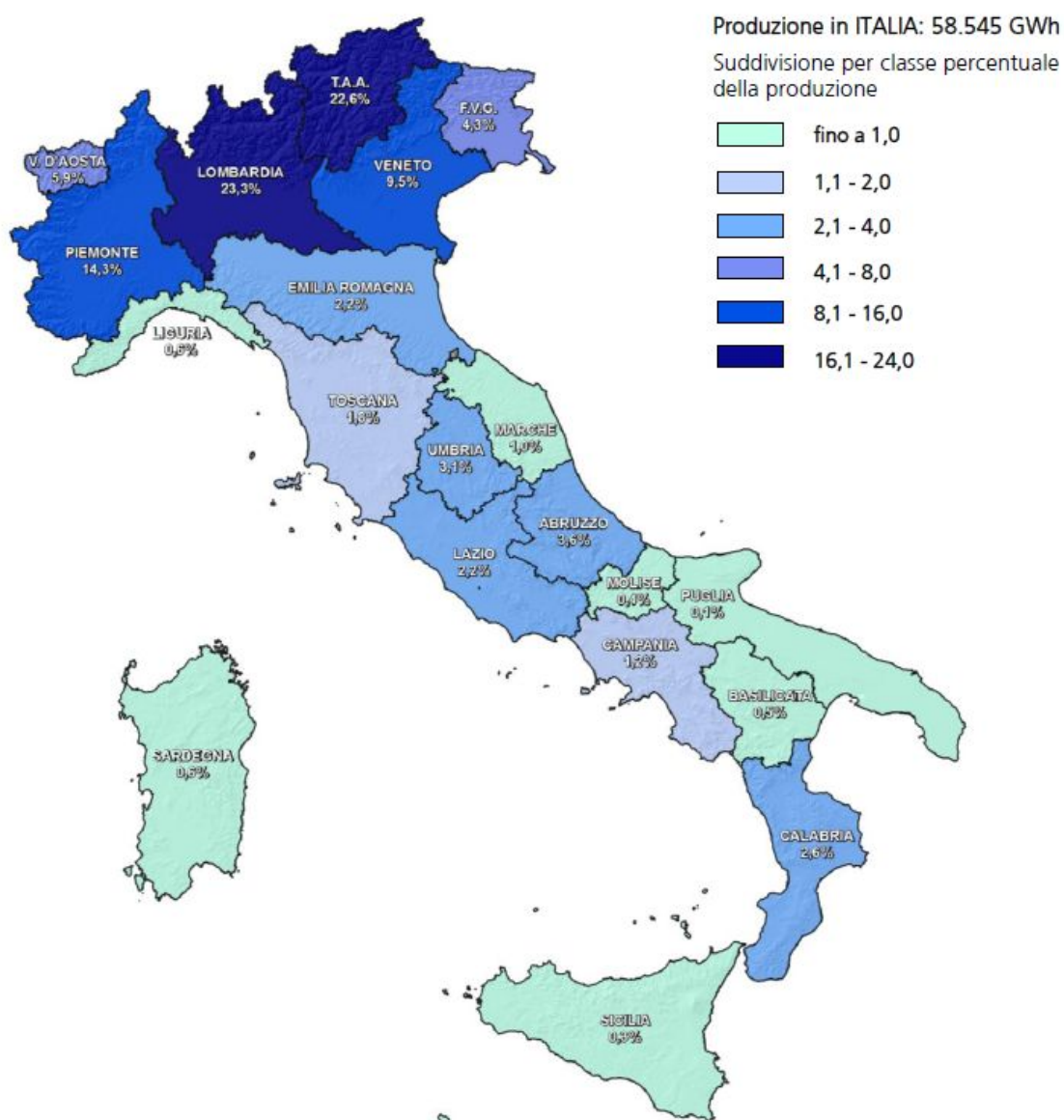


Figura 1.5 Distribuzione regionale della produzione idroelettrica nel 2014

La produzione è concentrata principalmente nel Nord Italia (82,6%), dove sono installati l'80% degli impianti per una potenza complessiva pari al 75,8% del totale; seguono l'Italia Centrale (8,2%) ed il Meridione (9,1%).

Tra le regioni più virtuose in tal senso, sono da segnalare Lombardia, Trentino Alto Adige e Piemonte, che insieme hanno contribuito al 69,7% della quota nazionale di energia idraulica rinnovabile. Seppur con percentuali nettamente inferiori, per l'Italia Centro-Meridionale, le regioni che hanno visto i più elevati valori produttivi sono Lazio, Abruzzo e Calabria; la motivazione della differenza riscontrata con le regioni settentrionali è da identificarsi nella limitata dimensione degli impianti per i salti disponibili, molto inferiori rispetto a quelli offerti dall'ambiente alpino.

Per quanto riguarda la produzione di energia idroelettrica a livello nazionale, effettuando il confronto nel corso degli anni, è possibile individuare una variabilità che non è imputabile al solo numero degli impianti costruiti, ma è causata da fattori meteorologici (Figura 1.6).

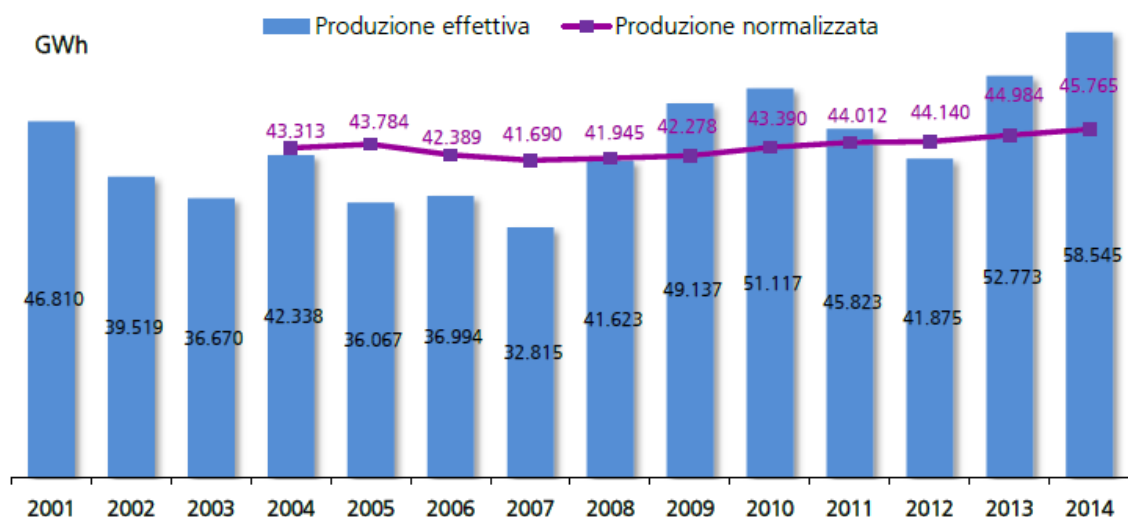


Figura 1.6 Andamento della produzione idraulica effettiva e normalizzata

Sebbene la potenza del parco idroelettrico italiano sia rimasta sostanzialmente stabile, la produzione è stata soggetta a forte variabilità.

Per tale motivo, ai fini del computo della quota di energia da FER per il monitoraggio degli obiettivi fissati per l'Italia dalla Direttiva 2009/28/CE1 (17% FER nei consumi finali lordi di energia al 2020) e dal Piano d'Azione Nazionale per le energie rinnovabili (PAN), il contributo dell'energia prodotta da fonte idraulica deve essere calcolata applicando una formula di normalizzazione sulla base della produzione e della potenza installata degli ultimi 15 anni, in modo da attenuare gli effetti delle variazioni climatiche annuali.

Nel 2010 la formulazione di calcolo è stata lievemente modificata in modo da prendere adeguatamente in considerazione anche gli impianti di pompaggio misto, i quali producono sia

da apporti naturali che da pompaggio; la produzione da impianti di pompaggio puro, invece, non è contabilizzata in quanto considerata non rinnovabile. La formulazione aggiornata è espressa dall' Eq. ((1.1):

$$Q_{N(norm)} = C_N^{AP} \frac{\left[\sum_{i=N-14}^N \frac{Q_i^{AP}}{C_i^{AP}} \right]}{15} + C_N^{PM} \frac{\left[\sum_{i=N-14}^N \frac{Q_i^{PM}}{C_i^{PM}} \right]}{15} \quad (1.1)$$

dove:

- N = anno di riferimento;
- $Q_{N(norm)}$ = elettricità rinnovabile normalizzata generata da tutte le centrali idroelettriche dello Stato Membro nell'anno N ;
- Q_i = quantità di elettricità effettivamente generata in GWh escludendo la produzione dalle centrali di pompaggio che utilizzano l'acqua precedentemente pompata a monte;
- C_i = potenza totale installata in MW;
- AP = impianti da Apporti Naturali;
- PM = impianti da Pompaggio Misto.

Applicando tale metodologia alla produzione idroelettrica avvenuta nell'arco del 2014, ne risulta una generazione normalizzata di 45.765 GWh, ovvero l' 1,7% in più rispetto al 2013.

La medesima considerazione può essere estrapolata dal grafico delle ore di utilizzazione equivalenti (Figura 1.7), che rappresentano un indicatore molto utile per individuare l'efficienza produttiva degli impianti idroelettrici, in modo semplice ed efficace, come rapporto tra la produzione lorda e la potenza efficiente lorda.

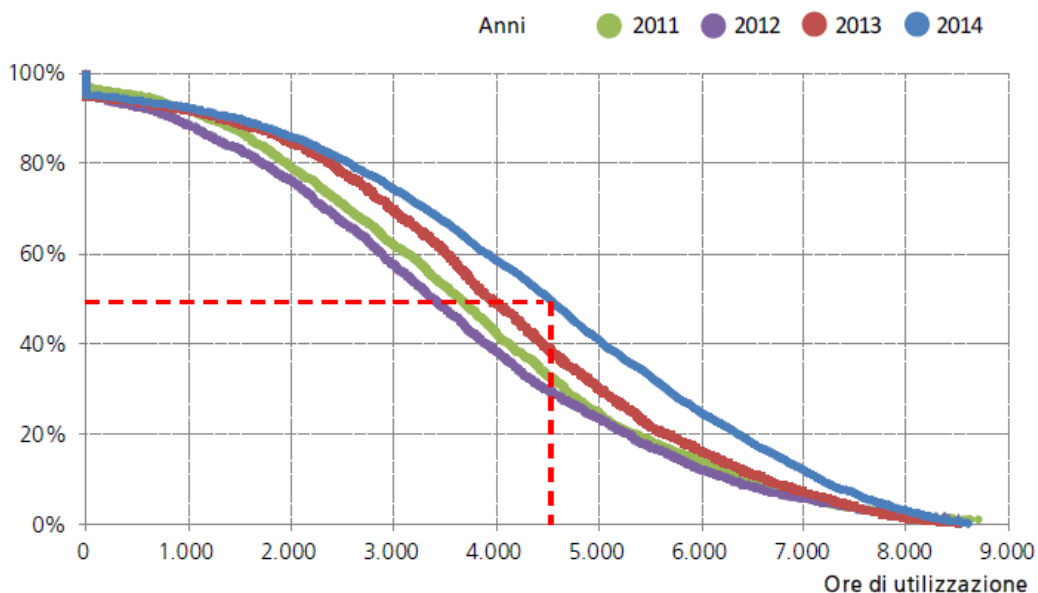


Figura 1.7 Distribuzione % delle ore di utilizzazione degli impianti idroelettrici

Si osserva che le curve relative al biennio 2011-12 sono notevolmente in flessione rispetto al 2013-14, a causa delle condizioni climatiche più sfavorevoli; durante il 2013, infatti, il 50% della potenza installata ha prodotto per almeno 3945 ore, in notevole aumento rispetto alle 3392 del 2012 ed in linea con le 4000 circa riscontrate nel 2010.

1.3 Grande e piccolo idroelettrico

Con “piccolo” o mini-idroelettrico si intende lo sfruttamento del potenziale idrico in impianti di potenza ridotta e conseguentemente minore dimensione delle strutture, permettendo così un basso impatto ambientale e paesaggistico.

Sebbene non esista un limite concordato a livello mondiale, l’UNIDO (“United Nations Industrial Development Organization”) ha proposto una classificazione che individua il “piccolo” idroelettrico negli impianti di potenza installata inferiore a 10 MW :

- Grandi impianti, di potenza superiore a 10 MW;
- Piccoli impianti, di potenza compresa tra 1 e 10 MW;
- Mini impianti, di potenza compresa tra 100 kW e 1 MW;
- Micro impianti, di potenza inferiore a 100 kW;
- Pico impianti, di potenza inferiore a 5 kW.

Tale valore è stato preso come riferimento da diversi Paesi Membri dell’Unione Europea, dall’ESHA (“European Small Hydro Association”), dalla Commissione Europea e dall’UNPEDE (“Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d’Energie Electrique”).

In Italia, secondo un’esigenza puramente legislativa, il limite tra le grandi e piccole centrali è posto a 3 MW di potenza installata: gli impianti di dimensione inferiore producono energia che ha un valore maggiore dal punto di vista della salvaguardia ambientale e per tale motivo venivano concessi degli incentivi e/o un prezzo di ritiro dell’energia particolarmente vantaggioso, sulla base della Delibera AEEG 62/02.

Per quanto concerne la situazione energetica italiana (Figura 1.8), la produzione di energia idroelettrica è dominata dai grandi impianti, i quali, sebbene meno diffusi, contribuiscono in maniera preponderante grazie alla presenza di grandi dighe, soprattutto nel Nord Italia.

Mentre le possibilità offerte dal territorio italiano in questa direzione sono già state sfruttate, a causa dei vincoli imposti dalla geo-morfologia del paese, il mini-idroelettrico presenta ancora grandi potenzialità di sfruttamento: gli impianti godono di una modesta complessità costruttiva e di minori oneri legati alla gestione e manutenzione, rispetto a quelli di taglie superiori.

Grazie alle nuove tecnologie, non è necessaria la presenza di un custode fisso, ma è sufficiente un operatore che effettui dei controlli saltuari per verificare la corretta funzionalità dei componenti elettromeccanici e delle opere idrauliche, mentre i comandi vengono forniti in remoto.

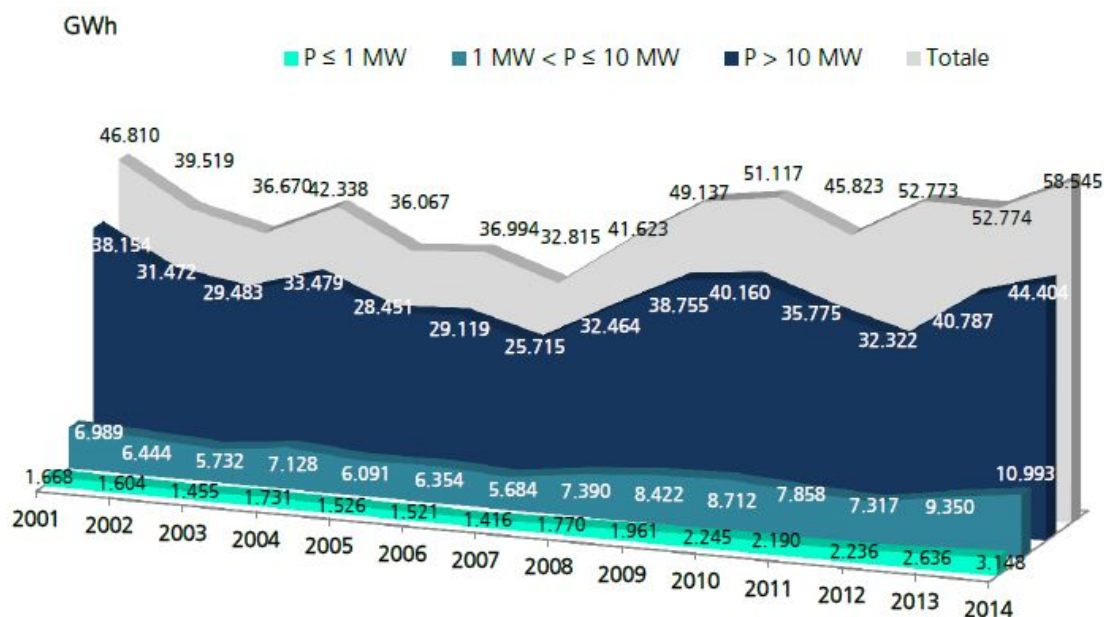


Figura 1.8 Evoluzione della produzione idroelettrica secondo classe di potenza

1.4 Tipologie di impianto

Gli impianti idroelettrici possono essere classificati in base alla regolazione dell'utilizzo di acqua, tramite la capacità di accumulo creata dalle opere di sbarramento; ciò dipende dalla durata di invaso dell'impianto, cioè il tempo necessario per fornire al serbatoio un volume d'acqua pari alla sua capacità utile con la portata media annua del corso d'acqua che in esso si riversa:

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

Gli *impianti ad accumulo (a bacino o serbatoio)* sfruttano la presenza di un bacino idrico, sia esso naturale o artificiale, per la produzione energetica; spesso si tratta di bacini naturali preesistenti, come laghi in alta quota, di cui viene incrementata la capienza tramite sbarramenti o dighe, alte anche diverse decine di metri.

La presenza del serbatoio permette la regolazione dell'afflusso di acqua all'impianto in modo tale da produrre energia secondo necessità. L'acqua scorre all'interno di gallerie e condotte forzate fino alla centrale, più a valle, dove avviene la conversione in energia elettrica tramite la turbina idraulica.

Centrali di questo tipo raggiungono le potenze più elevate (spesso sopra i 10 MW) e necessitano della costruzione di grandi opere civili, tali per cui l'impatto ambientale e sul paesaggio non è trascurabile. Inoltre i bacini possono essere sfruttati come "accumulatori" di energia, pompando acqua nelle ore a minore richiesta di energia: questi sono detti impianti di pompaggio.

Gli *impianti ad acqua fluente* sono sprovvisti di un serbatoio di regolazione dell'afflusso, per cui la portata elaborata coincide con quella del corso d'acqua dove sono installati, a meno del deflusso minimo vitale (necessario a garanzia dell'ecosistema); di conseguenza la turbina produce con tempi e modalità dettate dalla disponibilità idrica del corso d'acqua e, nel caso in cui esso sia in magra e la portata scenda sotto un livello predeterminato, la produzione cessa. Rientrano in tale categoria la stragrande maggioranza degli impianti di mini-idroelettrico installata negli ultimi anni: generalmente il salto sfruttato è minimo rispetto agli impianti ad accumulazione e le dimensioni sono ridotte, con conseguente limitato impatto ambientale.

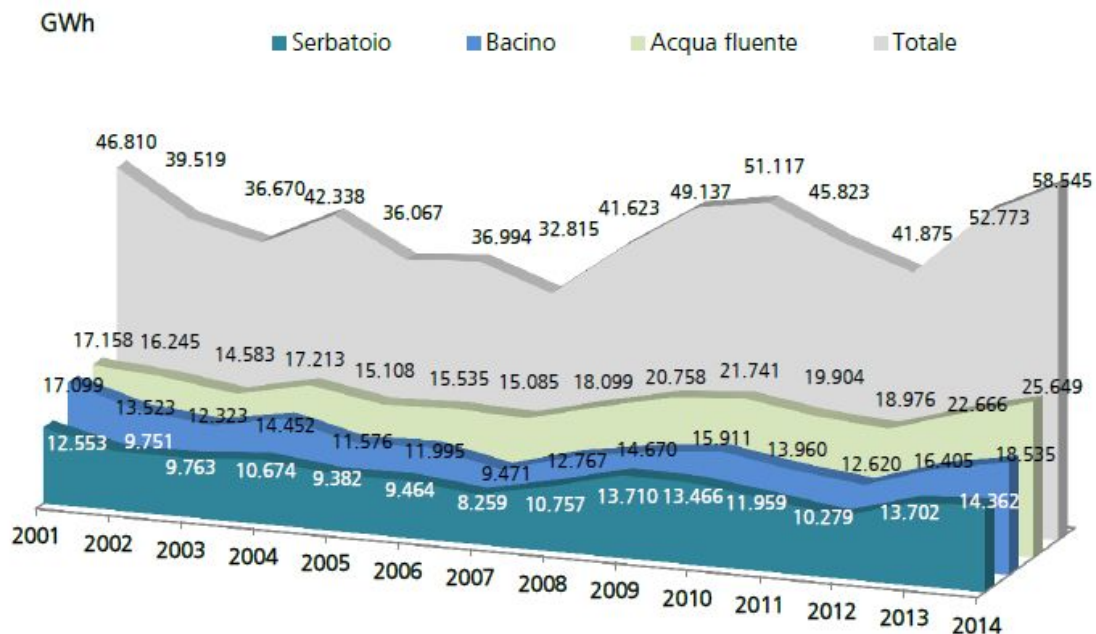


Figura 1.9 Evoluzione della produzione idroelettrica secondo tipologia di impianto

La produzione idroelettrica in Italia (Figura 1.9) è dominata per lo più dagli impianti ad acqua fluente, sebbene essi rappresentino una percentuale inferiore della potenza installata, data la bassa taglia media delle centrali; gli impianti a serbatoio, invece, presentano la maggiore taglia media per impianto, ma contribuiscono solo per il 25% alla produzione totale.

1.5 Ruolo degli impianti nella rete elettrica

Sulla base delle dimensioni e della tipologia degli impianti, è possibile individuarne il diverso ruolo assunto relativamente alla connessione alla rete ed al contributo alla produzione elettrica. Nell'arco della giornata, il consumo di energia elettrica non è costante ma risulta variabile a seconda del periodo dell'anno e della fascia oraria, con un andamento simile a quello presentato in Figura 1.10.

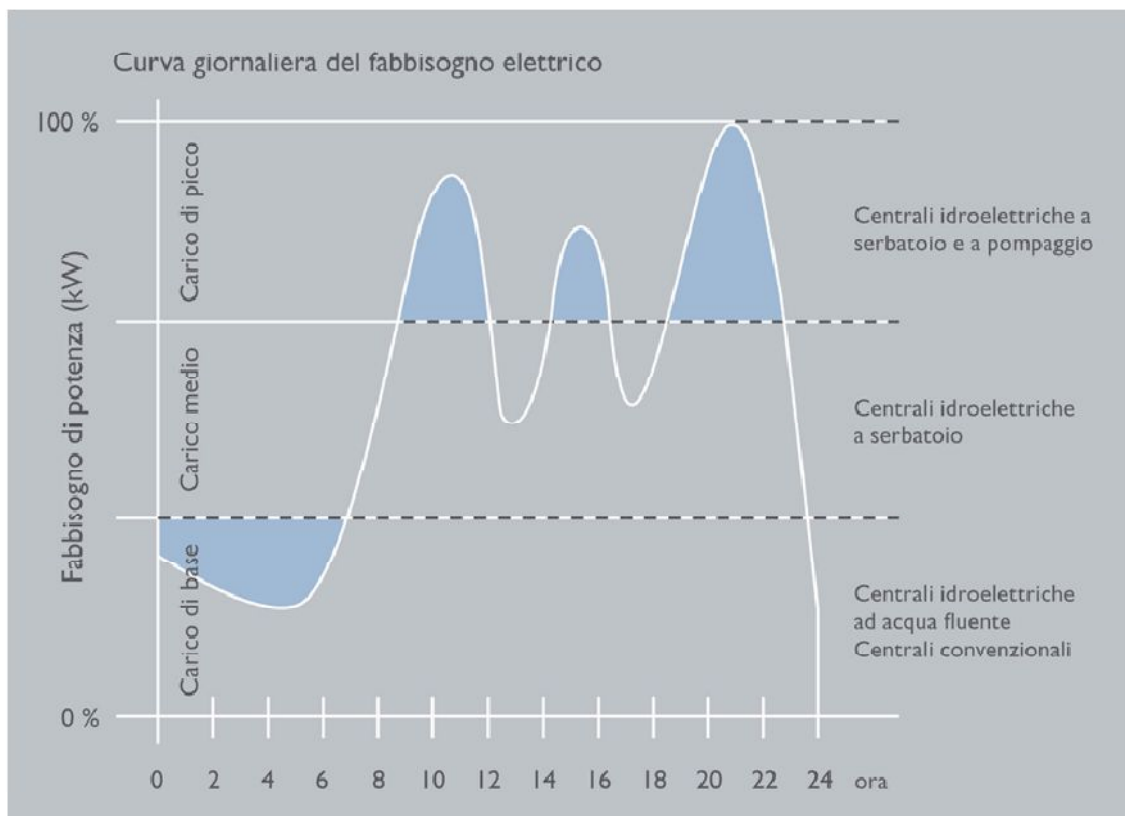


Figura 1.10 Esempio di curva del fabbisogno elettrico giornaliero

Il “carico di base”, ossia la produzione elettrica che copre il fabbisogno energetico di base, è coperto dalle centrali idroelettriche ad acqua fluente, il cui funzionamento avviene in continuo ed è poco variabile nell'arco delle 24 ore. Infatti, poiché per tali impianti il diagramma di produzione non coincide mai con quello di consumo, la loro potenza può essere ben sfruttata solo in parallelo con altri impianti che siano dotati di regolazione; raggiungono così un'utilizzazione della potenza efficiente molto elevata, oltre le 5.000-6.000 ore all'anno.

Per quanto riguarda invece gli impianti ad accumulo, essi sono utilizzati principalmente nella zona del “carico medio” e per coprire le punte di richiesta.

In funzione della capacità del serbatoio (grado di regolazione) gli impianti si distinguono in:

- a regolazione parziale, sono provvisti di modesti serbatoi e consentono di regolare la produzione in base alle variazioni giornaliere o settimanali e l'utilizzazione della potenza efficiente risulta dell'ordine delle 4.000-5.000 ore annue;
- a regolazione totale, dotati di serbatoio di grande capacità che permette una completa regolazione dei deflussi annui, in modo da adattare completamente il diagramma della disponibilità a quello del consumo. Tale risultato si ottiene solitamente tramite un insieme di impianti che utilizzano razionalmente una o più vallate (compresi gli impianti di pompaggio). La potenza efficiente ha un'utilizzazione dell'ordine delle 3.500-4.000 ore all'anno;
- di sola regolazione o di punta, sono provvisti di un volume in grado di trattenere integralmente il deflusso nei periodi di morbida e destinati a funzionare nei soli periodi di magra. Sono così destinati solamente al servizio di punta e la potenza installata è utilizzata per sole 1.000-2.000 ore annue.

In generale, però, gli impianti idroelettrici non sono solo in grado di coprire i picchi, ovvero brevi ma consistenti richieste di energia nella rete che si verificano nell'arco di una giornata, ma possono assolvere anche diversi compiti che riguardano la gestione della rete elettrica stessa: i grandi impianti (sopra i 10 MVA di potenza) sono obbligati a contribuire alla regolazione primaria della rete elettrica, a meno che non sussistano particolari condizioni idrologiche; questa ha lo scopo di ristabilire l'equilibrio di potenza sulla rete elettrica in modo da fermare la variazione della frequenza di rete.

1.6 Classificazione degli impianti sulla base del salto

Un'ultima classificazione riguardo gli impianti idroelettrici considera il salto idraulico a disposizione della turbina, che rappresenta il dislivello tra la quota a cui è disponibile la risorsa idrica svasata ed il livello a cui viene restituita a seguito del passaggio in turbina.

Si distinguono così gli impianti:

- ad alta caduta, con salto disponibile superiore a 100-250 m;
- a media caduta, con salto tra 10-50 e 100-250 m;
- a bassa caduta, che presentano un salto inferiore a 2-10 m.

Le differenze tra gli impianti sopra elencati sono riconducibili a due fattori principali, ovvero schema d'impianto (Figura 1.11) e la turbomacchina utilizzata (Figura 1.12).

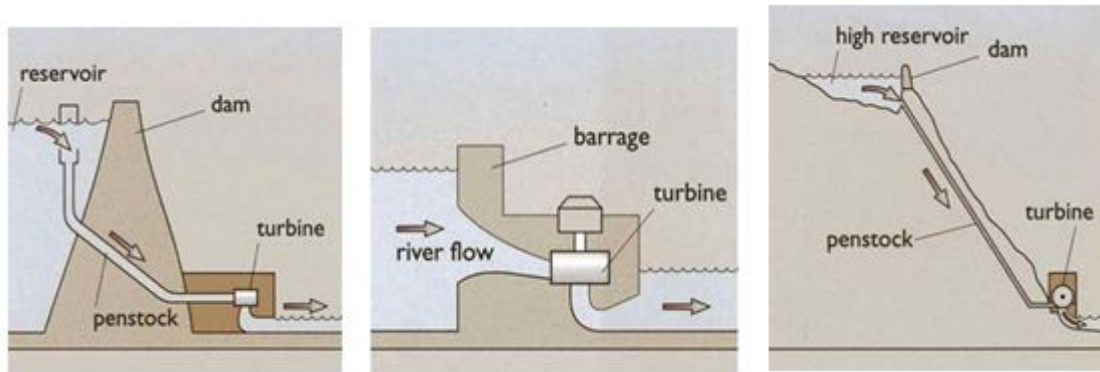


Figura 1.11 Schemi di impianto rispettivamente a bassa, media ed alta caduta

Per quanto riguarda il primo punto, gli *impianti ad alta e media caduta* utilizzano in genere gli sbarramenti per avviare l'acqua verso l'opera di presa, la quale è seguita da un canale di derivazione che la porta alla vasca di carico; da qui viene poi convogliata attraverso una condotta forzata (tubazione in pressione) alla turbina, situata all'interno della centrale elettrica. Le condotte forzate sono opere costose e solitamente uno schema di questo tipo è antieconomico per piccoli impianti.

Gli *impianti a bassa caduta* sono invece realizzati presso l'alveo del fiume ed è possibile scegliere tra due soluzioni impiantistiche: o l'acqua è derivata mediante una breve condotta forzata come avviene per gli impianti a salto più elevato, oppure può essere convogliata attraverso un salto creato da una piccola diga con paratoie a settore, in cui è inserita l'opera di presa, la centrale e l'eventuale scala di risalita dei pesci.

La seconda caratterizzazione riguarda la macchina idraulica che è possibile inserire nell'impianto, la cui scelta è dettata sicuramente dal salto disponibile, oltre che dalla portata.

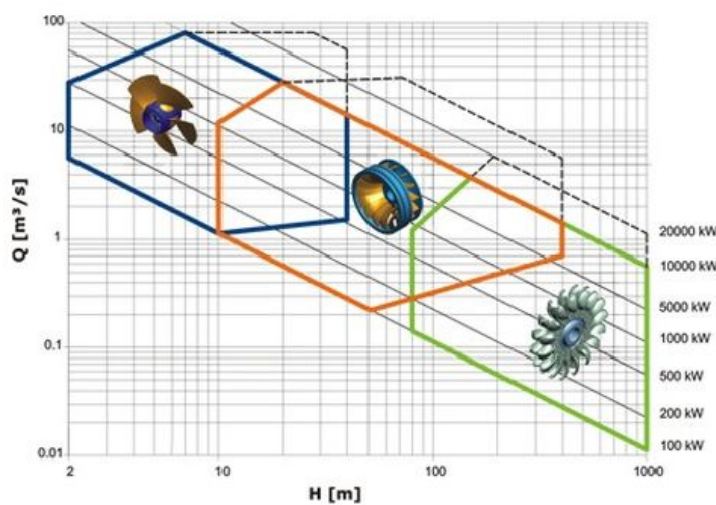


Figura 1.12 Diagramma per la scelta della turbina

Esistono dunque dei range di utilizzo delle macchine idrauliche piuttosto ampi, ma una classificazione generale associa turbine Pelton (e Turgo) ad impianti ad alta caduta, turbine Francis per impianti a media caduta ed infine Kaplan e Coclee (ma anche ruote idrauliche) per impianti a basso salto.

CAPITOLO 2

IMPIANTI A BASSO SALTO

Un impianto idroelettrico è costituito da un insieme di opere idrauliche, civili ed elettromeccaniche, la cui progettazione dipende dalla morfologia del territorio, dalla configurazione adottata e dalle condizioni locali cui si va incontro.

Per quando riguarda gli impianti a basso salto, sono realizzati solitamente presso l'alveo del fiume e si crea un salto con uno sbarramento nel quale sono inserite l'opera di presa, la centrale e la scala di risalita dei pesci.

I principali componenti possono dunque essere classificati come:

- opere di sbarramento;
- opere di presa;
- vie d'acqua;
- opere elettromeccaniche accessorie;
- gruppi di produzione;
- impiantistica di corredo.

I primi tre fanno parte delle *opere civili*, ovvero ciò che rende possibile la derivazione dell'acqua e la restituzione a valle della turbina idraulica, oltre ai sistemi volti a proteggere l'equipaggiamento elettromeccanico da agenti esterni. I restanti rappresentano l'*apparecchiatura elettromeccanica*, cioè i sistemi volti alla trasformazione dell'energia potenziale del fluido in energia meccanica e poi in elettrica, ed i sistemi ausiliari.

2.1 Opere di sbarramento

Le opere di sbarramento comprendono dighe e traverse, che hanno lo scopo principale di deviare il corso d'acqua verso la centrale, passando attraverso il sistema di adduzione.

Le dighe vengono impiegate in impianti idroelettrici ad accumulo e sono opere molto costose e complesse dal punto di vista progettuale, tale per cui difficilmente vengono impiegate nei piccoli impianti. Per il mini idroelettrico ad acqua fluente vengono utilizzate le traverse, cioè delle piccole dighe il cui scopo è di innalzare il livello dell'acqua di monte affinché possa entrare nell'opera di presa; esse devono consentire il libero deflusso dell'acqua che eccede quella derivata, smaltendo contemporaneamente le portate di piena senza ostacoli.

Le traverse possono essere classificate in fisse o mobili a seconda dell'entità della natura dell'alveo fluviale e dell'entità delle portate (derivabili e di piena).

Le *traverse fisse* sono opere semplici, sicure, economiche e richiedono limitata manutenzione; d'altra parte non permettono la regolazione del livello dell'acqua e presentano un profilo adatto ad essere tracimato dalle portate eccedenti. La producibilità dell'impianto ed il livello di monte è così funzione della portata.

Possono essere costruite in muratura, in calcestruzzo, in terra o rocce e la disposizione è spesso rettilinea e perpendicolare al corso d'acqua. Al variare del profilo, sono definite delle funzioni che forniscono la portata e, dal punto di vista idraulico, le traverse a profilo di Creager (Figura 2.1) rappresentano la soluzione ottimale in quanto garantiscono il migliore coefficiente di portata; altre tipologie esistenti sono quelle a parete sottile o quelle a larga soglia.

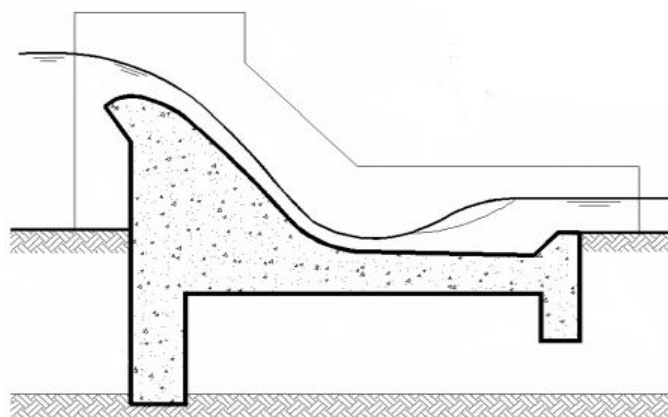


Figura 2.1 Traversa con profilo Creager

Le *traverse mobili* permettono di regolare il livello dell'acqua in modo che resti circa costante in un determinato intervallo di portate e talvolta permettono anche lo scarico a valle dei sedimenti che si depositano a monte. Sono opere più costose e complesse rispetto a quelle fisse, in quanto prevedono una struttura fissa in muratura o calcestruzzo e degli organi mobili, il cui funzionamento richiede continua manutenzione ed una fonte di energia esterna.

Le parti mobili (paratoie) sono progettate in modo tale che l'acqua scorra al di sopra quando sono completamente aperte, senza che questo causi un innalzamento del livello di monte.

Le tipologie più diffuse sono rappresentate in Figura 2.2 e, a seconda del modello, la paratoia può correre, ruotare o capovolgersi; tuttavia la portata smaltita non dipende solo dal tipo di paratoia, ma anche da parametri come il profilo di apertura, di scarico e la forma della traversa che la supporta.

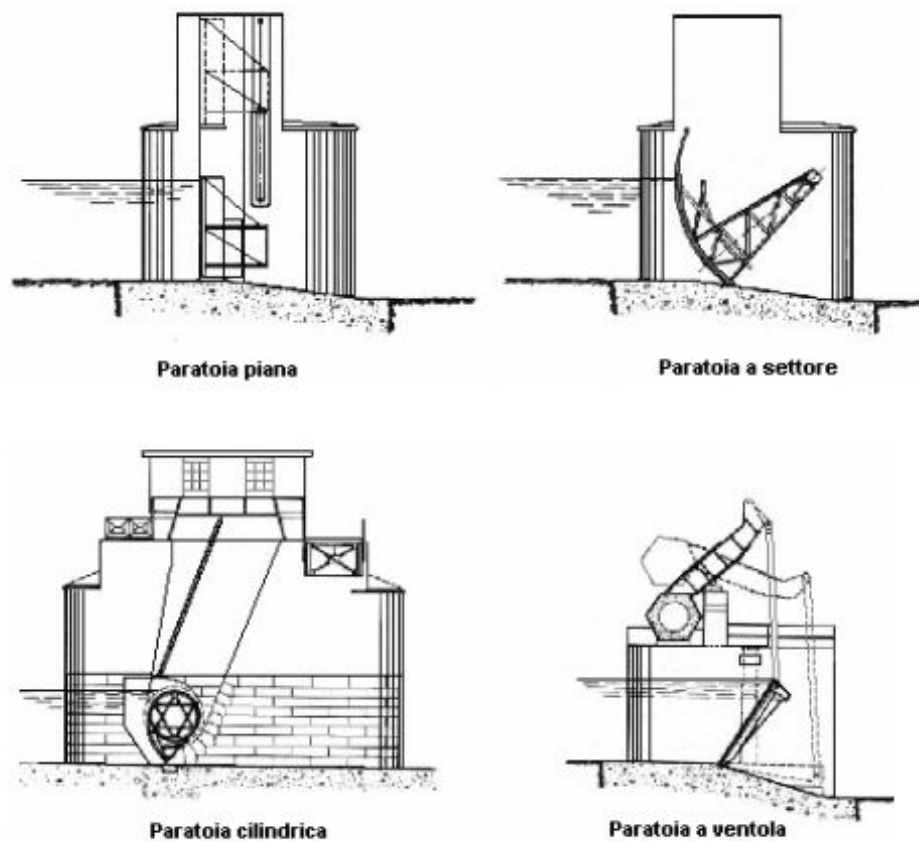


Figura 2.2 Esempi delle diverse tipologie di traverse mobili

Le paratoie piane sono costituite da pareti piane in legno o in acciaio, scorrevoli su guide (gargami) complanari. Sono adatte a luci di massimo 20 m ed altezze di ritenuta fino a 10 m; il problema che ne limita le dimensioni è quello del sollevamento, a causa dei notevoli attriti in gioco dovuti alla spinta dell'acqua.

Le paratoie a settore hanno la forma di un settore cilindrico girevole attorno ad un perno coincidente con l'asse del cilindro; esse sono costituite da una robusta ossatura a traliccio rivestita da una lamiera metallica.

Le paratoie cilindriche sono indicate per luci fino a 40 metri ma con piccole altezze di ritenuta; sono costituite da un cilindro in lamiera di acciaio disposto orizzontalmente ed opportunamente irrigidito da appositi profilati. Il moto di sollevamento avviene per rotazione su un'opportuna cremagliera.

Le paratoie a ventola sono costituite da una struttura piana in ferro, ricoperta di lamiera, girevole intorno ad un asse orizzontale coincidente con il bordo inferiore; si prestano bene per luci fino a 15 metri e altezza di ritenuta non superiore a 5 metri.

Le paratoie a ventola e a settore si prestano assai bene al comando automatico.

2.2 Opere di presa

L'opera di presa è una struttura per deviare l'acqua in un condotto che la adduca alla centrale idroelettrica (Figura 2.3); deve così essere in grado di indirizzare nel canale di carico la quantità di acqua prevista, fungendo da elemento di transizione tra un corso d'acqua ed il canale di derivazione.

Il progetto della presa deve considerare adeguatamente vincoli di tipo idraulico e strutturale, geotecnico ed ambientale, ed infine economico e operativo, in modo tale da evitare l'insorgere di problemi di tipo manutentivo e di esercizio. Lo scopo è quello di ridurre al minimo le perdite di carico (che in tale tipo di impianti sono di solo un ordine di grandezza inferiore rispetto al salto) ed al contempo non permettere l'ingresso di materiali solidi nei canali a valle; per questo sono presenti delle opere complementari, ovvero una griglia, un sistema di dissabbiamento ed uno sghiaiatore.

La localizzazione di un'opera di presa dipende da molteplici fattori come la geologia del sito, i vincoli ambientali, la sommersione ed il dissabbiamento; l'orientamento della presa rispetto al flusso è fondamentale per minimizzare l'accumulo del materiale sulla griglia, che potrebbe in taluni casi portare a problemi manutentivi e di fermo impianto. La disposizione ottimale prevede che la griglia sia disposta perpendicolarmente alla traversa, in modo che durante i periodi di piena i detriti siano spinti al di sopra della soglia.



Figura 2.3 Esempio di opera di presa laterale

Esistono principalmente due tipologie di opere di presa, ovvero quelle in pressione (utilizzate per prelevare l'acqua da serbatoi) ed a superficie libera; queste ultime sono tipiche di impianti ad acqua fluente per alimentare poi altre vie d'acqua a pelo libero che terminano nel bacino di carico. Le opere di presa superficiali sono costituite da una serie di soglie fisse disposte parallelamente allo sbarramento, con il ciglio inferiore parallelo alla corrente e posto ad un livello superiore rispetto a quello del letto del fiume, in modo che il materiale più grossolano trasportato sul fondo non entri nel canale derivatore.

Le prese di derivazione (a pelo libero) si classificano ulteriormente in frontali, laterali o a trappola, le cui caratteristiche principali sono illustrate in Tabella 2.1.

		Pendenza del corso d'acqua	Larghezza del corso d'acqua	Andamento planimetrico del corso d'acqua	Trasporto di sedimenti
Presa laterale	su lato esterno curva	0,001%<J<10%	Tutte le larghezze	In curva è ottimale	Forte trasporto di fondo, modesto trasporto in sospensione
	con canale sghiaiatore	0,01%<J<10%	B<50m	Possibile su tratti rettilinei con contromisure	Forte trasporto di fondo con continuo spurgo, forte trasporto in sospensione
Presa frontale	con canale sghiaiatore	0,01%<J<10%	B<50m (B<500m per opere poco costose)	Rettilineo è l'ottimo, mentre in presenza di curve è possibile con contromisure	Forte trasporto di fondo con continuo spurgo, fortissimo trasporto in sospensione
Presa a trappola		J>10% preferibile, ma possibile anche con 2,5%	B<50m (B<500m per strutture che coprono solo parte della larghezza)	Rettilineo	Forte trasporto di fondo (solo particelle di grandi dimensioni)

Tabella 2.1 Caratteristiche dei tipi di presa

Le prese laterali sfruttano una curva del fiume oppure un canale di sedimentazione. Nel primo caso, si frutta la presenza di una forte corrente secondaria che scorre sul lato esterno della curva ed evita che il materiale sul fondo entri nella presa; il secondo tipo utilizza invece un canale, realizzato tramite una scogliera di massi di grandi dimensioni, che previene l'ingresso nella presa sia del materiale di fondo che di quello sospeso.

Le prese frontali sono la tipologia più adatta per i tratti rettilinei dei fiumi e sono equipaggiate con un canale di sedimentazione, che deve essere continuamente sghiaiato.

Le prese a trappola sono generalmente utilizzate in torrenti o altri corsi d'acqua a forte pendenza; la tipologia più diffusa è costituita da un canale, realizzato all'interno del letto del fiume, che lo attraversa trasversalmente ed è protetto da una griglia con una pendenza maggiore di quella del letto del fiume. Le barre della griglia sono orientate parallelamente al flusso dell'acqua.

2.3 Vie d'acqua

Una volta che in una centrale idroelettrica siano state definite le posizioni della presa, dell'edificio di centrale e della restituzione, la portata derivata dovrà essere convogliata nella centrale attraverso un percorso individuato da canali a pelo libero, piuttosto che da gallerie in pressione come avviene negli impianti di più grandi dimensioni. Infatti i canali presentano una superficie bagnata inferiore e di conseguenza anche perdite di carico minori rispetto alle gallerie, a parità di sezione di fluido; il basso livello di pressione presente, inoltre, riduce il costo unitario dell'opera.

Da un punto di vista puramente teorico la forma del canale idraulicamente più efficiente sarebbe quella di sezione semicircolare, in quanto quella che presenta il minimo perimetro bagnato; tuttavia, a causa dei costi e delle problematiche di manutenzione maggiore, nella pratica la forma adottata per i canali derivatori all'aperto è solitamente quella trapezoidale, la cui inclinazione delle sponde dipende dalla morfologia del terreno. Il rivestimento delle pareti e del fondo è fatto in calcestruzzo o muratura con intonaco liscio, che comporta una diminuzione della scabrezza superficiale e dunque un aumento della velocità ammissibile, a pari perdite di carico.

Il dimensionamento dei canali deve poi tenere in considerazione una certa distanza tra il pelo libero e il coronamento del canale per evitare che le onde tracimino oltre le sponde. Un modo per evitare l'esonazione è quello di prevedere degli sfioratori ad intervalli adeguati: ogni eccesso di acqua in arrivo è scaricato, attraverso lo sfioratore, in un corso d'acqua esistente o in un apposito canale di scolo. Altro utilizzo degli sfioratori è quello di limitare la portata derivata ad un valore inferiore a quello di concessione idroelettrica, mediante quelli che vengono chiamati comunemente sfioratori limitatori.

Infine, una volta che l'acqua è turbinata, viene riportata all'alveo del fiume attraverso un canale di restituzione; il raccordo con il fiume deve essere graduale in modo da evitare fenomeni di erosione. Il canale è a pelo libero ed è progettato in modo tale da permettere lo smaltimento del flusso anche in caso di piena senza che il livello interferisca con la girante della turbina.

Soprattutto nel caso che la turbina installata sia a reazione, il livello della restituzione influenza il funzionamento della turbina e più specificatamente l'insorgenza di fenomeni di cavitazione; tale livello determina anche il salto netto disponibile ed in impianti a bassa caduta può avere un'influenza decisiva sull'economia dell'impianto.

2.4 Opere elettromeccaniche accessorie

Le opere consistono nell'insieme dei sistemi complementari alla presa ed alla restituzione a cavallo della centrale idroelettrica. Procedendo l'analisi da monte a valle, è possibile individuare i seguenti componenti:

- dispositivi per limitare l'ingresso di materiale;
- paratoia di macchina;
- paratoie di by-pass e di scarico sincrono.

Per quanto riguarda i *dispositivi di limitazione dell'ingresso di materiale*, come già accennato, consistono in una griglia e relativo meccanismo sgrigliatore anteposti alla bocca di presa, per evitare l'ingresso di corpi galleggianti e/o grosse pietre. La griglia è realizzata in più elementi costituiti da una serie di barre con spaziatura costante e se c'è il rischio che il corso d'acqua durante la stagione delle piene possa trasportare grandi quantità di materiale, è opportuno installare una griglia amovibile di dimensioni maggiori e con barre molto spaziate, da 100 a 300 mm, a monte della griglia principale, per salvaguardarne il corretto funzionamento.

Le barre costituenti la griglia sono fatte in acciaio inossidabile o materiale plastico ed hanno profilo tondo o alare, per limitare il più possibile le perdite di carico e l'insorgenza di fenomeni turbolenti; la spaziatura varia tra 50 e 150 mm a seconda del tipo di turbina installata (maggiore per Kaplan) e l'area netta di passaggio dell'acqua in griglia deve essere tale che la velocità sia intorno ad 1 m/s.



Figura 2.4 Esempio di griglia con sgrigliatore automatico

Le griglie sono fatte in modo tale da poter essere rimosse e sostituite nel caso in cui sia necessario effettuare interventi di manutenzione o riparazione, e per tali motivi sono imbullonate all'intelaiatura di supporto o alloggiare in fessure verticali. Nel caso in cui il fiume trasporti dei detriti di grandi dimensioni, possono essere precedute da sistemi paragalleggianti fatti in legno, plastica o strutture prefabbricate in acciaio.

Se il corso d'acqua trasporta frequentemente fogliame od altri materiali che possono intasare le griglie, si prevedono rastrelli automatici per la loro pulizia (sgrigliatori): essi possono essere progettati in modo da intervenire ad intervalli di tempo prestabiliti o quando si verifica una perdita di carico superiore ad una soglia preimpostata, a cavallo della griglia. In questo secondo caso è presente un sensore di misura della perdita.

Lo sgrigliatore (Figura 2.4) è azionato in genere da un cilindro oleodinamico che muove un pettine montato su un braccio incernierato ad un'estremità; il pettine è costituito da una serie di rebbi, montati su supporto in poliammide, che occupano lo spazio tra le barre. La massa sgrigliata viene sollevata fino in testa e scaricata in una canaletta o nastro trasportatore, che la porta in vasche di recupero o container per il trasporto e smaltimento.

Tra la griglia e la bocca di presa è presente una *paratoia di macchina* con lo scopo di consentire sia la parzializzazione delle bocche di presa, sia la chiusura totale: è progettata per essere chiusa in caso di fuori servizio anche con la massima portata della turbina, permettendo lo svuotamento dell'adduzione dall'acqua, e per essere aperta, anche parzialmente, per consentire il riempimento della camera di turbina. Sono paratoie piane nella maggior parte dei casi, con organo di movimentazione oleodinamico.

Lo *scarico sincrono* consiste in una valvola che si apre durante le brusche manovre, affinché la portata sia mantenuta circa costante e si eviti il fenomeno del colpo d'ariete; la sua chiusura avviene mediamente tra 20 e 30 secondi. La situazione più critica si verifica quando il gruppo di potenza turbina-alternatore funziona al massimo carico ed, a causa di una perturbazione alla rete elettrica, si apre l'interruttore che collega il generatore alla rete medesima: tutta la potenza della turbina si scarica quindi sulle masse rotanti del gruppo, causandone un incremento molto elevato di velocità di rotazione (sovra velocità); in tal caso è necessario provvedere alla rapida apertura dello scarico sincrono per permettere alla portata di acqua di effettuare il by-pass della turbina.

2.5 Gruppi di produzione

All'interno dell'edificio di centrale è contenuto il gruppo di produzione vero e proprio, costituito da turbina idraulica, generatore e moltiplicatore di giri, quando presente.

2.5.1 Turbina

La turbina è la macchina in grado di trasformare l'energia potenziale posseduta dall'acqua in energia meccanica di rotazione resa disponibile all'albero. E' costituita essenzialmente da un organo fisso (distributore) e da un organo mobile (girante) movimentato dall'acqua; il compito del distributore è di indirizzare correttamente il fluido in arrivo alla girante, in modo da limitare il più possibile gli urti e le perdite per attrito a cavallo delle pale.

Inoltre il distributore funge anche come organo di regolazione: variando la sezione delle luci di passaggio tramite circuito oleodinamico, si riesce a seguire meglio la variazione della portata (e quindi della potenza) di macchina.

Per avere ottime caratteristiche in termini di producibilità e rendimento, la turbina dovrà essere adeguata alle caratteristiche del sito in termini di salto e portata: la quasi totalità degli impianti a basso salto ad acqua fluente utilizza turbina *Kaplan* (Figura 2.5) o *semi-Kaplan*.

Si tratta di turbine a reazione a flusso assiale, le cui pale della girante sono sempre regolabili, mentre quelle del distributore possono essere fisse o regolabili, distinguendo così le semi-Kaplan (o "a singola regolazione") dalle Kaplan (o "a doppia regolazione"). Un'ulteriore distinzione si ha in termini di alimentazione perché queste ultime possono averla solo radiale, mentre per le semi-Kaplan può essere anche assiale.

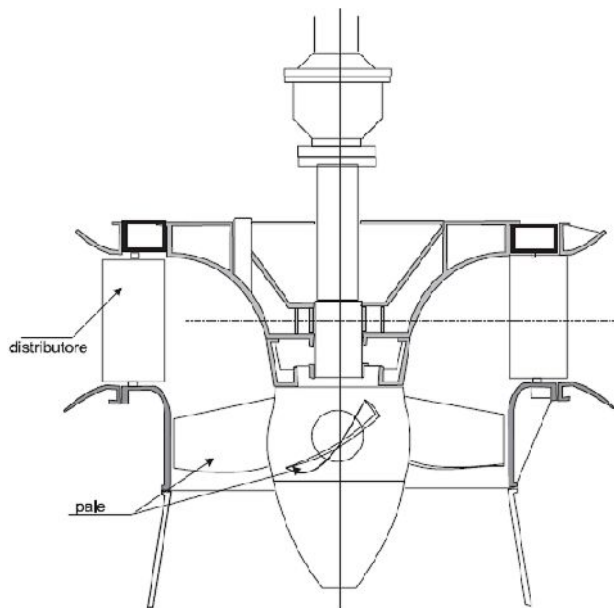


Figura 2.5 Schema di una turbina Kaplan

L'orientamento delle pale ha un effetto favorevole per le turbine installate in impianti fluviali con oscillazione del salto; le pale si muovono ruotando attorno ad un perno solidale con un sistema di bielle-manovelle collegate ad un tirante verticale, posto all'interno dell'albero di turbina (cavo), che è azionato tramite un servomotore idraulico.

Oltre alle tipologie sopra descritte, esistono le turbine ad elica, con pale di girante e distributore fisse, che sono utilizzate nei casi in cui il salto e la portata restano pressoché invariati.

Infine, essendo la macchina a reazione, quando l'acqua esce dalla girante, attraversa un condotto di forma divergente (diffusore), necessario per il recupero dell'energia cinetica allo scarico, in modo da limitare le perdite.

Gli impianti a bassa caduta (2 - 10 m), per essere convenienti, devono elaborare grandi portate (10–100 m³/s) che richiedono turbine con diametri di macchina compresi tra 1,6 e 3,2 m di diametro.

Poiché la macchina a singola regolazione presenta un valore di portata minima tecnica turbinabile, tale per cui la macchina non sia soggetta ad uno scadimento eccessivo delle prestazioni, pari a circa il 40% di quella nominale (Figura 2.6), ogni qualvolta si va incontro a situazioni caratterizzate da forte variabilità delle portate fino a sotto il 40% di quella di progetto, è opportuno utilizzare una macchina a doppia regolazione; quest'ultima presenta un campo di utilizzo maggiore, con portata minima tecnica fino al 20%, sebbene a fronte di costi della macchina più elevati a causa del sistema di regolazione delle pale del distributore.

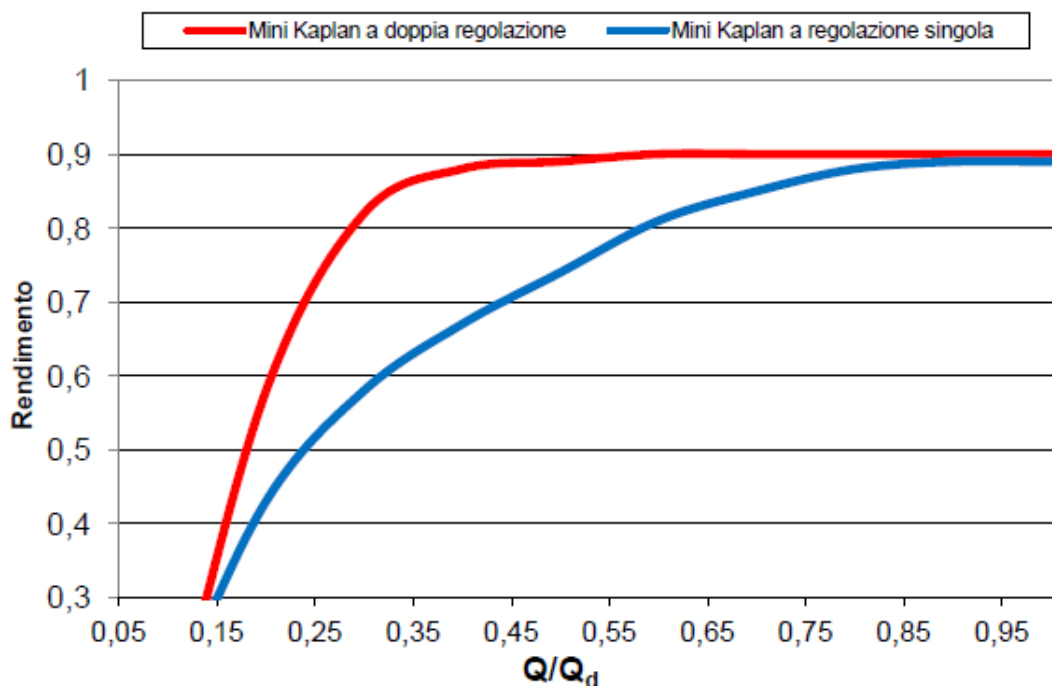


Figura 2.6 Curve caratteristiche di Kaplan a singola e doppia regolazione

Tuttavia potrebbe risultare più interessante installare, al posto di un'unica macchina, più gruppi di potenza unitaria inferiore ed adattare il numero di macchine in esercizio a seconda della portata disponibile, in modo che possano lavorare circa a pieno regime con un rendimento globale più elevato, sebbene il costo di investimento per l'acquisto di più macchine sia maggiore, a parità di potenza globalmente installata nell'impianto.

I vantaggi dell'impiego di turbine multiple sono diversi:

- si riduce il peso e le dimensioni di ogni singola macchina, facilitandone il trasporto ed il posizionamento;
- diminuisce il diametro di ruota con conseguente della luce delle strutture di centrale e del relativo spessore;
- aumenta la velocità di rotazione con la decrescita del diametro, per cui si ha una coppia di entrata al moltiplicatore inferiore;
- utilizzando gruppi identici, si riduce il numero di pezzi di ricambio da tenere a magazzino e diminuiscono i costi di progettazione.

Le turbine Kaplan sono quelle che presentano il più grande numero di configurazioni possibili e, per limitare i costi complessivi di opere civili ed elettromeccaniche, sono state concepite delle configurazioni "classiche" (Tabella 2.2), che si differenziano in base alla direzione del flusso in ingresso turbina, al sistema di intercettazione dell'acqua ed al tipo di moltiplicatore.

Configurazione	Flusso	Sistema di chiusura	Moltiplicatore
Kaplan verticale	Radiale	Distributore	Assi paralleli
Semi-Kaplan con adduzione a sifone	Radiale	Sifone	Assi paralleli
Semi-Kaplan inclinata sifonata	Assiale	Sifone	Epicicloidale
Kaplan a S	Assiale	Paratoia di macchina	Assi paralleli
Kaplan inclinata a rinvio d'angolo	Assiale	Paratoia di macchina	Conico
Semi-Kaplan a pozzo	Assiale	Paratoia di macchina	Epicicloidale

Tabella 2.2 Possibili configurazioni di turbina Kaplan

Gli schemi di impianto delle diverse configurazioni sono illustrate in Figura 2.7.

L'intercettazione a sifone è affidabile, poco costosa ed abbastanza rapida da evitare che la turbina vada in fuga, ma è piuttosto rumorosa durante le operazioni d'avvio e d'arresto dell'impianto se non vengono realizzate delle protezioni insonorizzanti.

Le centrali interrate o semi-interrate sono la soluzione ottimale per mitigare l'impatto visivo ed acustico, ma sono realizzabili solo adottando configurazioni di turbina a S, inclinata, a rinvio d'angolo a 90° o in pozzo:

- quella a rinvio d'angolo consente di utilizzare un generatore standard, affidabile, compatto ed economico;
- quella ad S sta diventando molto popolare, sebbene abbia l'inconveniente che l'asse della turbina attraversi il condotto di scarico o di adduzione;
- quella a pozzo ha il vantaggio che rende più semplici le operazioni di manutenzione ed ispezione, in quanto gli organi meccanici sono più facilmente accessibili.

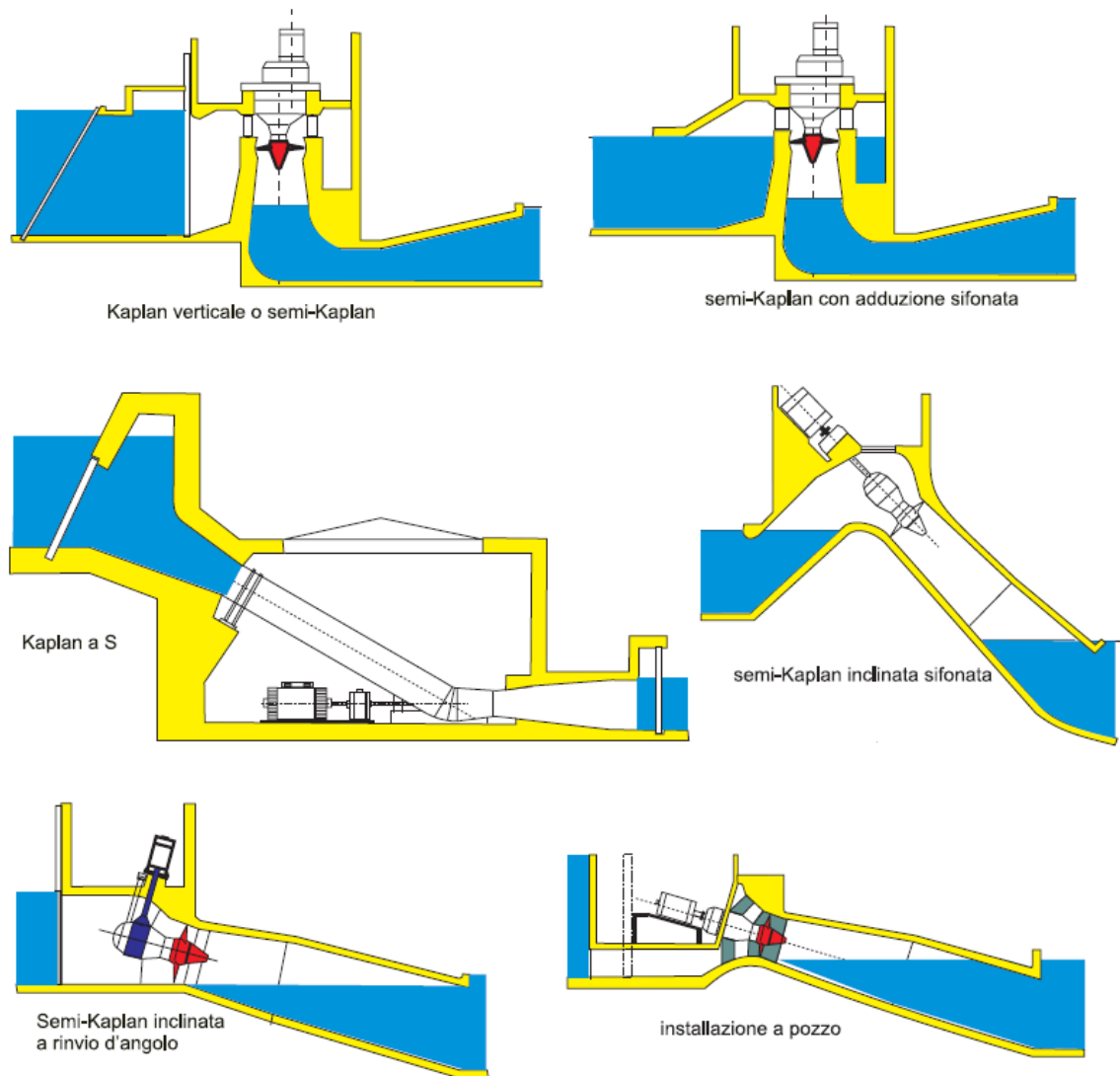


Figura 2.7 Schemi delle configurazioni di turbina Kaplan

Infine è bene menzionare le *coclee idrodinamiche*, che rientrano nella categoria delle macchine a gravità e sono utilizzate in piccolissimi impianti e con un salto massimo di 5 – 6 m; l'acqua discende all'interno delle camere individuate dalla vite messa in rotazione e, passando dal punto più alto a quello più basso, produce un momento torcente sull'albero della macchina, che produce energia meccanica. Sono dunque macchine volumetriche con costi ed opere civili ridotti; permettono il transito di corpi di piccole e medie dimensioni, hanno vita utile elevata e buoni rendimenti ai carichi parziali, sebbene si pongano in un range di rendimento decisamente inferiore rispetto alle turbine Kaplan.

2.5.2 Moltiplicatore

Nel caso in cui la turbina ed il generatore ruotino alla medesima velocità e possano essere installati assialmente, viene eseguito un accoppiamento diretto che limita le perdite e riduce gli interventi di manutenzione. Tuttavia nel caso in cui la turbina ruoti ad una velocità inferiore a 400 rpm, come accade in gran parte dei piccoli impianti idroelettrici, allora è necessario ricorrere ad un moltiplicatore di giri per raggiungere i 750–1.500 rpm richiesti dai generatori standard.

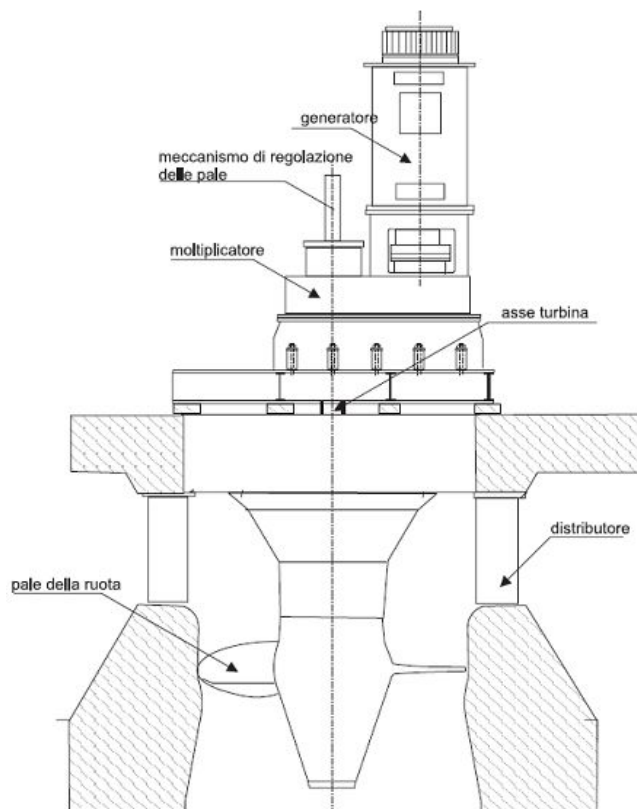


Figura 2.8 Schema con moltiplicatore ad assi paralleli

Altro aspetto fondamentale è la lubrificazione degli ingranaggi per assicurare l'affidabilità richiesta al componente.

I moltiplicatori possono essere classificati in funzione del tipo di ingranaggi utilizzati per effettuare il collegamento tra i due organi rotanti a velocità diverse:

- *paralleli* (Figura 2.8), che sono più idonei per le medie potenze ed utilizzano ingranaggi elicoidali su assi paralleli;
- *conici*, che sono limitati alle piccole potenze ed utilizzano ingranaggi conici a spirale per un rinvio d'angolo di 90°;
- *epicicloidali*, che sono più adatti per potenze superiori ai 2 MW ed adottano ingranaggi epicicloidali che garantiscono elevata compattezza dell'insieme.

Per quanto riguarda la scelta dei supporti adatti, per impianti di dimensioni inferiori ad 1 MW si utilizzano cuscinetti a rulli, mentre per potenze superiori questi non sarebbero in grado di garantire una durata sufficiente e così sono impiegati generalmente dei supporti idrodinamici (in bagno d'olio) con un duplice vantaggio: la durata non è soggetta a fenomeni di fatica e la contaminazione dell'olio di lubrificazione è sopportata con un margine maggiore.

Tuttavia la presenza dei moltiplicatori è anche la causa della maggior parte degli interventi di manutenzione degli impianti di mini-idroelettrico: il circuito di lubrificazione è quello che causa gran parte dei problemi, per l'intasamento dei filtri o per l'aggiunta di acqua nel circuito. Per questo motivo, e per la perdita di circa il 2% sul rendimento di impianto a causa della sua presenza, la tendenza attuale è di orientarsi, quando possibile, verso l'accoppiamento diretto.

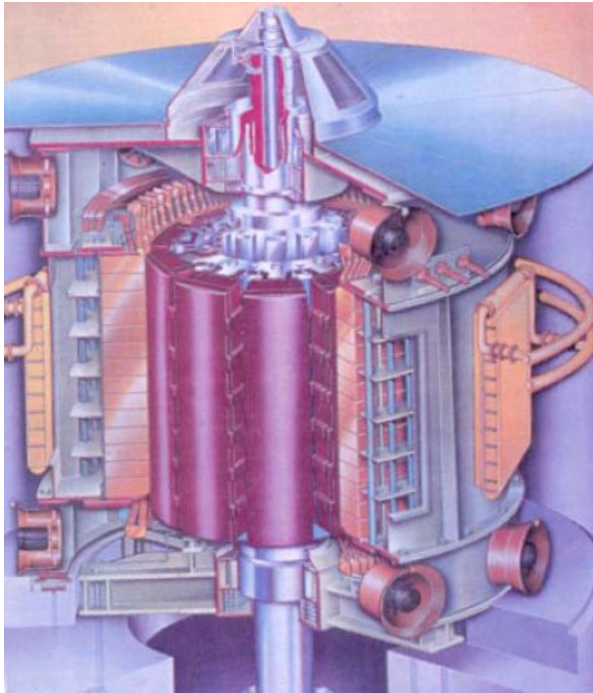
2.5.3 Generatore

Il compito dei generatori è trasformare in energia elettrica l'energia meccanica prodotta dalla turbina; sono composti da un'armatura fissa ed una variabile, ed il principio di funzionamento sfrutta il fenomeno dell'induzione elettromagnetica.

Attualmente si installano generatori a corrente alternata (alternatori) trifase, i cui dati di targa sono scelti a partire dalla potenza attiva erogata dalla macchina: per ottenere il dato di potenza nominale, espresso in kVA o MVA, è necessario aver noto il fattore di potenza nominale ($\cos\phi$), il cui valore è racchiuso generalmente nell'intervallo 0,85 – 0,90. Al diminuire del fattore di potenza, aumenta il costo dell'alternatore, per cui viene spesso eseguito un rifasamento per diminuire le dimensioni di macchina ed anche le perdite di potenza sulle reti di trasporto.

La tensione nominale è determinata dalla potenza dell'alternatore e viene scelta tra dei valori normalizzati sulla base di considerazioni economiche riguardanti la costruzione della macchina e il dimensionamento delle sbarre e dell'apparecchiatura di collegamento al trasformatore. Di norma si cerca di generare a 380 V fino a 1.400 kVA e da 6 kV fino a 30 kV per potenze superiori; la tensione a 380V ha infatti il vantaggio di poter impiegare trasformatori normalizzati da distribuzione ed alimentare direttamente gli ausiliari dal secondario, senza utilizzare trasformatori MT/BT.

La velocità di rotazione degli alternatori è legata alla frequenza della rete, che in Europa è di 50 Hz, ed al numero di coppie polari (inversamente proporzionale); quelli collegati alle macchine idrauliche presentano generalmente basse velocità, con velocità periferiche massime ammissibili attorno a 130 – 160 m/s a seconda della tipologia costruttiva: questo limita anche il diametro massimo del rotore in funzione della velocità di fuga della turbina, ovvero quella raggiunta in caso di improvviso distacco del carico esterno, a causa di un guasto dell'eccitazione o dell'apertura dell'interruttore di parallelo.



Date le elevate velocità di rotazione ed il calore sviluppato nei circuiti elettrici e magnetici è molto importante il circuito di raffreddamento interno all'alternatore, che nella maggior parte dei casi è realizzato ad aria in circuito aperto: dei ventilatori calettati all'albero aspirano l'aria, che esce poi dopo aver attraversato l'interno. Tuttavia questo sistema è adatto solamente a potenze ridotte, mentre per dimensioni maggiori si impiega un raffreddamento in circuito chiuso con circolazione forzata dell'aria all'interno, e successivo raffreddamento in scambiatori aria-acqua sistemati di solito nello scarico della turbina.

Figura 2.9 Sezione di un alternatore ad asse verticale

Dal punto di vista impiantistico, i generatori possono essere ad asse orizzontale o verticale (Figura 2.9), seguendo tendenzialmente la stessa disposizione della turbina; un aspetto cruciale è quindi la modalità di disposizione dei supporti.

In base alla rete a cui viene allacciato l'impianto idroelettrico è possibile distinguere due tipologie principali di alternatori, asincroni o sincroni:

- i generatori *asincroni* sono costituiti da semplici motori ad induzione a gabbia di scoiattolo senza regolazione della tensione. La potenza reattiva necessaria per la magnetizzazione è assorbita dalla rete ed è compensata mediante dei banchi di condensatori, quando lo si ritiene necessario;
- i generatori *sincroni* presentano un sistema di eccitazione associato ad un regolatore di tensione che serve anche per la sincronizzazione alla rete. Possono funzionare anche staccati dalla rete (ovvero in isola) e fornire la potenza reattiva richiesta nel caso in cui invece siano collegati ad una rete; il rendimento è da 2 a 4 punti percentuali superiore rispetto all'asincrono.

Sotto i 500 kVA di potenza richiesta si utilizzano sempre generatori asincroni, a meno di casi in cui sia richiesto il funzionamento in isola, a causa del maggiore costo di quelli sincroni; sopra i 5000 kVA circa, e se la potenza del generatore rappresenta una quota importante del carico del sistema (piccole reti), sono utilizzati generatori sincroni. Nel range intermedio di potenze la scelta del tipo di alternatore è condizionata dalle caratteristiche di rete.

2.6 Impiantistica di corredo

Oltre ai principali componenti già elencati, è presente un insieme di sottosistemi a corredo dell'impianto, che provvedono a garantire il corretto funzionamento dello stesso.

2.6.1 Sistemi di comando e controllo

L'insieme di tutte le apparecchiature di comando, controllo e misure, viene generalmente riunito in un unico locale all'interno dell'edificio di centrale, che prende il nome di "Sala quadri". All'interno di questa struttura sono situati i pannelli ed i quadri di interfaccia della centrale con la rete elettrica, di controllo del corretto funzionamento, di protezione in caso di guasto e di comando della centrale. Il controllo avviene per mezzo di sistemi atti a misurare il livello di tensione, l'intensità e la frequenza della corrente, l'energia prodotta ed il fattore di potenza, che sono posizionati tra i morsetti del generatore ed il trasformatore.

Poiché la maggior parte delle centrali di piccole dimensioni sono gestite senza la presenza di personale in pianta stabile, allora il sistema di gestione è automatizzato e sono implementate delle logiche di controllo che permettono di aumentare la disponibilità dell'impianto, facendo in modo che le turbine lavorino nelle condizioni ottimali per la conversione energetica.

2.6.2 Servizi ausiliari

Essi rappresentano l'insieme di tutti quei servizi che sono necessari al funzionamento ed alla sicurezza dei macchinari principali; per tale motivo deve essere assicurata la loro alimentazione in continuo, anche nel caso in cui la centrale sia ferma.

Il consumo dei servizi ausiliari di una centrale idroelettrica è generalmente compreso tra l'1% ed il 3% della potenza elettrica complessivamente installata, mentre l'alimentazione può avvenire in corrente alternata o continua, a seconda della dimensione dell'impianto e del tipo di servizio che viene considerato.

Tra i servizi che normalmente sono alimentati in corrente continua (alla tensione di 110 V), si trovano i circuiti di comando, regolazione, protezione, segnalazione e le luci di sicurezza; sono invece alimentati in corrente alternata (generalmente alle tensioni di 220/380 V) la pompa olio del regolatore di turbina, le pompe d'olio dei cuscinetti di alternatore e generatore, il compressore del polmone di aria per il sistema di regolazione della turbina ed i dispositivi antincendio. Infine, è compresa anche la sottostazione di trasformazione, con annessi i dispositivi di protezione contro i sovraccarichi e le scariche atmosferiche, i contatori e l'interruttore principale che serve a staccare l'impianto dalla rete.

CAPITOLO 3

AMMODERNAMENTO DI UN IMPIANTO IDROELETTRICO

Gli impianti per la produzione di energia idroelettrica sono tra i sistemi più robusti, affidabili e durevoli mai prodotti; la caratteristica robustezza delle parti utilizzate permette ai proprietari di continuare ad esercire gli impianti per decine di anni senza effettuare interventi particolarmente significativi.

La vita utile di una turbina, prima che si rendano necessari grandi interventi per riportarla ai livelli di performance iniziali e per ristabilirne l'integrità meccanica per il corretto funzionamento, si attesta tra i 30 ed i 50 anni, in funzione del tipo, della qualità costruttiva, della severità delle condizioni di funzionamento e di altre considerazioni di questa tipologia; tuttavia anche gli altri componenti elettro-meccanici e sistemi ausiliari alla generazione soffrono inevitabilmente di un decadimento delle prestazioni, dell'affidabilità e della disponibilità con il passare degli anni e per questo motivo, spesso, i proprietari degli impianti "datati" sono posti di fronte alla questione riguardante la possibilità di intervenire e delineare quali scenari si prospettano.

3.1 Ragioni e scenari di intervento

La scelta di intervenire sull'impianto non è banale, in quanto è necessario tenere in considerazione diversi fattori tra cui i ricavi di impianto, i costi operativi e di manutenzione, il rendimento, l'affidabilità e la disponibilità dei diversi componenti. Talvolta, inoltre, si è posti di fronte alla scelta di effettuare un intervento oppure procedere alla chiusura dell'impianto stesso, eventualità che può presentarsi in particolar modo in prossimità della scadenza della concessione per l'utilizzo della risorsa idrica.

Le ragioni che portano alla decisione di intraprendere la strada dell'ammodernamento dell'impianto esistente sono principalmente guidate dalla massimizzazione del ritorno sull'investimento, tramite:

- l'incremento dell'affidabilità e disponibilità;
- l'estensione della vita utile dell'impianto;
- il miglioramento delle performance in termini di rendimento e potenza prodotta;
- la riduzione dei costi di "operating and maintenance";
- la possibilità di accedere a nuovi servizi di rete remunerati (regolazione di frequenza ed altri servizi che possano nascere sul mercato elettrico);
- altre considerazioni, che possono includere l'immagine della compagnia, criteri politici e di regolamentazione, il cambiamento delle condizioni idrologiche.

Il momento ritenuto più opportuno per effettuare l'intervento di ammodernamento si colloca all'avvicinarsi della conclusione della vita utile dell'impianto e dei suoi componenti; se si andasse troppo oltre, si rischierebbe infatti di incappare in problemi frequenti e di entità maggiore, fino al rischio di rotture catastrofiche di alcuni componenti, che porterebbero ad una diminuzione repentina della vita di impianto ed alla mancata possibilità di valutare tutta una serie di opzioni e di alternative (a causa della necessità di riportare l'impianto in funzione nel minore tempo possibile). Se l'intervento viene eseguito prima di raggiungere questa situazione, allora è possibile apportare dei miglioramenti significativi ed incrementare la capacità di generazione globale, attraverso la sostituzione di alcuni componenti deteriorati con equivalenti che rappresentano l'attuale stato dell'arte. Naturalmente nell'effettuare valutazioni di questo genere è necessario ricorrere anche a considerazioni di tipo probabilistico, in modo più o meno esplicito.

La vita utile residua dell'impianto risulta funzione, in riferimento alla IEC 62256 [5], recepita in Italia come Norma CEI EN 62256:2009-09, della vita utile residua dei singoli gruppi che costituiscono il sistema di generazione e gli apparati accessori. Tuttavia essa può essere determinata solamente attraverso un'ispezione ed un'analisi approfondita di tutti i componenti, effettuata a cura di un esperto, che richiederebbe un prolungato fermo impianto, il quale, nella maggior parte dei casi, non è economicamente sostenibile da parte del proprietario.

La Norma fornisce comunque un'indicazione riguardo la vita attesa dei principali componenti di impianto sulla base di alcune considerazioni inerenti la tecnologia, i materiali, la sicurezza ed altri aspetti, riportati in Tabella 3.1.

Sottosistemi dell'impianto	Vita attesa (anni)	Considerazioni
Opere civili		
Serbatoi, canali, tunnel, camere di carico, traverse, condotte forzate	da 60 a 80	Durata della concessione per l'utilizzo dell'acqua, qualità del lavoro, stato di deterioramento, sicurezza, perdite nelle strutture
Edificio di centrale, canali, ponti, canali sghiaiatori, sfioratori, strutture per la gestione dell'acqua, rivestimenti in ferro	da 40 a 50	Condizioni generali, sforzi imposti, qualità del materiale, tecnologia allo stato dell'arte, qualità dell'acciaio impiegato, corrosione, manutenzione
Macchine idrauliche		
Turbina idraulica (Kaplan)	da 25 a 50	Sicurezza di funzionamento, perdite di acqua, danni da cavitazione, erosione, corrosione, rotture, cadute di efficienza, miglioramento delle prestazioni
Equipaggiamento meccanico ed ausiliari		
Paratoie piane, paratoie radiali, equipaggiamento meccanico ausiliario, valvole a farfalla, valvole a sfera	da 25 a 40	Qualità del materiale, condizioni di funzionamento, sicurezza, condizioni di stress meccanico, miglioramento delle prestazioni
Installazioni elettriche		
Generatori, trasformatori	da 25 a 40	Condizioni di ventilazione, pulizia, sicurezza di funzionamento, tecnologia allo stato dell'arte, condizioni generali, qualità dell'equipaggiamento, manutenzione
Interruttori di alta tensione, equipaggiamento elettrico ausiliario, sistemi di controllo	da 20 a 25	
Batterie, sistemi in corrente continua	da 10 a 20	

Tabella 3.1 Vita attesa di un impianto idroelettrico e dei suoi principali componenti

L'ammodernamento di un impianto idroelettrico può includere diverse attività, spaziando dalla riparazione e/o sostituzione di alcuni componenti, all'incremento della capacità produttiva della centrale, per far fronte a variazioni dell'idrologia o a nuove possibilità di mercato. Solitamente, il processo di ammodernamento tratta l'intervento sulla parte elettro-meccanica della centrale, associata alla generazione di potenza, mentre le opere civili sono escluse a causa del notevole impatto sull'incremento del costo di investimento richiesto.

Gli interventi base riguardano la sostituzione dei componenti deteriorati con analoghi e la riparazione o revisione dei restanti, fornendo di fatto un'estensione della vita utile della macchina (*life extension*), attraverso il minimo sforzo economico. Spesso, tuttavia, è giustificato anche un *upgrade* di alcuni componenti, in modo da aumentare l'efficienza, la capacità di produzione e la disponibilità, così da aumentare i ricavi dalla vendita dell'energia, sebbene questo avvenga a fronte di un incremento non trascurabile del costo di investimento [6].

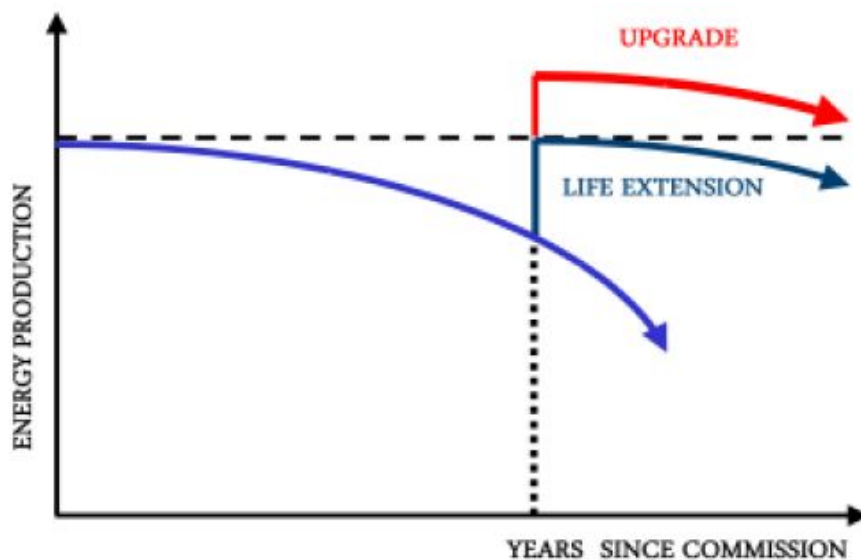


Figura 3.1 Perdita di produzione nel tempo per i diversi scenari

Risulta così possibile individuare due tipologie principali di scenari (Figura 3.1), trattando l'ammodernamento di un impianto idroelettrico, che possono essere classificate come semplice estensione della vita utile dell'impianto ("Life extension") o come miglioramento dello stesso ("Upgrade").

Nel primo caso, i benefici sono limitati sostanzialmente al fatto che le prestazioni dell'impianto sono riportate ai livelli iniziali, a seguito della costruzione dello stesso o a valle dell'ultimo processo di ammodernamento (se effettuato); il limite principale, invece, riguarda il mantenimento della tecnologia delle macchine attualmente installate, senza ricercare così un aumento maggiore dell'efficienza e della disponibilità, oppure un aumento della potenza installata. Tipicamente sono inclusi tutti gli interventi inerenti la revisione di generatore,

moltiplicatore, turbina e tutti gli ausiliari di impianto, sostituzione delle parti eccessivamente usurate (cuscinetti, tenute, ecc.) e riparazione di eventuali perdite.

L'insieme di tutti i benefici associati agli interventi delineati per questo scenario, può essere quantificato tramite un recupero delle perdite di efficienza associate all'invecchiamento dei componenti (generatore e turbina), un recupero della capacità di carico persa ed un recupero della disponibilità della macchina.

La Tabella 3.2 mostra i benefici che è possibile evidenziare a seguito degli interventi elencati in precedenza, in funzione dell'età dell'impianto o del componente in esame; per quanto riguarda il peggioramento delle prestazioni della turbina con il tempo, si è assunto che solo il 50% sia recuperabile a valle di una manutenzione/revisione (con un andamento lineare nel tempo).

Recupero della quota soggetta a degradazione	Età dell'unità o tempo trascorso dall'ultimo intervento di ammodernamento							
	0	10	20	30	40	50	60	70
Rendimento turbina	0,0%	0,4%	0,8%	1,3%	1,7%	2,1%	2,5%	2,9%
Capacità turbina	0,0%	0,4%	0,8%	1,3%	1,7%	2,1%	2,5%	2,9%
Rendimento generatore	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Capacità generatore	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Disponibilità dell'unità	0,0%	0,3%	1,1%	2,5%	4,4%	6,9%	10,0%	13,7%

Tabella 3.2 Benefici associati allo scenario di "Life extension"

Per quanto riguarda il secondo caso, i benefici non si limitano solo al fatto di riportare le condizioni di funzionamento della turbina/generatore a quelle iniziali: si ottengono dei miglioramenti aggiuntivi grazie alle ultime tecnologie sviluppate ed agli studi recenti effettuati per l'ottimizzazione dei componenti sostituiti. Gli interventi contemplano la sostituzione della turbina e/o del generatore con macchine tecnologicamente più avanzate, oltre alla revisione dell'impiantistica ausiliaria e dei componenti non sostituiti.

Questo scenario, a differenza del precedente, può includere diverse alternative in funzione del numero e del tipo di macchine che si va ad installare; a seguito dell'analisi della produzione storica dell'impianto, è possibile intraprendere la strada del potenziamento, installando macchine di potenza superiore, oppure anche variarne la tipologia; in questo senso si può valutare l'installazione di una turbina con differente numero di pale o grado di regolazione, oppure cambiare tipologia di generatore. Combinando questi effetti, si possono individuare più alternative di "upgrade" dell'impianto in questione.

La Tabella 3.3 mostra i benefici riscontrabili a valle di un processo di miglioramento che prevede la sostituzione della turbina e del generatore, con componenti della stessa tipologia, ma tecnologicamente più avanzati; per esempio, se l'impianto in analisi montasse dei generatori asincroni, la sostituzione prevede l'installazione di generatori asincroni di nuova generazione e quindi tecnologicamente più evoluti per quanto riguarda i materiali o lo schema costruttivo;

l'installazione di generatori sincroni porterebbe ad un incremento superiore in termini di rendimento del generatore.

Inoltre, vengono separati gli effetti, sui parametri trattati, del ripristino delle prestazioni ai valori registrati nel momento in cui l'impianto è stato costruito, e dell'utilizzo di un componente tecnologicamente più avanzato; il primo aspetto è quantificato in base all'età del sistema, mentre il secondo in base all'anno di costruzione, poiché non si riferisce alla degradazione, bensì all'anno di introduzione e sviluppo di una nuova tecnologia.

Miglioramento tecnologico	Anno di costruzione dell'unità o dell'ultimo intervento di ammodernamento							
	2015	2005	1995	1985	1975	1965	1955	1945
Rendimento turbina	0,0%	0,0%	0,1%	0,2%	0,5%	1,0%	1,7%	2,6%
Capacità turbina	0,0%	1,5%	3,0%	4,5%	6,0%	7,5%	9,0%	10,5%
Rendimento generatore	0,0%	0,2%	0,3%	0,5%	0,6%	0,8%	0,9%	1,1%
Capacità generatore	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	7,5%	7,5%	15,0%	15,0%
Disponibilità dell'unità	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Recupero della quota soggetta a degradazione	Età dell'unità o tempo trascorso dall'ultimo intervento di ammodernamento							
	0	10	20	30	40	50	60	70
Rendimento turbina	0,0%	0,6%	1,2%	1,8%	2,4%	3,0%	3,6%	4,2%
Capacità turbina	0,0%	0,6%	1,2%	1,8%	2,4%	3,0%	3,6%	4,2%
Rendimento generatore	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Capacità generatore	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Disponibilità dell'unità	0,0%	0,3%	1,1%	2,5%	4,4%	6,9%	10,0%	13,7%

Tabella 3.3 Benefici associati allo scenario di "Upgrade"

3.1.1 Sistema di incentivi per l'idroelettrico

Il sistema di incentivazione per l'energia prodotta da fonti rinnovabili, in Italia, è definito dal *Decreto Ministeriale del 6 luglio 2012* [7]; esso prevede, in particolare, che sia riconosciuta una quota di incentivi sull'energia immessa in rete da impianti idroelettrici nuovi oppure oggetto di riattivazioni, rifacimenti parziali o totali, ricostruzioni integrali e potenziamenti.

Mediante l'ammodernamento di un impianto idroelettrico esistente, finalizzato all'aumento dell'efficienza produttiva globale dello stesso, è possibile avere l'accesso ad incentivi riguardanti il potenziamento. Quest'ultimo può comprendere interventi di varia natura e di diversa entità e complessità sull'apparato elettromeccanico, sul sistema di automazione e sulle opere idrauliche.

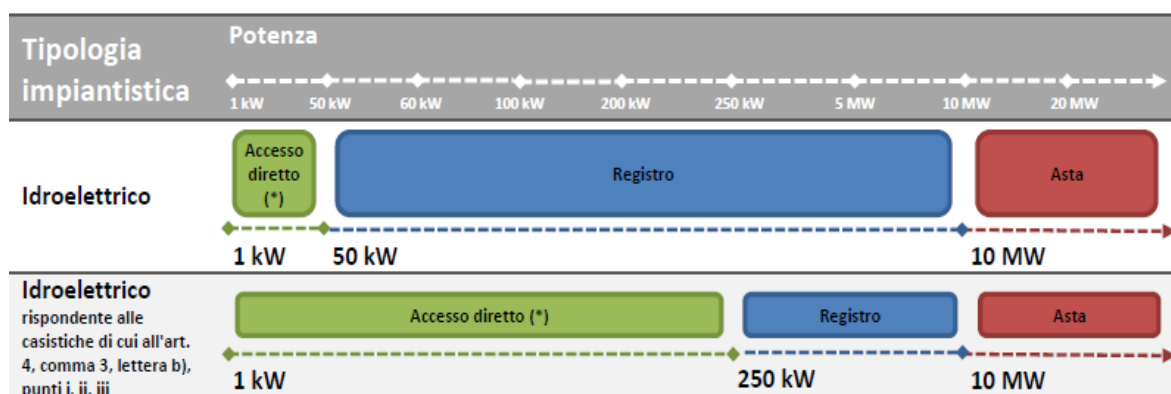
Ai fini dell'ammissione agli incentivi, l'intervento sull'impianto è riconosciuto come un potenziamento quando si verificano almeno le seguenti condizioni:

- l'impianto è in esercizio da almeno 5 anni; a tal fine, la data di entrata in esercizio coincide con il primo parallelo dell'impianto con la rete elettrica, successivamente al completamento di tutte le opere idrauliche ed elettromeccaniche;
- l'intervento effettuato, per consentire l'incremento della producibilità, deve comportare un costo specifico almeno pari a 150 €/kW di potenza installata; quest'ultima è definita come la somma aritmetica delle potenze nominali di targa delle turbine idrauliche utilizzate nell'impianto, a seguito dell'intervento.

Il costo complessivo del potenziamento rappresenta la somma di tutte le spese sostenute esclusivamente per la realizzazione delle opere previste nell'intervento (non sono ammissibili i costi imputabili ad opere di manutenzione ordinaria) e deve essere adeguatamente documentato attraverso una relazione tecnico-economica. La relazione, prevista dall'*Allegato 2, Paragrafo 3.2 del Decreto*, deve essere allegata alla domanda per il riconoscimento dell'incentivo ed inoltre, per impianti di potenza superiore ad 1 MW, deve essere certificata da un soggetto terzo (con modalità precisate dal GSE).

Per i piccoli impianti idroelettrici, di potenza compresa tra 1 e 10 MW, l'accesso all'incentivo avviene tramite iscrizione al Registro (Figura 3.2); il GSE stipula delle graduatorie degli impianti iscritti fino a raggiungere la quota massima prestabilita di potenza incentivata, secondo i criteri di priorità, da applicare in ordine gerarchico:

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



(*) Per interventi di potenziamento gli intervalli di potenza sono riferiti all'aumento della potenza dell'impianto al termine dell'intervento.

Figura 3.2 Schema delle modalità di accesso agli incentivi per impianti nuovi, riattivazioni, integrali ricostruzioni e potenziamenti

Gli impianti inclusi nelle graduatorie devono entrare in esercizio entro un tempo massimo prestabilito (Figura 3.3), pena l'applicazione di una decurtazione della tariffa incentivante dello 0,5% per ogni mese di ritardo, fino ad un massimo di 12 mesi.

Il periodo di diritto all'incentivazione, pari alla vita media utile convenzionale per la specifica tipologia di impianto (25 anni per impianti idroelettrici con $1 < P < 10$ MW), inizia all'entrata in esercizio commerciale, che deve avvenire entro 18 mesi dalla data di entrata in esercizio.

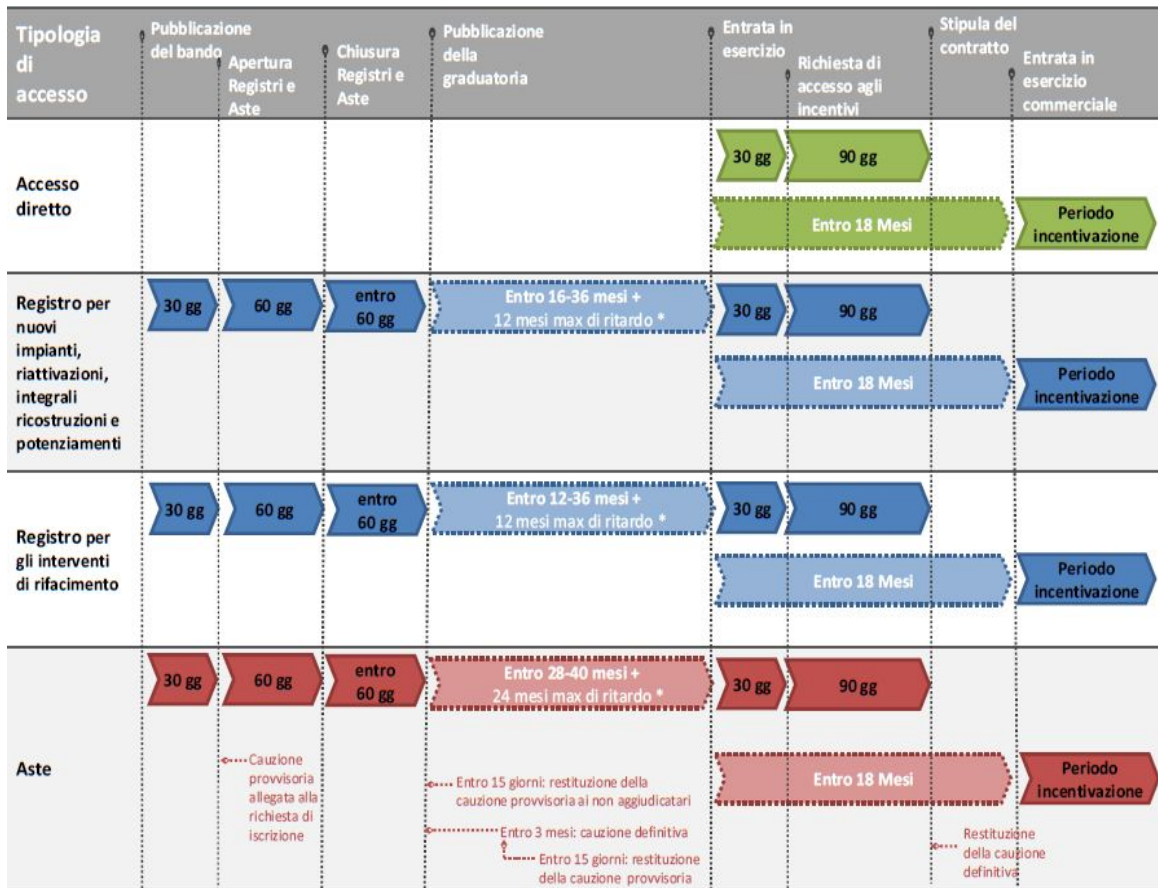


Figura 3.3 Flusso del processo di riconoscimento degli incentivi

La produzione di energia elettrica degli impianti riconosciuti come potenziamenti di impianti idroelettrici dà diritto alla certificazione di una quota di produzione da fonti rinnovabili, alla quale viene applicata la tariffa incentivante.

La quota di produzione annua imputabile all'intervento di potenziamento degli impianti idroelettrici, espressa in MWh, al generico anno i -esimo ($i=1, \dots, 25$) dopo il potenziamento dell'impianto, è data dalla formula (3.1):

$$E_P = E_{N,i} * 0,05 \quad (3.1)$$

dove:

- E_p è l'energia elettrica da incentivare con specifica tariffa, del generico anno i -esimo dopo l'intervento di potenziamento, espressa in MWh;
- $E_{N,i}$ è la produzione netta annuale immessa in rete nell'anno i -esimo espressa in MWh; nella determinazione del valore di $E_{N,i}$ si tiene conto anche delle eventuali modifiche normative in merito al minimo deflusso costante vitale, eventualmente intervenute successivamente all'intervento di potenziamento, aggiungendo il corrispondente valore di produzione di energia elettrica.

Il GSE fornisce indicazioni, per gli impianti idroelettrici di potenza superiore ad 1 MW che rientrano nella categoria del potenziamento, per la determinazione della tariffa incentivante; quest'ultima viene stabilita a partire dell'incentivo per impianti nuovi di potenza pari a quella dell'impianto a seguito dell'intervento effettuato, secondo la (3.2):

$$I = I_{nuovo} * D \quad (3.2)$$

dove:

- I_{nuovo} rappresenta l'incentivo per impianti di nuova costruzione, di potenza pari a quella dell'impianto in esame, ed è determinato come differenza tra la tariffa incentivante base (per la specifica tipologia di impianto) ed il valore medio annuo del prezzo zonale dell'energia elettrica riferito all'anno precedente a quello dell'entrata in esercizio dell'impianto;
- D è il coefficiente di gradazione specifico dell'intervento determinato; nel caso di potenziamento esso è posto pari a 0,8.

3.2 L'ammodernamento di un piccolo impianto nella realtà professionale

L'ammodernamento di un impianto idroelettrico è un processo complesso ed iterativo, che coinvolge un gran numero di persone e di diverse discipline, estendendosi per un ampio arco temporale, a partire dalle prime ipotesi di intervento fino al completamento dell'opera. Questo avviene attraverso diverse fasi che sono illustrate in Figura 3.4.

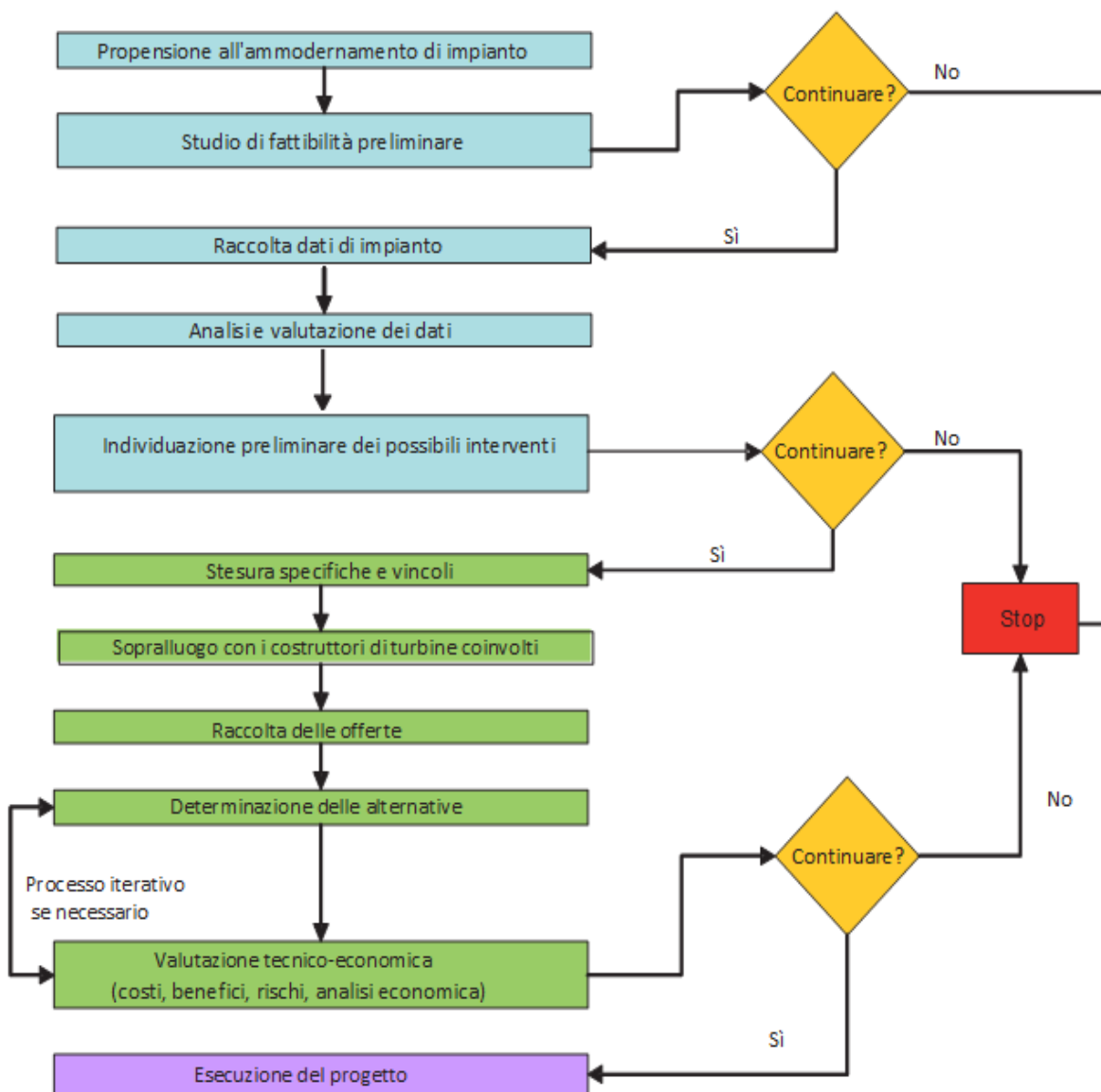


Figura 3.4 Schema a blocchi del processo di ammodernamento di un impianto

Quando il proprietario dell'impianto ravvisa la *possibilità di effettuare un intervento sull'impianto* esistente, a valle dell'analisi riportata nel Par. 3.1, il primo passo consiste nello stabilire la strategia di esecuzione del progetto ed, eventualmente, nella formazione di un *team* interno alla struttura o esterno, appoggiandosi ad uno studio di ingegneria, che segua passo a passo le diverse fasi del progetto.

È presente una moltitudine di alternative ed opzioni, che devono essere adeguatamente identificate e valutate, in modo tale da fornire delle indicazioni attendibili per la determinazione della strategia più redditizia per il proprietario dell'impianto; gli aspetti cruciali riguardano la tipologia di intervento da effettuare, il costo di investimento, le problematiche che potrebbero sorgere in corso d'opera e quali benefici, invece, potrebbero essere conseguiti.

In prima istanza viene effettuato uno *studio di fattibilità preliminare*, necessario a determinare se ci siano sufficienti indicatori della necessità di eseguire un intervento di ammodernamento sull'impianto in questione, e quali siano, a grandi linee, le possibili alternative sulla base delle informazioni generali esistenti.

È possibile individuare un caso-base, o alternativa-zero, che consiste nel non intervenire e continuare ad esercire l'impianto nelle attuali condizioni fino al raggiungimento della sua fine vita. Le altre possibilità, invece, riguardano l'intervento sull'impianto, il quale può andare da una semplice revisione straordinaria generale di tutti i componenti elettromeccanici, fino alla modifica radicale del layout di impianto e degli organi installati.

Se nessuna delle alternative sembra interessante dal punto di vista del ritorno economico dell'investitore o dal punto di vista del miglioramento delle performance di impianto, allora non ha senso impiegare le risorse disponibili verso la continuazione del progetto. In caso contrario, il passo successivo consiste nella *raccolta di tutti i dati disponibili* riguardanti l'esercizio dell'impianto in un arco temporale sufficientemente ampio da garantire l'affidabilità richiesta dal processo decisionale.

I dati raccolti devono riguardare i seguenti elementi:

- energia prodotta annualmente;
- storia delle portate e dei livelli di monte e valle;
- performance dell'impianto, in termini di rendimenti e fermi-macchina;
- consumi degli ausiliari;
- costi ed interventi di manutenzione ordinaria effettuati;
- disegni di impianto ed informazioni sul layout;
- stato dell'equipaggiamento elettromeccanico e delle opere civili.

Una volta che tutte le informazioni sono state fornite dal gestore di impianto, è possibile procedere all'*analisi ed alla valutazione dei dati*; questo passo è essenziale per comprendere e quantificare tutto ciò che non è evidente dall'osservazione dei dati in forma aggregata, come la presenza di alcuni trend nella produzione annuale e/o stagionale dell'impianto, nelle portate

derivate nel tempo, dello scadimento dei rendimenti di macchina e/o di impianto e negli interventi di manutenzione. Ciò è necessario per individuare la direzione principale verso cui intervenire e quali sono i componenti soggetti a frequente manutenzione o che invece potrebbero operare ancora per decenni senza lamentare particolari problemi, oppure se è preferibile intervenire su dei gruppi in particolare, nel caso in cui l'impianto contasse diverse macchine funzionanti in parallelo. Deve quindi essere effettuata una distinzione tra i fermi-macchina forzati, a causa di guasti, e quelli derivanti da periodi di magra, che dunque possono essere pianificati.

In tal modo è possibile raffinare i campi e le diverse modalità di intervento, che erano solo state abbozzate nella precedente fase, *individuando più chiaramente gli interventi* verso cui si propende, in relazione all'usura nei componenti, alla disponibilità economica, al livello della tecnologia installata attualmente, a progetti futuri, alla possibilità di accedere ad incentivi, ecc.

Una volta stabilita la direzione verso la quale si propende, è necessario esplicitare le esigenze del committente, prima di coinvolgere le aziende che presenteranno un'offerta sul progetto.

Le *specifiche ed i vincoli* possono limitarsi ad aspetti funzionali, oppure intervenire anche su aspetti strutturali dell'impianto e/o dell'apparecchiatura elettromeccanica: un esempio può essere quello di limitare al minimo interventi che riguardino il layout di centrale e le opere civili, intervenire in modo che il fermo impianto complessivo sia inferiore ad un arco temporale predeterminato, limitare gli interventi ad un solo gruppo piuttosto che intervenire su tutti i gruppi presenti, e così via.

Effettuata la stesura dei documenti che definiscono le esigenze del committente, viene eseguita una qualifica dei potenziali offerenti, ovvero le aziende costruttrici di turbine, che potrebbero essere interessate a presentare un'offerta per il progetto di ammodernamento dell'impianto. La selezione dei costruttori che si decide di coinvolgere nel progetto viene effettuata sulla base di alcuni aspetti fondamentali:

- presenza sul territorio nazionale;
- tecnologie di processo;
- recente sviluppo di progetti simili;
- quali aziende terze che vengono coinvolte per le tecnologie non proprietarie;
- rapporti precedenti;
- esperienza nel settore idroelettrico.

Una volta che siano stati individuati i potenziali offerenti, prima di richiedere un'offerta, viene effettuato un sopralluogo presso l'impianto oggetto di intervento, con i rappresentanti e tecnici delle ditte, in modo da spiegare i vincoli progettuali, i campi di intervento di interesse, le problematiche che concernono l'impianto ed i risultati dell'analisi dei dati; tutte queste informazioni vengono prese in carico dallo specifico costruttore ed incrociate con quello che

emerge dall'analisi visiva dell'impianto nel suo complesso e degli specifici componenti che saranno oggetto di probabile intervento.

Ogni azienda, sulla base delle informazioni raccolte, del "know-how" in possesso da recenti esperienze nel settore e del carico di lavoro esistente, decide se partecipare o meno alla presentazione di un'offerta per il progetto di ammodernamento; in caso affermativo, procede allo sviluppo della soluzione tecnica da proporre ed alla stima dei relativi costi.

Il committente procede alla *raccolta delle offerte preliminari* ed alla loro comparazione sul piano tecnico e commerciale, richiedendo, se necessario, un'eventuale integrazione riguardo ad aspetti di carattere tecnico e/o contrattuale. Questa fase è di importanza fondamentale, in quanto il committente non ha sufficiente esperienza di settore e può così acquisire informazioni da parte dei potenziali fornitori.

Sulla base delle indicazioni pervenute e delle informazioni provenienti dall'analisi dettagliata della gestione dell'impianto negli anni precedenti, il committente è in grado di *delineare le alternative* da approfondire; queste ultime possono essere anche in numero elevato, in funzione degli aspetti che è possibile combinare per identificare il progetto migliore.

Ogni alternativa deve essere identificata chiaramente in termini delle azioni da effettuarsi e dei costi, benefici, rischi ed analisi economica associati:

1. per ogni alternativa, viene stilata una lista della manutenzione e/o sostituzione dei componenti che si intende svolgere, identificando se sia necessario un fermo impianto o se si possa procedere intervenendo su un gruppo alla volta, eseguendo così anche una sorta di programmazione delle attività;
2. si ricava il costo di investimento associato ad ogni alternativa, i costi di mancata produzione relativi ad eventuali fermi, i costi di manutenzione relativi all'arco temporale successivo ed i ricavi dovuti, per esempio, all'ingresso a nuovi incentivi;
3. si determinano i benefici per ogni alternativa, in termini di incrementi relativi all'efficienza o alla produzione energetica ed alla vita utile dei componenti di impianto, oppure in termini di costi evitati per manutenzione ordinaria grazie alla sostituzione di alcune parti vecchie e degradate;
4. si stabilisce il rischio connesso alle alternative; questo è un aspetto molto importante perché, sebbene non rientri sempre all'interno dell'analisi economica dei progetti, può sensibilmente condizionare l'andamento del progetto, se non opportunamente considerato. I rischi possono riguardare sia aspetti finanziari o economici, sia dovuti a variazioni idrologiche o a problemi sul corretto funzionamento di impianto.

Tutte queste considerazioni vengono opportunamente analizzate e pesate, all'interno di una *valutazione tecnico-economica*, che si basa sull'analisi e confronto delle tecnologie che si intende impiegare e sull'analisi economica per mezzo di alcuni indici, tra i quali il più utilizzato è l'NPV ("Net Present Value").

Questo processo è spesso iterativo, in quanto è possibile che siano richieste delle modifiche ed ulteriori integrazioni alle offerte presentate dai costruttori, per approfondire alcuni aspetti evidenziati in corso d'analisi. Tali modifiche possono essere richieste anche dopo che il committente ha identificato il migliore offerente: l'offerente più economico, per esempio, potrebbe aver considerato nella sua offerta di non effettuare la sostituzione di un determinato componente che, a seguito di analisi approfondite, risulta più conveniente sostituire, invece che mantenere costantemente negli anni successivi.

Individuata l'alternativa migliore, accompagnata da considerazioni finanziarie sulla sostenibilità del progetto da parte del proprietario di impianto, se la decisione presa è indirizzata al compimento del progetto, a seguito delle opportune negoziazioni e verifiche contrattuali, viene effettuata l'assegnazione del contratto. In tal modo è possibile procedere all'*esecuzione del progetto* di ammodernamento.

CAPITOLO 4

L'IMPIANTO DI CASTEL MONTECCHIO

L'analisi dei dati e le valutazioni effettuate nei prossimi capitoli, fanno riferimento all'impianto di Castel Montecchio (Figura 4.1), situato a Credaro (BG) e di proprietà del gruppo tessile Niggeler & Küpfer.



Figura 4.1 Veduta dall'alto dell'impianto di Castel Montecchio

4.1 Descrizione dell'impianto

L'impianto di Castel Montecchio è alimentato direttamente dalle acque del lago d'Iseo, derivate tramite un'opera di presa al confine tra i Comuni di Sarnico e Paratico; essa consiste in sei bocche della larghezza di circa 4 m ciascuna, seguite da una larga vasca di calma e da un sifone di sottopasso del Torrente Guerna.

Il canale di derivazione, a pelo libero, si sviluppa per circa 800 m sul territorio dei Comuni di Villongo, Sarnico e Credaro. Esso termina nel bacino di carico da cui si dipartono le tre bocche di alimentazione dei tre gruppi idroelettrici, protette da griglie pulite mediante uno sgrigliatore mobile centrale e due sgrigliatori fissi laterali.

Ai lati del bacino di carico hanno origine canaletti di by-pass, intercettati ciascuno da una paratoia piana, i quali intervengono come scarichi sincroni in caso di fuori servizio delle turbine con lo scopo di mantenere inalterato il regime idraulico del Fiume Oglio a valle della derivazione, e non arrecare turbamento alle derivazioni irrigue.

Un canale di restituzione (Figura 4.2) convoglia al Fiume Oglio le portate turbinate dalla centrale; il canale è realizzato in terra, con sezione trapezoidale, e si sviluppa per circa 310 m.

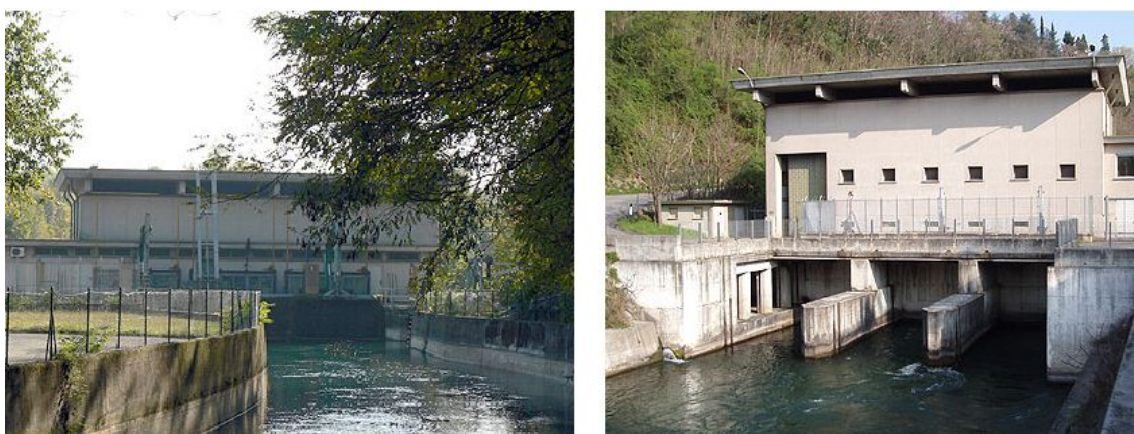


Figura 4.2 Opere di derivazione e restituzione dell'impianto

L'edificio della centrale (Figura 4.3) ospita attualmente tre gruppi gemelli di turbine Kaplan, di fabbricazione Riva Hydroart, aventi ciascuno le seguenti caratteristiche:

- Portata nominale / massima: 18,33 / 20 m³/s;
- Salto lordo: 5,20 – 6,55 m;
- Potenza nominale / massima: 847 / 1.136 kW;
- Velocità di rotazione: 162 giro/minuto;
- Anno di costruzione: 1984.



Figura 4.3 Vista dall'interno della centrale

I tre gruppi turbina presentano disposizione ad “S” con asse inclinato di 45° e sono accoppiati, tramite moltiplicatore, a generatori asincroni di fabbricazione TIBB con le seguenti caratteristiche:

- Potenza di targa: 1.013 kW;
- Velocità di rotazione: 757 giro/minuto;
- Tensione nominale: 3 kV \pm 10%;
- Fattore di potenza nominale: 0,86.

L'energia prodotta dalla centrale a 15 kV viene elevata da tre trasformatori e immessa nella rete Enel a media tensione.

La portata derivata è misurata tramite un sensore ad ultrasuoni installato sul canale di carico, non essendoci organi di modulazione delle portate tra la presa e la centrale. I dati raccolti sono trasmessi ed elaborati presso la centrale di Castel Montecchio e sono utilizzati per la denuncia delle portate e dei volumi d'acqua derivati e dell'energia prodotta.

4.2 Peculiarità idrauliche e di esercizio

Dal punto di vista dello schema dell'impianto, Castel Montecchio non rappresenta una novità, benché realizzato in tempi relativamente recenti rispetto alla maggior parte degli impianti idroelettrici collocati a valle dei grandi laghi regolati prealpini o, più genericamente, degli impianti a basso salto, poiché ne possiede tutti gli elementi caratteristici: sbarramento mobile, opera di presa intercettata da paratoie non regolanti, canale di carico a debole pendenza che allargandosi nella parte finale si trasforma nella vasca di carico dei gruppi idroelettrici protetti da un imponente sistema di grigliatura a pulizia automatica, così come imponente è l'edificio di centrale, seppur nella fattispecie abbastanza limitato nello sviluppo verticale per la presenza di macchine ad asse inclinato, canale di restituzione.

Percorrendo l'Oglio sublacuale, il Chiese, l'Adda, il Ticino si nota come tale tipologia è assai ricorrente.

Tuttavia, rispetto agli altri impianti simili, Castel Montecchio presenta alcune peculiarità che meritano menzione, in quanto ne hanno all'epoca condizionato la progettazione e attualmente ne condizionano l'esercizio.

4.2.1 Esercizio in regolazione di portata

L'impianto, a tutti gli effetti, svolge la funzione di emissario del Lago d'Iseo, sostituendo di fatto l'alveo naturale del fiume Oglio. Poiché il Lago d'Iseo è un lago di tipo regolato, come lo sono il Lago Maggiore, di Como ed il Lago d'Idro, l'Oglio sublacuale è un fiume i cui deflussi sono fortemente condizionati dall'intervento dell'ente regolatore, nella fattispecie il Consorzio dell'Oglio; quest'ultimo, in base alle esigenze delle utenze irrigue ed idroelettriche di valle, ed agli apporti in ingresso al lago, decide quali sono i deflussi a valle.

Poiché Castel Montecchio è l'emissario del lago, le macchine ivi installate svolgono la funzione di regolare le portate in uscita dal lago stesso. Al gestore dell'impianto viene comunicato un programma di rilasci che deve essere rispettato con la massima accuratezza per tutte quelle portate non superiori alla massima di impianto. Quando per le esigenze del bilancio globale di afflussi e deflussi dal lago, cioè essenzialmente in occasione di eventi di morbida o di piena, a valle del lago deve essere rilasciata una portata superiore a quella massima dell'impianto, interviene direttamente il Consorzio dell'Oglio, il quale apre le paratoie che sbarrano il lago d'Iseo a Sarnico.

Dal punto di vista idraulico, esercire l'impianto in regolazione di portata è tutt'altro che usuale: la stragrande maggioranza degli impianti simili, infatti, è esercita in regolazione di livello, cioè viene mantenuto costante il livello alla vasca di carico e, conseguentemente, al variare della portata, cambia il livello all'opera di presa, avendo qui livelli decrescenti al decrescere della portata. L'esercizio in regolazione di livello è quello che consente di massimizzare il salto sotto

cui operano le macchine che diviene funzione solo del livello di valle (su cui di norma non è possibile intervenire perché, come noto, negli alvei e nei canali idraulicamente a debole pendenza non si è in grado di influenzare da monte ciò che succede a valle). Viceversa, in regolazione di portata il livello a monte delle macchine varia in funzione della portata, mentre rimane costante il livello all'opera di presa (il livello del lago); ciò fa sì che non sia possibile massimizzare il salto dell'impianto.

4.2.2 Gestione dei transitori di arresto e di avviamento

Il fatto che Castel Montecchio sia l'emissario del lago d'Iseo fa sì che anche che il deflusso delle portate sia mantenuto senza alterazioni apprezzabili durante i transitori di arresto e di avviamento del gruppo, come se l'impianto fosse totalmente trasparente rispetto a questi eventi, dovendosi a tutti gli effetti comportare come se fosse un alveo naturale. Dal punto di vista dello schema d'impianto e dell'esercizio, il rispetto di questo vincolo ha imposto in sede di progettazione ed impone tutt'ora in fase d'esercizio, l'adozione di particolari accorgimenti. Innanzitutto i gruppi devono essere dotati di organi di scarico sincrono: quando infatti per una qualsiasi ragione i gruppi si fermano, e quindi la portata non passa più attraverso le macchine, è necessaria la presenza di un organo che la smaltisca più o meno con la stessa legge temporale di diminuzione (normalmente assai repentina per ragioni legate alla salvaguardia meccanica delle turbine).

Per questa ragione sono installate sull'impianto due paratoie piane a comando oleodinamico che sono in grado di smaltire la totalità della portata massima dei tre gruppi. Poiché lo scarico a valle della portata deve avvenire in qualsiasi condizione, ivi compresa quella di completa mancanza di energia dalla rete elettrica cui è connesso l'impianto (*black out* totale), all'interno dell'edificio di centrale sono collocati due grandi gruppi elettrogeni diesel, ciascuno in grado di azionare le paratoie piane anche nelle predette condizioni estreme, che peraltro si sono verificate già più volte nel corso della vita dell'impianto. Le paratoie citate sono organi piuttosto impegnativi dal punto di vista costruttivo e non usuali, sebbene non eccezionali, per impianti di piccola taglia come Castel Montecchio; questo perché raramente, ad un impianto di tale tipologia, è devoluto un compito tanto delicato, quanto la garanzia di deflusso in un corso d'acqua di media grandezza, in qualsiasi condizione operativa.

4.3 Ragioni ed opportunità di ammodernamento

Le motivazioni principali che hanno portato il proprietario dell'impianto in esame alla decisione di effettuare alcuni interventi riguardo l'ammodernamento del sistema di generazione attuale, possono essere sostanzialmente raggruppate di tre categorie principali:

- il rinnovo della concessione per l'usufrutto dell'acqua derivata;
- la vicinanza alla conclusione della vita utile dell'impianto;
- la possibilità di accedere agli incentivi inerenti il rifacimento.

Per quanto concerne il primo punto, la società Niggeler & Küpfer, proprietaria dell'impianto, in occasione del *rinnovo di concessione* si è impegnata ad effettuare degli interventi inerenti il miglioramento delle prestazioni dell'impianto.

In seconda istanza, è necessario tenere opportunamente in considerazione tutti i benefici ed i vantaggi riguardanti l'ammodernamento e riqualificazione di un impianto idroelettrico in esercizio da trent'anni e quindi ormai a conclusione della *vita attesa di diversi componenti elettromeccanici*. L'ammodernamento può infatti portare ad un aumento dell'affidabilità e della disponibilità dell'impianto fino al 98%, limitando così i fuori servizio della macchine, sia programmati che non pianificati. Inoltre, sostituendo i componenti danneggiati o deteriorati, è possibile ripristinare l'integrità meccanica delle macchine fino alla condizione "*as new*".

Oltre a questi aspetti positivi inerenti le prestazioni, bisogna considerare la riduzione del rischio che la rottura di un componente deteriorato, si ripercuota a catena su altri componenti collegati, ed anche la riduzione degli interventi di manutenzione. Questi ultimi rappresentano dei costi aggiuntivi in termini di ore-uomo di lavoro, materiale e mancata produzione.

L'ultimo punto riguarda l'*accesso a nuovi incentivi*, che rappresentano un ricavo netto a valle della conclusione del processo di ammodernamento e della messa in esercizio dell'impianto; nel caso di Castel Montecchio, poiché la potenza massima di targa delle turbine, dichiarata nuovamente nel 2003 in sede di qualifica IAFR, è di 1.136 kW per ciascuna turbina, ne consegue che la spesa minima per accedere al sistema di incentivazione per potenziamento è di 511.200 €.

A partire da questa premessa, la società Niggeler & Küpfer ha deciso di affidare allo Studio Frosio l'analisi dell'impianto e delle diverse alternative di progetto, in modo da disporre di tutti gli elementi necessari per orientare la scelta in fase di progettazione dell'ammodernamento di impianto.

CAPITOLO 5

ANALISI DELLO STATO DI FATTO

L'impianto di Castel Montecchio è stato costruito circa trent'anni fa ed è stato così possibile reperire informazioni sul funzionamento degli ultimi anni. Prima di procedere con la valutazione delle possibilità di intervento, risulta utile eseguire un'analisi dei dati a disposizione. Questo passaggio è indispensabile per verificare se la situazione di reale funzionamento del sistema abbia rispecchiato le aspettative iniziali di progetto, oppure, se nel corso degli anni, la situazione idrologica sia modificata ed il dimensionamento effettuato allora non rispecchi più la soluzione ottimale.

5.1 Analisi dei dati storici

I dati a disposizione sono relativi all'arco temporale compreso tra il 10 agosto 2010 e l'8 marzo 2015, e riguardano i livelli di monte e valle dell'impianto, la portata fluente nel canale di presa, il rendimento e la potenza relativi sia all'impianto nel complesso che alle singole macchine.

Si è dunque effettuata un'elaborazione statistica dei dati forniti dal gestore di impianto, mediante il programma di calcolo Microsoft Excel, per evidenziare eventuali trend nei dati storici e ricavare informazioni inerenti il corso del funzionamento dell'impianto; questo è molto importante nel caso in cui sia necessario effettuare delle previsioni per gli anni futuri, considerata la vita utile prevista dell'impianto, e per agevolare la direzione di intervento.

5.1.1 Curve di durata delle portate e dei salti

Rappresentando in forma grafica i dati di portata a disposizione, in ordine cronologico, si ottiene l'idrogramma in Figura 5.1, che consente di evidenziare la variabilità non solo nei diversi giorni, ma anche nel corso degli anni, tra un minimo ed un massimo di portate.

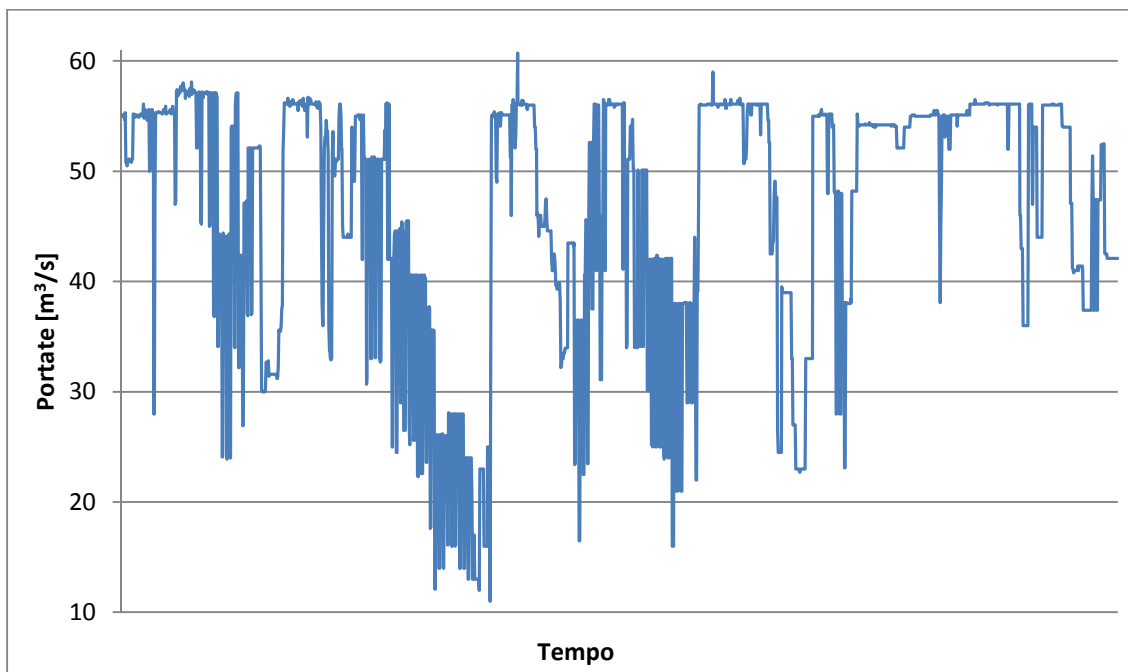


Figura 5.1 Idrogramma delle portate

Quando viene eseguito il dimensionamento di un impianto, molto spesso una delle questioni principali è quella di stabilire quale sia la portata nominale per la progettazione: se si scegliesse un valore di portata vicino alla minima, allora l'impianto funzionerebbe a pieno carico per tutta la durata dell'anno, ma ci sarebbe una grande quantità di acqua inutilizzata, che non

giustificherebbe più il costo delle opere civili e dei lavori di costruzione; d'altra parte se si utilizzasse come valore di portata di progetto quello massimo, allora si è certi che non ci sarebbe acqua inutilizzata, ma l'impianto funzionerebbe per grandi periodi in condizioni lontane da quelle di progetto e le macchine sarebbero sovradimensionate.

Risulta dunque più opportuno rifarsi alla curva di durata delle portate, piuttosto che all'idrogramma, ottenuta ordinando i valori di portata in senso decrescente anziché cronologicamente ed evidenziando sulle ascisse i valori percentuali cumulati.

Dal diagramma di Figura 5.2, si osserva che la maggior parte dei dati rilevati è concentrata verso le classi maggiori di portata, ed in particolar modo a cavallo di 55 m³/s, portata di progetto dell'impianto.

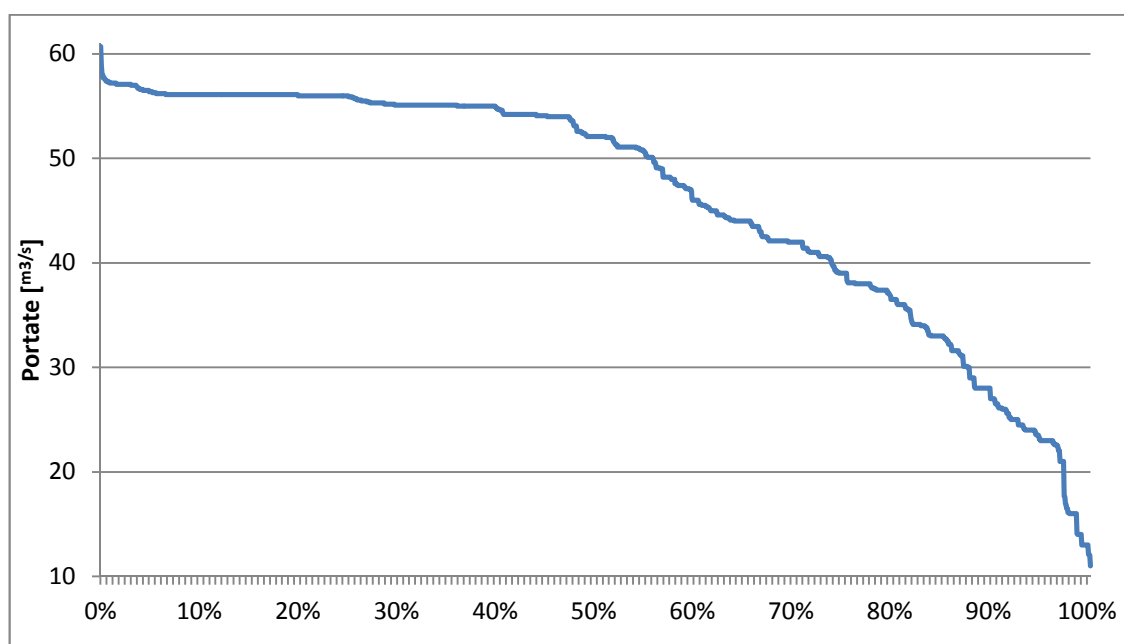


Figura 5.2 Curva di durata delle portate

Un'analisi simile può essere svolta riguardo al salto, il quale è stato ordinato in modo da comprenderne il range di variabilità, con i valori massimo e minimo e la distribuzione cumulata. Le misurazioni del salto sono ottenute come differenza tra il livello del pelo libero del canale a monte ed a valle dell'impianto, il quale è situato a 182,5 m sul livello del mare; il numero dei dati utilizzati è lievemente inferiore rispetto a quelli relativi alla portata, in quanto per alcune giornate non sono stati registrati i valori di livello di valle.

Dal diagramma di Figura 5.3 si osserva che il salto è variabile tra 4 e 6,5 m, con una distribuzione abbastanza contenuta attorno alla mediana, pari a 5,38 m. L'impianto è stato progettato per un valore di salto nominale pari a 5,2 m, non molto discosto dal valore registrato come mediano, che rientra perfettamente nel range di valori registrati con più frequenza.

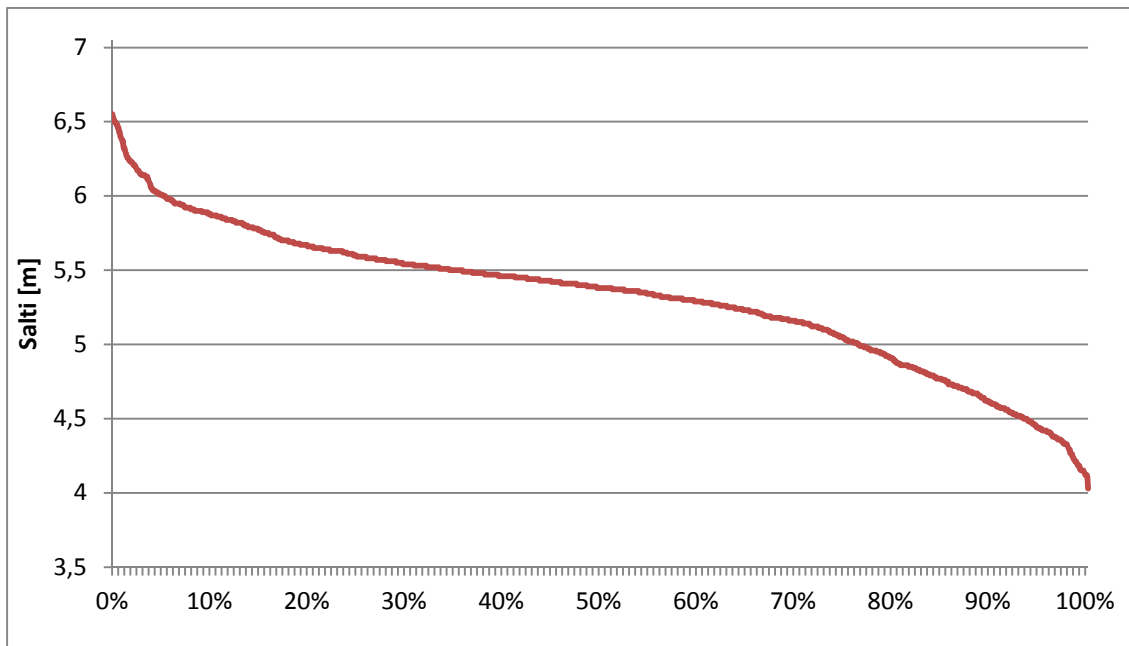


Figura 5.3 Curva di durata dei salti

Un passo ulteriore nell'analisi consiste nel valutare congiuntamente i due parametri (Figura 5.4) e correlare i salti alle portate, in modo da comprendere quali valori di salto siano più diffusi in determinate classi di portata (Tabella 5.1).

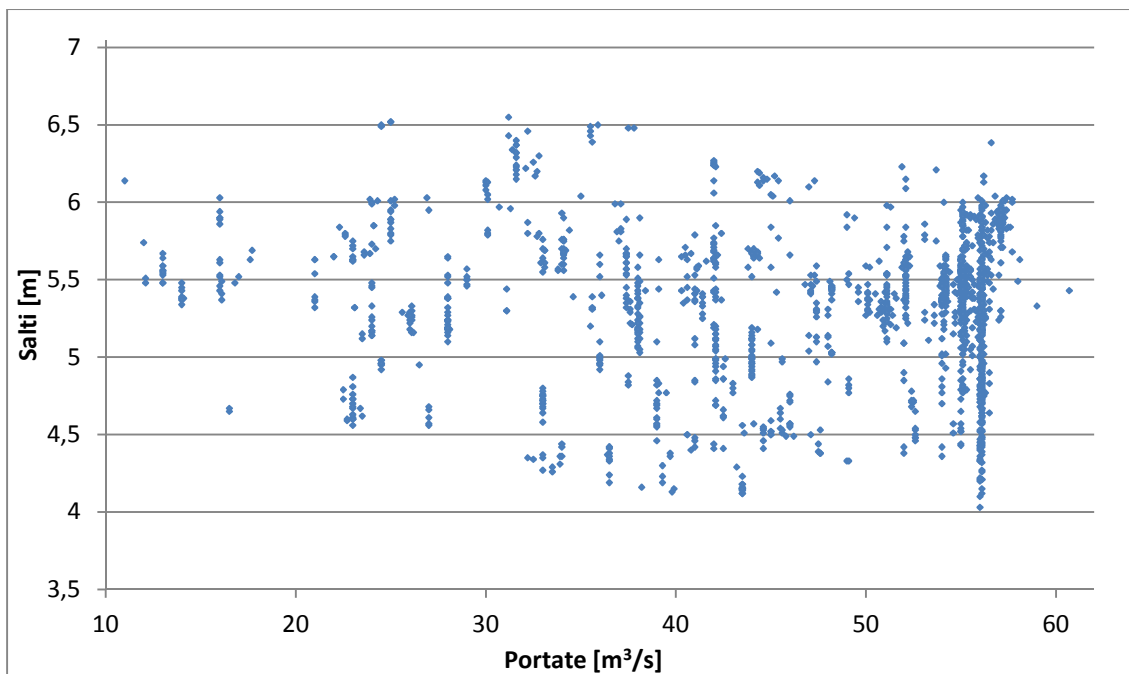


Figura 5.4 Diagramma dei salti

Portate		Durate			Salto corrispondente				
Da [m ³ /s]	a [m ³ /s]	giorni	%	% cumulate	limite inf	limite sup	mediana	media	moda
11	14,9	23	1%	1%	5,34	6,14	5,51	5,53	5,48
15	19,9	21	1%	3%	4,65	6,03	5,53	5,55	5,63
20	24,9	76	5%	7%	4,56	6,50	5,32	5,29	5,63
25	29,9	80	5%	12%	4,56	6,52	5,29	5,41	5,18
30	34,9	97	6%	18%	4,26	6,55	5,70	5,54	5,69
35	39,9	131	8%	26%	4,13	6,50	5,22	5,20	5,22
40	44,9	190	12%	38%	4,12	6,27	5,18	5,20	5,68
45	49,9	104	6%	44%	4,33	6,17	5,14	5,15	5,45
50	54,9	262	16%	60%	4,36	6,23	5,41	5,36	5,50
55	60,7	652	40%	100%	4,03	6,38	5,40	5,32	5,47

Tabella 5.1 Classificazione dei dati di salto e portata

La dispersione dei dati registrati non permette di individuare una tendenza di crescita o diminuzione proporzionalmente alla portata e, per approfondire, è stata svolta un'ulteriore indagine (Tabella 5.2) nel range di portate comprese tra 54 e 58 m³/s, nel quale sono racchiusi 770 letture (rappresentanti circa il 45% dei dati raccolti).

Portate		Durate		Salto corrispondente		
Da [m ³ /s]	a [m ³ /s]	giorni	%	limite inf	limite sup	media
52,0	52,9	58	7%	4,38	6,15	5,25
53,0	53,9	13	2%	5,11	6,21	5,53
54,0	54,9	122	15%	4,36	6,00	5,37
55,0	55,9	242	29%	4,43	6,03	5,42
56,0	56,9	351	42%	4,03	6,38	5,18
57,0	57,9	55	7%	5,24	6,03	5,82

Tabella 5.2 Dati di salto e portata in un range più ristretto

Sebbene le classi di portata considerate siano più ristrette rispetto a quelle riportate nella tabella in alto, i valori di salto registrati spaziano tra i massimi e minimi senza evidenziare un trend ben definito (si osservino massimi e minimi delle singole classi di portata); le medie comunque sono contenute in un intervallo ristretto, compreso tra 5,2 e 5,8 m.

5.1.2 Analisi delle potenze

Rappresentando la potenza di impianto, somma delle potenze generate dai singoli gruppi turbina, in ordine cronologico per l'arco temporale di cui sono disponibili i dati, si ottiene il diagramma di Figura 5.5.

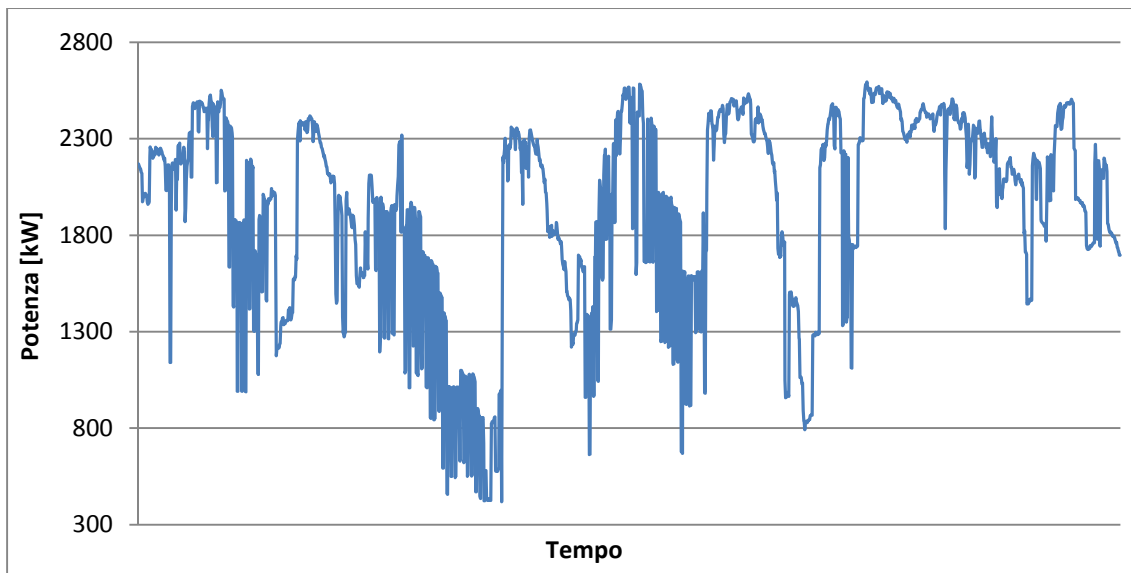


Figura 5.5 Andamento della potenza di impianto

Si può osservare che l'andamento rappresentato risulta analogo a quello delle portate e si evidenzia un trend stagionale, che si ripete, in maniera simile, di anno in anno. Mediando invece i dati di potenza totale di impianto di mese in mese, e riportando su uno stesso grafico la distribuzione annuale dei risultati, si ottiene l'andamento in Figura 5.6.

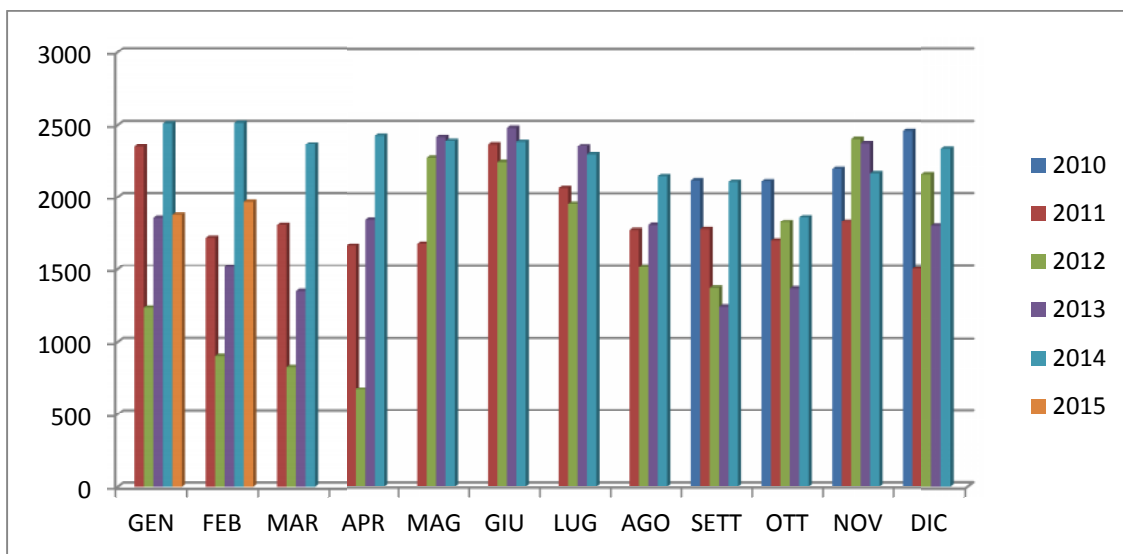


Figura 5.6 Distribuzione annuale della potenza media mensile

L'andamento assunto è circa "sinusoidale" e si ripete in maniera più o meno marcata in funzione della quantità di acqua concessa in uscita dal lago di Iseo.

È così possibile pensare di suddividere l'arco temporale annuale in funzione della potenza erogata dall'impianto, in quattro periodi o trimestri:

- Primo trimestre: febbraio, marzo ed aprile;
- Secondo trimestre: maggio, giugno e luglio;
- Terzo trimestre: agosto, settembre ed ottobre;
- Quarto trimestre: novembre, dicembre e gennaio.

La scelta di suddividere ogni singolo anno in quattro periodi di medesima ampiezza, si rifà all'andamento della potenza mensile media di impianto, che vede dei periodi in cui la produzione è sostanzialmente inferiore e, poiché la potenza totale è proporzionale circa alla portata elaborata, allora questi intervalli temporali corrispondono anche a periodi a minore portata derivata.

Tuttavia la suddivisione in esame non coincide propriamente con le stagioni meteorologiche: ciò è giustificato dal fatto che l'acqua elaborata dall'impianto è derivata dal fiume Oglio, emissario del lago d'Iseo, il quale funziona da grande serbatoio di accumulo, smorzando le variazioni repentine rispetto la disponibilità di acqua date dalla piovosità e da altri fattori meteorologici, oltre a dover essere in grado di fornire la quantità adeguata di acqua necessaria alle coltivazioni, indipendentemente dagli impianti idroelettrici posti a valle del lago.

Raggruppando i dati corrispondenti ai trimestri di riferimento, per il periodo totale di cui sono a disposizione, si rappresentano graficamente le medie sul trimestre di riferimento per la potenza totale di impianto (Figura 5.7).

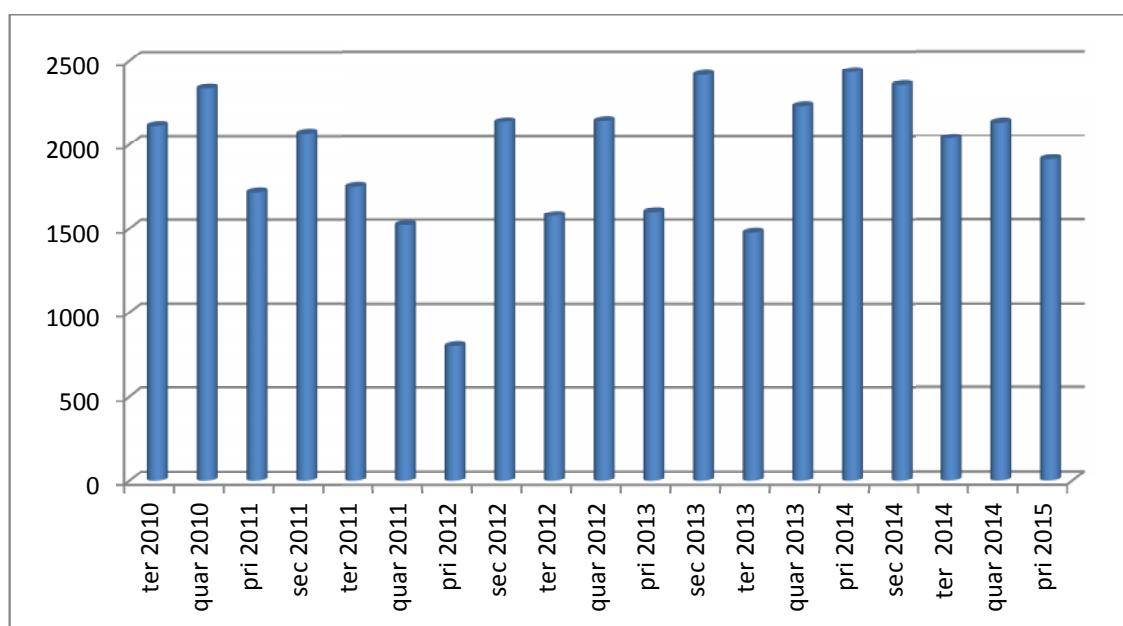


Figura 5.7 Andamento stagionale della potenza media di impianto

Focalizzando l'attenzione su un singolo anno, si nota l'alternanza più o meno marcata di periodi in cui la produzione risulta inferiore, cui corrispondono il primo ed il terzo trimestre dell'anno, e periodi in cui l'impianto aumenta la produzione; tuttavia quest'alternanza non è rispettata con precisione di anno in anno ed un esempio è rappresentato dal 2014, in cui la produzione dell'impianto è rimasta sempre su valori molto elevati a causa dell'elevata piovosità che ha caratterizzato l'anno intero. Un tipico esempio di alternanza stagionale, si ritrova invece negli anni 2012 e 2013, per esempio, che evidenziano una differenza di oltre 500 kW nella potenza media stagionale di impianto, rappresentando circa il 25% di differenza da una stagione all'altra.

Per quanto riguarda, invece, i singoli gruppi turbina, è possibile graficare l'andamento della potenza misurata ai morsetti di ogni singolo alternatore (Figura 5.8).

Si osserva che la curva di potenza del gruppo 3 si colloca sempre ad un livello inferiore rispetto agli altri due gruppi, mostrando dunque una produzione assoluta inferiore; il gruppo 1, d'altro canto, raggiunge i valori di potenza più elevati, sebbene sia quello che è stato fermo il maggior numero di giorni per l'arco temporale di riferimento. Infine il gruppo 2 evidenzia un aumento di potenza prodotta, relativamente agli altri due gruppi, a seguito dell'intervento sul generatore avvenuto nel 2013.

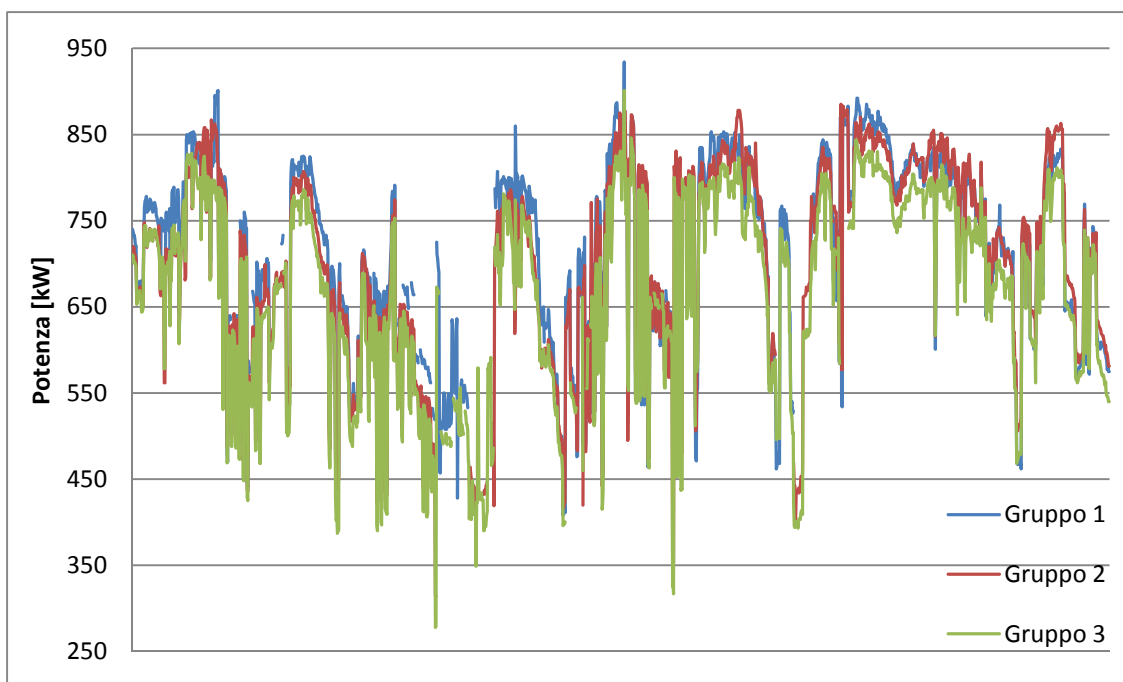


Figura 5.8 Diagramma di potenza dei singoli gruppi

5.1.3 Analisi dei rendimenti

Un aspetto fondamentale per comprendere l'opportunità di intervento sull'impianto e la natura di un'eventuale azione, è lo studio dei rendimenti di impianto, necessario per stabilire se c'è stato un netto scadimento delle prestazioni nel corso degli anni oppure se sostanzialmente, a meno di piccole perdite, l'impianto ha continuato a funzionare correttamente e senza evidenziare particolari problematiche e/o perdite.

I dati di rendimento sono riportati tramite misurazioni dirette, ma sono derivati a partire dalla portata nel canale, dai livelli di monte e valle e dalle potenze rilevate alle tre turbine, secondo la:

$$\eta = \frac{(P1 + P2 + P3)}{(Hm - Hv) \times Q \times g} \times 1000 \quad (5.1)$$

dove:

- P1, P2 e P3 sono le potenze rilevate ai tre gruppi di generazione, espresse in kW;
- Hm ed Hv rappresentano i livelli di monte e di valle, espressi in m;
- Q è la portata globale misurata nel canale di immissione alle turbine, espressa in m³/s;
- g è l'accelerazione gravitazionale, presa pari a 9,81 m/s².

Il diagramma di Figura 5.9 rappresenta l'andamento cronologico del rendimento e permette di osservare un brusco ed anomalo incremento a partire dagli ultimi giorni di giugno dell'anno 2012. Mentre per il periodo antecedente, i dati riportati sono concordi con i valori attesi da un impianto in funzione da trent'anni, l'andamento della seconda metà dei dati non rispecchia le reali condizioni dell'impianto, con picchi che raggiungono più del 95%.

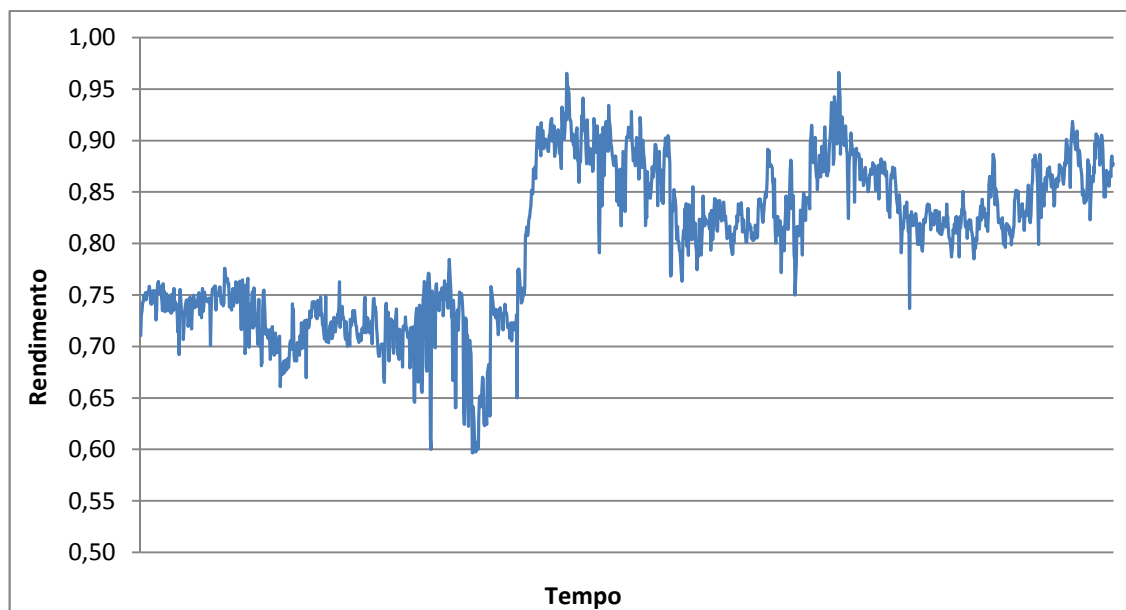


Figura 5.9 Diagramma del rendimento di impianto

Sembrerebbe, difatti, che la curva dei rendimenti abbia subito una sorta di traslazione a partire da circa metà 2012. Cercando una spiegazione a questo fenomeno, sono stati rappresentati graficamente gli andamenti, rispettivamente, del salto (Figura 5.10) e della portata (Figura 5.11) in funzione della potenza prima ed in seguito alla brusca variazione.

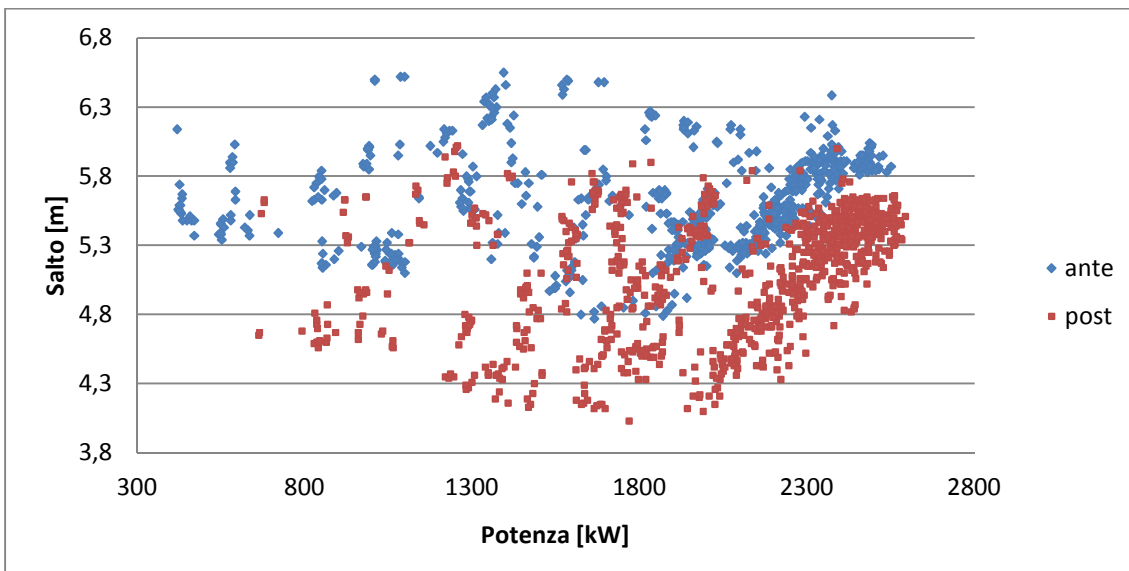


Figura 5.10 Grafico H-P prima e dopo l'anomalia

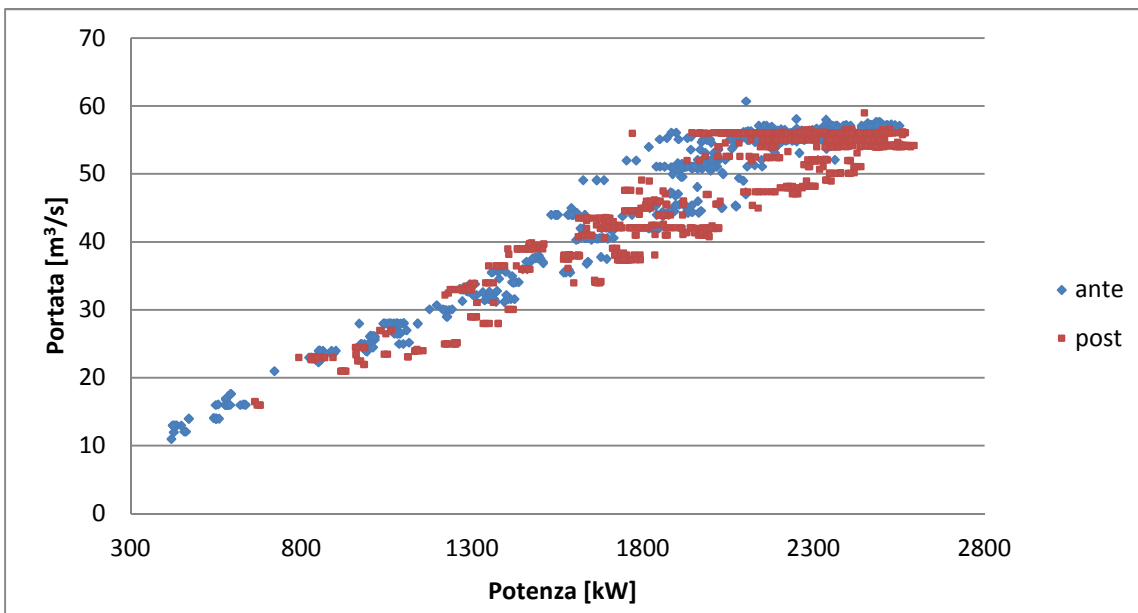


Figura 5.11 Grafico P-W prima e dopo l'anomalia

Analizzando i due grafici si osserva che la potenza varia circa linearmente con la portata elaborata dall'impianto e non è presente una differenza nell'andamento e nei range di portate, prima e dopo luglio 2012; tuttavia, per quanto concerne il diagramma che rapporta il salto disponibile all'impianto con la potenza, si osserva una chiara decrescita dei dati di salto

registrati, a parità di potenza. La traslazione verso un range minore dei salti, può essere spiegata da un'anomalia nelle misure del livello di valle, che si ripercuote (sulla base della formula precedentemente illustrata) sull'incremento del rendimento. Per questa ragione sono da considerarsi come "attendibili", solo le informazioni sul rendimento antecedenti a giugno 2012.

5.2 Valutazione critica dei dati di funzionamento

A partire dalle analisi svolte sui dati giornalieri di impianto svolte al Par. 5.1, per il periodo compreso tra agosto 2010 e marzo 2015, è possibile tratte alcune considerazioni riguardo il funzionamento e le scelte effettuate.

Dall'analisi dei *dati di portata*, si evince che l'impianto ha funzionato a carichi elevati, ovvero al di sopra di 50 m³/s elaborati totali, per circa il 56% del tempo; inoltre l'approvvigionamento di acqua è tale per cui due singoli gruppi avrebbero potuto funzionare al massimo carico (20 m³/s per gruppo) per più del 75% del tempo. Mediante lo studio dell'idrogramma ed in particolar modo della curva di durata delle portate, è possibile affermare che la portata nominale di impianto, per cui è stato inizialmente progettato, si rispecchia sulla scelta che sarebbe stata effettuata ancora oggi.

L'installazione di tre gruppi turbina della medesima tipologia presenta il duplice vantaggio riguardo la compatibilità dei pezzi di ricambio e la gestione dell'impianto in termini di suddivisione della portata tra i diversi gruppi. Quando la portata derivata è al di sotto di una determinata soglia, è così possibile staccare uno dei gruppi in modo da mantenere rendimenti di impianto a valori più elevati, collocando il punto di funzionamento dei singoli gruppi più vicino a quello nominale di progetto.

In realtà, a causa del problema delle alghe, che giungono in prossimità della griglia a bocca impianto in grande quantità, il gestore di impianto preferisce tenere in funzione il maggior numero di gruppi possibile, compatibilmente alla portata elaborata, in modo da distribuire le alghe su una superficie maggiore della griglia. Nel momento in cui la portata raggiungesse livelli troppo bassi per permettere di tenere in funzione tutti e tre i gruppi in contemporanea, infatti, le alghe si distribuirebbero maggiormente nei pressi delle bocche di presa dei soli due gruppi in funzione, causando un maggiore accumulo ed un sovraccarico per lo sgrigliatore che ne deve garantire la pulizia.

Per quanto concerne i *dati di salto* registrati, si può osservare che, sebbene siano fortemente variabili entro dei limiti superiori ed inferiori piuttosto discosti (per le singole classi di portata), il valore della moda, ovvero la lettura che si presenta con maggiore frequenza, è globalmente variabile in un range contenuto in un $\pm 10\%$ (tra 5,18 e 5,69 m), che non è molto per un

impianto a basso salto di questa portata. Dunque, benché la variabilità del salto sia piuttosto ampia e pressoché indipendente dalla portata turbinata, i valori più frequenti sono contenuti in un ambito ristretto, suggerendo così di mantenere la configurazione attuale di turbina Kaplan mono-regolante, con albero di turbina cavo per permettere l'alloggiamento del comando di regolazione delle pale rotoriche, mentre il distributore è fisso.

Tuttavia, un aspetto non marginale all'interno di quest'analisi, è rappresentato ancora dalla presenza, per un arco temporale non ristretto durante l'anno, di un accumulo quasi costante di alghe sulla griglia a bocca di presa; questo si ripercuote sulle misure del livello, alterandole e portandole a valori inferiori. Nello stesso senso, ha effetto anche un'anomalia nella misura del livello di valle, causata dalla posizione del misuratore di livello, che risulta essere influenzata dallo scarico delle turbine ed in taluni casi può provocare delle letture di circa 20 – 30 cm maggiori rispetto al livello reale.

I *dati di rendimento* riportati nell'analisi precedente presentano un andamento indubbiamente anomalo rispetto alle caratteristiche delle macchine installate, che non rispecchia le reali condizioni di funzionamento dell'impianto, a partire da metà del 2012. Come si è osservato, questa anomalia può essere causata da molteplici fattori, ma in particolar modo è imputabile alle misure di livello, le quali alterano il salto disponibile per il calcolo del rendimento.

Per comprendere se negli ultimi anni di esercizio fosse evidenziabile un trend di scadimento delle prestazioni di impianto e per mettere in luce la necessità di intervenire repentinamente sulla sua revisione, si è ricercata una correlazione che riportasse i rendimenti "alterati" da luglio 2012, ai livelli antecedenti; tuttavia non si è trovata una correlazione che riuscisse a riportare il rendimento in funzione della portata e della potenza in maniera soddisfacente, senza alterare in maniera eccessiva l'andamento.

Di conseguenza possono essere considerati come "attendibili" solamente i dati di rendimento fino a giugno 2012, sebbene in tal caso la quantità di dati a disposizione sia troppo bassa per evidenziare un trend e fornire informazioni di rilievo sul funzionamento dell'impianto, in quanto la numerosità non permette di depurare le informazioni raccolte da fenomeni statisticamente marginali. Il rendimento medio sul periodo in esame (da agosto 2010 a giugno 2012) si attesta al 72% circa, e fornisce comunque un'idea, sebbene a grandi linee, del livello di rendimento raggiunto dall'impianto dopo trent'anni di esercizio.

Infine, a partire dall'analisi dei *dati di potenza*, si è osservato un andamento che si ripete in maniera simile di anno in anno e caratterizzato da periodi in cui la produzione è più elevata alternati a periodi a minore produzione, sulla base principalmente della portata disponibile a monte dell'impianto. Questa situazione ricalca sostanzialmente le scelte effettuate dall'ente regolatore dell'acqua in uscita dal lago di Iseo, ovvero il Consorzio dell'Oglio, il quale rilascia una portata minore durante il primo trimestre dell'anno (sulla base della classificazione individuata in precedenza) in modo da avere un'elevata disponibilità di acqua nel lago all'inizio della stagione irrigua; lo stesso avviene per il terzo trimestre dell'anno.

Per quanto concerne invece la suddivisione di potenza prodotta dai tre gruppi, si è osservata una produzione inferiore da parte del terzo gruppo. La causa è stata individuata nella disposizione planimetrica dei gruppi rispetto alle opere civili a monte dell'impianto, per cui il terzo gruppo di generazione è posto a valle di una curvatura del canale di presa, che ne causa un rallentamento e direzionamento diverso dell'acqua in ingresso alla parte di griglia corrispondente.

5.3 Calcoli di verifica di dimensionamento

Una volta che è stata eseguita l'analisi dei dati a disposizione per determinare i valori di salto e di portata di progetto, ed è stato individuato il numero e la tipologia di turbine che verranno installate, l'ultimo passo necessario per portare a conclusione la progettazione di massima dell'impianto consiste nella stima delle dimensioni fondamentali delle turbine.

Poiché la progettazione ed il dimensionamento dell'impianto sono stati eseguiti nei primi anni '80, sicuramente sulla base dei diversi criteri e tecnologie disponibili allora, per procedere all'esplicazione delle opportunità di intervento sull'impianto resta da effettuare la verifica del corretto dimensionamento delle giranti installate. Va ricordato che la progettazione della turbina è un processo iterativo che si fonda su criteri eterogenei, per cui, una volta che le formule vengono applicate, bisognerà accertarsi che le dimensioni che ne derivano siano congruenti con i criteri sopra citati.

Come ipotesi di base dell'analisi, si è deciso di utilizzare i parametri nominali dell'impianto in termini di velocità di rotazione della turbina, salto idraulico e portata; ciò è giustificato dalle analisi precedenti, che hanno rivelato l'accordo con i dati a disposizione rilevati negli ultimi anni di esercizio.

Di conseguenza i dati di base sono:

H	5,2	m	salto lordo
Q	18,33	m ³ /s	portata nominale di progetto
n	162	giro/minuto	velocità di rotazione
ω	16,965	rad/s	velocità angolare
P	847	kW	potenza nominale
z_imp	183	m	altitudine di installazione

dove il salto lordo, ai fini del dimensionamento di massima, può essere utilizzato come stima approssimativa del salto netto.

Dopo aver applicato le diverse metodologie di calcolo illustrate in Appendice A, è possibile effettuare un confronto tra i risultati ottenuti per le casistiche trattate e le misure ricavate dai disegni costruttivi di impianto (Tabella 5.3).

	1	2	3	4
D_{ext}	2,15	2,09	2,20	2,09
D_{int}	0,96	0,94		0,85
B		0,84	0,89	
H_s	4,29			4,19

Tabella 5.3 Sintesi dei risultati del dimensionamento

Nella Tabella 5.3 sono riportati i principali risultati, espressi in metri, mentre i numeri indicano i metodi applicati, secondo l'ordine con cui sono stati presentati in Appendice A; per brevità le misure trattate non sono riportate nella loro totalità, ma sono presentate solo quelle principali e condivise tra almeno due metodi, in quanto ogni sistema si concentra in maniera differente su determinati aspetti della turbina, piuttosto che altri.

Per quanto riguarda il diametro esterno della girante, i risultati indicano valori compresi tra 2,09 e 2,20 m, ovvero in linea con la misura rilevata sui disegni d'assieme del gruppo e pari a 2,14 m; ciò rappresenta già un buon indice sulla bontà dei metodi di dimensionamento di massima utilizzati per i calcoli di verifica. Per quanto essi siano basati in gran parte su formulazioni empiriche e/o sull'esperienza, la variabilità dei valori si colloca non oltre 6 cm su una misura di oltre 2 m, che rappresenta un 3% circa.

Per il diametro interno della girante e l'altezza di aspirazione, non sono riportati sui disegni di assieme le misure, ma si osserva che i valori derivati dai dimensionamenti sono in linea con quanto riportato dai disegni tecnici mediante proporzioni con le misure note. Si segnala, per il dato di diametro del mozzo, un valore leggermente discoste e troppo basso ottenuto dall'ultimo metodo di calcolo.

In ultima analisi, si può dimostrare che la turbina è stata installata ad un'altezza tale da garantire che non avvenga il fenomeno della cavitazione sulle pale rotoriche: i due metodi applicati hanno fornito altezze di aspirazione massima simili e decisamente superiori all'altezza di installazione reale della turbina. Analizzando i dati storici di livello del canale di restituzione, si può considerare come valore cautelativo di minimo livello di valle, quello di 179 m sul livello del mare, il quale, confrontato con i 181,3 m s.l.m. di installazione della girante, risulta essere abbondantemente contenuto all'interno della massima altezza di aspirazione.

Si è trovato riscontro anche sulla dimensione del diametro dell'albero turbina, il quale assume un valore pari a 30 cm, vicino ai 29 cm ipotizzati dal dimensionamento proposto da Pfleiderer; quest'ultimo è anche quello che ha prodotto le dimensioni più accurate tra i diversi metodi proposti.

CAPITOLO 6

VALUTAZIONE DELLE ALTERNATIVE DI PROGETTO

Le decisioni che riguardano la scelta della miglior alternativa di progetto devono essere supportate da opportune analisi tecniche ed economiche delle soluzioni possibili da adottare. Per delineare le alternative e procedere successivamente alla loro valutazione è necessario, in primo luogo, che siano note le condizioni attuali di funzionamento dell'impianto.

Dunque, una volta che sono state chiarite le motivazioni che hanno portato il proprietario dell'impianto ad intraprendere il progetto di ammodernamento della centrale ed è stata condotta l'analisi dei dati storici a disposizione, devono essere eseguiti dei sopralluoghi sull'impianto, affinché possano essere valutate in generale le condizioni della centrale ed in particolare quelle delle singole macchine, con la relativa impiantistica a corredo, attraverso un'ispezione solo visiva di tutti i sistemi in funzione. Spesso infatti, come nel caso in esame, non è possibile prevedere un fermo dell'impianto per aprire le macchine e determinarne lo stato di usura, se non subendo elevate perdite economiche dovute alla mancata produzione.

A seguito delle offerte preliminari ricevute per il progetto di ammodernamento dei gruppi idroelettrici, vengono incrociati i dati estrapolati dalle analisi storiche e quelli provenienti dai costruttori di turbine consultati, affinché siano definiti con maggiore chiarezza gli scenari progettuali e sia così possibile procedere alla successiva valutazione, in termini tecnici ed economici.

6.1 Determinazione dei campi di intervento

Lo scopo di questo processo è quello di raccogliere tutte le informazioni sui componenti di impianto che potrebbero essere oggetto di intervento all'interno del progetto. Poiché dopo i trent'anni di esercizio dell'impianto non si è prossimi alla conclusione della vita utile delle strutture portanti e delle opere civili annesse, le osservazioni sono limitate alla parte elettromeccanica del gruppo di produzione. Procedendo "water-to-wire", per ogni elemento è possibile descrivere lo stato di fatto, elencare le opzioni di intervento e valutarne i benefici.

I componenti da analizzare sono:

1. Turbina e relativi componenti
2. Moltiplicatore
3. Generatore

6.1.1 Turbina e relativi componenti

Non è possibile determinare a priori ed in maniera dettagliata l'integrità e le condizioni meccaniche della turbina a valle di una semplice analisi visiva dall'esterno, poiché per caratterizzare completamente le condizioni della macchina sarebbe necessario procedere al fermo ed all'apertura della stessa, in modo da eseguire un'ispezione visiva approfondita da parte di un tecnico e gli eventuali ulteriori controlli funzionali non distruttivi.

Tuttavia, a valle dei sopralluoghi effettuati con i tecnici coinvolti e sotto la guida del gestore di impianto, si è osservato che tutte e tre le macchine idrauliche non lamentano particolari problematiche operative e tecniche, se non quelle dovute alle ore di funzionamento ed alla necessità, dopo un esercizio di oltre 25 anni, di una manutenzione straordinaria.

L'analisi delle macchine ha permesso di rilevare che:

- il rumore prodotto dal funzionamento delle turbomacchine non evidenzia particolari criticità o anomalie;
- le condizioni esterne delle macchine sono soddisfacenti e non indicano la necessità di interventi particolari, a meno di alcune perdite di acqua nelle tenute d'albero di due macchine, come si osserva in Figura 6.1.

Per quanto riguarda i sistemi accessori alla turbina è stato evidenziato dal gestore di impianto che, nel corso degli anni, si è resa necessaria la modifica dei sistemi di adduzione dell'acqua per la lubrificazione dei cuscinetti di turbina; quest'acqua viene prelevata a monte della griglia di adduzione ed è filtrata in modo da rimuovere tutte le impurezze che potrebbero portare a precoce usura dell'accoppiamento dei sistemi rotanti.



Figura 6.1 Stato attuale della turbina e relativi accessori

A causa di alcune perdite e di una maggiore richiesta di acqua rispetto a quanto inizialmente previsto, è stato necessario creare un sistema di recupero delle perdite con la predisposizione di un sistema di pompaggio, articolando ulteriormente la già complessa impiantistica ausiliaria.

Per quanto concerne la centralina oleodinamica per la movimentazione del servomotore, che provvede alla regolazione delle pale della ruota non si evidenziano criticità o problemi particolari, se non la necessità di effettuare controlli e pulizia di routine.

A valle delle informazioni raccolte e sulla base dell'esperienza e della documentazione riguardante il deterioramento delle prestazioni delle turbine nel tempo, si ritiene opportuno effettuare degli interventi di *manutenzione straordinaria* sui diversi componenti della macchina idraulica. Infatti, dopo trent'anni di esercizio, l'usura delle superfici dei condotti idraulici può aver causato un decadimento del rendimento; inoltre, sempre a causa dell'età avanzata dei gruppi, c'è il rischio che nel breve periodo possano avvenire delle rotture a fatica, sebbene la velocità delle turbine sia piuttosto bassa.

Per tali motivi, risulta opportuno prevedere le seguenti azioni:

- 1) *Girante*: revisione completa della girante (verifiche dimensionali e bonifica con lucidatura della superficie) e sostituzione delle bussole di supporto pale e cinematismo di comando, in materiale autolubrificante;
- 2) *Tenuta d'albero*: sostituzione del sistema di tenuta esistente con un sistema di tenuta con parte attiva in PTFE espanso e grafite a bassissimo attrito; questo sistema permette di aggiungere del materiale man mano che si consuma, garantendo una buona tenuta, senza necessità di flussaggi o raffreddamento;
- 3) *Albero di turbina*: in base alle condizioni rilevate al momento dell'apertura della macchina, è possibile provvedere alla sostituzione della camicia d'albero o alla sostituzione diretta dello stesso;
- 4) *Supporti di guida e spinta*: rigenerazione completa o sostituzione dell'attuale cuscinetto.
- 5) *Sistema di comando pale*: revisione o sostituzione della colonnetta di comando delle pale, sostituzione delle guarnizioni e dell'attuale giunto rotante;
- 6) *Centralina oleodinamica*: controllo funzionale con lavaggio del serbatoio e sostituzione dell'olio, dei filtri e dei tubi flessibili.

Gli interventi sopracitati permettono di riportare la macchina idraulica a lavorare nelle condizioni ottimali, limitando le perdite e gli attriti che si sono generati a causa dell'usura accumulata nel corso degli anni; questo permette, a valle della revisione, il recupero di circa un punto percentuale sul rendimento globale, meccanico ed idraulico, dato che non ci si aspetta grossi danni delle superfici palari per cavitazione.

Sebbene le turbine funzionino senza particolari problemi, questi interventi riducono il rischio di incorrere in rotture nel breve e lungo periodo, limitando così i guasti ed i fermi delle macchine conseguenti.

6.1.2 Moltiplicatore

Il moltiplicatore di giri (Figura 6.2) è il componente d'impianto che necessita di maggiore manutenzione e penalizza il rendimento del complesso turbina-alternatore.

A causa dell'inusuale disposizione della linea d'asse turbina-alternatore inclinata a 45°, i cuscinetti del moltiplicatore risultano soggetti ad usura particolarmente severa, comportandone la sostituzione ogni 50.000 ore di utilizzo, rispetto alle 100.000 inizialmente previste in fase di progettazione del gruppo.



Figura 6.2 Stato del moltiplicatore di giri

Poiché non sono stati effettuati particolari interventi sul moltiplicatore ed il relativo sistema di lubrificazione e circolazione dell'olio, è opportuno ipotizzare un intervento di *manutenzione straordinaria*; quest'ultima prevede, oltre alla sostituzione dei cuscinetti usurati e delle guarnizioni, anche il controllo su tutta la catena cinematica e della pompa meccanica di circolazione dell'olio di lubrificazione. Tuttavia, in questo caso, è necessario considerare la difficoltà nel reperire la tipologia di cuscinetti impiegati ed il fatto che, dato il costo elevato, diviene economicamente poco conveniente pensare ad una scorta.

Date le caratteristiche costruttive del moltiplicatore attualmente installato in ogni gruppo, è da valutare, in alternativa alla revisione straordinaria, la *sostituzione* dello stesso, con un moltiplicatore di giri di nuova generazione, di tipo ad assi paralleli e compreso di giunto e campana motore; la durata è garantita fino a 100.000 ore di funzionamento e non è necessaria la sostituzione regolare dei cuscinetti nell'arco della vita utile del moltiplicatore. La spesa per l'acquisto dei nuovi moltiplicatori si attesta a valori circa cinque volte superiori rispetto alla revisione, ma permette un incremento dell'affidabilità complessiva del gruppo di produzione ed una riduzione dei costi annuali di manutenzione.

Ipotizzando la sostituzione dei moltiplicatori alla conclusione della vita utile, in modo da poter mantenere le prestazioni a livelli elevati, si consente il recupero di circa 2-3 punti percentuali di rendimento globale in associazione all'operazione di revisione della turbina).

6.1.3 Generatore

Anche il generatore, come la turbina, non presenta particolari problemi, se non quelli relativi alla vetustà del sistema nel suo complesso. Anche in questo caso, attraverso un'ispezione visiva, non è possibile trarre delle conclusioni certe riguardo lo stato della macchina elettrica; comunque sia nell'arco degli anni non si sono resi necessari interventi di manutenzione straordinari, a meno della sostituzione dei cuscinetti del generatore, per precoce usura e rumorosità, come già successo per il moltiplicatore.

Fattori chiave che influenzano le condizioni del generatore sono rappresentati dalla forma e dall'allineamento del rotore e degli avvolgimenti di statore, in quanto influenzano lo spazio presente tra rotore e statore durante le diverse operazioni, come i transitori, le sincronizzazioni, il raggiungimento di sovra-velocità, ecc.; in determinate circostanze, questi fenomeni possono portare a danneggiamenti per contatto tra parti in movimento che causano una riduzione della vita utile e precoce deterioramento delle diverse parti.

Per tali motivi, quale intervento "base", è opportuno considerare la *revisione straordinaria* del generatore, che consiste principalmente in:

- smontaggio e lavaggio complessivo con idropulitrice;
- essiccazione degli avvolgimenti in forno ventilato a temperatura controllata;
- controlli dimensionali meccanici ed equilibratura dinamica del rotore;
- tropicalizzazione delle parti elettriche con smalto isolante;
- montaggio di nuovi cuscinetti.

Gli interventi descritti permettono di incrementare l'affidabilità complessiva e la vita utile di sistema con una spesa relativamente modesta, senza tuttavia rimuovere i problemi di base legati ai cuscinetti ed alla necessità di rifasamento con banchi di condensatori, trattandosi di generatori asincroni.

In alternativa è possibile provvedere alla *sostituzione* degli attuali generatori asincroni con dei generatori sincroni di tipo convenzionale con eccitazione *brushless*, mantenendo l'attuale configurazione a più elevata velocità di rotazione, oppure a magneti permanenti ad accoppiamento diretto, a bassa velocità. Questi sistemi permettono di raggiungere livelli di efficienza molto elevati, a fronte di una spesa molto superiore rispetto alla semplice revisione completa. In entrambi i casi, sono necessari degli interventi anche sulla parte elettrica di potenza e controllo, a valle dei generatori, adeguandola mediante l'installazione della quadristica elettrica necessaria per il corretto funzionamento della centrale; tuttavia, per

l'impianto in esame, è possibile passare da asincroni a sincroni senza particolari problemi, riuscendo a far convivere i due sistemi nel periodo di transitorio.

La sostituzione del generatore asincrono, mantenendo l'attuale configurazione moltiplicata, prevedrebbe l'installazione di un generatore *sincrono di tipo convenzionale* (Figura 6.3) ad 8 poli, dalle seguenti caratteristiche costruttive principali:

- Potenza nominale: 1.000 kVA;
- Velocità di rotazione: 750 giro/minuto;
- Fattore di potenza nominale: 0,8;
- Eccitazione di tipo *brushless*, ovvero effettuata tramite un piccolo alternatore sincro rotante, accoppiato coassialmente, senza spazzole, al generatore principale. L'alternatorino ha l'avvolgimento induttore fermo (sullo statore) e l'indotto trifase rotante, la cui corrente alternata viene raddrizzata tramite un ponte di diodi rotante e quindi inviata agli avvolgimenti di eccitazione dell'alternatore principale;
- Grado di protezione: IP23;
- Sistema di raffreddamento IC01: gli avvolgimenti sono attraversati direttamente dall'aria esterna;
- Forma costruttiva B3, per garantire la piena compatibilità con il sistema esistente e limitare al più possibile gli interventi sulle opere civili.

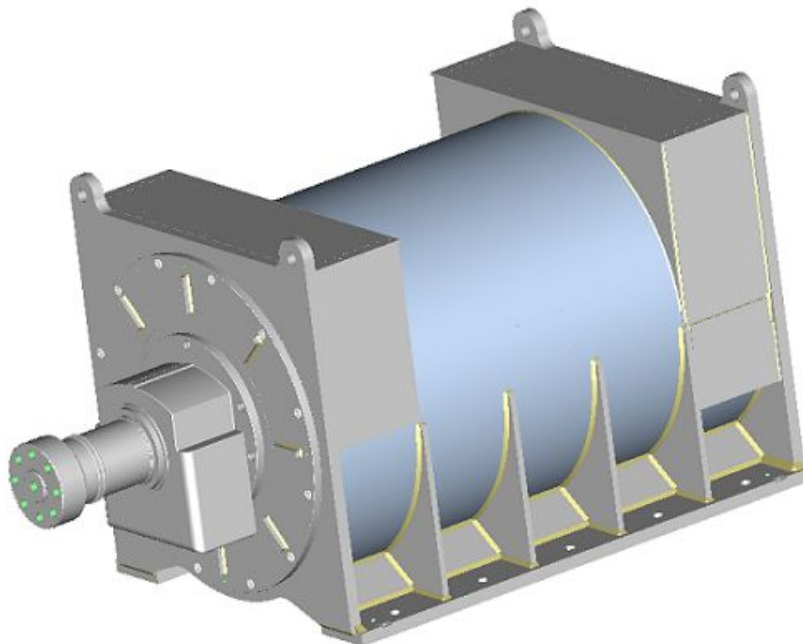


Figura 6.3 Generatore sincro con forma costruttiva B3

Questo tipo di generatore, tecnologia ormai consolidata, permette di incrementare l'affidabilità, rispetto al vecchio generatore, e di ridurre i costi di manutenzione per la precoce usura e conseguente rumorosità dei cuscinetti, grazie anche ai sensori di vibrazione per il monitoraggio

dello stato di funzionamento, che consentono di valutarne l'andamento nel tempo e prevenire guasti che comportano lunghi e costosi fermi impianto. I rendimenti raggiungono valori molto più elevati rispetto ai vecchi generatori, garantendo inoltre migliori prestazioni ai carichi parziali; per tale motivo è possibile attribuire un incremento di 3-5 punti percentuali su rendimento globale atteso del gruppo, a valle della sostituzione della macchina, per le migliori caratteristiche elettriche (Tabella 6.1).

Carico [%]	Carichi parziali		Nominale 75%	Massimo 100%
	25%	50%		
Rendimento [%] ($\cos\phi = 0,8$)	92,6	95,1	95,7	96,0
Rendimento [%] ($\cos\phi = 1$)	94,1	96,4	96,9	97,0

Tabella 6.1 Rendimento del generatore sincrono convenzionale a $\cos\phi$ differenti

Avendo precedentemente individuato il moltiplicatore come fonte di perdite di rendimento e complicazioni di esercizio, conseguenti anche alla complessa impiantistica a corredo della macchina (lubrificazione, raffreddamento, ecc.), una valida alternativa, tecnologicamente avanzata, consisterebbe nell'installazione di un *generatore sincrono a magneti permanenti* e rimozione dell'attuale moltiplicatore, in modo da effettuare un accoppiamento diretto turbina-generatore (Figura 6.4).



Figura 6.4 Soluzione di impianto che prevede l'accoppiamento diretto

La scelta di impiegare un generatore a magneti permanenti in luogo di un alternatore convenzionale, è dettata essenzialmente da motivi di spazio: il generatore convenzionale per garantire una velocità di rotazione tale da permettere l'accoppiamento diretto con la turbina,

mantenendo i dati idraulici di funzionamento, dovrebbe essere costruito con 38 poli, definendo così una velocità di rotazione della turbina pari a 157,89 giro/minuto. Pur essendo le misure geometriche compatibili, i maggiori pesi, pari a circa 23 tonnellate, non consentono l'installazione del generatore senza una pesante modifica delle fondazioni esistenti.

Poiché il committente ha posto come vincolo iniziale, quello di limitare al più possibile gli interventi civili e la modifica del layout esistente, si è optato per la soluzione di alternatore a magneti permanenti: la maggior compattezza ed il minor peso di questa soluzione, rispetto al generatore sincrono elettrico standard, è raggiunta grazie all'utilizzo di magneti, in materiale ferromagnetico al neodimio, che mantengono i loro campi magnetici per lunghi periodi ed in condizioni variabili, per generare il campo induttore rotante.

L'utilizzo dei magneti permanenti permette, inoltre, l'assenza del sistema di eccitazione convenzionale, fornendo una maggiore semplicità costruttiva sulla componente rotorica e minori perdite per effetto Joule (per l'assenza dell'avvolgimento rotorico) e/o strisciamento (nel caso in cui si utilizzasse un sistema di eccitazione a spazzole). Tuttavia, poiché l'eccitazione derivante dai magneti è pressoché costante, una connessione diretta alla rete vincolerebbe il bilancio dei flussi di potenza attiva e reattiva: per regolare correttamente il fattore di potenza, l'eccitazione fornita dai magneti permanenti, viene integrata da una piccola batteria di condensatori, che consente di rifasare a costi contenuti.

Le caratteristiche principali della macchina elettrica sono le seguenti:

- Potenza nominale: 1200 kVA;
- Velocità di rotazione: 157,89 giro/minuto;
- Fattore di potenza nominale: 0,98;
- Grado di protezione: IP41;
- Sistema di raffreddamento IC35: ad aria forzata, la cui circolazione è affidata a due ventilatori esterni con motori trifase ad induzione, operanti in parallelo.

Dal punto di vista operativo, si prevede di svuotare il moltiplicatore esistente, conservando il solo cuscinetto di spinta dell'albero lento, per cui il nuovo generatore dovrà avere un supporto reggispinna atto a sostenere il peso proprio del rotore. L'architettura del supporto è costituita da cuscinetti a rotolamento, con lubrificazione ad olio; sono inoltre previsti dei punti per il fissaggio dei sensori di vibrazione e per il monitoraggio della temperatura. L'albero del generatore dovrà essere forato per tutta la sua lunghezza, in modo da consentire il riposizionamento della colonnetta di comando pale esistente.

Questa soluzione prevede un costo di investimento molto elevato, rispetto agli altri interventi citati, ma presenta elevate efficienze in un ampio campo di funzionamento ed un notevole miglioramento dal punto di vista impiantistico e manutentivo per l'eliminazione del moltiplicatore (ed impiantistica a corredo) e degli attuali banchi di rifasamento.

Il maggior rendimento globale atteso si può stimare cautelativamente sui 5-7 punti percentuali, di cui 2-3 sono attribuibili all'eliminazione del moltiplicatore e degli ausiliari relativi che

assorbono energia, e 3-5 sono dovuti alle migliori caratteristiche della macchina elettrica, analoghe a quelle della macchina elettrica sincrona convenzionale (Tabella 6.2).

Carico	Carichi parziali		Nominale 75%	Massimo 100%
	25%	50%		
Rendimento [%] ($\cos\varphi = 0,8$)	90,8	95,0	95,8	95,5
Rendimento [%] ($\cos\varphi = 1$)	93,9	96,6	97,0	96,8

Tabella 6.2 Rendimenti del PMG a $\cos\varphi$ differenti

6.2 Identificazione e descrizione delle alternative

La combinazione dei possibili interventi sui diversi componenti di ogni gruppo, può portare alla creazione di un numero di alternative molto elevato; tuttavia gran parte di queste alternative non sono di alcuna utilità e non verrebbero mai implementate nella realtà professionale. Per questo motivo, un passo fondamentale dell'analisi consiste nella selezione delle alternative di progetto che meglio rispecchino i punti di vista, i vincoli e fattori rilevanti, dei diversi *stakeholder* coinvolti.

Ogni alternativa deve essere esplicitata in termini di costi e benefici relativi al processo di ammodernamento effettuato, differenziando gli interventi volti ad un miglioramento delle prestazioni globali, rispetto a quelli volti ad incrementare la vita utile di impianto e la relativa affidabilità.

Per impianti che presentano un numero di gruppi superiore ad uno, è possibile anche valutare l'intervento parziale, cioè solamente su alcuni gruppi: i gruppi ammodernati possono essere utilizzati in via preferenziale per coprire il carico di base e funzionare durante tutto l'arco dell'anno, mentre gli altri entrano in esercizio secondo necessità, in funzione dell'ulteriore portata disponibile.

6.2.1 Revisione straordinaria di impianto

L'alternativa che presenta il minore costo di investimento, ma permette di portare ad un incremento della vita utile di impianto (e di affidabilità), è costituita dalla revisione completa di tutti e tre i gruppi installati, revisione limitata ai principali componenti elettromeccanici principali (turbina e centralina oleodinamica, moltiplicatore e generatore).

Il costo di investimento necessario per effettuare gli interventi di revisione, esplicitati al Par. 6.1, è pari a 294.000 €.

Per limitare il più possibile la perdita di produzione, si ritiene opportuno intervenire su un gruppo alla volta e garantire così il funzionamento dei restanti due gruppi, scegliendo opportunamente il periodo dell'anno per cui è meno probabile la disponibilità di portate per il funzionamento dei tre gruppi in parallelo. Poiché non sono richiesti interventi sulla parte di potenza e controllo, non è necessario effettuare un periodo di fermo di impianto generale.

Si può prevedere un periodo di fermo di un gruppo complessivo di 8 settimane, dalla data di inizio delle attività, per cui il periodo di fermo complessivo per la lavorazione è di 24 settimane. Tutti gli interventi inerenti la revisione della turbina sono da effettuarsi presso un'officina specializzata, previo smontaggio e trasporto.

L'attività può essere dunque eseguita in tre fasi:

1. Smontaggio in cantiere;
2. Revisione generale presso l'officina;
3. Rimontaggio in cantiere, verifiche e collaudo finale.

Lo smontaggio ed il rimontaggio non creano problemi particolari dal punto di vista logistico, in quanto è tutt'ora presente in loco l'attrezzatura utilizzata all'epoca, per l'installazione iniziale dei gruppi in centrale (supporti, gru, catene, ecc.); per il trasporto sarà necessario effettuare un trasporto eccezionale, con le necessarie operazioni di manovra e blocco del traffico che ne conseguono. Per ridurre al minimo il fermo del gruppo, vengono eseguiti gli interventi di manutenzione straordinaria del moltiplicatore e del generatore in loco mentre la turbina è in lavorazione presso l'officina.

La revisione straordinaria dei gruppi permette di conseguire un lievissimo incremento di efficienza (come già accennato pari a circa l'1% sulla base dell'esperienza), dovuto sostanzialmente agli interventi eseguiti sulla macchina idraulica, recuperando parte del degrado avvenuto nel corso degli anni. Tuttavia questo, da solo, non giustifica la spesa complessiva: la motivazione che spinge il committente ad effettuare un intervento di questa entità, è la consapevolezza che gran parte dei componenti elettromeccanici sono prossimi alla conclusione della vita utile (se non già oltre), e ritiene opportuno prolungarla, in modo da garantire una maggiore continuità nella produzione di energia per gli anni successivi, limitando il rischio di guasto.

Il costo di investimento non è infatti sufficiente a garantire l'accesso all'attuale sistema di incentivazione per il potenziamento di impianti idroelettrici, aprendo la strada al committente, per la valutazione di interventi più "consistenti" in futuro, a valle dell'emissione di un eventuale Decreto Ministeriale sull'incentivazione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili.

6.2.2 Installazione dei generatori sincroni

Quest'alternativa consiste nell'installazione di un alternatore sincrono convenzionale in sostituzione del generatore asincrono attualmente presente, e nella revisione straordinaria della

turbina, della centralina oleodinamica e del moltiplicatore di giri. Vengono individuate due possibilità inerenti quest'alternativa progettuale, in funzione del numero di gruppi coinvolti: si interviene su tutti e tre i gruppi presenti, oppure solamente su due gruppi, mantenendo il restante nello stato attuale. Ciò è giustificato dal fatto che anche l'investimento richiesto per l'intervento su due gruppi soltanto permette l'accesso al sistema di incentivazione, producendo dei ricavi aggiuntivi e limitando contemporaneamente i costi da sostenere; il gruppo rimanente viene impiegato per coprire i valori di portata al di sopra dei 40 m³/s circa, e quindi viene esercito per un numero inferiore di ore all'anno, ma presenterà un rischio di guasto superiore.

Il costo di investimento per le due soluzioni è rispettivamente pari a 918.000 € e 612.000 €, che contiene anche il costo delle opere civili necessarie all'alloggiamento dei nuovi generatori.

Anche in tal caso è possibile intervenire in serie sui gruppi coinvolti nel processo di ammodernamento, seguendo i medesimi passi inerenti montaggio, lavorazione e rimontaggio, illustrati per le attività di revisione al Par. 6.2.1, con la differenza che non viene effettuata la sostituzione del generatore, in luogo della revisione; questo comporta la necessità di un fermo impianto per una settimana a seguito dell'intervento su ogni gruppo (della durata di 8 settimane cadauno), affinché sia disposto l'adeguamento della parte elettrica con l'installazione della quadristica necessaria al corretto funzionamento della centrale: quadri di bassa tensione per il comando e controllo della turbina, regolatore di tensione interfacciato con il controllo principale, relè di sincronismo, protezione del generatore ed i quadri di distribuzione di bassa tensione.

L'installazione di generatori sincroni, accompagnata dalla revisione dei restanti componenti, permette di conseguire un incremento del rendimento complessivo di impianto del 5% circa (se si interviene su tutti i gruppi), di cui 4 punti percentuali sono attribuibili alle maggiori *performance* delle macchine elettriche. I ricavi annui rispetto al caso di sola revisione sono in questo modo notevolmente incrementati, grazie alla maggior produzione media annua ed agli incentivi per potenziamento.

6.2.3 Installazione di generatori sincroni e nuovi moltiplicatori

Questa alternativa ripercorre gli interventi e le motivazioni di quella al Par. 6.2.2.: viene eseguita la revisione della turbina e della centralina oleodinamica e la sostituzione del generatore con uno sincrono convenzionale; tuttavia, in aggiunta, viene sostituito anche il moltiplicatore di giri, in quanto quello attualmente installato ha raggiunto (e superato) la conclusione della vita utile. Anche in tale contesto vengono studiati simultaneamente i casi in cui si decida di intervenire su tutti e tre i gruppi o solamente su due, lasciando il terzo nelle condizioni attuali di funzionamento; in tal caso, è possibile stoccare in magazzino i moltiplicatori "vecchi", in modo da disporre di pezzi di ricambio per il terzo gruppo.

Il costo di investimento per le due soluzioni è rispettivamente pari a 1.194.000 € e 796.000 € ed è tale da permettere l'iscrizione al registro per l'accesso agli incentivi di potenziamento; il costo delle opere civili è il medesimo delle soluzioni illustrate al Par. 6.2.2, così come i tempi di intervento.

La sostituzione del moltiplicatore di giri con uno nuovo permette di recuperare circa il 2% di rendimento in associazione alla revisione della turbina, a cui si aggiunge l'incremento di efficienza dovuto alla sostituzione del generatore: si prevede, così, un incremento complessivo del rendimento di impianto pari al 6% (intervenendo su tutti e tre i gruppi).

Tuttavia, da specifiche del costruttore, per mantenere i livelli di rendimento a valori così elevati, come anche l'affidabilità di impianto, è necessario prevedere la sostituzione dei nuovi moltiplicatori mediamente ogni 10 anni di esercizio, cioè a conclusione della vita utile tecnica del componente in esame.

6.2.4 Installazione di generatori a magneti permanenti

L'ultima alternativa in esame consiste nell'installazione di un generatore sincrono a magneti permanenti con conseguente eliminazione del moltiplicatore; quest'ultimo, da quanto risulta dai colloqui avuti con i gestori dell'impianto, è stato sistematicamente fonte di problemi, sin dai primi anni di esercizio, a causa anche della configurazione assai particolare dei gruppi. È prevista, inoltre, la revisione straordinaria della turbina e della centralina oleodinamica.

Rispetto alle alternative descritte nei Par. 6.2.2 e 6.2.3, vengono prese in considerazione tre possibilità inerenti l'intervento su tre, due o un gruppo soltanto; nel caso di interventi parziali, i pezzi meccanici ed i cuscinetti rimossi dai moltiplicatori, se in buono stato, possono essere tenuti come ricambio. Risulta interessante valutare il caso in cui si decida di intervenire solamente su uno dei tre gruppi in quanto si basa su ragionamenti differenti: essendo una tecnologia più "innovativa" rispetto a quelle precedentemente esposte e data l'incertezza riguardante i dati di portata futuri e la remunerazione dell'energia, si può pensare di effettuare l'accoppiamento diretto su un gruppo "di prova" ed analizzarne il funzionamento nell'arco di qualche anno; sulla base dei dati raccolti e delle novità introdotte dal nuovo Decreto sull'incentivazione dell'energia da fonti rinnovabili, in un secondo momento il committente potrà decidere quale intervento riservare ai due gruppi restanti e se i vantaggi introdotti dal nuovo generatore, ed il conseguente accoppiamento diretto, giustificano la notevole spesa richiesta.

Il costo di investimento per le tre soluzioni considerate è rispettivamente pari a 2.004.000 €, 1.336.000 € e 668.000 €, per l'intervento su tre, due o un gruppo, dunque circa doppio rispetto alla più costosa delle altre alternative: il solo costo per le opere civili è previsto pari a 150.000 € per l'intervento su tre gruppi. I tempi di intervento, invece, sono i medesimi dei casi precedenti, ovvero un fermo macchina di 8 settimane seguito da un fermo di impianto di una settimana, per ogni gruppo coinvolto nel progetto.

La soluzione che prevede la sostituzione delle tre macchine elettriche attualmente presenti, con macchine sincrone a magneti permanenti ed accoppiamento diretto turbina-alternatore, è quella che prevede l'incremento di rendimento globale di impianto maggiore, e quantificabile con circa il 7% totale: di questo, è possibile attribuire un punto percentuale al miglioramento introdotto dalle operazioni di revisione della turbina, due punti percentuali alla rimozione del moltiplicatore di giri e quattro punti percentuali alle caratteristiche del nuovo alternatore.

Sicuramente questa è la soluzione che permette l'esercizio dell'impianto con i maggiori valori di affidabilità dei gruppi e presenta una vita utile attesa di impianto superiore; il tutto, però, a spese di un elevato investimento richiesto, che potrebbe non essere giustificabile nel bilancio del portafoglio progetti del committente.

CAPITOLO 7

ANALISI MULTICRITERI

Una volta identificate tutte le alternative di progetto, è necessario uno strumento che permetta di classificare e riarrangiare le informazioni disponibili.

Molto spesso, nella realtà professionale, il parametro che viene utilizzato per indirizzare e fornire un supporto alla scelta progettuale è rappresentato dall'NPV (*Net Present Value*) del progetto di investimento, calcolato, per il caso in esame, attraverso l'introduzione di alcune ipotesi semplificative ed utilizzando le informazioni a disposizione, che talvolta possono risultare incomplete. Tuttavia, la grossa limitazione nell'utilizzo del solo NPV, è data dal fatto che rappresenta un parametro di tipo puramente economico, non tenendo in considerazione altri aspetti di tipo tecnico ed ambientale, correlati all'intervento di ammodernamento, tutt'altro che marginali in ottica decisionale.

Pertanto, allo scopo di valutare le diverse alternative legate al processo di ammodernamento di un piccolo impianto idroelettrico, si è studiato l'impiego delle tecniche di *analisi multicriteri*. Queste tecniche, relativamente recenti, si pongono l'obiettivo di superare le limitazioni dei tradizionali approcci monodimensionali, basati su una singola funzione di utilità. L'analisi multicriteri deve tenere conto anche di parametri che difficilmente possono trovare una stima economica numerica, e valutare l'effetto dell'importanza che diversi decisori (o lo stesso decisore con diversi punti di vista) possono assegnare ai molteplici aspetti che descrivono il problema. L'analisi multicriteri discreta è quella che meglio si adatta ai problemi connessi con la valutazione dell'ammodernamento di piccoli impianti idroelettrici, in cui, come è tipico di un corretto approccio alla progettazione, è necessario scegliere tra soluzioni tecniche alternative, ivi compresa la cosiddetta "alternativa zero", cioè la non realizzazione dell'intervento.

7.1 Introduzione al metodo

L'analisi multicriteri, o MEA (*Multicriteria Evaluation Approach*), permette di analizzare un certo numero di alternative (progetti) alla luce di una molteplicità di criteri, e relative priorità, applicati simultaneamente.

Il cuore del metodo è rappresentato dalla costruzione di una matrice degli effetti, bidimensionale, in cui una dimensione rappresenta i diversi progetti proposti, mentre l'altra rappresenta i criteri rispetto ai quali deve avvenire la valutazione delle alternative. Poiché è possibile definire l'importanza relativa di ogni criterio rispetto agli altri, all'interno del processo decisionale, ai fini della valutazione del livello di raggiungimento degli obiettivi proposti da parte di ogni progetto, il MEA permette di prendere in considerazione esplicitamente anche differenti punti di vista.

Di conseguenza, l'analisi multicriteri fornisce un metodo che permette di processare contemporaneamente due tipi di informazioni in ingresso: quelle "oggettive", espresse nella matrice degli effetti, e quelle "soggettive", rappresentate dai pesi forniti per ogni criterio.

Per questo motivo non è possibile affermare che il MEA rappresenti un processo di ottimizzazione: esso permette semplicemente di identificare una sorta di classifica delle alternative preferenziali, mediante l'assegnazione di un punteggio sintetico per ogni progetto. Poiché il punteggio finale deriva dall'elaborazione di informazioni sia oggettive che soggettive, il progetto che presenterà il punteggio maggiore, a valle dei calcoli, non si pone come *il migliore* in termini assoluti, ma come *il miglior compromesso* nel livello di soddisfazione di tutti i criteri considerati simultaneamente.

7.1.1 Dati in ingresso

La matrice degli effetti (**Z**, con i criteri in riga ed i progetti alternativi in colonna) contiene gli effetti di ciascun progetto alternativo in termini di ciascun criterio di decisione (Figura 7.1).

CRITERI	ALTERNATIVE (PROGETTI)							
	A	B	C	D	Etc.
1	<i>Valori dei criteri (o Effetti, o Impatti)</i>							
2								
3								
...								
...								
Etc.								

Figura 7.1 Struttura della matrice degli effetti

Mentre i progetti da prendere in considerazione provengono da un'analisi svolta a monte dell'applicazione del MEA (Par. 6.2), la generazione dei criteri è un passo fondamentale per la formulazione del problema. Deve essere posta attenzione a non introdurre troppi criteri, tali per cui si incorra in "ripetizioni", intese nel senso in cui la forma superi il contenuto, ma anche al caso in cui ci siano lacune nel set di parametri utilizzati per la valutazione finale.

I criteri così individuati, possono essere raggruppati in macro-categorie in funzione dell'ambito a cui si riferiscono (questo servirà per l'analisi di sensitività esposta al Par.7.1.3):

1. *Economico*, che raggruppa i fattori legati agli aspetti finanziari e monetari di ogni progetto;
2. *Tecnico*, che contiene i criteri correlati agli aspetti costruttivi e manageriali, tipici di ogni singolo progetto;
3. *Ambientale*, che raggruppa i criteri correlati alla sostenibilità dei progetti ed al contributo alla riduzione della CO₂ nell'ambiente esterno.

Tutti i criteri devono essere definiti in modo da poter assegnare a ciascuno di essi dei valori quantitativi derivanti attraverso delle elaborazioni, mentre non è possibile introdurre dei parametri che siano esprimibili solamente per mezzo di generiche scale di merito (per esempio: ottimo, molto buono, buono, pessimo, ecc.), al fine di rendere standardizzabile la matrice con maggior facilità; infatti, i criteri sono generalmente descritti tramite unità di misura differenti, per cui la matrice dovrà essere successivamente standardizzata attraverso una procedura di normalizzazione, descritta al Par. 7.1.2.

Un altro aspetto da tenere in considerazione è la direzione dell'effetto relativo ad un dato criterio: per alcuni criteri un maggior effetto implica la misura da preferire, mentre per altri indica una caratteristica negativa; i criteri appartenenti alla prima tipologia sono dunque, classificati come *benefici*, mentre i secondi come *costi*. Per questo motivo, durante la costruzione della matrice, sarà necessario specificare, per ogni criterio formulato, una proprietà binaria addizionale, B o C, che indichi la tipologia di direzione che si sta considerando.

Talvolta la valutazione della matrice stessa fornisce un'immagine molto chiara delle differenze tra le alternative, tanto che potrebbe non essere necessaria alcuna analisi ulteriore: questo potrebbe avvenire nel caso in cui ci sia un progetto per il quale gli effetti sono i migliori per ogni criterio. Tuttavia, poiché questo tipo di analisi viene impiegato per valutare un numero anche elevato di alternative e di criteri, spesso contrastanti, un'immediata interpretazione della matrice è praticamente impossibile, tale per cui è necessario fornire un'ulteriore informazione, rappresentata dal vettore dei pesi.

Il vettore dei pesi (**W**) indica l'importanza relativa di ciascun criterio all'interno del processo decisionale. Questo componente riflette la parte soggettiva delle informazioni in ingresso al MEA, in quanto riflette la prospettiva personale del *decision-maker*.

L'importanza relativa di un criterio rispetto ad un altro è espressa attraverso un sistema di pesi, per cui ad ogni criterio j-esimo è associato un peso relativo w_j , tale per cui la condizione (7.1) sia verificata:

$$\sum_{j=1}^J w_j = 1 \quad (7.1)$$

In sostanza, ogni singolo elemento z_{ij} della matrice \mathbf{Z} quantifica l'effetto dell'alternativa i-esima rispetto al criterio j-esimo cui, a sua volta, è attribuita un'importanza w_j . Contrariamente al contenuto di \mathbf{Z} , l'insieme dei pesi \mathbf{W} costituisce un'informazione intrinseca al metodo e la sua stima condiziona fortemente i risultati finali dell'analisi.

Il metodo più semplice per ottenere una stima dei pesi che sia conforme al punto di vista considerato, è di effettuare un'intervista diretta al *decision-maker*; se ciò non è possibile, si determina direttamente l'importanza assoluta di un criterio rispetto agli altri in base ad indicazioni derivanti da scelte svolte in passato. A posteriori sarà poi possibile effettuare un'analisi di sensitività sulla composizione del sistema di pesi, in modo da testare la stabilità dei risultati ottenuti.

Quando sono coinvolti diversi decisori nell'ambito dell'analisi progettuale, è necessario rappresentare i punti di vista di ognuno attraverso diversi vettori dei pesi, uno per ogni prospettiva; questi vanno a costituire la matrice dei pesi (Figura 7.2).

		CRITERI							
PUNTI DI VISTA		1	2	3	4	Etc:
I	Pesi (numeri o espressioni qualitative)								
II									
III									
IV									
...									
...									
Etc.									

Figura 7.2 Struttura della matrice dei pesi

7.1.2 Analisi di concordanza

Le tecniche multicriteri si differenziano in base alle procedure matematiche applicate per combinare le informazioni contenute nella matrice degli effetti \mathbf{Z} con quelle derivanti dalla matrice dei pesi, in modo da fornire dei risultati inerenti la qualità generale delle alternative considerate. Tra di esse, la più appropriata per la valutazione dei problemi inerenti gli impianti idroelettrici è l'*analisi di concordanza*; quest'ultima è adatta a quei casi in cui sia necessario maneggiare i complessi, e sovente incompleti, dati disponibili e non si debbano prendere continue decisioni.

L'analisi di concordanza valuta gli esiti di un insieme di progetti alternativi, in termini di un certo numero di criteri applicati simultaneamente; la misura di ciascun effetto deve essere determinata prima di eseguire l'analisi, la quale ha il solo scopo di interpretare i risultati ottenuti con altri mezzi.

La soluzione dell'analisi multicriteri per mezzo dell'analisi di concordanza si sviluppa secondo i seguenti punti:

1. Standardizzazione (o normalizzazione);
2. Definizione degli insiemi di concordanza e discordanza;
3. Creazione della matrice di concordanza e valutazione del relativo indice sintetico;
4. Creazione delle matrici di discordanza e valutazione dei relativi indici sintetici;
5. Analisi dei risultati e selezione delle alternative.

1. Standardizzazione

Innanzitutto si procede alla normalizzazione della matrice \mathbf{Z} per rendere possibile maneggiare congiuntamente i dati che originariamente erano espressi mediante unità di misura differenti. Gli effetti della matrice \mathbf{Z} vengono tradotti in una singola scala adimensionale, portando alla creazione di una nuova matrice normalizzata \mathbf{R} , in cui ogni effetto ha un valore compreso tra 0 ed 1.

Il metodo di normalizzazione più adatto all'utilizzo di tecniche che prevedono il confronto tra coppie di effetti, utilizza la formulazione espressa dalla (7.2):

$$r_{ji} = \frac{z_{ji} - \min_i z_{ji}}{\max_i z_{ji} - \min_i z_{ji}} \quad (7.2)$$

2. Definizione degli insiemi di concordanza e discordanza

L'approccio di base dell'analisi di concordanza prevede un confronto a coppie, rispetto a ciascun criterio considerato singolarmente, di tutte le alternative incluse nella matrice \mathbf{R} .

Da ogni confronto tra due progetti i e k , si ricavano l'insieme di concordanza \mathbf{C}_{ik} e quello di discordanza \mathbf{D}_{ik} .

Il primo è composto da tutti i criteri j per i quali il progetto i è preferibile al progetto k :

$$\mathbf{C}_{ik} = \{j \mid r_{ij} > r_{jk}\} \quad (7.3)$$

All'opposto, l'insieme di discordanza è definito come:

$$\mathbf{D}_{ik} = \{j \mid r_{ij} < r_{jk}\} \quad (7.4)$$

È chiaro che se $r_{ji} = r_{jk}$ allora il relativo criterio non apparterrà né all'uno né all'altro insieme.

3. Creazione della matrice di concordanza e valutazione dell'indice sintetico di concordanza

Gli aspetti positivi delle alternative sono considerati all'interno della matrice di concordanza \mathbf{C} (matrice quadrata di ordine N pari al numero delle alternative), composta dagli indici di concordanza (\mathbf{c}_{ik}). Ciascun \mathbf{c}_{ik} indica la dominanza relativa dell'alternativa i rispetto alla k ed è calcolata sommando i pesi associati ai criteri che appartengono all'insieme di concordanza \mathbf{C}_{ik} :

$$\mathbf{c}_{ik} = \sum_{j \in \mathbf{C}_{ik}} w_j \quad 'i \neq k \quad (7.5)$$

Risulta così che l'alternativa i è tanto più preferibile all'alternativa k , quanto più elevato sarà il valore di \mathbf{c}_{ik} rispetto a \mathbf{c}_{ki} . La differenza ($\mathbf{c}_{ik} - \mathbf{c}_{ki}$) fornisce quindi una misura della dominanza relativa di i nei confronti di j .

Dopo aver svolto tutti i confronti a coppie tra le alternative, si ottiene, per ciascuna di esse, un indice sintetico di concordanza (\mathbf{c}_i), dato da:

$$\mathbf{c}_i = \sum_{k=1}^N \mathbf{c}_{ik} - \sum_{k=1}^N \mathbf{c}_{ki} \quad 'k \neq i \quad (7.6)$$

I due termini $\sum_{k=1}^N \mathbf{c}_{ik}$ e $\sum_{k=1}^N \mathbf{c}_{ki}$ rappresentano la somma, rispettivamente, delle righe e delle colonne della matrice di concordanza \mathbf{C} . La sommatoria dei valori in riga esprime la preferibilità assoluta di i rispetto a tutte le altre alternative $k \neq i$. Al contrario, la sommatoria dei valori in colonna indica la dominanza dell'insieme delle alternative k rispetto ad i .

Sulla base degli indici sintetici \mathbf{c}_i così ricavati, è possibile stilare una classifica di preferenza di tutte le soluzioni analizzate: maggiore è il valore dell'indice e più forte è la dominanza rispetto alle altre alternative.

4. Creazione delle matrici di discordanza e valutazione degli indici sintetici di discordanza

La classificazione stilata al punto precedente tiene in considerazione solo gli aspetti positivi delle varie alternative, senza trattare i punti deboli di ciascuna di esse; per tale motivo è possibile integrarla con una serie di indici di discordanza, da valutarsi sulla base del contenuto degli insiemi di discordanza.

Possono essere utilizzate quattro modalità differenti per il calcolo dell'indice di discordanza \mathbf{d}_{ik} :

- a) Indice di discordanza semplice:

$$\mathbf{d}_{ik,s} = \max_{j \in D_{ik}} (|r_{ji} - r_{jk}|) \quad (7.7);$$

- b) Indice di discordanza semplice pesata:

$$\mathbf{d}_{ik,sw} = \max_{j \in D_{ik}} \left(\frac{w_j |r_{ji} - r_{jk}|}{d_{max}} \right) \quad (7.8)$$

dove d_{max} è definito come:

$$d_{max} = \max_{j \in D_{ik}} (w_j |r_{ji} - r_{jk}|) \quad \forall i, k \quad (7.9);$$

c) Indice di discordanza aggregata:

$$d_{ik,A} = \frac{\sum_{j \in D_{ik}} \left(\frac{w_j |r_{ji} - r_{jk}|}{Gd_{max}} \right)}{f} \quad (7.10)$$

dove f è definito come:

$$f = \max_{(i,k)} (f_{ik}) \quad (7.11)$$

ed f_{ik} rappresenta il numero dei criteri appartenenti all'insieme di discordanza D_{ik} ; Gd_{max} , invece, è definito come:

$$Gd_{max} = \max_{j \in D_{ik}} |r_{ji} - r_{jk}| \quad \forall i, k \quad (7.12);$$

d) Indice di discordanza aggregata pesata:

$$d_{ik,AV} = \frac{\sum_{j \in D_{ik}} \left(\frac{w_j |r_{ji} - r_{jk}|}{d_{max}} \right)}{f} \quad (7.13)$$

dove d_{max} è calcolato ancora mediante la (7.8), mentre f tramite la (7.11).

Sulla base delle definizioni, si può dedurre che gli indici di discordanza semplice e pesata fungono da indicatori dell'attenzione che si ha da porre a quei problemi (connessi con un criterio specifico) che possono essere evitati optando per un'alternativa piuttosto che quella in esame; dunque, per esempio, l'assenza di indici con valore unitario per un determinato progetto, segnala che quel progetto non presenta punti deboli "assoluti". L'indice di discordanza pesata, di fatto, rappresenta un'estensione di quella semplice che tiene in considerazione i pesi relativi dei criteri inclusi nei confronti a coppie.

L'indice di discordanza aggregata, d'altra parte, identifica i progetti che offrono il miglior livello di compromesso in quanto prende anche in considerazione il valore assoluto di tutti gli effetti associati ai criteri contenuti nell'insieme di discordanza. Per questo, anche progetti che sulla base delle prime due tipologie di indici denotano la presenza di molti punti deboli, possono ottenere punteggi più elevati in termini di discordanza aggregata; questo discende dal fatto che i loro punti deboli derivano da effetti che non differiscono molto da quelli degli altri progetti.

L'indice di discordanza aggregata pesata è quello formalmente più simile all'indice di concordanza: entrambi, infatti, tengono conto dei pesi e, non solo sono predittori del successo o fallimento di un progetto, ma quantificano anche il grado di tale successo o fallimento.

A partire dai valori degli indici di discordanza così calcolati, per ogni tipologia esposta, è possibile definire, in analogia alla concordanza, un indice sintetico di discordanza \mathbf{d}_i :

$$\mathbf{d}_i = \sum_{k=1}^N d_{ik} - \sum_{k=1}^N d_{ki} \quad 'k \neq i \quad (7.14)$$

Al contrario di quanto avviene per l'indice sintetico di concordanza, in tal caso la scelta del miglior progetto avviene sulla base del minor valore dell'indice sintetico.

5. *Analisi dei risultati e selezione delle alternative*

Combinando i risultati ottenuti dagli approcci di concordanza e discordanza, è possibile stilare una classifica finale di preferenza delle varie alternative; la classifica può essere ottenuta, per esempio, partendo dai progetti che presentano i valori più elevati negli indici sintetici di entrambe le procedure di concordanza e di discordanza, oppure considerando solo uno dei due. Una possibilità è quella di costruire, sulla base di quanto precedentemente affermato relativamente all'indice di concordanza e di discordanza aggregata pesata, un indice sintetico globale (\mathbf{GS}_i) combinando algebricamente i due indici secondo l'Eq.(7.15):

$$GS_i = c_i - d_{i,AW} \quad (7.15)$$

dove $d_{i,AW}$ è calcolato applicando la Eq. (7.14) ai agli indici ottenuti dalla (7.13).

Questo indice verifica sempre la condizione tale per cui $\sum GS_i = 0$, per cui, nella scelta finale, si dovrebbero privilegiare le soluzioni con $GS_i > 0$. Inoltre, per come l'indice globale è definito, non andrà ad alterare sostanzialmente le classifiche stilate osservando singolarmente gli indici di concordanza o discordanza.

7.1.3 **Analisi di sensitività**

I risultati che si ottengono con l'analisi di concordanza non intendono fornire una soluzione automatica al problema decisionale; il presupposto fondamentale di quest'analisi è quella di fornire uno strumento per assistere il decisore nel fronteggiare situazioni complesse, soprattutto nel caso in cui i dati disponibili siano sfuocati. Per questo motivo è indispensabile poter eseguire un'analisi di sensitività sui dati in ingresso, ed in particolar modo sul sistema dei pesi, per verificare la stabilità dei risultati ottenuti e facilitarne l'interpretazione; si può quindi testare la robustezza del modello impiegato.

Poiché non è possibile visualizzare l'andamento dei diversi indici, ed in particolare dell'indice sintetico globale, al variare di ciascun parametro singolarmente e contemporaneamente, i criteri devono essere raggruppati in macro-categorie contenenti un numero omogeneo di criteri. Mantenendo costante il peso relativo di ciascun criterio all'interno della macro-categoria di appartenenza, l'analisi di sensitività permette di eseguire un numero elevato di analisi di concordanza indipendenti, al variare del peso assegnato a ciascun gruppo.

É poi possibile graficare l'andamento degli indici analizzati, in modo da permettere una migliore comprensione della stabilità della classifica finale. Nel caso in cui siano utilizzate le tre macro-categorie presentate nel Par. 7.1.1, il risultato dell'analisi di sensitività può essere visualizzato tramite un diagramma triangolare simile a quello in Figura 7.3.

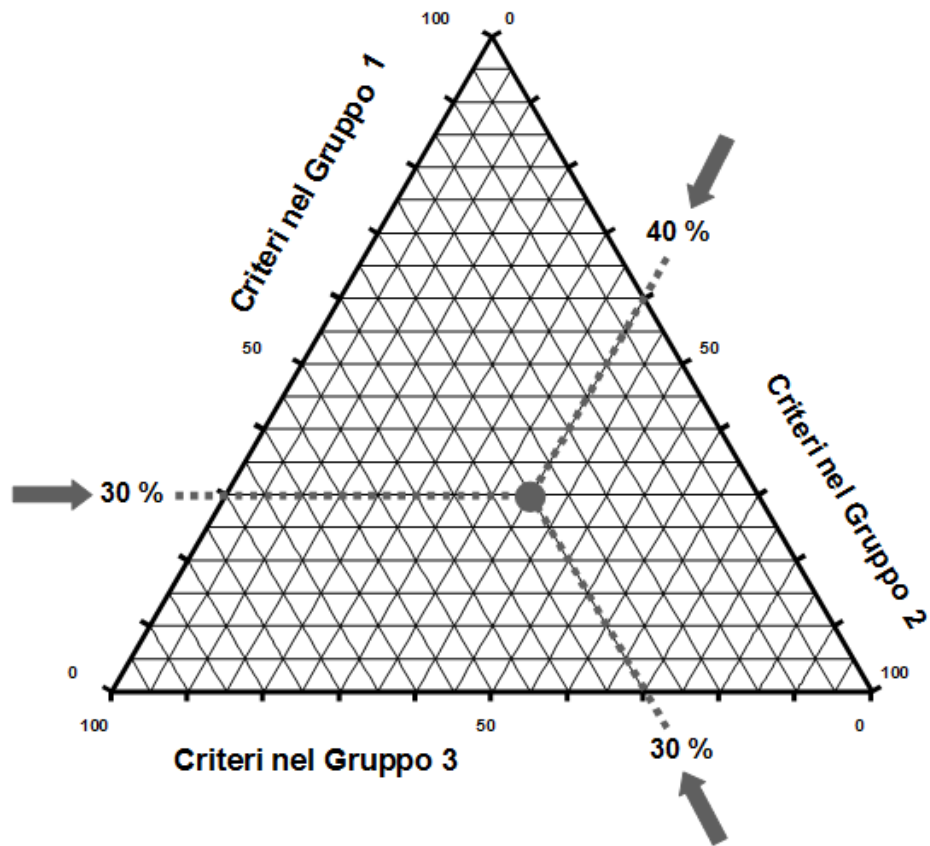


Figura 7.3 Esempio di diagramma triangolare

7.2 Analisi multicriteri per la valutazione dei progetti per l'ammodernamento di un piccolo impianto idroelettrico

L'analisi multicriteri discreta può essere impiegata come strumento di supporto alla valutazione delle diverse alternative di progetto per l'ammodernamento di un piccolo impianto idroelettrico.

L'applicazione delle tecniche multicriteri qui descritte, viene applicata al caso studio dell'ammodernamento dell'impianto di Castel Montecchio, le cui alternative di progetto sono state precedentemente individuate e descritte al Par. 6.2; a queste viene aggiunta un'ulteriore alternativa che consente di valutare il caso in cui non venga effettuato alcun intervento, al di fuori delle operazioni di ordinaria manutenzione (Tabella 7.1).

PROGETTO	Etichetta	Descrizione
Alternativa zero	ALT_ZERO	Non è previsto alcun intervento di ammodernamento sull'impianto
Revisione straordinaria	REV_STR	Intervento di revisione straordinaria di tutti i componenti elettromeccanici dell'impianto ed eventuale sostituzione delle parti danneggiate o eccessivamente deteriorate
Revisione T & M, nuovi G (3 gruppi)	SINCRO_3	Intervento di revisione straordinaria della turbina, della centralina oleodinamica e del moltiplicatore ed installazione di un generatore sincrono convenzionale su tutti e tre i gruppi
Revisione T & M, nuovi G (2 gruppi)	SINCRO_2	Intervento di revisione straordinaria della turbina, della centralina oleodinamica e del moltiplicatore ed installazione di un generatore sincrono convenzionale sui gruppi 1 e 2; non è previsto alcun intervento sul gruppo 3
Revisione T, nuovi G & M (3 gruppi)	SINCROM_3	Intervento di revisione straordinaria della turbina e della centralina oleodinamica ed installazione di un generatore sincrono convenzionale e di un nuovo moltiplicatore su tutti e tre i gruppi
Revisione T, nuovi G & M (2 gruppi)	SINCROM_2	Intervento di revisione straordinaria della turbina e della centralina oleodinamica ed installazione di un generatore sincrono convenzionale e di un nuovo moltiplicatore sui gruppi 1 e 2; non è previsto alcun intervento sul gruppo 3
Revisione T nuovi PMG (3 gruppi)	PMG_3	Intervento di revisione della turbina e della centralina oleodinamica ed installazione di un generatore a magneti permanenti ad accoppiamento diretto su tutti e tre i gruppi
Revisione T nuovi PMG (2 gruppi)	PMG_2	Intervento di revisione della turbina e della centralina oleodinamica ed installazione di un generatore a magneti permanenti ad accoppiamento diretto sui gruppi 1 e 2; non è previsto alcun intervento sul gruppo 3
Revisione T nuovi PMG (1 gruppo)	PMG_1	Intervento di revisione della turbina e della centralina oleodinamica ed installazione di un generatore a magneti permanenti ad accoppiamento diretto sul gruppo 1; non è previsto alcun intervento sui gruppi 2 e 3

Tabella 7.1 Alternative per l'ammodernamento dell'impianto di Castel Montecchio

CRITERI	Etichetta	Definizione	Unità di misura	Direzione (B/C)	Gruppo
1	CosInv	Costo di investimento	k€	C	ECO
2	NPV	NPV semplificato del progetto di investimento	k€	B	ECO
3	TempInt	Tempo di durata complessivo dell'intervento di ammodernamento	Settimane	C	TEC
4	CosMan	Costo di manutenzione annuale dei componenti su cui si prevede di intervenire	k€/anno	C	TEC
5	AffImp	Affidabilità dell'impianto	%	B	TEC
6	DEffImp	Incremento di rendimento globale di impianto a seguito dell'ammodernamento	%	B	AMB
7	nVU	Parametro rappresentativo della vita utile attesa di impianto	Anni	B	AMB

Tabella 7.2 Criteri considerati nell'analisi multicriteri

La valutazione comparativa è svolta sulla base dei criteri sinteticamente descritti in Tabella 7.2; essi sono stati definiti in modo tale da prendere opportunamente in considerazione gli aspetti che contribuiscono al processo decisionale. Poiché il tipo ed il numero di parametri influenza fortemente i risultati, è essenziale assicurarne la coerenza e correttezza; nel seguito viene esposto il significato assunto dai singoli parametri:

1. Il *costo di investimento*, parametro di tipo economico, è molto sensibile per il committente del progetto di ammodernamento, il quale dovrà richiedere alla banca un prestito, sulla cui entità è calcolato il tasso di interesse richiesto. Inoltre il committente dovrà essere in grado di inserire nel *business plan* aziendale gli interventi di una certa entità; quest'ultimo aspetto è particolarmente importante nel caso in cui l'impianto sia di proprietà di grandi aziende o multinazionali, per cui colui che ha il compito di seguire il progetto all'interno dell'azienda, deve essere in grado di giustificare la spesa, se supera il budget inizialmente previsto: l'analisi costi/benefici delle diverse alternative, in relazione all'esborso necessario, è un punto cruciale per il committente del progetto;
2. L'*NPV del progetto* di investimento è un parametro di tipo economico che ha un ruolo fondamentale per la valutazione delle opportunità di investimento, in quanto permette di considerare i costi ed i ricavi generati dall'intervento per l'orizzonte temporale di riferimento. Sebbene venga utilizzato un metodo di calcolo semplificato, sulla base delle informazioni disponibili, esso fornisce un indicatore di tipo assoluto di quanto i flussi di cassa in ingresso superino i flussi di cassa in uscita, a seguito della decisione di intraprendere un'alternativa specifica, in relazione al caso base (o alternativa zero). L'NPV presenta il vantaggio di fornire non solo un'indicazione della convenienza attesa

- di un singolo progetto, ma anche di permettere il confronto di due o più investimenti in concorrenza tra loro, come vale per il caso in analisi;
3. La *durata dell'intervento* di ammodernamento è stata inserita come parametro di tipo tecnico per quantificare gli aspetti legati alla gestione dell'impianto per il periodo di intervento, in quanto in taluni casi possono presentarsi particolari problematiche inerenti l'accesso all'impianto e la movimentazione ed il trasporto dei componenti verso le officine specializzate; nel caso in esame, per esempio, la movimentazione delle turbine deve avvenire via trasporto eccezionale e sarà necessario prevedere la chiusura o la modifica di alcuni tratti stradali per permetterne il transito. Inoltre tale parametro indica il periodo per il quale potrebbe non essere garantita la stabilità nella produzione e, nel caso in cui l'intervento fosse di lunghissima durata, si perderebbe la produzione anche dei periodi di morbida;
 4. I *costi di manutenzione* rappresentano un indicatore del rischio di incorrere in guasti riparabili dei componenti elettromeccanici in esame: frequenti sostituzioni dell'olio, dei cuscinetti o di altre parti meccaniche evidenziano la presenza di alcuni problemi di fondo nel funzionamento continuativo dell'impianto per lunghi periodi. Sebbene sia un parametro espresso in termini monetari, viene classificato come indicatore di tipo tecnico;
 5. L'*affidabilità dell'impianto*, d'altra parte, esprime il rischio di incorrere in guasti che portino alla sostituzione di componenti principali di impianto. Un guasto di questa entità potrebbe, infatti, portare a spese e fermi impianto inaspettati che cambierebbero radicalmente l'esito delle economiche svolte; basti pensare agli elevati tempi di approvvigionamento che si dovrebbero affrontare nel caso di guasto improvviso di un componente da sostituire (generatore per esempio), e che si ripercuoterebbero negativamente sul fermo-macchina prolungato. Inoltre un guasto improvviso su un componente di primaria importanza, potrebbe portare al danneggiamento a catena degli altri componenti connessi;
 6. L'*incremento di efficienza* globale di impianto a valle dell'ammodernamento fornisce un indice dell'aumento di energia rinnovabile prodotta ed immessa in rete. Questo parametro è importante soprattutto per quelle aziende che puntano molto all'immagine, mostrando che sono stati fatti degli investimenti volti all'efficientamento ed all'incremento della quota di produzione energetica da fonti rinnovabili;
 7. Come indice della durata prevista di impianto nel suo complesso, viene utilizzato un parametro rappresentativo della *vita utile prevista*, successivamente normalizzato in modo da rendere confrontabili le diverse alternative. Esso è considerato come parametro ambientale in quanto permette di fornire una stima della durata dell'impianto, senza necessità di effettuare ulteriori interventi.

Individuati i diversi parametri, è necessario rendere noto il peso relativo che essi assumono all'interno del processo decisionale: queste stime non rappresenteranno mai un vettore oggettivo, ma saranno influenzate dalle particolari modalità con cui il decisore si pone di fronte al sistema reale, nonché all'epoca temporale in cui esse vengono condotte.

Nell'ambito dell'analisi svolta, il principale punto di vista è rappresentato dal *committente* del progetto di ammodernamento, in quanto è colui che dovrà prendere la decisione sull'investimento da attuarsi. Tuttavia, un ruolo non meno importante è rappresentato dalla prospettiva dello studio di ingegneria, in questo caso specifico lo Studio Frosio, che svolge attività di consulenza a vari livelli come supporto alla valutazione degli interventi inerenti le attività di ammodernamento dell'impianto idroelettrico considerato. Infine, è stato inserito anche il punto di vista di uno studente a conclusione degli studi in Ingegneria Energetica.

In Tabella 7.3 sono presentati i vettori dei pesi rappresentativi dei punti di vista considerati.

MATRICE DEI PESI	Criteri						
	1	2	3	4	5	6	7
Committente	0,30	0,15	0,10	0,10	0,15	0,10	0,10
Studio di Ingegneria	0,10	0,30	0,05	0,05	0,30	0,10	0,10
Studente Energetica	0,10	0,20	0,05	0,10	0,20	0,20	0,15

Tabella 7.3 Matrice dei pesi per l'ammodernamento di Castel Montecchio

Dal confronto dei diversi punti di vista si osserva che:

- la sensibilità del committente è più accentuata sui parametri del gruppo economico ed in particolare sull'investimento che compete ad ogni progetto; per i rimanenti parametri, invece, la distribuzione dei pesi è sufficientemente uniforme. D'altra parte, dalla prospettiva dello studio di ingegneria e dello studente viene posta maggiore attenzione all'NPV di progetto, che fornisce un quadro più completo sui flussi di cassa;
- tra i parametri tecnici, quello che presenta un peso relativo maggiore è l'affidabilità d'impianto, mentre il tempo di ammodernamento ed i costi di manutenzione rivestono un ruolo perlopiù secondario; per il committente l'importanza relativa dei parametri tecnici è distribuita in maniera abbastanza uniforme, che significa assegnare un peso relativo inferiore all'affidabilità rispetto alle altre prospettive, e un peso leggermente inferiore per quanto riguarda gli altri due criteri: questo distacco è più accentuato rispetto allo studio che non allo studente;
- i parametri ambientali svolgono un ruolo marginale per il committente del progetto e lo studio, mentre è associato un peso maggiore dal punto di vista dello studente, che reputa di maggiore importanza i fattori inerenti l'efficientamento energetico e la sostenibilità della produzione.

Prima di procedere all'applicazione dell'analisi di concordanza, l'ultimo passo consiste nella costruzione della matrice degli effetti (Tabella 7.4), tramite l'assegnazione di un valore quantitativo (o effetto) alle alternative per ogni criterio considerato.

Per quanto riguarda il costo di investimento, la durata dei lavori e l'incremento di efficienza globale di impianto previsto a valle della conclusione degli interventi di ammodernamento e della messa in esercizio della centrale, i valori quantitativi sono stati precedentemente definiti al Capitolo 6, nel corso della presentazione delle alternative.

Discorso a parte meritano i restanti parametri, per i quali la definizione risulta più articolata e non sempre immediata, ma richiede molto spesso un'analisi ed uno studio di fattibilità preliminare, poiché più specifici e meno generali; per questo motivo le procedure di calcolo saranno presentate nelle successive sezioni, da Par. 7.2.1 a 7.2.4.

MATIC E DEGLI EFFETTI	Progetti								
	ALT ZERO	REV STR	SINCRO 3	SINCRO 2	SINCROM 3	SINCROM 2	PMG 3	PMG 2	PMG 1
CosInv	0	294	918	612	1.194	796	2.004	1.336	668
NPV	0	-262,4	134,6	264,2	-101,6	116,8	-402,5	-66,6	228,0
TempInt	0	24	27	18	27	18	27	18	9
CosMan	40,5	40,5	30,0	33,5	10,5	20,5	6,0	17,5	29,0
AffImp	0,10%	8,31%	16,60%	6,29%	45,11%	14,17%	56,02 %	16,87 %	2,68%
DEffImp	0,00%	1,00%	5,00%	3,33%	6,00%	4,00%	7,00%	4,67%	2,33%
nVU	0,00	0,14	0,14	0,10	0,29	0,19	1,00	0,67	0,33

Tabella 7.4 Matrice degli effetti per l'ammodernamento di Castel Montecchio

7.2.1 Costi di manutenzione

Risulta abbastanza complesso effettuare una stima dei costi di manutenzione annuale di una centrale, in quanto sono molti i fattori che entrano in gioco: la manutenzione dei componenti non viene sempre eseguita con cadenza annuale, ma talvolta viene effettuata ogni due o tre anni (o più) a seconda dei componenti considerati e delle particolari problematiche di impianto; inoltre, sono funzione di guasti improvvisi ed inaspettati, che possono portare ad un notevole incremento dei costi per l'anno in corso.

Per questo, è utile fornire una stima dei costi medi di manutenzione su base annua, da inserire come parametro all'interno dell'analisi multicriteri.

Per l'impianto di Castel Montecchio, i costi di manutenzione sono fortemente influenzati dalla configurazione della linea d'asse turbina-generatore inclinata a 45°, che causa un'usura precoce

dei cuscinetti del moltiplicatore e del generatore, dimezzandone in pratica la durata rispetto al tempo di funzionamento garantito dal costruttore.

Grazie alle informazioni pervenute dal gestore di centrale, è stato possibile fornire i costi di esercizio e manutenzione della centrale, su base annua, ripartiti nel modo seguente:

- manutenzione del moltiplicatore e generatore (da effettuarsi ogni 50.000 ore di lavoro, mediamente 6 anni), che, rapportato all'anno, è di € 10.000 per gruppo;
- sostituzione e/o revisione delle pompe per l'acqua di raffreddamento e lubrificazione dei cuscinetti delle turbine e degli scambiatori di calore dei moltiplicatori e delle centraline oleodinamiche dei gruppi, € 2.500;
- sostituzione e/o revisione dei motori delle centraline oleodinamiche, € 500 a gruppo;
- sostituzione dei tubi flessibili e delle pompe oleodinamiche varie, € 1.000;
- lubrificanti e filtri, € 5.000;
- revisione dei cilindri oleodinamici di sgrigliatori, paratoie, ecc., € 3.000;
- pulizia del canale (da effettuarsi ogni 4-5 anni), che, rapportato sull'anno, è di € 2.500;
- minuterie varie, € 2.000;
- revisione dei sistemi di misura di livello e portata, € 1.500;
- nastri trasportatori in acciaio inox per la movimentazione del materiale sgrigliato e relativi ingranaggi, € 3.000;

Ai costi medi annuali sopra riportati, andrebbero aggiunti i costi relativi al trasporto e smaltimento del materiale sgrigliato (principalmente alghe), il costo di illuminazione interna ed esterna di centrale ed il costo di concessione per l'usufrutto dell'acqua derivata, che rappresentano una quota non trascurabile dei costi di gestione dell'impianto. Dopo quasi trent'anni di esercizio, è stata effettuata la sostituzione parziale della griglia, che è tuttavia da ritenersi come un fatto eccezionale e perciò non è stato inserito all'interno dei costi medi annuali di manutenzione/esercizio della centrale.

Per come è stato definito il metodo di normalizzazione da applicare alla matrice degli effetti (Par. 7.1.2), è sufficiente identificare per le diverse alternative considerate, i soli costi di manutenzione ordinaria che si sostengono (o si evitano) rispetto all'alternativa zero. Di conseguenza non sono da considerarsi, all'interno dell'analisi, i costi che si sosterebbero in ogni caso ed indipendentemente dalla scelta progettuale che si decide di intraprendere, che riguardano:

- la pulizia del canale e revisione dei sistemi di misura;
- la manutenzione delle griglie, sgrigliatori e paratoie;
- le minuterie varie, il cui costo non può essere associato alla manutenzione di un componente in particolare.

Le altre voci di costo, invece, possono essere trattate in ottica differenziale nel momento in cui vengono effettuate determinate scelte di ammodernamento, in termini di revisione e/o sostituzione di alcuni componenti o accessori; ragionando, dunque, rispetto al caso in cui si decidesse di continuare ad esercire l'impianto nelle attuali condizioni e mettendo insieme i dati riguardanti i costi di manutenzione con le informazioni inerenti le attività di revisione e/o sostituzione dei principali componenti e l'esperienza sul campo, è possibile procedere alla suddivisione dei costi di seguito riportata:

1. Costo di esercizio del moltiplicatore, che comprende la sostituzione di tutti i cuscinetti e, rapportato su base annua, risulta pari a circa 6.500 €/anno (per gruppo), ovvero il 65% del costo di manutenzione di moltiplicatore e generatore; questa quota dei costi di manutenzione non viene presa in carico nel caso in cui si decida di procedere all'accoppiamento diretto tra il generatore e la macchina idraulica, oppure nel caso in cui venga effettuata la sostituzione del moltiplicatore con analogo di nuova generazione, studiato in modo tale da evitare la precoce usura dei cuscinetti;
2. Costo di esercizio del generatore asincrono, che comprende la sostituzione di tutti i cuscinetti e, rapportato su base annua, risulta pari a circa 3.500 €/anno (per gruppo), ovvero il 40% del costo di manutenzione di moltiplicatore e generatore; tali costi non sono sostenuti nel caso in cui venga effettuata la sostituzione dell'attuale generatore, con un generatore sincrono convenzionale;
3. Costo di manutenzione ordinaria del moltiplicatore, che comprende la sostituzione dell'olio degli ingranaggi e la sostituzione e/o revisione del relativo scambiatore di calore, corrispondente a circa 1.500 €/anno (per gruppo); questa voce di costo non è sostenuta se viene effettuato l'accoppiamento diretto, con rimozione del moltiplicatore;
4. Costo di manutenzione ordinaria della turbina e della centralina oleodinamica, che comprende la sostituzione e/o revisione del motore della centralina, dello scambiatore di calore, della pompa per l'acqua di raffreddamento e della pompa per la lubrificazione di turbina ed il costo dei lubrificanti e filtri associati a questi componenti, per un totale di circa 2.000 €/anno (per gruppo).

Mediante l'intersezione delle informazioni inerenti gli interventi effettuati sui diversi componenti di ogni gruppo, per le alternative in esame, è così possibile assegnare un costo medio annuale di manutenzione globale di impianto, che viene inserito nella matrice degli effetti.

7.2.2 Calcolo dell'NPV

L'analisi economica del un progetto di investimento viene svolta attraverso l'approccio del *Net Present Value*, che rappresenta il valore dei flussi di cassa netti attualizzati generati dal progetto, secondo l'Eq. (7.16) :

$$NPV = \sum_{t=0}^T \frac{NCF(t)}{(1+k)^t} + \frac{V(T)}{(1+k)^T} \quad (7.16)$$

Il tasso di attualizzazione k è preso pari al rendimento minimo richiesto dall'impresa sul capitale che viene utilizzato per finanziare l'investimento, mentre T rappresenta l'orizzonte temporale di pianificazione, all'interno del quale è possibile esprimere delle previsioni "ragionevoli" sui flussi di cassa netti generati dal progetto di investimento.

Il principale problema consiste, infatti, nella stima dei flussi di cassa, che non è sempre di immediata interpretazione a causa dei dati disponibili, sovente limitati o incompleti. Oltre un certo orizzonte, invece, non è più possibile effettuare alcuna previsione, per cui i flussi di cassa generati negli anni a seguire vengono approssimati con un valore terminale del progetto: quest'ultimo non viene considerato all'interno dell'analisi in quanto non è possibile, solitamente, darne una stima accurata.

Il calcolo del flusso di cassa netto relativo all'anno t avviene secondo la somma seguente:

$$NCF(t) = Ricavi(t) - Costi(t) - I(t) \quad (7.17)$$

Sono considerati solamente i ricavi ed i costi differenziali generati dal progetto di investimento, ovvero quelli che sono sostenuti solo nel caso in cui venga effettuato l'intervento di ammodernamento in esame, ma che non si avrebbero nel caso in cui non si intervenga (costi evitabili); $I(t)$ rappresenta l'esborso di cassa associato all'investimento.

Per tale ragione è fondamentale la definizione di un caso base, corrispondente *all'alternativa zero* inserita nell'analisi multicriteri, che rappresenti il caso in cui non si effettui alcun intervento di ammodernamento.

Ai fini dell'analisi multicriteri, il parametro NPV viene definito "semplificato" in quanto, oltre a trascurare il valore terminale dell'investimento, considera un tasso di attualizzazione costante per tutte le alternative e non tiene conto della degradazione delle prestazioni dell'impianto con il tempo, per cui si ipotizza che la produzione annua sia costante nell'arco dell'orizzonte di analisi: il decadimento avviene infatti per tutte le alternative, anche se con entità differente in funzione delle tecnologie installate, e se ne tiene conto parzialmente con il parametro vita utile normalizzata. Inoltre non sono inseriti i costi associati al rischio di guasto dei componenti, poiché, per semplificazione, il rischio è considerato separatamente con il parametro affidabilità. Per l'analisi economica dell'impianto di Castel Montecchio, l'orizzonte temporale ai fini del calcolo dell'NPV è preso pari a 25 anni, corrispondente al periodo di durata dell'incentivo (nel caso in cui la spesa per il potenziamento sia sufficiente); incrementare ulteriormente l'orizzonte

di analisi, visto la vetustà dell'impianto vorrebbe dire andare incontro ad un livello di incertezza molto elevato. L'esborso per l'investimento è previsto per il 2016, anno in cui sono concentrati anche i lavori di ammodernamento conseguenti alla scelta progettuale intrapresa; di conseguenza il 2017 rappresenta il primo anno di funzionamento dell'impianto a seguito dell'entrata in esercizio, per cui l'orizzonte temporale di analisi si conclude nel 2041.

Per quanto riguarda il tasso di attualizzazione, è stato posto pari al 5% sulla base delle indicazioni fornite dal committente. Nel seguito sono indicati i costi, i ricavi e gli esborsi di cui si è tenuto conto all'interno dell'analisi economica.

Per quanto riguarda gli *esborsi* $I(t)$, sono considerati principalmente i costi di investimento associati alle diverse alternative e concentrati nell'anno zero (2016), a cui si aggiungono i costi relativi all'acquisto dei nuovi moltiplicatori, la cui frequenza di sostituzione è stata prevista pari a 10 anni, nel caso in cui si decida di procedere all'installazione dei nuovi moltiplicatori.

I *ricavi lordi annui*, differenziali rispetto al caso base, possono essere distinti in due tipologie principali: quelli derivanti dalla maggior produzione e quelli dall'accesso agli incentivi per potenziamento. I ricavi per maggior produzione sono conseguenti all'incremento del rendimento globale di impianto, rispetto al caso base, a valle delle migliorie apportate grazie agli interventi effettuati; per ogni alternativa, essi sono calcolati come:

$$R_{\Delta E}(t) = E_{caso\ base} \times (1 + \eta) \times Pzmo \quad (7.18)$$

dove:

- $E_{caso\ base}$ rappresenta la produzione di energia media annua prevista per l'alternativa zero, ovvero il caso in cui non sia apportata alcuna modifica alla condizione attuale dell'impianto;
- η è l'aumento di efficienza globale di impianto per l'alternativa considerata;
- $Pzmo$ è il prezzo zonale medio orario che, per ipotesi semplificativa, si è supposto costante e pari a 50 €/MWh, sulla base del prezzo medio per l'energia del 2015.

Per il calcolo della produzione di energia media annua del caso base, si è ricorso all'analisi dei dati storici annui (dal 1997 al 2006) della produzione lorda di energia, del consumo degli ausiliari e delle perdite per i servizi elettrici e dei dati di produzione lorda più recenti (dal 2011 al 2014); per ottenere la produzione netta di energia a partire da quella lorda, per i dati più recenti, è stata dapprima calcolata la perdita percentuale dovuta agli ausiliari ed ai servizi elettrici rispetto alla produzione lorda per i dati storici annui, ed in seguito le perdite sono state linearizzate in funzione della produzione lorda in modo da ricavare una correlazione applicabile ai dati recenti (Figura 7.4). Una volta ricavato un valore approssimato della produzione netta di energia per gli anni 2011–2014, è stato calcolato un valore di produzione annua netta di energia mediato sui dati a disposizione, pari a 13.656 MWh/anno ed, approssimando per difetto in modo da considerare una diminuzione della produzione media annua con il passare degli anni e cautelarsi da eventuali variazioni dell'idrologia con conseguente diminuzione della portata

disponibile, si è utilizzato per i calcoli relativi all'analisi economica, un valore di $E_{caso\ base}$ pari a 12.500 MWh/anno.

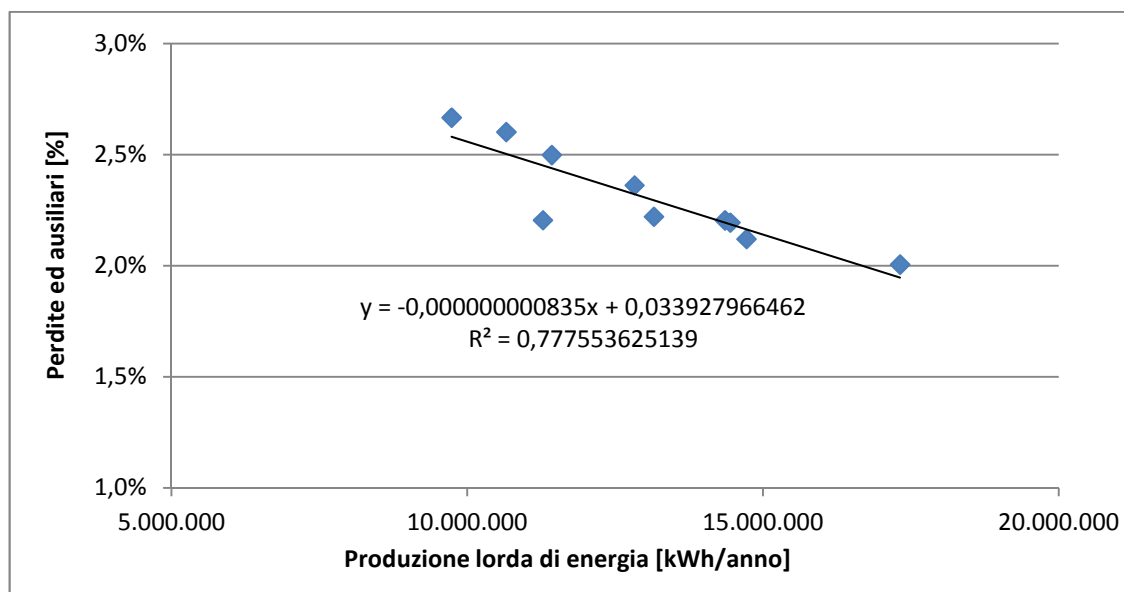


Figura 7.4 Correlazione tra dati storici di produzione lorda e perdite

I ricavi per potenziamento sono stati calcolati, sulla base della metodologia esposta al Par. 3.1.1, per tutte le alternative che prevedono un costo di investimento superiore a 511.200 €, cioè la spesa minima per accedere al sistema di incentivazione calcolata con i dati di targa dell'impianto. L'incentivo, calcolato mediante l'equazione (3.2) e considerando la tariffa base di 125 €/MWh, è applicato solamente ad una quota dell'energia globalmente immessa in rete dall'impianto nel corso dell'anno corrente (Eq. (3.2), per cui i ricavi per potenziamento risultano pari a:

$$R_{inc}(t) = I \times E_p \quad (7.19)$$

Infine, per quanto concerne i *costi annui*, essi possono essere suddivisi in:

- costi di mancata produzione per il periodo di fermo di un singolo gruppo o dell'impianto nel suo complesso, a causa degli interventi per i lavori di ammodernamento dell'impianto;
- costi (evitati) per l'esercizio e la manutenzione dell'impianto.

Per quantificare i costi di mancata produzione, è stato ipotizzato che, per l'anno in cui siano effettuati i lavori di ammodernamento, si mantenga una produzione annua media pari a quella del caso base, anche se l'intervento comporti un incremento dell'efficienza globale di impianto: l'aumento della produzione media si rende effettivo a partire dall'anno successivo l'intervento. Il costo di mancata produzione per il fermo di una settimana a causa dei lavori di ammodernamento, può essere calcolato nel modo seguente:

$$C_{prod}(0) = \frac{7}{365} \times E_{caso\ base} \times P_{mzo} \times f \quad (7.20)$$

dove si è effettuata una semplificazione, considerando che la perdita di energia che compete al fermo di una settimana sia una quota di quella annua, in proporzione al numero dei giorni di fermo; in realtà uno *scheduling* accurato del progetto, permetterebbe di limitare le perdite intervenendo collocando i periodi di fermo in corrispondenza dei mesi in cui la portata derivata si riduce, come si osserva dalle analisi svolte al Par. 5.1.2. Inoltre è stato inserito un fattore f , il quale assume un valore differente a seconda che il fermo coinvolga un solo gruppo o l'intero impianto (e quindi tutti e tre i gruppi): nel caso di fermo di impianto totale esso assume valore unitario in via delle considerazioni sopra riportate, mentre un discorso a parte merita il fermo previsto di un solo gruppo.

Dall'analisi dei dati di portata al Par 5.1.1, si è osservato che due macchine possono, di fatto, funzionare quasi sempre a pieno regime, grazie agli elevati valori di portata disponibile, in relazione alle caratteristiche delle macchine idrauliche installate; tuttavia non è possibile considerare che si perda circa un terzo della produzione a causa del fermo di un gruppo, in quanto le macchine non funzionano a pieno regime nell'arco di tutto l'anno; si evince dal diagramma di Figura 5.2 che si perde in media circa il 20% della produzione a causa del fermo di un singolo gruppo. Partendo da tale coefficiente, per tenere in considerazione il fatto che il fermo può avvenire non necessariamente in un periodo di magra, ma si potrebbe avere una produzione persa oltre quella media, si è ritenuto opportuno cautelarsi supponendo che la mancata produzione sia leggermente superiore a quella media (per mezzo di un coefficiente pari a 0,8), ottenendo così un fattore f pari a 0,25 per il caso in esame.

I costi di manutenzione presentati al Par 7.2.1 devono essere opportunamente inseriti all'interno dell'analisi economica. Ragionando in ottica differenziale rispetto al caso base, essi sono definiti come costi evitati in quanto, per tutte le alternative in esame a meno della revisione straordinaria, gli interventi effettuati permettono una riduzione dei costi medi di manutenzione annuale. Per il caso base, in aggiunta ai costi di manutenzione precedentemente esplicitati, si considera anche il costo di mancata produzione per il fermo di un gruppo della durata di due settimane all'anno, in modo da permettere lo svolgimento delle operazioni di manutenzione ordinaria: si ipotizza, infatti, che ogni anno venga attuato l'intervento di manutenzione e sostituzione dei cuscinetti, o revisione ordinaria, per un gruppo diverso.

I costi di fermo gruppo per la manutenzione, per le altre alternative, si calcolano in analogia alla formula (7.20), ma considerando l'energia media prodotta annualmente per il progetto in esame e che la remunerazione avviene al prezzo medio zonale orario sommato alla quota derivante dall'accesso agli incentivi.

ANALISI ECONOMICA	REV STR	SINCRO 3	SINCRO 2	SINCROM 3	SINCROM 2	PMG 3	PMG 2	PMG 1
Eliminazione moltiplicatore	No	No	No	No	No	Sì	Sì	Sì
Sostituzione generatore	No	Sì	Sì	Sì	Sì	Sì	Sì	Sì
Produzione media attesa [MWh/anno]	12.625	13.125	12.917	13.250	13.000	13.375	13.083	12.792
Maggior produzione rispetto al caso base[MWh/anno]	125	625	417	750	500	875	583	292
Quota di energia incentivata [kWh/anno]	0	656.250	645.833	662.500	650.000	668.750	654.167	639.583
Ricavi lordi annui per potenziamento [€/anno]	0	39.375	38.750	39.750	39.000	40.125	39.250	38.375
Ricavi lordi annui per maggior produzione [€/anno]	6.250	31.250	20.833	37.500	25.000	43.750	29.167	14.583
Ricavi lordi totali [€/anno]	6.250	70.625	59.583	77.250	64.000	83.875	68.417	52.958
Costo di mancata produzione per fermo gruppo 2 settimane [€]	6.070	6.689	6.583	6.752	6.625	6.816	6.667	6.519
Costi di manutenzione ed esercizio evitati [€/anno]	60	-9.821	-6.427	-29.257	-19.385	-37.102	-24.565	-12.077
Numero di gruppi sostituiti/revisionati	3	3	2	3	2	3	2	1
Costo di mancata produzione per intervento [€]	72.115	108.173	72.115	108.173	72.115	150.000	72.115	36.058
Costo di investimento [k€]	294	918	612	1.194	796	2.004	1.336	668
NPV semplificato dell'investimento [k€]	-262	135	264	-102	117	-402	-67	228

Tabella 7.5 Analisi economica delle alternative di progetto

I risultati dell'analisi economica sono raggruppati in Tabella 7.5, da cui si osserva che presentano NPV maggiore le alternative che si riferiscono ad interventi parziali, relativi cioè ad uno o due gruppi. D'altra parte gli interventi parziali hanno anche effetti limitati sulla riduzione del rischio legato al mantenimento in esercizio di gruppi in marcia da circa trent'anni; questo aspetto viene trattato separatamente mediante il parametro affidabilità.

7.2.3 Vita utile normalizzata

Sulla base dell'esperienza maturata nel campo della ristrutturazione ed ammodernamento di impianti idroelettrici da parte dei tecnici operanti nel settore, è possibile fornire, a valle delle ispezioni effettuate, una stima della vita attesa per i componenti elettromeccanici principali dell'impianto in esame, in concomitanza alla valutazione delle condizioni tecniche riportata al Par. 6.1. Tale stima deve essere guidata, oltre che dalle osservazioni sul funzionamento dei componenti, anche da valutazioni sui dati storici inerenti i guasti, ed è perciò richiesta l'interazione con il personale che si occupa della gestione ed esercizio dell'impianto.

Per inserire queste informazioni all'interno dell'analisi multicriteri, è stato definito un parametro che fornisca una stima della vita utile attesa dell'impianto nel suo complesso, sulla base delle stime relative ai singoli componenti, per i diversi gruppi che possono essere presenti. Poiché il numero e la disposizione dei gruppi è differente per ogni impianto, anche la definizione di tale parametro sarà necessariamente *case-specific*.

Per quanto riguarda l'impianto di Castel Montecchio, sulla base dell'esperienza dello Studio Frosio e dall'interazione con i costruttori coinvolti ed il gestore di impianto, sono state rilevate le seguenti stime per i componenti oggetto degli interventi di ammodernamento:

- Turbina: nello stato attuale si stima una vita prevista pari a circa 15 anni, sulla base di considerazioni inerenti la vita utile media, le condizioni descritte al Par. 6.1.1 e gli anni di esercizio. Nel caso in cui si prevedesse la revisione straordinaria della macchina idraulica e dei relativi componenti accessori, si è prevista una vita attesa pari a 35 anni, sulla base dei miglioramenti riportati.
- Moltiplicatore: dalle osservazioni riportate al Par. 6.1.2 e dal confronto con il gestore di impianto, è stato rilevato che il moltiplicatore è giunto a conclusione della vita utile ed relativo il rischio di guasti è molto elevato; perciò è stato assegnato un valore prossimo a zero per la vita utile attesa. Nel caso in cui venissero portati a termine, invece, gli interventi di revisione straordinaria, si è previsto un incremento della vita attesa pari a 5 anni. Per le alternative che ne prevedono la sostituzione con uno di nuova fornitura, si assume che la vita attesa sia pari alla vita utile (10 anni), sulla base delle specifiche redatte dal fornitore;
- Generatore: esso non ha lamentato di particolari problemi nel corso degli ultimi decenni (Par. 6.1.3), a meno della necessità della sostituzione dei cuscinetti con una frequenza maggiore di quella inizialmente prevista. In accordo con la vita utile tecnica per il componente nuovo, si stima una vita attesa di 10 anni; la revisione straordinaria, d'altra parte, permetterebbe di portarla a circa 25 anni, sulla base dell'analisi degli interventi previsti. Per i generatori sincroni di tipo convenzionale ed a magneti permanenti, la vita attesa è stata posta pari alla vita utile fornita dai costruttori, rispettivamente pari a 40 e 45 anni.

Mediante la combinazione delle stime sopra riportate, si è giunti alla definizione di un parametro che sia rappresentativo della vita utile attesa di impianto (Tabella 7.6), a partire dal 2017, anno successivo alla conclusione di eventuali lavori di ammodernamento, per le diverse alternative di progetto.

VITA UTILE ATTESA DALL'ANNO DI INTERVENTO		Alt Zero	Rev Str	Sincro 3	Sincro 2	SincroM 3	SincroM 2	PMG 3	PMG 2	PMG 1
GRUPPO 1	Turbina [anni]	15	35	35	35	35	35	35	35	35
	Moltiplicatore [anni]	0	5	5	5	10	10	-	-	-
	Generatore [anni]	10	25	40	40	40	40	45	45	45
	GRUPPO [anni]	0	5	5	5	10	10	35	35	35
GRUPPO 2	Turbina [anni]	15	35	35	35	35	35	35	35	15
	Moltiplicatore [anni]	0	5	5	5	10	10	-	-	0
	Generatore [anni]	10	25	40	40	40	40	45	45	10
	GRUPPO [anni]	0	5	5	5	10	10	35	35	0
GRUPPO 3	Turbina [anni]	15	35	35	15	35	15	35	15	15
	Moltiplicatore [anni]	0	5	5	0	10	0	-	0	0
	Generatore [anni]	10	25	40	10	40	10	45	10	10
	GRUPPO [anni]	0	5	5	0	10	0	35	0	0
nVU IMPIANTO [-]		0,00	0,14	0,14	0,10	0,29	0,19	1,00	0,67	0,33

Tabella 7.6 Calcolo del parametro nVU

Per il calcolo parametro nVU di impianto, sulla base degli interventi previsti per ogni alternativa progettuale, si è dapprima ricavato il valore della vita attesa da ciascun gruppo. Sulla base di considerazioni riguardanti l'accoppiamento e la disposizione dei componenti elettromeccanici per ogni gruppo di generazione, si è fornita una stima della vita utile attesa per ogni gruppo pari alla minima dei componenti che lo compongono: ciò è motivato dal fatto che la maggior parte dei problemi in corso di esercizio per l'impianto, sono dati dal moltiplicatore, a cui sono associati i valori di vita attesa inferiori; in tal modo si tende a privilegiare maggiormente quelle alternative che prevedono l'accoppiamento diretto turbina-generatore con conseguente eliminazione del moltiplicatore.

Infine la vita utile normalizzata di impianto per la specifica alternativa i-esima, viene calcolata come media sui tre gruppi presenti, normalizzando rispetto al valore ottenuto per l'alternativa che prevede l'accoppiamento diretto per tutti i gruppi installati (Eq.(7.21), per ottenere un parametro adimensionale utilizzabile ai fini dell'analisi di concordanza.

$$nVU(i) = \frac{VU_{G1,i} + VU_{G2,i} + VU_{G3,i}}{VU_{G1,PMG3} + VU_{G2,PMG3} + VU_{G3,PMG3}} \quad (7.21)$$

7.2.4 L'affidabilità di impianto

L'affidabilità dell'impianto, o il rischio di guasto che ne rappresenta il complemento ad uno, rappresenta uno dei principali parametri, oltre a quelli economici, che possiedono un'elevata influenza in relazione al processo decisionale. La determinazione dell'affidabilità di un impianto idroelettrico può essere definita solamente in stretta relazione al *layout* dello stesso ed è fortemente influenzato dalle ipotesi di calcolo introdotte.

Per valutazioni inerenti l'ammodernamento di grandi impianti idroelettrici vengono utilizzati dei *software* specifici che permettono di assegnare i rischi di guasto dei componenti, ed il relativo costo, attraverso l'inserimento di diversi parametri in *input*.

L'utilizzo di tali programmi, tuttavia, è giustificato solo nell'ambito dell'ammodernamento dei grandi impianti in quanto il costo per condurre tale tipologia di analisi risulta notevolmente superiore, per i seguenti motivi:

- è necessaria un'ispezione approfondita delle macchine da parte di tecnici specializzati che possano fornire informazioni dettagliate inerenti le condizioni dei componenti, la vita utile rimanente stimata e tutti i possibili interventi, e relativi costi, nel caso in cui si guasti anche una singola parte;
- deve essere redatta una programmazione temporale dettagliata per ogni intervento, in modo da predisporre gli scenari di guasto a cui sono associate una probabilità ed un costo specifici.

A tale processo, nel complesso, è associato un costo che mediamente non è sostenibile per un piccolo impianto idroelettrico, per il quale il costo di investimento per gli interventi non è paragonabile a quello relativo ai grandi impianti ed è anche meno standardizzabile rispetto ad un grande impianto industriale, per il quale la maggior parte dei componenti sono catalogati. L'ispezione dettagliata dei diversi componenti viene infatti effettuata a monte dell'analisi economica e di conseguenza è necessario prevedere un fermo generale dell'impianto della durata anche di diverse settimane per analizzare lo stato di ogni componente e stilare un rapporto. Per tali motivi questo processo non è sostenibile per i piccoli impianti, per l'analisi dei quali si è deciso di impiegare le tecniche multicriteri e trattare separatamente (ovvero mediante parametri differenti) i risultati dell'analisi economica e l'affidabilità dell'impianto in relazione agli interventi effettuati, in ottica decisionale.

L'analisi affidabilistica, perciò, viene introdotta per valutare la validità degli interventi volti a ridurre l'indisponibilità dell'impianto a produrre energia, a causa di un guasto non riparabile. L'impianto può essere visto come un sistema costituito da più componenti interagenti tra di loro e con lo scopo di fornire una determinata prestazione. La risposta funzionale dell'insieme è dunque influenzata dallo stato del singolo, per cui l'affidabilità complessiva deriva dalle affidabilità degli elementi che lo compongono e può essere determinata attraverso una loro combinazione.

Come per il calcolo dell'NPV, si è deciso di ricorrere all'introduzione di alcune ipotesi semplificative in modo da rendere il processo facilmente replicabile, applicandolo all'analisi di altri impianti: si ipotizza che il tasso di guasto di ogni componente sia costante, tale per cui la fenomenologia di guasto assuma una dinamica di tipo esponenziale negativo nel tempo, secondo l'Eq. (7.22):

$$Aff(t) = e^{-\frac{t}{MTTF}} \quad (7.22)$$

dove l'MTTF (*Mean Time To Failure*) rappresenta il tempo medio al guasto del componente, pari alla vita utile fornita dal costruttore. Gli elementi costituenti un impianto idroelettrico possono essere rappresentati, per semplificazione, dai componenti elettromeccanici principali dei gruppi di produzione presenti e per ognuno di questi dovrà essere definita la relativa affidabilità, valutata in un determinato istante temporale t .

Per l'impianto nel suo complesso l'affidabilità può essere definita, introducendo il concetto di "missione", come la probabilità che non avvenga un guasto tale da pregiudicarne la funzionalità ed impedirgli il completamento della missione; la missione è costituita dal funzionamento di tutti i gruppi necessari, tale da garantire la produzione di energia elettrica, elaborando tutta la portata disponibile per ogni istante dell'anno.

Viene poi costruito uno schema a blocchi dell'impianto che, anche se in generale non trova corrispondenza nello schema funzionale reale, ne rappresenta graficamente la dipendenza logica in termini di funzionamento di un singolo componente rispetto al funzionamento dell'impianto: gli elementi ed i gruppi, i quali costituiscono dei sottosistemi, possono essere collegati in serie o in parallelo.

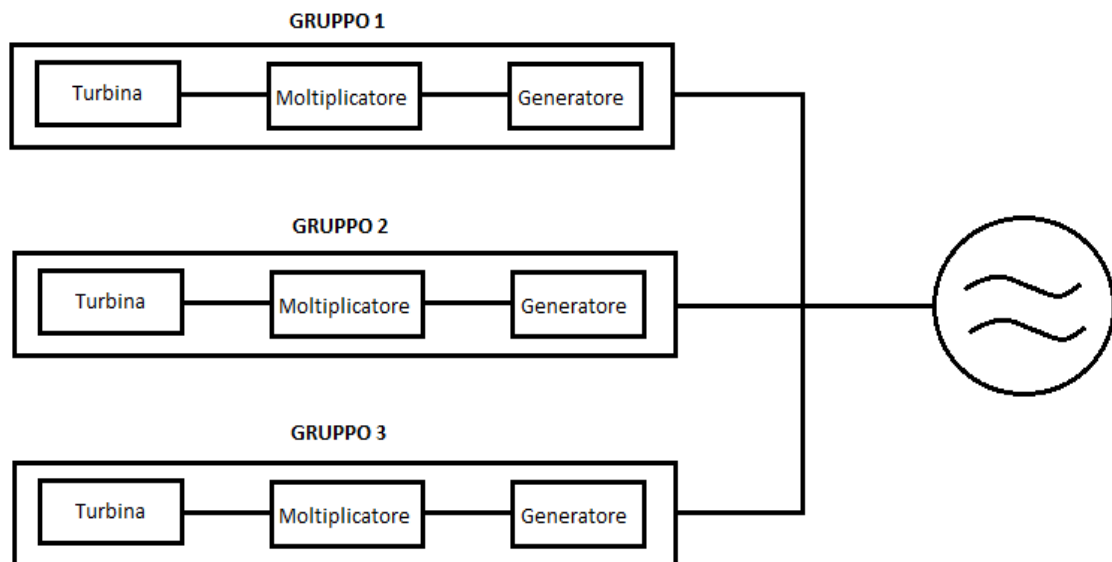


Figura 7.5 Schema a blocchi dell'impianto di Castel Montecchio

Lo schema blocchi per l'impianto di Castel Montecchio è rappresentato in Figura 7.5: i tre componenti (turbina, moltiplicatore e generatore) sono collegati in serie all'interno di ciascun gruppo, mentre i tre gruppi di produzione sono collegati in parallelo.

Il calcolo dell'affidabilità globale di impianto si svolge secondo due passi: dapprima viene determinata l'affidabilità del gruppo di produzione a partire da quella dei singoli componenti e, successivamente, l'affidabilità risultante per i singoli gruppi viene combinata in modo tale da ottenere una stima dell'affidabilità per l'impianto in esame; sulla base della definizione di affidabilità fornita in (7.22) è necessario definire un orizzonte temporale in cui effettuare la valutazione: per l'impianto di Castel Montecchio si è ritenuto opportuno eseguire il calcolo del parametro in esame dopo il primo anno, a partire dalla messa in esercizio a valle del processo di ammodernamento (fine 2017).

Per definire l'affidabilità dei componenti nell'ambito delle diverse alternative di progetto, sono stati dapprima riportati gli MTTF per i componenti principali, e successivamente sono state calcolate le affidabilità, considerando il tempo t in Tabella 7.7; quest'ultimo è stato determinato sulla base di quanto riportato al Par. 7.2.3 per il calcolo dell'nVU, in modo da differenziare i casi in cui sia stata eseguita la revisione del componente in esame (o un'eventuale sostituzione), rispetto a quello in cui non sia stato effettuato alcun intervento.

Componente	MTTF [anni]	t (2017) [anni]	Affidabilità [%]
Turbina att.	45	31	50,21%
Turbina revisionata		11	78,31%
Moltiplicatore att.	10	31	4,50%
Moltiplicatore revis.		6	54,88%
Moltiplicatore new		1	90,48%
Generatore att.	40	31	46,07%
Generatore rev.		16	67,03%
Sincro conv. new		1	97,53%
PMG new		45	1

Tabella 7.7 Affidabilità per i componenti stimata al 2017

Per quanto riguarda il calcolo dell'affidabilità dei singoli gruppi di produzione, il collegamento di tipo serie implica che se un componente qualsiasi del gruppo si guasta, l'intero gruppo non possa funzionare correttamente, per cui l'affidabilità complessiva di un gruppo al tempo t può essere calcolata secondo la (7.23), come prodotto delle affidabilità dei singoli elementi che lo costituiscono:

$$Aff_{grupp}o(t) = Aff_T(t) \times Aff_M(t) \times Aff_G(t) \quad (7.23)$$

dove T, M e G indicano le iniziali dei componenti elettromeccanici principali di ogni gruppo.

Il collegamento di tipo parallelo, d'altro canto, è indice del fatto l'impianto non cessa di funzionare nel momento in cui si guasta un qualsiasi gruppo, ma può essere comunque in grado di assicurare l'output energetico richiesto.

Nel caso di Castel Montecchio, l'impianto viene modellizzato come un sistema a funzionamento parziale non ammesso (FPNA), cioè tale per cui viene conseguito l'adempimento della missione (per come precedentemente definita) solo nel caso in cui, per il periodo in esame, funzionino correttamente almeno k gruppi rispetto ai tre installati, k compreso tra 1 e 3. Infatti, dall'analisi dei dati di portata effettuata al Par. 525.1.1, si osserva che l'impianto non funziona a pieno carico per tutto l'arco dell'anno, ma è possibile individuare, sulla base della classificazione in Tabella 5.1, una stima del periodo per il quale sia necessario il funzionamento di uno, due o tutti e tre i gruppi affinché sia garantita l'elaborazione di tutta la portata disponibile, senza incorrere in perdite per mancata produzione a causa del guasto di uno o più gruppi.

Dunque, supponendo che per il 3% dell'anno sia sufficiente il funzionamento di un solo gruppo per garantire la produzione di energia, che per il 23% sia sufficiente il funzionamento di due gruppi in parallelo e che sia necessario il funzionamento di tutti i gruppi per il 74% del tempo, sono stati ottenuti i valori di affidabilità riportati in Tabella 7.8.

AFFIDABILITÀ [%]		Alt Zero	Rev Str	Sincro 3	Sincro 2	SincroM 3	SincroM 2	PMG 3	PMG 2	PMG 1
GRUPPO 1	Turbina	50,21%	78,31%	78,31%	78,31%	78,31%	78,31%	78,31%	78,31%	78,31%
	Moltiplicatore	4,50%	54,88%	54,88%	54,88%	90,48%	90,48%	-	-	-
	Generatore	46,07%	67,03%	97,53%	97,53%	97,53%	97,53%	97,80%	97,80%	97,80%
	GRUPPO	1,04%	28,81%	41,92%	41,92%	69,11%	69,11%	76,59%	76,59%	76,59%
GRUPPO 2	Turbina	50,21%	78,31%	78,31%	78,31%	78,31%	78,31%	78,31%	78,31%	50,21%
	Moltiplicatore	4,50%	54,88%	54,88%	54,88%	90,48%	90,48%	-	-	4,50%
	Generatore	46,07%	67,03%	97,53%	97,53%	97,53%	97,53%	97,80%	97,80%	46,07%
	GRUPPO	1,04%	28,81%	41,92%	41,92%	69,11%	69,11%	76,59%	76,59%	1,04%
GRUPPO 3	Turbina	50,21%	78,31%	78,31%	50,21%	78,31%	50,21%	78,31%	50,21%	50,21%
	Moltiplicatore	4,50%	54,88%	54,88%	4,50%	90,48%	4,50%	-	4,50%	4,50%
	Generatore	46,07%	67,03%	97,53%	46,07%	97,53%	46,07%	97,80%	46,07%	46,07%
	GRUPPO	1,04%	28,81%	41,92%	1,04%	69,11%	1,04%	76,59%	1,04%	1,04%
IMPIANTO		0,10%	8,31%	16,60%	6,29%	45,11%	14,17%	56,02%	16,87%	2,68%

Tabella 7.8 Affidabilità globale di impianto calcolata nell'anno successivo l'intervento

Tuttavia, a seconda delle particolari esigenze o condizioni di interesse espresse dal decisore considerato, è possibile riportare il calcolo dell'affidabilità di impianto ad un orizzonte temporale più ampio, in modo da poter valutare le performance (in termini affidabilistici) in istanti temporali significativi differenti. Inoltre, nel caso in cui il peso relativo assegnato

all'affidabilità rispetto agli altri parametri fosse particolarmente elevato, questo aspetto assume un'importanza maggiore in rapporto ai risultati forniti dall'analisi multicriteri.

In Tabella 7.9 si riportano i valori di affidabilità ottenuti per le differenti alternative di progetto, in quattro istanti temporali significativi.

ANNO	Affidabilità [%]								
	AltZero	RevStr	Sincro3	Sincro2	SincroM3	SincroM2	PMG3	PMG2	PMG1
2017	0,10%	8,31%	16,60%	6,29%	45,11%	14,17%	56,02%	16,87%	2,68%
2021	0,05%	3,10%	5,73%	2,56%	14,03%	5,38%	38,61%	12,31%	2,11%
2025	0,03%	1,29%	2,23%	1,14%	4,93%	2,22%	26,91%	9,09%	1,70%
2041	0,00%	0,01%	0,02%	0,01%	2,78%	1,34%	7,11%	2,98%	0,80%

Tabella 7.9 Affidabilità di impianto calcolata per diversi istanti temporali

Oltre al 2017, l'affidabilità di impianto viene valutata in altri istanti temporali per i seguenti motivi:

- nel 2021 si prevede che sia stato delineato in via definitiva il nuovo Decreto Ministeriale inerente l'incentivazione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili;
- nel 2025 si è prossimi alla conclusione della vita utile attesa dei nuovi moltiplicatori, nel caso in cui si decidesse di intraprendere i progetti che prevedono l'installazione dei moltiplicatori di nuova generazione;
- il 2041 corrisponde all'orizzonte temporale di durata degli incentivi ed impiegato per il calcolo dell'NPV al Par. 7.2.2.

CAPITOLO 8

RISULTATI

La lettura finale dei risultati ottenuti dalle tecniche multicriteri non è sempre semplice ed immediata: l'interpretazione non si può ricondurre ad una semplice comparazione degli indici ottenuti, in quanto bisogna aver chiaro l'intero scenario che sia ha di fronte. I risultati, infatti, sono fortemente influenzati dal sistema di pesi considerato ed è per questo importante analizzare gli indici ottenuti attraverso più punti di vista.

Per visualizzare i risultati in *output* dall'analisi di sensitività, è stato utilizzato il software HyPSE (*Hydroelectric Projects System Evaluation*) preparato dallo Studio Frosio in collaborazione con l'Università di Vienna, l'APER (Associazione Produttori Energia da Fonti Rinnovabili) e l'ÖVFK (Österreichischer Verein zur Förderung von Kleinkraftwerken), nell'ambito di un progetto supportato dalla Commissione Europea all'interno del Quinto Programma Quadro. Il programma è stato inizialmente sviluppato per permettere la valutazione dell'impatto ambientale connesso alla realizzazione di nuovi impianti idroelettrici ed è stato adattato, sulla base dei criteri esposti al Capitolo 7, alla valutazione dell'ammodernamento degli impianti.

8.1 Analisi di concordanza e valutazione degli indici

Nel seguito vengono presentati in forma estesa i risultati ottenuti applicando l'analisi di concordanza alla matrice degli effetti presentata in Tabella 7.4 ed impiegando la matrice dei pesi in Tabella 7.3, dove sono contenuti i pesi relativi ai punti di vista del committente, dello studio di ingegneria e dello studente di ingegneria energetica.

Affinché possa essere applicata correttamente la procedura di calcolo illustrata al Par. 7.1.2, il primo passo da effettuarsi è la normalizzazione della matrice degli effetti (Tabella 8.1), al fine di renderla adimensionale e poter trattare in maniera congiunta i dati che erano espressi attraverso unità di misura differenti.

N	AltZero	RevStr	Sincro3	Sincro2	SincroM3	SincroM2	PMG3	PMG2	PMG1
CosInv	1,0000	0,8533	0,5419	0,6946	0,4042	0,6078	0,0000	0,3333	0,6667
NPV	0,6037	0,2101	0,8056	1,0000	0,4513	0,7788	0,0000	0,5037	0,9457
Templnt	1,0000	0,1111	0,0000	0,3333	0,0000	0,3333	0,0000	0,3333	0,6667
CosMan	0,0000	0,0000	0,3043	0,2029	0,8696	0,5797	1,0000	0,6667	0,3333
AffImp	0,0000	0,1468	0,2951	0,1107	0,8049	0,2516	1,0000	0,2999	0,0461
DEffImp	0,0000	0,1429	0,7143	0,4757	0,8571	0,5714	1,0000	0,6671	0,3329
nVU	0,0000	0,1400	0,1400	0,1000	0,2900	0,1900	1,0000	0,6700	0,3300

Tabella 8.1 Matrice degli effetti normalizzata

8.1.1 Committente

Dapprima sono presentati i risultati ottenuti dall'applicazione dell'analisi di concordanza alla matrice in Tabella 8.1 mediante l'attribuzione, ai relativi criteri, dei pesi rappresentativi del punto di vista del committente del progetto di ammodernamento.

	Alt Zero	Rev Str	Sincro 3	Sincro 2	SincroM 3	SincroM 2	PMG 3	PMG 2	PMG 1	ΣColonne	INDICE
AltZero	0,00	0,55	0,40	0,40	0,55	0,40	0,55	0,55	0,40	3,80	-0,30
RevStr	0,35	0,00	0,40	0,55	0,40	0,30	0,55	0,30	0,45	3,30	-1,20
Sincro3	0,60	0,50	0,00	0,45	0,45	0,40	0,45	0,55	0,25	3,65	-0,40
Sincro2	0,60	0,45	0,55	0,00	0,55	0,45	0,55	0,45	0,70	4,30	0,80
SincroM3	0,45	0,60	0,45	0,45	0,00	0,45	0,45	0,65	0,35	3,85	-0,10
SincroM2	0,60	0,70	0,60	0,45	0,55	0,00	0,55	0,45	0,35	4,25	0,70
PMG3	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,00	0,45	0,45	3,60	-0,60
PMG2	0,45	0,70	0,45	0,45	0,35	0,45	0,55	0,00	0,45	3,85	-0,10
PMG1	0,60	0,55	0,75	0,30	0,65	0,65	0,55	0,55	0,00	4,60	1,20
ΣRighe	4,10	4,50	4,05	3,50	3,95	3,55	4,20	3,95	3,40		

Tabella 8.2 Indice di concordanza e matrice corrispondente (committente)

Per valutare gli aspetti positivi delle diverse alternative, viene costruita la matrice di concordanza in Tabella 8.2, contenente gli indici di concordanza ed i relativi indici sintetici.

Per come sono stati definiti gli indici di concordanza (Par. 7.1.2) è possibile osservare come le alternative che prevedono interventi parziali, cioè su uno o due gruppi soltanto, siano preferibili per il committente: questo rispecchia il peso elevato fornito al gruppo dei parametri economici (NPV e costo d'investimento), in quanto le alternative *PMG1*, *Sincro2* e *SincroM2* presentano valori positivi dell'NPV in aggiunta ad un costo d'investimento relativamente ridotto. Sulla base dell'indice sintetico di concordanza, l'alternativa peggiore è rappresentata dalla revisione straordinaria dell'impianto, in quanto presenta il valore più basso (e negativo) dell'indice, in quanto non ha nessun punto di forza, se un costo di investimento basso; anche in tal caso, però, l'alternativa zero riceve un punteggio maggiore sotto questo punto di vista, dato il costo di investimento nullo.

Tuttavia, per avere un quadro più completo, è necessario aggiungere delle informazioni inerenti i punti deboli dei diversi progetti, attraverso gli indici di discordanza. Come riportato al Par. 7.1.2, sono stati definiti quattro metodi per il calcolo degli indici di discordanza che, per completezza, sono stati tutti riportati.

	Alt Zero	Rev Str	Sincro 3	Sincro 2	SincroM 3	SincroM 2	PMG 3	PMG 2	PMG 1	ΣColonne	INDICE
AltZero	0,00	0,15	0,71	0,48	0,70	0,58	1,00	0,60	0,34	4,80	-1,42
RevStr	0,89	0,00	0,60	0,79	0,87	0,58	1,00	0,67	0,76	6,13	3,25
Sincro3	1,00	0,31	0,00	0,33	0,57	0,33	0,86	0,53	0,67	4,60	1,07
Sincro2	0,67	0,16	0,24	0,00	0,69	0,38	0,90	0,57	0,33	3,94	-0,07
SincroM3	1,00	0,45	0,35	0,55	0,00	0,33	0,71	0,38	0,67	4,44	-0,82
SincroM2	0,67	0,25	0,14	0,22	0,55	0,00	0,81	0,48	0,33	3,46	-0,05
PMG3	1,00	0,85	0,83	1,00	0,45	0,78	0,00	0,50	0,95	6,34	-0,60
PMG2	0,67	0,52	0,30	0,50	0,51	0,28	0,70	0,00	0,44	3,91	-0,23
PMG1	0,33	0,19	0,38	0,14	0,76	0,25	0,95	0,34	0,00	3,34	-1,12
ΣRighe	6,22	2,88	3,55	4,01	5,27	3,50	6,93	4,14	4,47		

Tabella 8.3 Indice di discordanza semplice e matrice corrispondente (committente)

In Tabella 8.3 sono riportati i valori degli indici di discordanza semplice e relativo indice sintetico; sulla base dell'indice sintetico di discordanza semplice, l'alternativa *PMG1* risulta ancora tra le preferibili, in quanto presenta uno dei valori più bassi dell'indice; in tal caso, però, i progetti che riguardano l'intervento su due soli gruppi, installando generatori sincroni convenzionali, si collocano in una posizione intermedia, indicando che ci sono alcuni criteri per i quali sono meno preferibili di tanti altri progetti, sebbene non abbiano punti deboli "assoluti". Mentre l'alternativa zero è quella che presenta il valore più basso in assoluto dell'indice sintetico, la revisione straordinaria è ancora (come per la concordanza) l'alternativa peggiore.

L'indice sintetico di discordanza semplice pesata (Tabella 8.4) fornisce, d'altra parte, una misura della discrepanza massima tra le alternative, considerando, rispetto all'indice semplice, anche i pesi associati ad ogni criterio: quest'aspetto è fondamentale considerato il peso relativo differente assegnato ad ogni criterio per il caso in analisi. Si osserva che alternativa zero è ancora quella che presenta poche discrepanze elevate rispetto agli altri progetti, mentre il *PMG3* evidenzia la presenza di punti deboli assoluti, a differenza degli altri progetti, inerenti il fattore economico, a cui viene data elevata importanza.

	Alt Zero	Rev Str	Sincro 3	Sincro 2	SincroM 3	SincroM 2	PMG 3	PMG 2	PMG 1	ΣColonne	INDICE
AltZero	0,00	0,07	0,24	0,20	0,40	0,19	0,50	0,22	0,17	2,00	-2,05
RevStr	0,30	0,00	0,30	0,39	0,33	0,28	0,43	0,22	0,37	2,62	-0,18
Sincro3	0,46	0,31	0,00	0,15	0,25	0,11	0,35	0,18	0,22	2,04	0,31
Sincro2	0,31	0,16	0,09	0,00	0,35	0,13	0,44	0,19	0,11	1,77	-0,48
SincroM3	0,60	0,45	0,18	0,29	0,00	0,20	0,24	0,13	0,26	2,34	-0,30
SincroM2	0,39	0,25	0,05	0,11	0,28	0,00	0,37	0,16	0,11	1,72	-0,19
PMG3	1,00	0,85	0,54	0,69	0,40	0,61	0,00	0,33	0,67	5,10	1,94
PMG2	0,67	0,52	0,21	0,36	0,25	0,27	0,35	0,00	0,33	2,97	1,41
PMG1	0,33	0,19	0,13	0,05	0,38	0,10	0,48	0,13	0,00	1,78	-0,47
ΣRighe	4,05	2,80	1,73	2,25	2,65	1,90	3,16	1,56	2,25		

Tabella 8.4 Indice di discordanza semplice pesata e matrice corrispondente (committente)

Analogamente a quanto riportato per gli indici di discordanza semplice in

	Alt Zero	Rev Str	Sincro 3	Sincro 2	SincroM 3	SincroM 2	PMG 3	PMG 2	PMG 1	ΣColonne	INDICE
AltZero	0,00	0,07	0,28	0,21	0,47	0,29	0,67	0,38	0,23	2,61	0,71
RevStr	0,24	0,00	0,27	0,26	0,44	0,33	0,60	0,30	0,33	2,86	2,21
Sincro3	0,24	0,07	0,00	0,11	0,23	0,12	0,42	0,21	0,19	1,60	0,42
Sincro2	0,16	0,04	0,09	0,00	0,32	0,12	0,52	0,24	0,12	1,60	0,24
SincroM3	0,29	0,09	0,08	0,20	0,00	0,14	0,20	0,13	0,24	1,37	-0,90
SincroM2	0,18	0,04	0,04	0,52	0,20	0,00	0,40	0,12	0,12	1,15	-0,34
PMG3	0,43	0,20	0,22	0,34	0,14	0,29	0,00	0,20	0,38	2,20	-1,82
PMG2	0,24	0,09	0,09	0,14	0,16	0,09	0,28	0,00	0,18	1,28	-0,59
PMG1	0,11	0,07	0,11	0,05	0,30	0,12	0,49	0,21	0,00	1,43	-0,36
ΣRighe	1,90	0,65	1,18	1,36	2,27	1,49	3,58	1,87	1,80		

Tabella 8.5 e Tabella 8.6 sono riportati i valori degli indici di discordanza aggregata ed aggregata pesata rispettivamente, in aggiunta ai relativi indici sintetici.

	Alt Zero	Rev Str	Sincro 3	Sincro 2	SincroM 3	SincroM 2	PMG 3	PMG 2	PMG 1	ΣColonne	INDICE
AltZero	0,00	0,07	0,28	0,21	0,47	0,29	0,67	0,38	0,23	2,61	0,71

RevStr	0,24	0,00	0,27	0,26	0,44	0,33	0,60	0,30	0,33	2,86	2,21
Sincro3	0,24	0,07	0,00	0,11	0,23	0,12	0,42	0,21	0,19	1,60	0,42
Sincro2	0,16	0,04	0,09	0,00	0,32	0,12	0,52	0,24	0,12	1,60	0,24
SincroM3	0,29	0,09	0,08	0,20	0,00	0,14	0,20	0,13	0,24	1,37	-0,90
SincroM2	0,18	0,04	0,04	0,52	0,20	0,00	0,40	0,12	0,12	1,15	-0,34
PMG3	0,43	0,20	0,22	0,34	0,14	0,29	0,00	0,20	0,38	2,20	-1,82
PMG2	0,24	0,09	0,09	0,14	0,16	0,09	0,28	0,00	0,18	1,28	-0,59
PMG1	0,11	0,07	0,11	0,05	0,30	0,12	0,49	0,21	0,00	1,43	-0,36
ΣRighe	1,90	0,65	1,18	1,36	2,27	1,49	3,58	1,87	1,80		

Tabella 8.5 Indice di discordanza aggregata e matrice corrispondente (committente)

	Alt Zero	Rev Str	Sincro 3	Sincro 2	SincroM 3	SincroM 2	PMG 3	PMG 2	PMG 1	ΣColonne	INDICE
AltZero	0,00	0,03	0,11	0,09	0,18	0,11	0,25	0,14	0,09	0,98	-0,12
RevStr	0,11	0,00	0,11	0,11	0,17	0,13	0,22	0,15	0,13	1,23	0,59
Sincro3	0,13	0,06	0,00	0,06	0,09	0,05	0,16	0,07	0,08	0,70	0,12
Sincro2	0,09	0,03	0,04	0,00	0,13	0,04	0,20	0,08	0,04	0,65	-0,10
SincroM3	0,17	0,08	0,05	0,11	0,00	0,08	0,07	0,04	0,12	0,73	-0,22
SincroM2	0,10	0,04	0,01	0,03	0,08	0,00	0,15	0,04	0,05	0,52	-0,19
PMG3	0,27	0,17	0,16	0,22	0,11	0,18	0,00	0,12	0,23	1,45	0,09
PMG2	0,16	0,09	0,06	0,10	0,08	0,07	0,11	0,00	0,11	0,78	0,06
PMG1	0,07	0,04	0,04	0,02	0,12	0,04	0,19	0,08	0,00	0,61	-0,24
ΣRighe	1,10	0,53	0,58	0,74	0,95	0,71	1,36	0,71	0,85		

Tabella 8.6 Indice di discordanza aggregata pesata e matrice corrispondente (committente)

In generale, l'indice sintetico di discordanza aggregata permette l'individuazione dei progetti che offrono il miglior livello di compromesso: per tale motivo, al contrario di quanto osservato per l'indice di discordanza semplice, risulta che l'alternativa *PMG3* è quella che presenta in assoluto il minor numero di punti deboli. Tuttavia, considerando anche i pesi relativi ai diversi criteri all'interno dell'indice sintetico di discordanza aggregata pesata (

	Alt Zero	Rev Str	Sincro 3	Sincro 2	SincroM 3	SincroM 2	PMG 3	PMG 2	PMG 1	ΣColonne	INDICE
AltZero	0,00	0,03	0,11	0,09	0,18	0,11	0,25	0,14	0,09	0,98	-0,12
RevStr	0,11	0,00	0,11	0,11	0,17	0,13	0,22	0,15	0,13	1,23	0,59
Sincro3	0,13	0,06	0,00	0,06	0,09	0,05	0,16	0,07	0,08	0,70	0,12
Sincro2	0,09	0,03	0,04	0,00	0,13	0,04	0,20	0,08	0,04	0,65	-0,10
SincroM3	0,17	0,08	0,05	0,11	0,00	0,08	0,07	0,04	0,12	0,73	-0,22
SincroM2	0,10	0,04	0,01	0,03	0,08	0,00	0,15	0,04	0,05	0,52	-0,19
PMG3	0,27	0,17	0,16	0,22	0,11	0,18	0,00	0,12	0,23	1,45	0,09
PMG2	0,16	0,09	0,06	0,10	0,08	0,07	0,11	0,00	0,11	0,78	0,06

PMG1	0,07	0,04	0,04	0,02	0,12	0,04	0,19	0,08	0,00	0,61	-0,24
ΣRighe	1,10	0,53	0,58	0,74	0,95	0,71	1,36	0,71	0,85		

Tabella 8.6), per tale alternativa l'indice assume valore positivo, portandola verso un livello intermedio rispetto agli altri progetti: questo è giustificato dal fatto che, sebbene rappresenti una soluzione ottimale sotto tanti punti di vista, i punti deboli sono relativi ai criteri rispetto ai quali è assegnato un peso maggiore, ovvero quelli di tipo economico. Secondo quest'ultimo indice, come per la concordanza, il progetto che risulta preferibile è il PMG₁, seguito dalle alternative che implicano la sostituzione dei moltiplicatori. Per quanto riguarda l'alternativa zero e la revisione, in entrambe le tabelle l'ordine relativo è il medesimo, ma nettamente traslato verso un range di lavori differente, a causa dell'importanza che, ancora una volta viene data al costo di investimento, che ne attenua gli aspetti negativi pesando la costruzione degli indici.

La classificazione finale delle alternative viene redatta sulla base del valore assunto dall'indice sintetico globale rappresentato in Figura 8.1 Indice sintetico globale (committente). Questo indice permette di tenere in considerazione sia gli aspetti positivi, che gli aspetti negativi dei diversi progetti. Dall'analisi grafica e dal confronto con i risultati espressi in Tabella 8.2 ed in Tabella 8.6, si osserva come l'indice sintetico non alteri completamente ciò che è già stato rilevato dagli indici di concordanza e di discordanza aggregata pesata: il progetto migliore risulta quello che prevede l'intervento su una sola macchina, attraverso la revisione della turbina e l'installazione di un generatore a magneti permanenti a bassa velocità, direttamente accoppiato alla macchina idraulica. Il risultato ottenuto rispecchia le preoccupazioni precedentemente dimostrate dal gestore d'impianto riguardo l'entità dell'investimento, in relazione ai benefici ottenuti in termini economici riguardo l'esecuzione dell'intervento su tutti e tre i gruppi. Ciò non preclude, infatti, la possibilità di intervenire in un secondo momento sugli altri gruppi di generazione, senza alterare la situazione incentivante attuale, o in un futuro più lontano eseguendo gli interventi sui restanti gruppi nel momento in cui ci fosse la possibilità di accedere a nuovi incentivi più sostanziosi. Allo stesso livello, ma non tale da garantire il confronto con il PMG₁, si collocano gli altri interventi parziali (non il PMG₂), i quali risulterebbero più attraenti per il ritorno d'investimento ancora alto, seppur a prezzo di una spesa più bassa rispetto all'intervento su tutti e tre i gruppi. La revisione straordinaria è l'alternativa che riceve il punteggio più basso, non essendoci sostanzialmente un ritorno economico a valle dell'investimento, né elevati aumenti nell'affidabilità globale d'impianto o nell'incremento di efficienza.

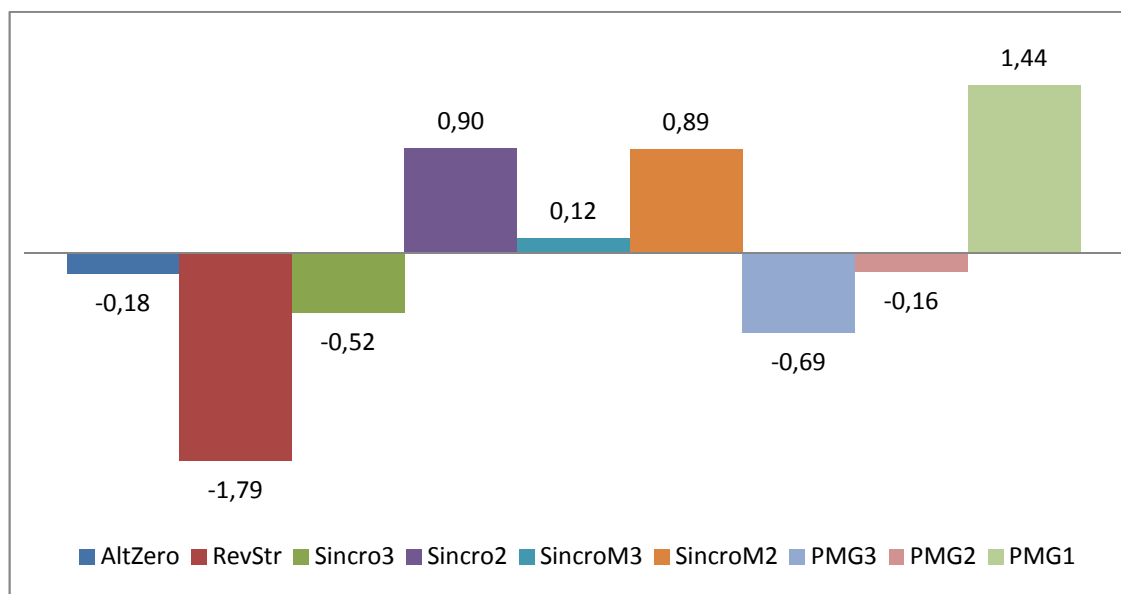


Figura 8.1 Indice sintetico globale (committente)

8.1.2 Studio di ingegneria

Il secondo punto di vista che viene preso in considerazione è quello dello studio di ingegneria, che ha il compito di fornire al committente delle indicazioni, da un punto di vista tecnico, riguardo il percorso di ammodernamento che si ritiene più valido per il caso specifico. Sebbene sia posta attenzione agli aspetti economici (per cui si pone una maggiore importanza all'NPV), l'affidabilità di impianto ricopre un ruolo preponderante a dispetto dei restanti parametri tecnico-ambientali considerati nell'analisi.

In Tabella 8.7 è presentata la matrice di concordanza e gli indici sintetici di concordanza calcolati per le diverse alternative in esame. Dunque, analizzando i punti forti dei progetti, si osserva che, diversamente da quanto avveniva per il committente, l'indice sintetico più elevato è ottenuto dalle alternative che prevedono degli interventi più consistenti sull'impianto, intervenendo su tutti e tre i gruppi, oppure anche su due soltanto (questi ultimi presentano valori inferiori a meno del *PMG2*).

Il costo di investimento assume un ruolo meno significativo rispetto al caso analizzato al Par. 8.1.1. Sulla base dei risultati ottenuti in Tabella 8.7, l'alternativa da preferire risulta la Sincro3, seguita dalla *PMG2* e SincroM3. Il risultato più significativo è il valore assunto dall'indice sintetico per l'alternativa zero e per la revisione straordinaria, che sono le uniche due alternative ad assumere valore negativo.

	Alt Zero	Rev Str	Sincro 3	Sincro 2	SincroM 3	SincroM 2	PMG 3	PMG 2	PMG 1	Σ Colonne	INDICE
AltZero	0,00	0,45	0,15	0,15	0,45	0,15	0,45	0,45	0,15	2,40	-3,15
RevStr	0,50	0,00	0,15	0,50	0,15	0,10	0,45	0,10	0,40	2,35	-3,15

Risultati

Sincro3	0,85	0,75	0,00	0,55	0,40	0,70	0,40	0,50	0,40	4,55	1,30
Sincro2	0,85	0,50	0,45	0,00	0,45	0,40	0,45	0,40	0,80	4,30	0,70
SincroM3	0,55	0,85	0,55	0,55	0,00	0,55	0,40	0,55	0,45	4,45	1,00
SincroM2	0,85	0,90	0,30	0,55	0,45	0,00	0,45	0,40	0,45	4,35	0,80
PMG3	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,00	0,50	0,55	4,40	0,90
PMG2	0,55	0,90	0,50	0,55	0,45	0,55	0,45	0,00	0,55	4,50	1,10
PMG1	0,85	0,60	0,60	0,20	0,55	0,55	0,45	0,45	0,00	4,25	0,50
ΣRighe	5,55	5,50	3,25	3,60	3,45	3,55	3,50	3,40	3,75		

Tabella 8.7 Indice di concordanza e matrice corrispondente (studio di ingegneria)

Gli indici di discordanza pesata, semplice ed aggregata, sono riportati rispettivamente in Tabella 8.8 e Tabella 8.9 rispettivamente; le tabelle contenenti gli indici di discordanza semplice ed aggregata sono le medesime riportate al Par. 8.1.1 (Tabella 8.3 e Tabella 8.5), in quanto gli indici relativi sono funzione solamente della matrice normalizzata (Tabella 8.1) e la loro formulazione non considera il vettore dei pesi corrispondente.

	Alt Zero	Rev Str	Sincro 3	Sincro 2	SincroM 3	SincroM 2	PMG 3	PMG 2	PMG 1	ΣColonne	INDICE
AltZero	0,00	0,15	0,30	0,40	0,80	0,25	1,00	0,30	0,34	3,54	1,60
RevStr	0,40	0,00	0,60	0,79	0,66	0,57	0,85	0,29	0,74	4,89	3,79
Sincro3	0,17	0,10	0,00	0,19	0,51	0,06	0,70	0,18	0,14	2,05	-0,78
Sincro2	0,11	0,05	0,18	0,00	0,69	0,14	0,89	0,19	0,08	2,34	-1,37
SincroM3	0,20	0,15	0,35	0,55	0,00	0,33	0,24	0,13	0,49	2,44	-2,50
SincroM2	0,13	0,08	0,05	0,22	0,55	0,00	0,75	0,16	0,17	2,11	-0,49
PMG3	0,60	0,28	0,81	1,00	0,45	0,78	0,00	0,50	0,95	5,37	-0,71
PMG2	0,22	0,17	0,30	0,50	0,51	0,28	0,70	0,00	0,44	3,12	1,11
PMG1	0,11	0,10	0,25	0,06	0,76	0,21	0,95	0,25	0,00	2,70	-0,65
ΣRighe	1,94	1,10	2,83	3,71	4,94	2,60	6,09	2,00	3,34		

Tabella 8.8 Indice di discordanza semplice pesata e matrice corrispondente (studio di ingegneria)

	Alt Zero	Rev Str	Sincro 3	Sincro 2	SincroM 3	SincroM 2	PMG 3	PMG 2	PMG 1	ΣColonne	INDICE
AltZero	0,00	0,04	0,14	0,12	0,22	0,13	0,31	0,14	0,11	1,21	0,61
RevStr	0,10	0,00	0,16	0,16	0,22	0,16	0,27	0,16	0,17	1,40	1,14
Sincro3	0,05	0,02	0,00	0,05	0,12	0,02	0,20	0,05	0,06	0,57	-0,16
Sincro2	0,04	0,02	0,05	0,00	0,17	0,04	0,25	0,09	0,03	0,67	-0,17
SincroM3	0,09	0,03	0,07	0,12	0,00	0,07	0,09	0,04	0,12	0,61	-0,61
SincroM2	0,04	0,01	0,02	0,04	0,12	0,00	0,21	0,04	0,05	0,53	-0,19
PMG3	0,18	0,09	0,16	0,21	0,10	0,17	0,00	0,11	0,21	1,24	-0,48
PMG2	0,07	0,03	0,06	0,10	0,10	0,06	0,16	0,00	0,10	0,70	-0,02

PMG1	0,03	0,03	0,06	0,03	0,17	0,05	0,25	0,09	0,00	0,71	-0,13
ΣRighe	0,60	0,26	0,73	0,84	1,22	0,72	1,72	0,72	0,85		

Tabella 8.9 Indice di discordanza aggregata pesata e matrice corrispondente (studio di ingegneria)

Dall'analisi degli indici sintetici di discordanza semplice pesata, si evince che l'alternativa *SincroM3* è quella che presenta il numero minore di punti deboli, assumendo un valore dell'indice molto diverso da quello degli altri progetti; ciò sicuramente è da ricondursi al buon livello di affidabilità di impianto riscontrato, in relazione al fatto che non sono presenti punti deboli "assoluti" per tale progetto; il punteggio peggiore è ottenuto, assumendo un valore diametralmente opposto, dalla revisione straordinaria.

Per quanto concerne l'indice sintetico aggregato pesato, si osserva ancora che l'alternativa *SincroM3* è quella che rappresenta un miglior compromesso tra i diversi progetti, diversamente da quanto era emerso dall'indice di concordanza, seguita dalla *PMG3* che, tuttavia, risente dell'elevato peso assegnato ai criteri economici. La revisione straordinaria, invece, si riconferma quale alternativa peggiore sotto ogni punto di vista.

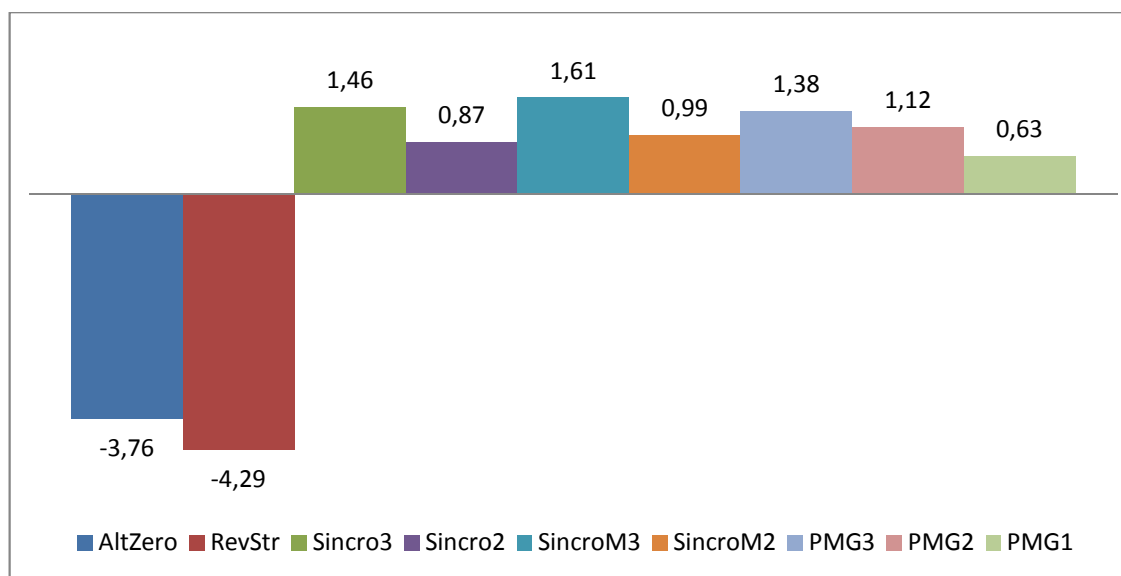


Figura 8.2 Indice sintetico globale (studio di ingegneria)

Considerando, infine, l'indice sintetico globale, il miglior punteggio è ottenuto dalla *SincroM3*, per la quale l'elevato valore dell'indice di discordanza rispetto alle altre alternative è particolarmente pesato. Anche per la *Sincro3* e la *PMG3*, sono ottenuti dei valori dell'indice abbastanza alti, il che può portare ad affermare che lo studio sembra prediligere i progetti che comportano interventi su tutti e tre i gruppi, facendo assumere un ruolo marginale agli interventi parziali (sebbene sempre con indice globale positivo); questa considerazione non vale, invece per la revisione, che ancora una volta non sembrerebbe sufficiente a raggiungere gli obiettivi prefissati in termini di parametri significativi. Il punteggio molto basso riscontrato per

l'alternativa zero indica la necessità di intervenire sull'impianto, a causa della vetustà dello stesso e dell'avvicinarsi alla conclusione della vita utile.

8.1.3 Studente di ingegneria energetica

L'ultimo vettore dei pesi da considerare per l'analisi di concordanza, è quello che rispecchia il punto di vista di uno studente di Ingegneria Energetica prossimo alla laurea; dall'analisi dei pesi, si osserva che una maggiore attenzione è posta alla sostenibilità del progetto ed all'incremento di efficienza energetica, parametri ambientali per i quali il peso del gruppo relativo assume un valore paragonabile a quello relativo agli altri due gruppi.

Seguendo il medesimo procedimento illustrato ai Par. 8.1.1 ed 8.1.2, si riporta in Tabella 8.10 la matrice di concordanza ed i relativi indici sintetici, ottenuta a valle dell'applicazione dell'analisi di concordanza alla matrice degli effetti normalizzata (Tabella 8.1), con i pesi relativi alla prospettiva dello studente di Energetica, presentati in Tabella 7.3.

	Alt Zero	Rev Str	Sincro 3	Sincro 2	SincroM 3	SincroM 2	PMG 3	PMG 2	PMG 1	Σ Colonne	INDICE
AltZero	0,00	0,35	0,15	0,15	0,35	0,15	0,35	0,35	0,15	2,00	-3,90
RevStr	0,55	0,00	0,15	0,45	0,15	0,10	0,35	0,10	0,30	2,15	-3,45
Sincro3	0,85	0,70	0,00	0,65	0,30	0,60	0,30	0,50	0,40	4,30	0,85
Sincro2	0,85	0,55	0,35	0,00	0,35	0,30	0,35	0,30	0,70	3,75	-0,40
SincroM3	0,65	0,85	0,65	0,65	0,00	0,65	0,30	0,60	0,50	4,85	1,80
SincroM2	0,85	0,90	0,40	0,65	0,35	0,00	0,35	0,30	0,50	4,30	0,70
PMG3	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,00	0,65	0,65	5,20	2,50
PMG2	0,50	0,90	0,50	0,65	0,40	0,65	0,35	0,00	0,65	4,75	1,60
PMG1	0,85	0,70	0,60	0,30	0,50	0,50	0,35	0,35	0,00	4,15	0,30
Σ Righe	5,90	5,60	3,45	4,15	3,05	3,60	2,70	3,15	3,85		

Tabella 8.10 Indice di concordanza e matrice corrispondente (studente di energetica)

L'alternativa che risulta preferibile, sulla base della classificazione rispetto all'indice sintetico di concordanza, è la *PMG3*, con uno scarto piuttosto ampio rispetto alle altre alternative: la motivazione è da ricercarsi nella distribuzione differente dei pesi assegnati ai diversi gruppi, per cui i parametri di tipo ambientale assumono un peso elevato rispetto a quello attribuito da parte di committente e studio di ingegneria. A meno di punti deboli inerenti il costo di investimento ed il ritorno economico atteso (negativo), per i restanti criteri, l'alternativa *PMG3* ottiene il "punteggio" migliore: i tempi per ammodernare più lunghi rispetto ad interventi parziali, infatti, non incidono particolarmente sulla scelta in quanto è assegnato loro il peso più basso all'interno del vettore.

In Tabella 8.11 e Tabella 8.12 sono riportate, rispettivamente, le matrici di discordanza semplice pesata e aggregata pesata; ancora una volta, gli indici di discordanza semplice ed aggregata sono gli stessi riportati nelle tabelle 8.3 e 8.5.

	Alt Zero	Rev Str	Sincro 3	Sincro 2	SincroM 3	SincroM 2	PMG 3	PMG 2	PMG 1	Σ Colonne	INDICE
AltZero	0,00	0,15	0,71	0,48	0,86	0,57	1,00	0,67	0,34	4,77	2,36
RevStr	0,39	0,00	0,60	0,80	0,71	0,57	0,86	0,52	0,74	5,18	3,66
Sincro3	0,25	0,16	0,00	0,19	0,51	0,14	0,70	0,40	0,17	2,52	-1,02
Sincro2	0,17	0,08	0,24	0,00	0,69	0,19	0,89	0,43	0,17	2,86	-1,01
SincroM3	0,30	0,22	0,35	0,55	0,00	0,33	0,53	0,29	0,49	3,07	-1,79
SincroM2	0,20	0,13	0,14	0,22	0,55	0,00	0,75	0,36	0,17	2,52	-0,57
PMG3	0,04	0,43	0,81	1,00	0,45	0,78	0,00	0,50	0,95	5,52	-0,87
PMG2	0,33	0,26	0,30	0,50	0,51	0,28	0,70	0,00	0,44	3,31	-0,19
PMG1	0,17	0,10	0,38	0,14	0,76	0,24	0,95	0,34	0,00	3,08	-0,39
Σ Righe	2,41	1,52	3,53	3,87	5,04	3,09	6,39	3,50	3,47		

Tabella 8.11 Indice di discordanza semplice pesata (studente di energetica)

	Alt Zero	Rev Str	Sincro 3	Sincro 2	SincroM 3	SincroM 2	PMG 3	PMG 2	PMG 1	Σ Colonne	INDICE
AltZero	0,00	0,07	0,24	0,19	0,39	0,24	0,54	0,30	0,19	2,16	1,37
RevStr	0,11	0,00	0,24	0,21	0,36	0,25	0,48	0,29	0,23	2,18	1,81
Sincro3	0,08	0,03	0,00	0,06	0,17	0,05	0,33	0,11	0,09	0,92	-0,12
Sincro2	0,05	0,02	0,08	0,00	0,26	0,08	0,41	0,17	0,05	1,14	0,11
SincroM3	0,12	0,04	0,07	0,13	0,00	0,09	0,16	0,07	0,14	0,81	-1,05
SincroM2	0,06	0,02	0,04	0,04	0,18	0,00	0,33	0,09	0,06	0,83	-0,23
PMG3	0,23	0,11	0,18	0,24	0,11	0,19	0,00	0,13	0,24	1,42	-1,48
PMG2	0,10	0,04	0,08	0,11	0,14	0,07	0,24	0,00	0,12	0,90	-0,44
PMG1	0,04	0,03	0,11	0,05	0,26	0,09	0,41	0,17	0,00	1,16	0,04
Σ Righe	0,79	0,37	1,04	1,04	1,82	1,06	2,90	1,33	1,12		

Tabella 8.12 Indice di discordanza aggregata pesata e matrice corrispondente (studente di energetica)

Dall'analisi delle tabelle si evince che un maggiore punteggio viene riservato ancora agli interventi inerenti l'ammmodernamento dell'impianto nel suo complesso, e non relativamente ad uno o due gruppi soltanto. L'elemento dall'impianto si può individuare nel moltiplicatore, in quanto risultano preferibili le alternative *SincroM3* e *PMG3*, per quanto riguarda le tabelle di discordanza. Per quanto riguarda l'indice semplice pesato, ottengono un punteggio maggiore i progetti che prevedono l'installazione dei generatori sincroni convenzionali, rispetto ai magneti permanenti: il *PMG3* ottiene un punteggio più basso, per quanto riguarda l'indice sintetico, a causa della presenza di indici prossimi all'unità che indicano la presenza di punti deboli assoluti

rispetto ad altre alternative (perlopiù quelle parziali, inerenti il fattore economico); tuttavia l'indice sintetico resta negativo.

Passando all'analisi degli indici aggregati pesati, il *PMG3*, invece, viene individuata come l'alternativa di miglior compromesso rispetto a tutti i fattori considerati.

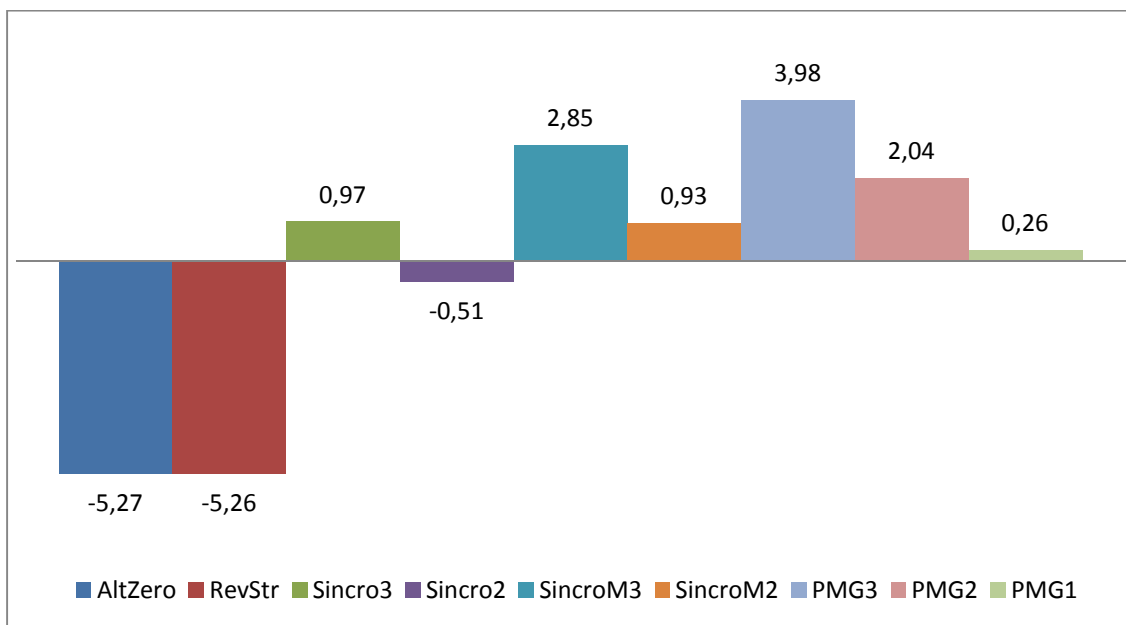


Figura 8.3 Indice sintetico globale (studente di energetica)

L'indice sintetico globale (Figura 8.3) fornisce nuovamente una classificazione che permette di considerare allo stesso tempo gli aspetti positivi e negativi dei progetti trattati: la situazione evidenziata rispecchia quanto già affermato dall'analisi delle singole matrici di concordanza e discordanza. La soluzione tecnologicamente più efficiente, che garantisce un tempo di esercizio più elevato, limitando la manutenzione e garantendo una buona affidabilità globale nel tempo, è quella (*PMG3*) che viene preferita al di là delle considerazioni puramente economiche. Anche la soluzione *SincroM3*, che si pone su un livello intermedio, ottiene un punteggio abbastanza alto nel complesso. D'altra parte, in linea con quanto ottenuto per il committente e lo studio, la revisione straordinaria e l'alternativa zero si pongono in una posizione diametralmente opposta, risultando le alternative meno preferibili sotto tutti i punti di vista.

8.1.4 Valutazione complessiva delle alternative

A valle dei risultati riportati nei Par. 8.1.1, 8.1.2 e 8.1.3, viene presentata, in Tabella 8.13, una raccolta di tutti gli indici sintetici significativi per le diverse alternative di progetto e per i tre vettori dei pesi precedentemente descritti. Non sono stati inclusi nella tabella gli indici di discordanza semplice e aggregato, in quanto, si ritiene non siano particolarmente significativi per analisi che prevedono un peso così differenziato tra i criteri proposti (spaziando, infatti, tra

i 5% ed il 30%), ma si adattano perlopiù a situazioni dove il vettore dei pesi è distribuito uniformemente tra i parametri.

INDICI SINTETICI		Alt Zero	Rev Str	Sincro 3	Sincro 2	SincroM 3	SincroM 2	PMG 3	PMG 2	PMG 1
Committente	Concordanza	-0,30	-1,20	-0,40	0,80	-0,10	0,70	-0,60	-0,10	1,20
	Discordanza semplice pesata	-2,05	-0,18	0,31	-0,48	-0,30	-0,19	1,94	1,41	-0,47
	Discordanza aggregata pesata	-0,12	0,59	0,12	-0,10	-0,22	-0,19	0,09	0,06	-0,24
	Globale	-0,18	-1,79	-0,52	0,90	0,12	0,89	-0,69	-0,16	1,44
Studio di Ingegneria	Concordanza	-3,15	-3,15	1,30	0,70	1,00	0,80	0,90	1,10	0,50
	Discordanza semplice pesata	1,60	3,79	-0,78	-1,37	-2,50	-0,49	-0,71	1,11	-0,65
	Discordanza aggregata pesata	0,61	1,14	-0,16	-0,17	-0,61	-0,19	-0,48	-0,02	-0,13
	Globale	-3,76	-4,29	1,46	0,87	1,61	0,99	1,38	1,12	0,63
Studente di Energetica	Concordanza	-3,90	-3,45	0,85	-0,40	1,80	0,70	2,50	1,60	0,30
	Discordanza semplice pesata	2,36	3,66	-1,02	-1,01	-1,79	-0,57	-0,87	-0,19	-0,39
	Discordanza aggregata pesata	1,37	1,81	-0,12	0,11	-1,05	-0,23	-1,48	-0,44	0,04
	Globale	-5,27	-5,26	0,97	-0,51	2,85	0,93	3,98	2,04	0,26

Tabella 8.13 Tabella riassuntiva de risultati dell'analisi di concordanza

Ciò che, ad una prima osservazione, potrebbe sembrare una distribuzione disomogenea delle alternative, in relazione agli indici sintetici considerati e per ogni prospettiva trattata, in realtà mostra dei fattori comuni:

- La revisione straordinaria dell'impianto non ottiene mai un risultato soddisfacente, che la indichi come l'alternativa migliore in rapporto ad almeno un indice; al contrario, viene catalogata come l'alternativa peggiore in relazione a diversi indici, sia di discordanza che di concordanza;
- L'alternativa zero, che corrisponde all'esercizio dell'impianto senza apportare alcun tipo di intervento straordinario, ottiene spesso un punteggio insoddisfacente e solo in un caso, viene considerata come l'alternativa preferibile, evitando alcuni problemi connessi agli altri progetti (in primis l'esborso monetario per l'investimento);
- Le alternative che prevedono l'installazione di generatori sincroni convenzionali, senza sopperire agli evidenti problemi dei moltiplicatori attuali, non ottengono dei punteggi particolarmente interessanti e sono da preferirsi solamente all'interno dell'indice sintetico di concordanza, ed in un caso ciascuno, ma non per quanto riguarda la discordanza o l'indice globale: ciò significa che in taluni casi l'intraprendere questi

progetti può portare anche a significativi miglioramenti, ma non nella direzione che porta a mitigare le problematiche attuali dell'impianto;

- Le alternative più interessanti, invece, risultano quelle che intervengono anche sull'anello "debole" del gruppo di generazione, attraverso la sostituzione o la rimozione del moltiplicatore. I progetti che prevedono l'intervento parziale su due gruppi di generazione si collocano in posizione intermedia rispetto alle altre alternative, non ottenendo un punteggio brillante in alcun criterio, ma neanche si pongono come i progetti peggiori: gli indici sintetici di concordanza e globale assumono sempre valore positivo, mentre quelli di discordanza negativo. Le restanti alternative, che prevedono intervento su tutti e tre i gruppi o su un solo gruppo (*PMG1*) sono quelle che in più occasioni hanno fornito i risultati migliori, ponendosi come progetti da preferire. Tuttavia il punteggio osservato risulta influenzato notevolmente dalla prospettiva considerata, mostrando in taluni casi anche dei risultati contraddittori, come avviene in particolare per il *PMG3* dal punto di vista del committente.

Dalle considerazioni sopra riportate, risulta chiaro che nessun progetto si pone come quello dominante in senso assoluto rispetto alle altre alternative, ma il *parterre* delle direzioni possibili è abbastanza ampio. Tuttavia, è possibile affermare la necessità di effettuare un intervento di ammodernamento che sia più consistente di una semplice revisione generale straordinaria dell'impianto, in quanto non permette di ottenere cospicui vantaggi, a spese di un intervento che necessita comunque di risorse non marginali.

Poiché il problema dell'impianto non risiede sostanzialmente nei generatori attuali, ma, principalmente, nei moltiplicatori. Gli interventi *Sincro2* e *Sincro3*, sebbene permettano un incremento di efficienza cospicuo rispetto alle attuali condizioni di esercizio, non permette di raggiungere dei livelli di affidabilità tali da garantire il corretto esercizio dell'impianto per il lungo periodo; a questo punto, infatti, la sostituzione dell'attuale moltiplicatore con uno di nuova generazione, a fronte di un incremento nella spesa accettabile, permetterebbe un incremento dell'affidabilità generale di impianto, oltre che dell'efficienza (anche se modesto) e di risolvere i problemi legati alla disponibilità sul mercato dei pezzi di ricambio (perlopiù i cuscinetti) degli attuali moltiplicatori presenti, che risultano sempre più difficoltosi da reperire con il passare degli anni in quanto oramai fuori produzione. La soluzione che prevede l'installazione di nuovi generatori sincroni convenzionali, in associazione alla sostituzione dei moltiplicatori, si pone in una posizione intermedia, permettendo di intervenire su più gruppi con una spesa non eccessiva ed apportando alcune modifiche tali da semplificare parzialmente il layout dei gruppi, agendo sulla rimozione o revisione di parte dell'impiantistica a corredo degli attuali moltiplicatori, e garantendo un buon livello di affidabilità nel complesso e manutenzione ridotta. Tuttavia ciò comporta la necessità di sostituire i moltiplicatori ogni decennio di esercizio e preclude, di fatto, l'accesso a nuovi incentivi per il futuro (più o meno prossimo).

Le ultime alternative che restano da trattare sono anche quelle verso cui, ad opinione dell'autore, è opportuno rivolgere la propria attenzione: le soluzioni ad accoppiamento diretto sono, in linea generale, tecnologicamente più avanzate, permettono una semplificazione del layout del gruppo di produzione e forniscono un livello di affidabilità molto elevato, riducendo al contempo gli interventi di manutenzione ordinaria al minimo; il problema di fondo, però, è legato al costo di investimento, molto elevato rispetto alla macchina elettrica sincrona convenzionale, che potrebbe non giustificare i miglioramenti apportati, rischiando di rivelarsi un esborso eccessivo alla fine dell'orizzonte di analisi.

Questi problemi vengono, in parte, superati effettuando un intervento parziale sull'impianto, solamente su un gruppo; l'intervento su due gruppi, per il costo che ne consegue, non si rivela momentaneamente la scelta migliore.

8.2 Analisi di sensitività

Sulla base di quanto riportato al Par. 7.1.3 è possibile effettuare un'analisi di sensitività sui risultati ottenuti al Par. 8.1; questo passo è fondamentale per verificarne la stabilità e facilitarne inoltre l'interpretazione. L'analisi viene svolta sull'indice sintetico globale in quanto rappresenta il parametro più completo e significativo, integrando informazioni inerenti sia gli aspetti positivi che negativi delle alternative.

È possibile analizzare la sensitività dell'indice sia ad un determinato parametro (Par. 8.2.1), sia al peso assegnato a ciascun gruppo di criteri (8.2.2)

8.2.1 Affidabilità

I risultati dell'analisi di concordanza al Par. 8.1 sono stati prodotti a partire dalla matrice degli effetti in Tabella 7.4 dove i valori assegnati all'affidabilità di impianto sono riferiti al 2017, anno successivo alla conclusione degli interventi previsti.

Tuttavia, per come è stata definita al Par. 7.2.4, l'affidabilità globale di impianto merita un discorso a parte all'interno dell'analisi di sensitività in quanto è possibile rappresentare l'andamento dell'indice sintetico globale al variare dell'anno in cui è valutata.

INDICI SINTETICI		Alt Zero	Rev Str	Sincro 3	Sincro 2	SincroM 3	SincroM 2	PMG 3	PMG 2	PMG 1
Committente	2017	-0,18	-1,79	-0,52	0,90	0,12	0,89	-0,69	-0,16	1,44
	2021	-0,12	-1,76	-0,56	0,93	-0,14	0,86	-0,62	-0,08	1,51
	2025	-0,09	-2,07	-0,58	0,64	-0,55	0,86	-0,59	0,26	2,15
	2041	-0,11	-2,28	-1,27	0,73	-0,42	1,20	-0,62	0,30	2,46
Studio di Ingegneria	2017	-3,76	-4,29	1,46	0,87	1,61	0,99	1,38	1,12	0,63
	2021	-3,63	-4,25	1,37	0,93	1,08	0,95	1,51	1,28	0,78
	2025	-3,58	-4,85	1,32	0,35	0,26	1,92	1,57	1,96	2,04
	2041	-3,62	-5,27	-0,04	0,54	0,53	1,63	1,52	2,04	2,67
Studente di Energetica	2017	-5,27	-5,26	0,97	-0,51	2,85	0,93	3,98	2,04	0,26
	2021	-5,13	-5,23	0,88	-0,44	2,32	0,89	4,11	2,20	0,40
	2025	-5,08	-5,62	0,83	-0,82	1,71	0,86	4,17	2,68	1,27
	2041	-5,13	-5,94	-0,13	-0,73	1,97	1,38	4,12	2,76	1,70

Tabella 8.14 Sensitività sull'indice sintetico globale al variare dell'affidabilità

In Tabella 8.14 sono riportati i risultati ottenuti dall'applicazione dell'analisi di concordanza a quattro matrici degli effetti, ognuna contenente i valori di affidabilità contenuti in Tabella 7.9 per differenti anni, e per i tre punti di vista i cui pesi sono definiti in Tabella 7.3. I risultati sono stati rappresentati in forma grafica per le tre prospettive considerate e, poiché alcuni indici presentano valore negativo, essi sono stati normalizzati rispetto all'indice che presenta valore più elevato in modo da renderli confrontabili sulla medesima scala di valori (positivi): le barre in blu rappresentano il valore relativo assunto dall'indice sintetico globale, mentre la quota rossa ne indica il complemento rispetto all'indice maggiore.

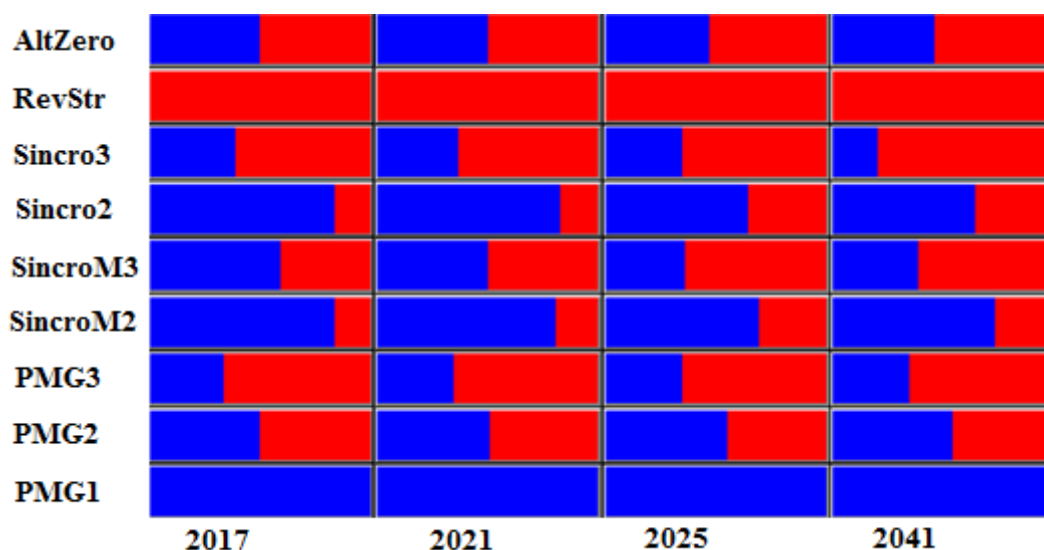


Figura 8.4 Variazione dell'indice sintetico globale con l'affidabilità (committente)

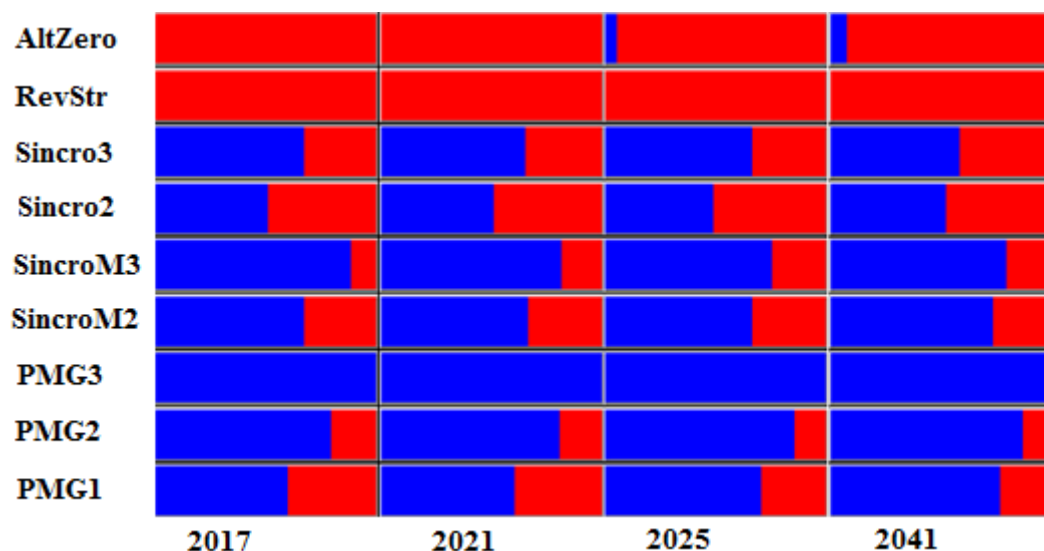


Figura 8.5 Variazione dell'indice sintetico globale con l'affidabilità (studente di energetica)

Per quanto riguarda il committente (Figura 8.4) non si evince una particolare sensibilità dell'indice sintetico all'affidabilità: ciò è ascrivibile al minor peso assegnato al criterio rispetto a quanto avviene per le altre prospettive. Dunque l'istante temporale impiegato per il calcolo dell'affidabilità non influisce sensibilmente sui risultati, mantenendo la soluzione *PMG1* come migliore scelta rispetto alle restanti. Circa il medesimo comportamento si rileva in Figura 8.5 per quanto riguarda la prospettiva dello studente di energetica.

In Figura 8.6 è rappresentato, invece, l'andamento dell'indice sintetico globale per la prospettiva dello studio d'ingegneria; dato il peso maggiore (30%) dato al parametro in esame e la vicinanza dei valori assunti dall'indice per alcune alternative, si osserva un'influenza

maggiore dell'affidabilità rispetto alle prospettive analizzate precedentemente. Ciò porta alla variazione dell'alternativa con indice globale superiore col protrarsi dell'anno di analisi, orientando la scelta verso l'installazione dei generatori a magneti permanenti. Questo risultato è importante in quanto, dalle analisi svolta fin qua, sembrava che la scelta fosse orientata maggiormente verso l'installazione di generatori sincroni convenzionali, alternative che presentavano il punteggio maggiore .

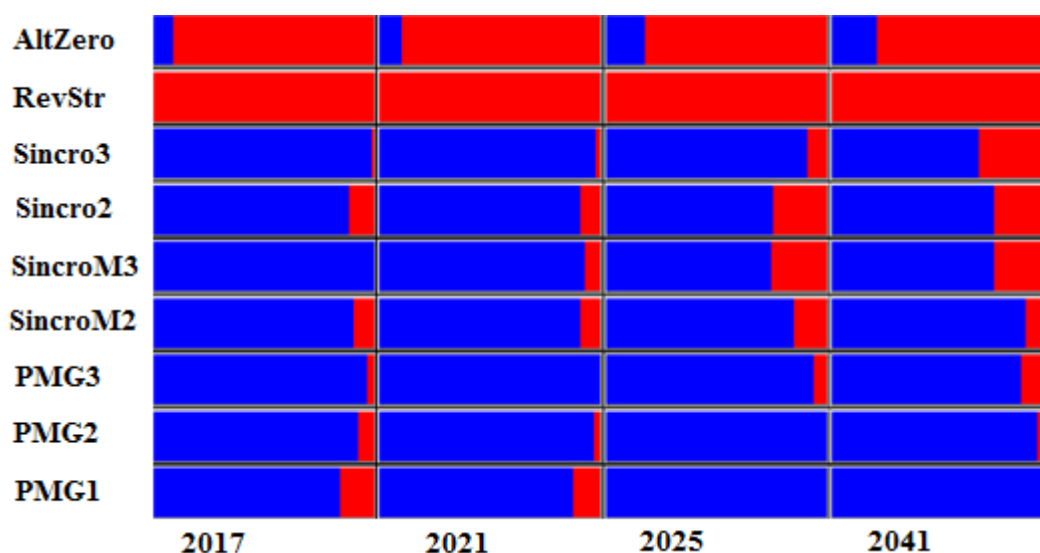


Figura 8.6 Variazione dell'indice sintetico globale con l'affidabilità (studio di ingegneria)

In generale si può dunque osservare che aumenta la preferibilità dei progetti che comportano la sostituzione o rimozione del moltiplicatore di giri all'aumentare dell'orizzonte di calcolo dell'affidabilità ed in particolare verso la soluzione a magneti permanenti, la quale consente di contenere entro livelli accettabili la probabilità di guasto anche su un orizzonte temporale così ampio come quello impiegato per l'analisi economica (25 anni). Questo è concorde ed enfatizza quanto già riportato in conclusione al Par. 8.1.4.

8.2.2 Peso assegnato alle macro-categorie

Un ulteriore passo nell'analisi di sensitività consiste nel concentrarsi non solo su un parametro, ma sull'intero sistema dei pesi utilizzato per i calcoli di concordanza: avendo precedentemente raggruppato i criteri in macro-categorie (o gruppi), è possibile analizzare la stabilità della soluzione al variare del peso assegnato a ciascun gruppo, mentre il peso relativo dei criteri in esso contenuti viene mantenuto costante.

Nelle figure Figura 8.7, Figura 8.8 ed Figura 8.9 sono illustrati i risultati in termini di "migliore" e "peggiore" alternativa, ovvero quella che presenta il valore dell'indice sintetico globale maggiore e minore rispettivamente, per i tre punti di vista precedentemente discussi. Le immagini sono state ottenute attraverso l'interpolazione dei risultati delle analisi di

concordanza, ottenuti variando di un punto percentuale per volta il peso assegnato a ciascun gruppo, da 0 fino al 100%.

Dall'analisi dei diagrammi ternari si osserva che, mentre i progetti che ottengono il punteggio più basso sono gli stessi per tutti e tre i punti di vista trattati, i progetti migliori, verso i quali andrebbe orientata la scelta, non sono sempre i medesimi da un caso all'altro.

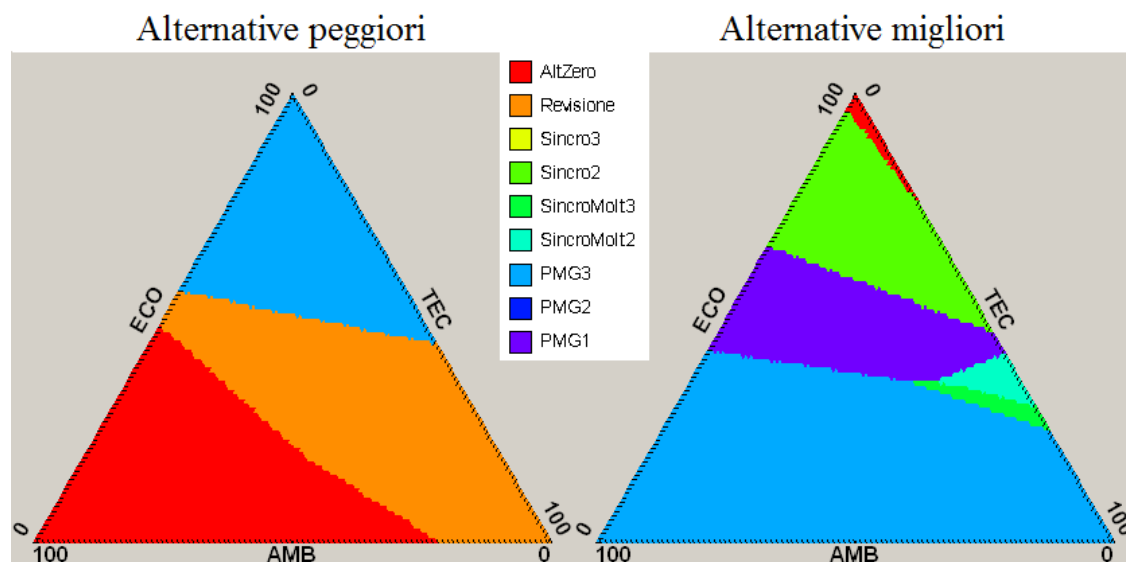


Figura 8.7 Analisi di sensitività sull'indice sintetico (committente)

Mentre per quanto riguarda la revisione straordinaria e l'alternativa zero non si rilevano informazioni ulteriori da Figura 8.7 rispetto a quelle già presentate, si osserva un comportamento particolare riguardo l'alternativa PMG3; quest'ultima passa dall'alternativa peggiore alla migliore al variare del peso assegnato a ciascun gruppo: al ridursi del peso relativo ai parametri economici e, di conseguenza, all'aumentare dell'importanza del gruppo di criteri tecnico-ambientali l'orientamento punta nella direzione della soluzione ad accoppiamento diretto. In altre parole, tale soluzione appare non essere molto robusta al variare delle condizioni esterne. Nel range centrale, che rappresenta la zona di interesse, particolare importanza è assunta dal PMG1 in un ampio campo di pesi, identificando così una buona robustezza della soluzione.

Per quanto riguarda la Figura 8.8 e la Figura 8.9, il comportamento è analogo in accordo ai pesi relativi simili assegnati ai parametri per le due prospettive, per cui valgono i commenti espressi per il punto di vista del committente.

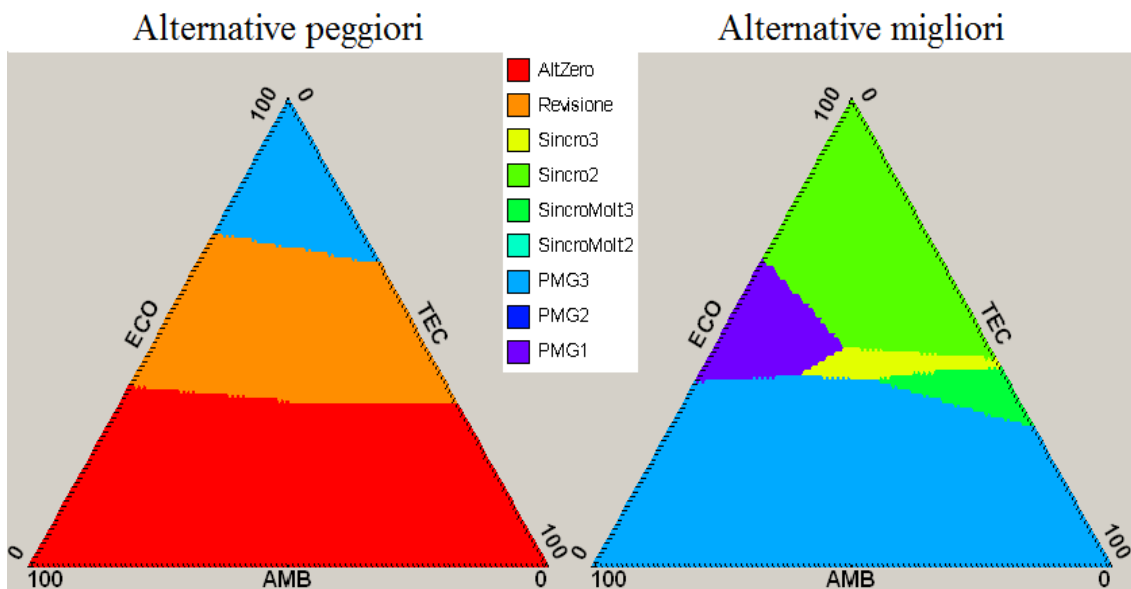


Figura 8.8 Analisi di sensitività sull'indice sintetico (studio di ingegneria)

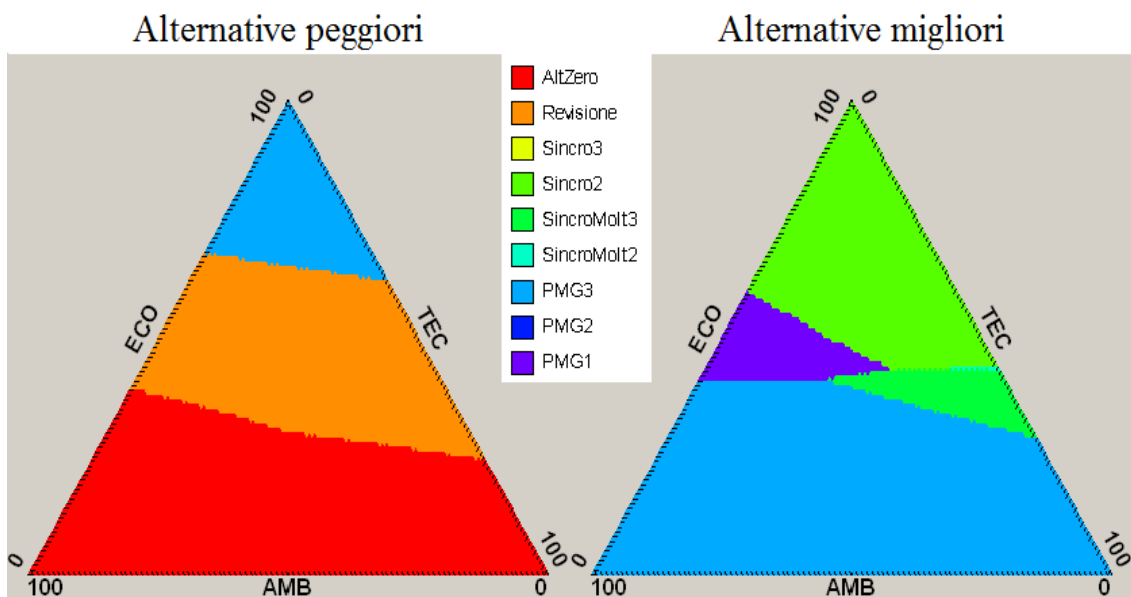


Figura 8.9 Analisi di sensitività sull'indice sintetico (studente di energetica)

In Figura 8.10 sono illustrati i risultati ottenuti applicando l'analisi di sensitività alle singole alternative di progetto; è illustrato il solo caso relativo al committente in quanto i grafici mostrano un comportamento analogo per gli altri due punti di vista. Le immagini relative alle alternative sono costruite in modo tale da evidenziare la presenza di progetti il cui indice sintetico globale subisce una forte variazione rispetto al peso assegnato a ciascun gruppo; la scala dei colori è posta in coda alla Figura 8.10: le zone verdi indicano che l'indice sintetico

assume valori prossimi all'unità, mentre le zone tendenti al rosso o al blu mostrano che sono possono essere assegnati dei pesi tali da ottenere valori degli indici estremi.

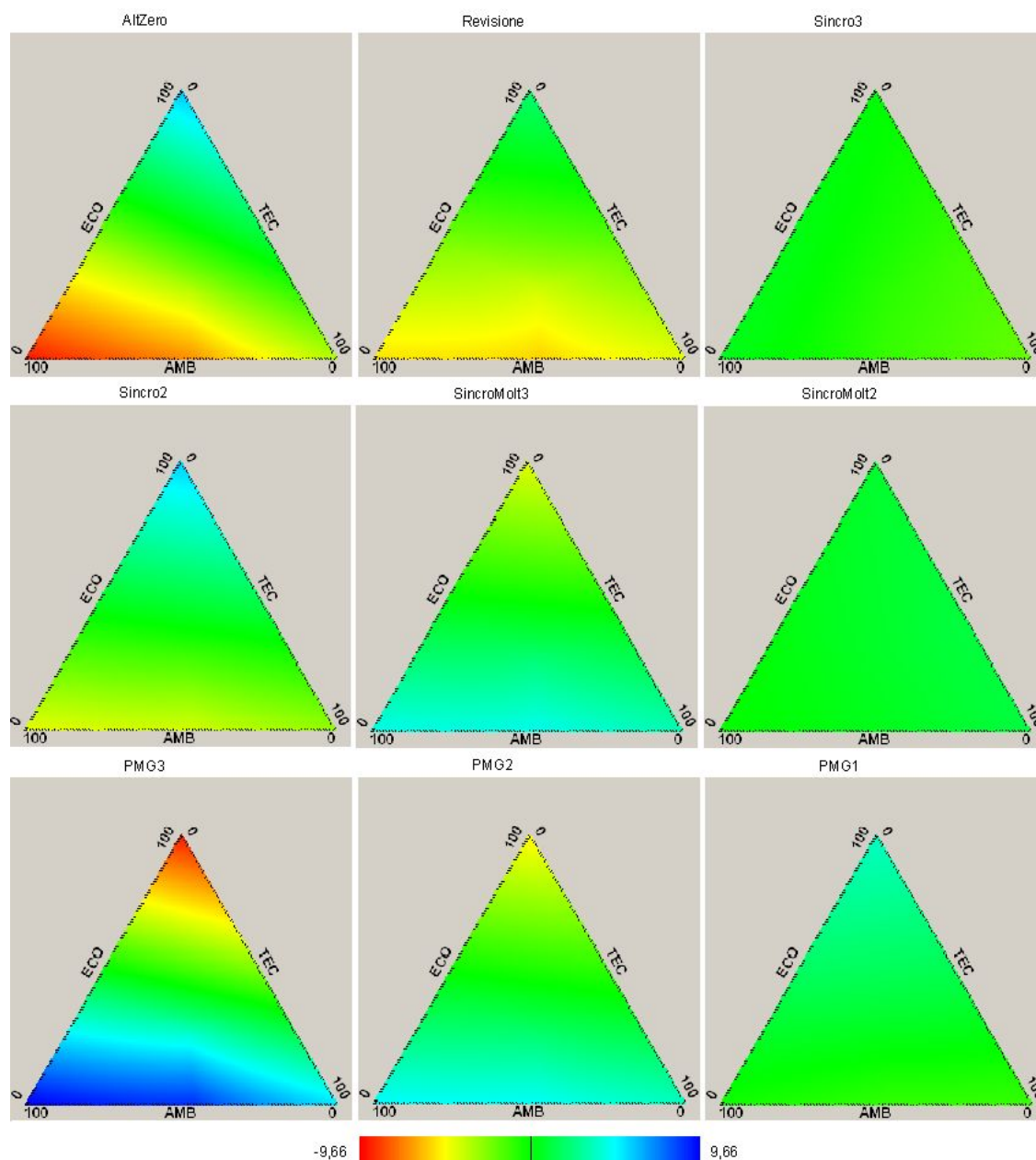


Figura 8.10 Analisi di sensitività per le singole alternative (committente)

In particolare si rileva con più chiarezza quanto già espresso riguardo l'alternativa *PMG3*, che risulta avere una sensibilità elevata al peso assegnato a ciascun gruppo di parametri, rispetto agli altri progetti in esame; al contrario l'alternativa *PMG1* mostra un elevato grado di robustezza.

A conclusione dell'analisi l'autore intende fornire un'indicazione sulla scelta ritenuta migliore in relazione ai progetti considerati: l'alternativa *PMG1* è quella che permette di indirizzare

l'impianto verso una soluzione tecnologicamente più avanzata, affidabile e ad elevata efficienza, ma più cautamente rispetto alle alternative *PMG2* o *PMG3*. Inoltre l'NPV semplificato positivo per l'alternativa in esame fornisce un indice della convenienza economica ad intraprendere il progetto di investimento anche nel caso in cui, in un momento successivo, risultasse che la spesa per la sostituzione dei restanti gruppi non sia sostenibile per il *business plan* aziendale.

In un primo momento si disporrebbe dunque di alcuni pezzi di ricambio, prelevati dal gruppo su cui si è eseguito l'accoppiamento diretto, per fronteggiare eventuali guasti agli altri gruppi negli anni successivi all'ammodernamento parziale; testare le prestazioni del nuovo generatore a magneti permanenti e dell'accoppiamento diretto su un gruppo "pilota" permetterebbe poi la raccolta di informazioni in termini di rendimenti effettivi e di efficienza della quadristica installata, che il committente potrebbe utilizzare per decidere di intraprendere, in un secondo momento, l'intervento sui gruppi restanti, eventualmente in concomitanza con l'accesso a nuovi incentivi previsti nei prossimi anni in seguito alla stesura di un nuovo Decreto Ministeriale.

CAPITOLO 9

CONCLUSIONI

Dall'analisi effettuata in questa Tesi è emerso come l'intero percorso volto all'individuazione della migliore opzione per l'ammodernamento di un impianto idroelettrico non sia mai univoco e ben definito. Questi aspetti assumono maggiore pregnanza nel momento in cui l'attenzione viene focalizzata sui piccoli impianti idroelettrici, per i quali non è generalmente possibile effettuare studi dettagliati a causa dei diversi fattori che entrano in gioco, tra i quali spiccano i costi relativi, che si mantengono elevati ed indipendenti dalla taglia dell'impianto, nonché i fermi gruppo che sarebbero richiesti per condurre tali analisi.

Nel lavoro di Tesi è stato dimostrato come l'utilizzo di metodi di analisi multi-criteri discreta possa fornire un valido supporto alle scelte di ammodernamento, laddove il quadro informativo sia incompleto e non sia quindi possibile la definizione di un'unica funzione obiettivo, la cui ottimizzazione richiederebbe una quantità di dati di campo per descrivere in modo statisticamente significativo il sistema che normalmente non risulta disponibile quando ci si riferisce ai piccoli impianti idroelettrici.

Diversamente dai metodi convenzionali, l'analisi qui condotta ha consentito di porre in particolare evidenza quegli aspetti che non hanno soltanto una valenza economica, quali l'incremento di efficienza energetica e la vita utile di impianto, i quali, uniti ad altri fattori di carattere prettamente tecnico, quali l'affidabilità dell'impianto, acquistano un ruolo tutt'altro che marginale nel processo decisionale. E' necessario porre il giusto peso all'insieme di queste caratteristiche per poter mirare ad una produzione energetica che non solo sia in qualche modo più "moderna", ma che sia inoltre maggiormente sostenibile ed affidabile.

L'analisi condotta ha inoltre evidenziato l'importanza nel poter disporre, laddove le informazioni disponibili siano incomplete, di strumenti che consentano di valutare la sensibilità dei risultati ottenuti e l'importanza relativa dei criteri individuati per la scelta. Per questa ragione l'ausilio di metodi multi-criteri risulta utile per delineare a priori quali siano le alternative migliori, sulla base dei criteri analizzati in questa Tesi, nonché le relative procedure di calcolo, definiti affinché sia possibile rappresentare al meglio tutti gli aspetti a cui il decisore

deve porre attenzione, i quali non sono semplicemente rappresentabili e riducibili ad un parametro unico, quale potrebbe essere il solo dato economico. Basare la scelta su quest'unico parametro potrebbe infatti risultare fuorviante riferendosi all'ambito degli impianti idroelettrici, la cui vita attesa è molto elevata; inoltre rispetto a questa non è possibile fornire informazioni sufficientemente precise sui flussi di cassa futuri: troppi fattori ne influenzano l'andamento, a partire dalle condizioni climatiche ed il cambiamento dell'idrologia, fino al prezzo di vendita dell'energia o la stesura di un nuovo Decreto sull'incentivazione da fonti rinnovabili. Come è stato dimostrato, aspetti quali l'efficientamento energetico e la vita utile di impianto, uniti a quegli aspetti di carattere prettamente tecnico non possono certo assumere un ruolo marginale nel processo decisionale, tuttavia è necessario conferirgli la dovuta attenzione per puntare ad un sistema produttivo che, come abbiamo visto più moderno, sostenibile ed affidabile.

Riferimenti bibliografici

- [1] International Energy Agency (IEA), “*Key World Energy Statistics*”, digital media, <http://www.iea.org>, OECD/IEA 2015.
- [2] International Energy Agency (IEA), “*Technology Roadmap. Hydropower*”, digital media, <http://www.iea.org>, OECD/IEA 2012.
- [3] Gestore Servizi Energetici (GSE), “*Rapporto Statistico 2014. Energia da fonti rinnovabili*”, digital media, <http://www.gse.it>, Dicembre 2015.
- [4] A A., V V., “*How to develop a small hydropower plant*”, ESHA, Brussel 2007.
- [5] International Electrotechnical Commission (IEC), “*Hydraulic turbines, storage pumps and pump turbines – Rehabilitation and performance improvements*”, IEC 62256, Edition 1.0, 2008
- [6] Goldberg, J., Lier, O. E., “*Rehabilitation of Hydropower – An introduction to economic and technical issues*”, Water Papers, Washington DC: World Bank, Oeyvind, 2011.
- [7] Decreto Ministeriale 6 luglio 2012, “*Attuazione dell’art. 25 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici (c.d. Quinto Conto Energia)*”.
- [8] Lato, C., “*Il DM 6 luglio 2012 sugli incentivi alla produzione di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici*”, Eolica Expo Mediterranean, Roma, 5 Settembre 2012.
- [9] Caron, F., “*Gestione dei grandi progetti per l’ingegneria*”, Isedi, Milano 2014.
- [10] Welte, T. M., Solvang, E., “*Profitability analysis of hydropower maintenance and reinvestment projects*”, *Hydropower ’15*, Stavanger, Norway, 15-16 June 2015.
- [11] Welte, T. M., “*Deterioration and Maintenance Models for Components in Hydropower Plants*”, NTNU, Trondheim, May 2008.
- [12] Braca, G., Bussetini, M., Lastoria, B., Mariani, S., “*Linee guida per l’analisi e l’elaborazione statistica di base delle serie storiche di dati idrologici*”, ISPRA, Manuali e Linee Guida 84/13, Roma, 2013.
- [13] Azzone, G., Bertelè, U., “*L’impresa; sistemi di governo, valutazione e controllo*”, Rizzoli Etas, Settembre 2007.
- [14] Clement, R. T., “*Making Hard decisions, an introduction to decision analysis*”, Duxbury Press, California (USA), 1991.

-
- [15] Mazzetto, F., Papetti, L. L., Pelikan, B., “*Guide to the Enviromental Approach and Impact Assessment*”, Energie, 2004.
- [16] Lazzari, M., Mazzetto, F., “*Decision Support System based on Multicriteria Approaches for Evaluating Farm Energy Tecnologies*”, Proc. 2nd National Conference on “Informatica e Agricoltura”, Firenze, 17-18 Dicembre 1992.
- [17] Mazzetto, F., Bonera, R., “*A Multicriteria Analysis Decision SupportTool for Evaluating Multicropping Farming from both Enviromental and Profitable Standpoints*”, Final Report, CEE-AIR CT94-1584 Project, Milano, 1998.
- [18] Saaty, R. W., “*The Analytic Hierarchy Process: What it is and How it is used. Mathematical Modelling*”, Vol. 9, No. 3-5, 1987.
- [19] Harrison, S. R., Qureshi, M. E., “*Choice of stakeholder groups and members in multicriteria decision models*”, Natural Resources Forum, 24: 11–19. doi: 10.1111/j.1477-8947.2000.tb00925.x, 2000.
- [20] Løken, E., “*Use of multicriteria decision analysis methods for energy planning problems*”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, doi:10.1016/j.rser.2005.11.005, 2005.
- [21] Pflleiderer, C., Petermann, H., “*Turbomacchine*”, Edizioni Tecniche Nuove, Milano, 1985.
- [22] Coen, M., “*Corso di macchine idrauliche: ad uso degli istituti industriali e dei tecnici specializzati*”, Ed. Signorelli, Milano, 1969.
- [23] Fjærvold, L., “*Improvements of a Kaplan type small turbine*”, NTNU, January 2012.

APPENDICE A

METODOLOGIE DI CALCOLO PER LA VERIFICA DEL DIMENSIONAMENTO DELLA TURBINA

Sono illustrati nei seguenti paragrafi, le metodologie di calcolo applicate per effettuare le verifiche di dimensionamento inerenti la turbina attualmente installata, svolte al Par. 5.3. I principali risultati così ottenuti sono stati riportati in Tabella 5.3, in forma unificata.

A.1 Dimensionamento da “Turbomacchine”

Si applica dapprima la metodologia di calcolo tratta dal libro “*Turbomacchine*” di Pfeleiderer/Petermann [21]; questa fornisce le principali dimensioni della girante e le informazioni relative alla sua posizione, per evitare fenomeni di cavitazione.

Dati i parametri generali in input, oltre alla massima portata della turbina pari a 20 m³/s, si può rilevare, da tabelle, il numero caratteristico di aspirazione, S_Q , pari a 0,6.

È così possibile ricavare una stima dell’energia di riserva, Δy , a partire dall’Eq. (9.1):

$$\Delta y = \left(\frac{n \sqrt{Q_{max}}}{S_Q} \right)^{4/3} = 54,74 \text{ m}^2/\text{s}^2 \quad (9.1)$$

L’energia di riserva non tiene conto della differenza di quota e rappresenta il recupero in pressione dell’energia cinetica tra il punto a minima pressione statica nel condotto rotorico, e l’estremità del tubo di aspirazione.

Note la pressione minima atmosferica corrispondente alla quota di installazione di impianto e la temperatura massima dell’acqua di 20°C , si individua la massima altezza geodetica di

aspirazione affinché sia evitato il fenomeno della cavitazione sulle pale rotoriche di turbina, tramite l'Eq. (9.2):

$$e_{S,max} = \frac{1}{g} \left(\frac{p_A - p_T}{\rho} - \Delta y \right) = 4,29 \text{ m} \quad (9.2)$$

Questa rappresenta la massima differenza ammissibile di quota tra il bordo di aspirazione della pala rotorica ed il pelo libero dell'acqua a valle; il valore ottenuto è calcolato in maniera cautelativa, in quanto si è scelto un valore basso di numero caratteristico di aspirazione ed inoltre non c'è da aspettarsi che la turbina funzioni in regime di pieno carico quando si ha un periodo di magra, allorquando il livello di valle raggiunge i valori più bassi.

Si procede, dunque, al calcolo delle principali dimensioni della girante. Per prima cosa viene eseguito il dimensionamento approssimato dell'albero, che si fonda sul valore di sforzo ammissibile, τ_{amm} preso pari a 150 kp/cm² (1kp/cm² = 9,81 10⁻⁴ Pa), il quale va scelto con particolare prudenza.

Ipotizzato dunque un valore di sforzo che tenga in considerazione l'aumento del momento torcente al diminuire della velocità di rotazione, si ottiene il valore stimato del diametro dell'albero dalla formula (9.3), che viene normalmente utilizzata nella pratica:

$$d = c \sqrt[3]{\frac{P_{1/1}}{n}} = 26,17 \text{ cm} \quad (9.3)$$

Poiché l'albero di turbina dovrà essere cavo per permettere l'inserimento del meccanismo di regolazione delle pale della girante tramite servomotore, allora la dimensione dovrà essere incrementata e portata così a circa 29 cm.

Nella formulazione (9.3) compaiono, oltre alla velocità di rotazione espressa in giro/minuto, anche la potenza utile massima della turbina ed un coefficiente, c . La potenza massima è stimata a partire dalla portata massima elaborabile dalla turbina ed un rendimento massimo assunto pari a 0,86 (rilevato da tabelle), secondo la relazione (9.4):

$$P_{1/1} = \rho Q_{max} gH \eta_{max} = 877,41 \text{ kW} \quad (9.4)$$

La dipendenza del diametro dell'albero dallo sforzo ammissibile, è rappresentata dal parametro c , il cui valore è estratto dalla Tabella 9.1:

τ_{amm}	100	150	200	300	400
c	17,1	14,9	13,6	11,8	10,8

Tabella 9.1 Coefficiente c in funzione della τ_{amm}

Per determinare i diametri del rotore, si ricorre invece ad osservazioni che riguardano l'angolo cinematico ottimale, ovvero l'angolo del flusso relativo di uscita alla periferia esterna della girante. Se ci si rifacesse solamente a considerazioni riguardanti la cavitazione, allora esso

dovrebbe assumere il valore più basso possibile al fine di diminuire l'energia di scarico e con essa anche le perdite in aspirazione; tuttavia un valore troppo basso (anche sotto 16°) causerebbe eccessive perdite di attrito nella macchina, tale per cui si ricorre a valori di tale angolo leggermente superiori, secondo la Tabella 9.2. Un angolo leggermente superiore rispetto ai valori minimi, permette inoltre una diminuzione delle dimensioni costruttive.

	Turbine Francis								Turbine Kaplan	
n_q	20,8	27,6	41,4	55,5	69,7	84,1	103	114,2	174	234
ε_2	0,032	0,032	0,048	0,072	0,096	0,0112	0,136	0,152	0,331	0,486
β_{oe}	30	23,4	21,3	21,5	21,3	19,9	18,9	18,6	19,4	19,2

Tabella 9.2 Determinazione dell'angolo cinematico di ottimo

Entrando nella Tabella 9.2 con il numero di giri specifico della turbina in esame, il valore ottimale di angolo cinematico, β_{oe} , risulta pari a 19,3°. Il numero di giri specifico è stato calcolato mediante la Eq. (9.5):

$$n_q = n \frac{\sqrt{Q}}{H^{0,75}} = 210,42 \quad (9.5)$$

Assunto un valore di coefficiente di ostruzione, pari a 0,8 per turbine Kaplan, per mezzo dell'equazione (9.6) si calcola il coefficiente di aspirazione:

$$\varepsilon^2 = 0,00116 \left(\frac{n_q}{\sqrt{k}} \tan \beta_{oe} \right)^{4/3} = 0,392 \quad (9.6)$$

Il valore ottenuto risulta perfettamente in linea con quanto si evince dalla tabella sopra riportata e significa che circa il 40% dell'energia posseduta dal fluido va utilizzata nel tubo di aspirazione; da questo si può calcolare una stima della velocità assoluta nella bocca di aspirazione (9.7):

$$c_m = c_y \varepsilon = \sqrt{2gH \varepsilon^2} = 6,33 \text{ m/s} \quad (9.7)$$

da cui, rielaborando l'equazione di continuità, si ottengono il valore del diametro esterno della girante (9.8) ed una stima di quello interno del mozzo (9.9):

$$D_e = \sqrt{\frac{4Q}{\pi k c_m}} = 2,15 \text{ m} \quad (9.8)$$

$$D_i = 2 \sqrt{(1-k) \left(\frac{D}{2} \right)^2} = 0,96 \text{ m} \quad (9.9)$$

A.2 Dimensionamento da “Improvements of a Kaplan type small turbine”

Il metodo è estrapolato dalla tesi in oggetto [14], la quale si propone di studiare mediante elaborazione CFD, il miglioramento del design di una turbina Kaplan per piccoli sistemi.

Il dimensionamento di massima è effettuato a partire dallo “speed number”, calcolato dalla velocità angolare ridotta e dalla portata ridotta, tramite l’Eq. (9.10):

$$\Omega^0 = \underline{\omega} \sqrt{\underline{Q}} = 2,263 \quad (9.10)$$

dove: $\underline{\omega} = \omega \sqrt{2gH}$

$$\underline{Q} = Q / \sqrt{2gH}$$

Poiché il flusso assiale è funzione di quanto la turbina ruota velocemente, allora è possibile ricavare il valore della velocità assiale ridotta a partire dallo “speed number” per mezzo di una correlazione lineare semplificata (9.11), ricavata a partire da valori sperimentali:

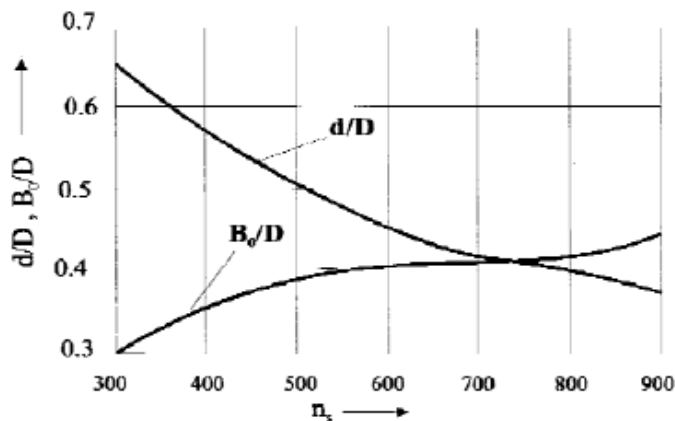
$$\underline{c}_m = 0,12 + 0,18\Omega^0 = 0,527 \quad (9.11)$$

A partire da tale valore è possibile ricavare la velocità assiale, che risulta pari a 5,33 m/s, ed il diametro massimo della girante, tramite la formula (9.12):

$$D = \sqrt{\frac{4(\Omega^0)^2}{\pi \omega^2 \underline{c}_m}} = 2,09 \text{ m} \quad (9.12)$$

Per via grafica, infine, si ottengono i valori del diametro interno (ovvero del mozzo della girante) e dell’altezza all’aspirazione, in funzione del numero di giri specifico, n_s (Eq. (9.13):

$$n_s = 995 n \frac{\sqrt{Q}}{(gH)^{0,75}} = 602,6 \quad (9.13)$$



$$\frac{d}{D} = 0,45$$

$$\frac{B_0}{D} = 0,4$$

Figura 9.1 Diagramma per la determinazione dei rapporti caratteristici

Con i rapporti ottenuti dal diagramma di Figura 9.1, risultano un diametro mozzo pari a 0,94 m ed un'altezza in aspirazione pari a 0,84 m.

A.3 Dimensionamento da “Coen – Francis e Kaplan”

Dal libro in oggetto [22], è possibile estrapolare uno schema di calcolo di massima delle principali dimensioni di una girante di tipo Kaplan, destinata al funzionamento nelle condizioni di riferimento, in termini di salto, portata, numero di giri e potenza di targa.

I principali parametri e rapporti dimensionali sono ricavati dalla Tabella 9.3, in funzione del numero di giri caratteristico, n_c :

n_c	350	400	450	500	550	600	650	700	750	800	850	900	950	1000
K	1,24	1,31	1,39	1,48	1,56	1,65	1,75	1,85	1,94	2,04	2,14	2,25	2,36	2,48
n_1'	105	111	118	125	132	139,5	147,5	156	164	172,5	181	190	200	210
B/D	0,36	0,365	0,372	0,38	0,386	0,392	0,4	0,406	0,412	0,42	0,426	0,432	0,44	0,45
$z_d * a_0/D$	1,7	1,84	2	2,12	2,26	2,38	2,5	2,6	2,7	2,8	2,88	2,95	3,04	3,1

Tabella 9.3 Principali parametri per il dimensionamento da “Coen”

Il numero di giri caratteristico utilizzato nella trattazione in oggetto segue una definizione particolare (9.14) e contiene la potenza della turbina espressa in cavalli vapore:

$$n_c = \frac{n\sqrt{P_{cv}}}{H^4\sqrt{H}} = 700,1 \quad (9.14)$$

Entrando nella tabella con il valore di n_c di 700, risultano noti i seguenti parametri:

- K , coefficiente di velocità periferica, identifica il rapporto tra la velocità periferica massima (cioè all'ingresso della girante) e la velocità teorica competente all'intero salto netto; da questo si ottiene così una velocità massima pari a 18,7 m/s
- n' , numero di giri specifico, è strettamente correlato al diametro esterno della girante attraverso la relazione (9.15):

$$D = n_1' \frac{\sqrt{H}}{n} = 2,20 \text{ m} \quad (9.15)$$

- $\frac{B}{D}$ rappresenta il rapporto tra l'altezza all'ingresso della girante ed il diametro esterno, tale per cui risulta B pari a 0,89 m

- $\frac{z_d a_o}{D}$ serve ad individuare, una volta che è stato fissato il numero delle pale del distributore a 24 (basandoci sull'esperienza), la massima apertura tra pala e pala, $a_o = 0,24$ m.

Bisogna considerare, però, che il profilo idraulico utilizzato per la turbina in esame considera l'anello metallico che circonda la girante di forma sferica, tale per cui il diametro esterno effettivo della ruota sarà leggermente inferiore di quello risultante dal calcolo.

A.4 Dimensionamento da “How to develop a small hydropower plant”

L'ultima metodologia proposta per il calcolo delle dimensioni principali di una turbina Kaplan per un impianto di questo tipo, è stata estrapolata dalla “Guida al Mini-Idroelettrico”, pubblicata nel 2007 dall'ESHA [4], punto di riferimento per la costruzione dei piccoli impianti. Per la fase preliminare di progettazione, le dimensioni della girante, in termini di diametro interno ed esterno, possono essere ricavate in funzione del numero di giri caratteristico, secondo le relazioni (9.16) e (9.17):

$$D_e = 84,5 \left(0,79 + 1,602 n_{QE} \right) \frac{\sqrt{H}}{60 n} = 2,09 \text{ m} \quad (9.16)$$

$$D_i = D_e \left(0,25 + \frac{0,0951}{n_{QE}} \right) = 0,85 \text{ m} \quad (9.17)$$

dove il numero di giri caratteristico utilizzato, risulta pari a 0,601.

Il passo successivo consiste nella stima dell'altezza di aspirazione massima, ovvero la massima distanza tra il pelo libero del canale di restituzione e la sezione critica affinché sia evitato il fenomeno di cavitazione; prima di tutto è necessario fornire una stima della velocità di scarico della turbina, che, sfruttando i dati ottenuti dal previo dimensionamento, è data dall'Eq (9.18):

$$v_{out,T} = \frac{Q}{\frac{\pi}{4} (D_e^2 - D_i^2)} = 6,38 \text{ m/s} \quad (9.18)$$

Il parametro di Thoma, che controlla l'insorgere o meno della cavitazione, è funzione del numero di giri caratteristico e, sulla base di un indagine statistica, è data la relazione (9.19), valida per turbina Kaplan:

$$\sigma = 1,5241 n_{QE}^{1,46} + \frac{v_{out,T}^2}{2gH} = 1,132 \quad (9.19)$$

Tramite σ si risale all'altezza sopra la quale la turbina dovrebbe essere installata per evitare cavitazione, secondo l'Eq. (9.20).

$$H_S = \frac{p_{atm} - p_v}{\rho g} + \frac{V^2}{2g} - \sigma H = 4,19 \text{ m} \quad (9.20)$$

dove V rappresenta la velocità media nel canale di scarico (a valle del diffusore) e come valore stimato si può prendere pari a 2 m/s.
