

POLITECNICO DI MILANO

Facoltà di Ingegneria Industriale e dell'Informazione

Corso di laurea in Ingegneria Energetica



Impianto micro-idroelettrico di pompaggio come sistema di accumulo alternativo in aree rurali: analisi di fattibilità tecnico-economica per il villaggio di Yaho (Burkina Faso)

Relatrice: Prof.ssa Emanuela COLOMBO

Co-relatore: Ing. Nino FROSIO

Tesi di Laurea di:

Francesco POZZI - Matr. 787487

Anno Accademico 2012-2013

Ringraziamenti

Il primo ringraziamento va senza dubbio a *mamma e papà* che mi hanno sempre sostenuto, spronato, supportato e sopportato in tutti questi anni.

Un particolare pensiero al buon *Angelo*, probabilmente senza tutte quelle giornate a cercare tasselli e viti nei corridoi di Castorama, senza tutti quei week end a trapanare le pareti di casa e a segare assi, non avrei mai scelto di studiare ingegneria.

Un grazie a tutta la mia numerosissima famiglia, ai miei cinque fratelli (*Chiara, Marta, Matte, Dome e Fede*) tutti così diversi ma tutti così speciali e importanti.

Tra i miei compagni di studi un pensiero a *Teo, Scacco, Diego e Ste*, senza la vostra presenza, senza il vostro aiuto, questi anni al Poli sarebbero stati molto più tristi e noiosi.

Alla mia amica *Franza* spetta una dedica speciale, un enorme grazie per tutto il tempo passato insieme in questi anni, per tutte le chiacchierate, i consigli, per le innumerevoli volte che mi hai fatto tornare il sorriso con la tua simpatia e la tua contagiosa voglia di vivere.

Un qualcosa di più di un semplice grazie è per la mia dottoressa, *Marta*, se non ci fossi stata tu, con il tuo amore e il tuo continuo supporto questo giorno sarebbe stato molto più avanti.

In un momento molto complicato della mia vita universitaria mi sei stata vicino, hai studiato nei posti più rumorosi del Polimi, fulminando tutti quei casinisti degli ingegneri, pur di stare al mio fianco. Grazie per avermi mostrato, con il tuo impegno e il tuo esempio, che lo studio, l'apprendere cose nuove è qualcosa di bellissimo e non solo un noioso obbligo.

Anche se avrebbe preferito non comparire in questa pagina, dato il suo amore per il low-profile, un enorme grazie a *Nino*; in questo ultimo anno mi ha seguito, sgridato, insegnato moltissime cose. È stata un'esperienza stimolante ed estremamente formativa: l'idraulica resta ancora ignota ma con latino e bresciano inizio ad ingranare!

Grazie per la pazienza di stare dietro a un giovane casinista, grazie per avermi spinto a ragionare con la mia testa, per avermi insegnato che bisogna provare a fare le cose da soli senza temere di sbagliare.

Grazie per avermi proposto una tesi così interessante, così unica, ma soprattutto grazie per avermi mostrato, con la sua contagiosa passione e il suo impegno in Africa, che l'ingegnere può avere un grandissimo valore anche da un punto di vista sociale.

Introduzione

Questa tesi nasce da un'idea dell'Ing. Ivo Sciuttini del gruppo ELVI, ditta valtellinese attiva da anni nel campo della progettazione e costruzione di HPP (Hybrid Power Plants).

ELVI ha recentemente progettato una rete in isola, con centrale HPP (fotovoltaico+gruppo elettrogeno diesel), presso la località di Yaho (Burkina Faso); in relazione a questo progetto Sciuttini vedeva la necessità di svolgere un'analisi tecnico-economica di un sistema di accumulo energetico alternativo a quello elettrochimico.

Il principale limite delle batterie, in climi torridi come quelli africani, è il veloce deterioramento che costringe ad un periodico ricambio del banco di accumulo.

Se si aggiunge che la dislocazione assai remota di questi villaggi determina difficoltà di manutenzione e sostituzione delle batterie, in questo contesto l'inserimento di un impianto micro-idro potrebbe trovare una valida giustificazione in quanto consente lo stoccaggio di energia utilizzando risorse locali.

L'idea di ELVI era quella di verificare se, nello specifico contesto di Yaho, l'accumulo di energia gravitazionale con un sistema micro-idroelettrico di pompaggio fosse tecnicamente fattibile ed economicamente competitivo con quello tradizionale basato su batterie elettrochimiche.

Grazie all'opportunità proposta da ELVI tale studio è divenuto oggetto di questa tesi di laurea magistrale in cui, con il prezioso aiuto del co-relatore Ing. Nino Frosio, è stata eseguita un'approfondita analisi tecnico-economica di un sistema di accumulo idroelettrico che potesse soddisfare i seguenti vincoli progettuali imposti dall'Ing. Sciuttini:

- *produzione di 25 kWh in 5h ogni notte per soddisfare le richieste energetiche di un carico critico (macchinario d'ospedale o frigoriferi di un dispensario di farmaci);*
- *soddisfazione dei consumi energetici del sistema di accumulo mediante utilizzo della fonte solare.*

L'impianto idroelettrico per la località di Yaho deve utilizzare il salto garantito da una collinetta di circa 15 m, l'apporto d'acqua viene fornito da un marigot, ovvero uno stagno che si riempie d'acqua piovana nella stagione delle piogge che dura da settembre ad ottobre. Questo specchio d'acqua resta pieno da settembre sino marzo-aprile; non vi è dunque dubbio che, data la totale assenza d'acqua per circa 5 mesi all'anno, l'impianto idro a pompaggio deve essere a circuito chiuso.

Nel prosieguo di questa introduzione si esegue un breve riassunto dei contenuti di ciascun capitolo per permettere al lettore di capire il modo in cui il contenuto dei singoli capitoli si lega alla struttura generale della tesi.

Capitolo 1

Sulla base dei principali indicatori forniti dalla IEA, si esegue un confronto tra continente africano ed UE per sottolineare le notevoli differenze in termini di contesto energetico, sociale ed economico.

Successivamente si elencano le linee guida dell'Unione Africana per favorire il processo di elettrificazione del continente, processo particolarmente urgente dal momento che circa il 65% della popolazione non ha alcun accesso all'energia elettrica.

Particolare attenzione è rivolta all'analisi delle potenzialità idriche ed idroelettriche del continente africano, la stessa UA sostiene che il processo di elettrificazione deve essere trainato da un maggiore utilizzo del potenziale idroelettrico del continente.

Successivamente si espongono i notevoli vantaggi ottenibili da una sinergia tra sistemi idrici ed idroelettrici, infine si elencano le motivazioni che portano l'UA ad affermare che i tempi sono maturi per dare avvio ad un uso su larga scala della fonte idroelettrica.

Capitolo 2

Nella prima parte si descrive la situazione sociale, economica, politica ed energetica del Burkina Faso. Dopo i brevi cenni storici e geografici segue un'analisi delle potenzialità energetiche del Paese.

L'energia elettrica viene importata da Ghana e Costa d'Avorio mediante elettrodotti o prodotta localmente con gruppi elettrogeni alimentati con combustibili di provenienza estera: la dipendenza dall'estero è dunque praticamente totale.

Si descrivono brevemente le politiche governative adottate per promuovere un'elettrificazione che si basi sulla produzione locale al fine di ridurre il più possibile la dipendenza dall'estero, dipendenza che risulta un vero e proprio freno allo sviluppo economico.

Segue una descrizione di Yaho e dei nove villaggi che costituiscono la comunità rurale, vengono poi presentati i consumi energetici della comunità e i progetti di ELVI per l'implementazione della rete in isola.

Capitolo 3

In questo capitolo, pur non entrando nello specifico, si propone un ipotetico layout d'impianto del sistema di accumulo micro-idroelettrico di pompaggio.

L'accumulo avviene sotto forma di stoccaggio di energia gravitazionale: l'acqua viene pompata, con energia elettrica prodotta da pannelli FV, in cima ad una collinetta dove è stoccata in un serbatoio.

Quest'ultimo viene svuotato di notte per alimentare la turbina della portata necessaria per produrre l'energia elettrica nelle ore notturne, durante le quali non è disponibile la fonte primaria fotovoltaica.

L'acqua che serve per la produzione di energia elettrica è immagazzinata nei serbatoi ed è utilizzata come fluido di processo in un circuito chiuso. La turbina scarica infatti nel serbatoio di valle che, al termine d'ogni notte, torna quindi a riempirsi dello stesso volume d'acqua, decurtato delle minime perdite da imputare ai possibili trafileamenti.

Si richiamano le grandezze e le equazioni fondamentali che servono per definire ciascun componente d'impianto e per poterne eseguire il dimensionamento nei successivi capitoli.

Successivamente si citano le due possibili soluzioni tecniche che si analizzano dettagliatamente nei capitoli 4 e 5, infine si espongono le caratteristiche comuni a entrambe le soluzioni in termini di vincoli progettuali, di regolazione della portata e di regolazione della produzione energetica.

Capitolo 4

In questo capitolo si esegue il dimensionamento dettagliato del layout d'impianto denominato *soluzione 1*; la prima soluzione si distingue dalla seconda perchè prevede l'installazione di *due turbomacchine separate*: una turbina Banki con il suo alternatore e una pompa centrifuga alimentata da un motore elettrico.

Per prima cosa si esegue la stima delle prestazioni in turbinaggio in modo da calcolare la portata necessaria per produrre i 25 kWh/notte, nota la portata si dimensionano i serbatoi di monte e valle. Dalla conoscenza della prevalenza e della portata si determina l'energia assorbita dalla pompa e quindi le dimensioni del campo FV.

Si conclude sottolineando la necessità di un gruppo elettrogeno d'emergenza-integrazione di cui si elencano le principali funzioni.

Capitolo 5

Si esegue, utilizzando il medesimo schema del capitolo 4, il dimensionamento della *soluzione 2*; essa differisce dalla prima perchè prevede l'installazione di *un'unica turbomacchina* PaT ("Pump as Turbine"): una pompa centrifuga commerciale utilizzata sia in fase di pompaggio che in fase di turbinaggio.

Nella sezione del capitolo intitolata *Scelta della soluzione vincente per Yaho* si decide, sulla base di considerazioni tecnico-economiche derivanti dal dimensionamento delle due soluzioni, qual è il layout vincente; ovvero quale soluzione, tra la 1 e la 2, risponde meglio ai seguenti requisiti:

1. *semplicità dal punto di vista costruttivo;*
2. *semplicità in termini di manutenzione;*
3. *semplicità dal punto di vista della gestione dei componenti d'impianto (regolazioni ridotte ai minimi termini);*
4. *minimi costi d'investimento e gestione (minimi esborsi per O&M).*

La *soluzione vincente risulta essere la 2 (PaT+FV)*; per questa soluzione, al termine del capitolo, si esegue il dimensionamento del gruppo elettrogeno e del locale tecnico in cui installare la PaT, i quadri elettrici e il GE.

Capitolo 6

Dopo avere determinato che la soluzione PaT+FV è quella che si presta meglio al contesto di Yaho, ne si esegue l'analisi economica dettagliata per determinare il costo totale d'impianto.

Le voci di costo analizzate sono: campo FV+GE, PaT, condotte e filtri, opere edili e O&M. In questo capitolo si introduce un'ipotesi che ha una grossa ripercussione sul costo totale della soluzione 2: si decide di coinvolgere la popolazione locale nella realizzazione delle opere edili, nella manutenzione e nella supervisione dell'impianto.

L'esperienza di molti operatori nell'ambito della cooperazione suggerisce che questo coinvolgimento della popolazione locale ha effetti benefici in termini di allungamento della vita dell'impianto oltre che di semplificazione della gestione dello stesso.

Capitolo 7

In questo capitolo si esegue la stima del costo totale di un impianto (*soluzione 3*) dotato di campo FV, GE d'emergenza-integrazione e gruppo di accumulo a batterie. L'obiettivo di questa analisi è quello di eseguire un confronto di natura economica tra il sistema micro-idro e l'impianto di produzione di potenza più comunemente adottato in Africa.

Il sistema 3, essendo un'alternativa al 2, deve garantire le stesse *performances energetiche* in termini di produzione elettrica giornaliera e notturna: deve essere prodotta la stessa energia elettrica totale e garantita la medesima capacità di accumulo.

Capitolo 8

Si tratta del capitolo conclusivo in cui si espongono le conclusioni dell'intero lavoro svolto. Nella prima parte si esegue un confronto economico tra le soluzioni 2 e 3; in questo confronto si prende in considerazione pure l'incidenza percentuale delle singole voci sugli importi totali in modo da individuare quali sono le voci di costo di maggior peso.

Il costo totale della soluzione FV+Batterie è inferiore a quello della soluzione PaT+FV, tuttavia, seppur sotto le forti ipotesi del coinvolgimento della comunità locale, il sistema di accumulo idroelettrico risulta competitivo nonostante le condizioni poco favorevoli del sito di Yaho (salto ridotto e disponibilità d'acqua solo per 7 mesi l'anno).

Si conclude affermando che un sistema di accumulo FV+PaT può essere una valida alternativa al sistema di accumulo tradizionale tutte quelle volte che si è in presenza di un salto elevato e si ha grande disponibilità d'acqua.

Il più grande vantaggio di un sistema FV+PaT è quello di consentire non solo la **produzione**, ma anche lo **stoccaggio di energia, utilizzando risorse locali**.

Questo aspetto socio-economico è da tenere in grande considerazione dal momento che nei PVS la tematica dell'elettrificazione, basata su risorse locali, assume un'importanza strategica per ridurre la dipendenza dall'estero e promuovere quindi uno sviluppo economico più autonomo possibile, dunque sostenibile e duraturo.

Indice

1	Quale energia per l’Africa?	15
1.1	Introduzione	18
1.2	Situazione energetica attuale	19
1.3	Potenzialità idrica e idroelettrica del continente	23
2	Il Burkina Faso e Yaho	27
2.1	Cenni storici e geografici	29
2.2	Ordinamento statale e situazione economica	31
2.3	Situazione energetica	32
2.4	Il comune di Yaho	36
2.5	Yaho ed energia elettrica	37
2.6	Il progetto di ELVI group	39
3	Il layout impiantistico	45
3.1	Componenti base d’impianto e loro grandezze caratteristiche	47
3.1.1	Il marigot	48
3.1.2	La pompa centrifuga di riempimento del serbatoio di monte	49
3.1.3	La turbina	51
3.1.4	La condotta	52
3.1.5	Il campo fotovoltaico	55
3.1.6	I serbatoi di monte e valle	59
3.2	Le possibili soluzioni impiantistiche	60
3.2.1	Quali macchine scegliere?	61
3.2.2	La regolazione della produzione energetica	63
4	La soluzione 1: “turbina Banki”	65
4.1	La fase di turbinaggio	68
4.1.1	Scelta del tipo di turbina	69
4.1.2	Caratteristiche generali di una turbina Banki-Michell	72
4.1.3	La turbina per l’impianto di Yaho	73
4.1.4	Calcolo delle prestazioni in turbinaggio	75
4.1.4.1	Posizionamento della turbina	75
4.1.4.2	La condotta	76
4.1.4.3	Stima della portata e del “punto medio di lavoro”	77
4.2	I serbatoi di monte e valle	80
4.2.1	Il volume utile dei serbatoi	80

4.2.2	Le dimensioni caratteristiche dei serbatoi	80
4.2.3	La posizione dei serbatoi	85
4.3	La pompa di riempimento del serbatoio di monte	85
4.3.1	La scelta della pompa	85
4.3.2	La curva caratteristica dell'impianto in pompaggio	86
4.3.3	Le curve caratteristiche della pompa centrifuga	88
4.3.4	Accoppiamento pompa-impianto	90
4.3.5	Calcolo dell'energia assorbita dalla pompa	94
4.4	Il campo fotovoltaico	95
4.4.1	La scelta dei pannelli	95
4.4.2	Massimo numero di moduli installabili sul serbatoio di valle	96
4.4.3	Stima delle prestazioni dei moduli NA 230W-PS e del sistema FV	100
4.4.4	Stima della producibilità annua	103
4.4.5	Le funzioni del gruppo elettrogeno	105
5	La soluzione 2: "PaT"	107
5.1	La fase di turbinaggio	109
5.1.1	Caratteristiche generali di una PaT	109
5.1.2	La PaT per l'impianto di Yaho	110
5.1.3	Calcolo delle prestazioni in turbinaggio	112
5.1.3.1	Posizionamento della PaT	112
5.1.3.2	La condotta	112
5.1.3.3	Stima della portata e del "punto medio di lavoro"	113
5.2	I serbatoi di monte e valle	115
5.2.1	Il volume utile dei serbatoi	115
5.2.2	Le dimensioni caratteristiche dei serbatoi	115
5.2.3	Le posizioni dei serbatoi	116
5.3	La pompa di riempimento del serbatoio di monte	117
5.3.1	La scelta della pompa	117
5.3.2	La curva caratteristica dell'impianto in pompaggio	117
5.3.3	Le curve caratteristiche della PaT in "pump mode"	118
5.3.4	Accoppiamento pompa-impianto	120
5.3.5	Calcolo dell'energia assorbita dalla pompa	123
5.4	Il campo fotovoltaico	123
5.4.1	La scelta dei pannelli	123
5.4.2	Massimo numero di moduli installabili sul serbatoio di valle	123
5.4.3	Stima delle prestazioni dei moduli NA 230W-PS e del sistema FV	124
5.4.4	Stima della producibilità annua	124
5.4.5	Le funzioni del gruppo elettrogeno	124
5.5	Scelta della soluzione vincente per Yaho	125
5.6	Dimensionamento del gruppo elettrogeno	126
5.6.1	Determinazione della s.i.f. oraria	126
5.6.2	Il gruppo elettrogeno per l'impianto di Yaho	128
5.7	Dimensionamento del locale tecnico	131
5.7.1	La posizione	131
5.7.2	Le dimensioni e il layout dei componenti	131

6	Analisi economica della soluzione 2: “PaT”	135
6.1	Costo del campo FV+GE	137
6.2	Costo della PaT	139
6.3	Costo delle condotte e dei filtri	140
6.4	Costo opere edili	141
6.4.1	Il calcestruzzo armato	142
6.4.2	Scavo per serbatoi e locale tecnico	143
6.4.3	Reinterro per serbatoi e locale tecnico	145
6.4.4	Scavo e reinterro per le condotte	146
6.4.5	Costo delle operazioni di movimento terra	146
6.4.6	Finitura	148
6.4.7	Costo totale opere edili	149
6.5	Costi O&M	149
6.6	Costo totale soluzione FV+PaT	150
7	La soluzione 3: “FV+batterie”	151
7.1	Il sistema di accumulo	154
7.1.1	Scelta dell’inverter-charger	155
7.1.2	Scelta della batteria	156
7.1.3	Determinazione della taglia di batteria ottimale	157
7.2	Costo del campo FV+GE	158
7.2.1	Il campo FV	158
7.2.2	Il gruppo elettrogeno	158
7.3	Costo del sistema di accumulo	160
7.4	Costo opere edili	160
7.4.1	Basamento in calcestruzzo armato	161
7.4.2	Locale in mattoni per alloggiare le batterie	161
7.5	Costi O&M	161
7.6	Costo totale soluzione FV+Batterie	162
8	Conclusioni	163
8.1	Confronto economico e sue criticità	165
8.2	Competitività del sistema di accumulo al di fuori del caso di Yaho	167
8.3	Considerazioni extra-economiche	169
A	Portata e “punto medio di lavoro” in turbinaggio	173
B	Grandezze caratteristiche dei serbatoi	175
C	Massimo numero di pannelli installabili	177
D	Numero di moduli ottimale	179
E	Modello di batteria ottimale	189
F	Preventivi e Datasheets	197

Sommario

I Paesi in via di sviluppo, sempre più “affamati” di elettricità e nella maggioranza dei casi privi di risorse energetiche di tipo fossile, devono puntare con decisione sulle fonti rinnovabili.

La mancanza di risorse fossili costituisce un grande freno allo sviluppo economico dei PVS; i governi sono infatti costretti a spendere una grossa parte delle risorse finanziarie, già di per se molto limitate, per poter garantire una minima produzione elettrica.

L'utilizzo di fonti energetiche gratuite e infinite come acqua, vento e sole consente di ridurre la spesa relativa all'acquisto di combustibili fossili.

Il problema delle fonti rinnovabili è però la dispacciabilità: l'utilizzo su larga scala di impianti a FER può essere possibile solo se gli impianti vengono dotati di un sistema di accumulo che permetta di produrre l'energia elettrica necessaria anche in un periodo di assenza o scarsa produttività della fonte rinnovabile.

Attualmente il sistema di accumulo con batterie è quasi l'unica soluzione utilizzata nei PVS; questa tesi propone un sistema di accumulo alternativo, totalmente basato su FER (idro+FV), in cui l'accumulo avviene sotto forma di stoccaggio di energia gravitazionale.

Il grande vantaggio del sistema idro+FV è quello di garantire non solo la produzione, ma anche lo stoccaggio, utilizzando risorse locali.

L'obiettivo della tesi è quello di capire, attraverso lo studio di fattibilità svolto per il villaggio di Yaho (Burkina Faso), se questo sistema alternativo è competitivo da un punto di vista tecnico-economico con il tradizionale sistema a batterie.

Parole chiave:

- Pompa come turbina;
- produzione e accumulo con risorse locali;
- Paesi in via di sviluppo;
- alternativa alle batterie.

Abstract

Developing countries show a growing need for electricity, this need is usually answered by importing fossil fuels from foreign countries since most of developing countries do not have their own oil or gas fields to rely on. These expenses are often unbearable for countries with very low GDP since this tight dependence on foreign countries contributes to slow social and economic development.

The only way to pursue a social development that can last long is to invest in renewable energy sources. By using local, free and unlimited sources of energy like wind, sun and water is possible to decrease the long-term unbearable outlays tied to the purchase of fossil fuels.

However renewable energy sources are characterised by a strong variability that collides with the need for constant power typical of many applications.

Accordingly, beside any renewable energy power plant an efficient storage system is necessary to cope with the variability of these sources.

Traditional storage system, based on electrochemical batteries, is still the most used in Africa where basically no other storage system has been exploited so far.

This thesis proposes an alternative storage system, completely based on renewable sources (hydro+PV), in which energy is stored in terms of gravitational energy.

The main advantage of this hydro+PV system is to allow not only energy production, but also storage, by using local resources.

The goal of this thesis is to understand, through the feasibility study carried out for the village of Yaho (Burkina Faso), if this alternative system is competitive with the traditional one from an economic and technical point of view.

Keywords:

- Pump as Turbine;
- storage and production using local resources;
- developing countries;
- alternative to batteries.

Capitolo 1

Quale energia per l'Africa?



Figura 1.0.1: Carta politica dell'Africa

1.1 Introduzione

Prima di parlare in maniera approfondita della situazione energetica del continente africano, è bene leggere gli indicatori raccolti annualmente dalla IEA¹. Confrontare i valori di Africa e Unione Europea permette di cominciare a capire quanto il contesto energetico ed economico africano differisca profondamente da quello dei Paesi industrializzati.

	Africa	Unione Europea (29 Paesi)
popolazione [milioni]	1 045,19	503,37
GDP [miliardi di US\$ 2005]	1 267,49	14 626,40
GDP PPP [miliardi di US\$ 2005]	2 814,47	14 137,84
produzione energia primaria [Mtoe]	1 103,74	804,93
importazioni nette (import-export) [Mtoe]	-390,13	942,02
TPES [Mtoe]	700,33	1 654,01
*consumo energia elettrica [TWh]	619	3 077,70
**emissioni di CO2 [Mt di CO2]	967,77	3 542,73

Tabella 1.1: “ Key indicators”, fonte IEA, 2011, iea.org

	Africa	Unione Europea (27 Paesi)
TPES/population [toe/persona]	0,67	3,29
TPES/GDP [toe/migliaia di US\$ 2005]	0,55	0,11
TPES/GDP PPP [toe/migliaia di US\$ 2005]	0,25	0,12
*consumo elettricità/popolazione [MWh/persona]	0,59	6,11
**CO2/popolazione [t CO2/persona]	0,93	7,04

Tabella 1.2: “ Compound indicators”, fonte IEA, 2011, iea.org

* consumo di energia elettrica= produzione lorda + import - export- perdite

** emissioni di CO2 solo da combustione di combustibili

¹International Energy Agency (IEA), è un'organizzazione internazionale intergovernativa fondata nel 1974 dall'Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico (OCSE). Lo scopo dell'agenzia è quello di facilitare il coordinamento delle politiche energetiche dei paesi membri per assicurare la stabilità degli approvvigionamenti energetici al fine di sostenere la crescita economica. L'agenzia esegue anche un attento monitoraggio della situazione energetica dei Paesi che non ne sono membri.

Per un migliore comprensione della tabella 1.1 e della 1.2 si rimanda a ², ³, ⁴ e ⁵

1.2 Situazione energetica attuale

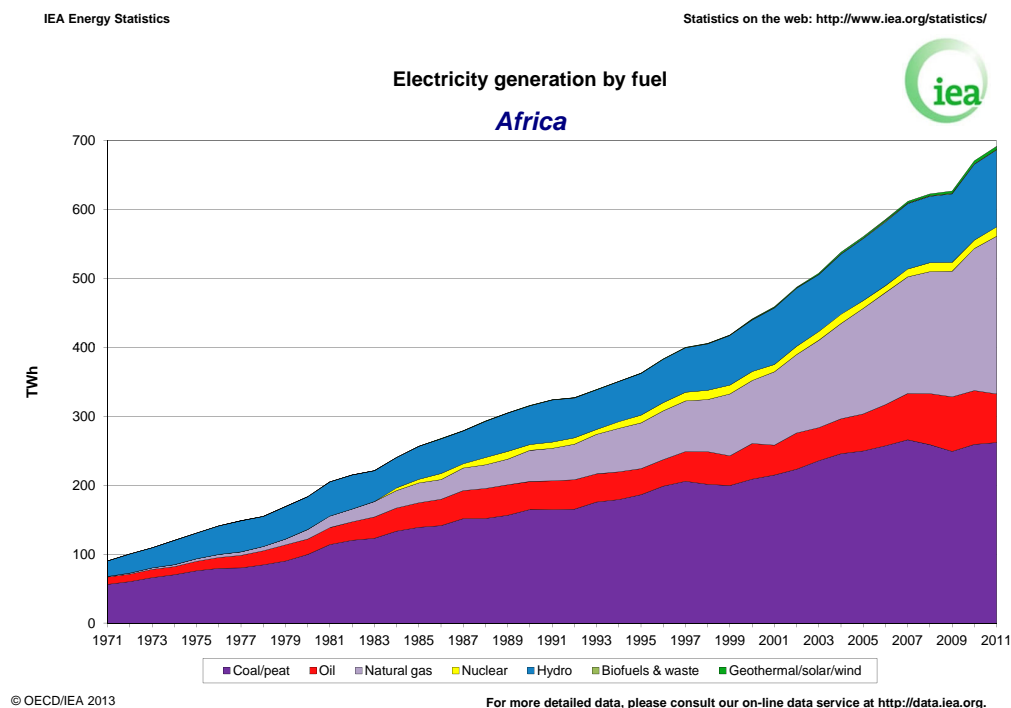


Figura 1.2.1: fonte IEA, 2011, iea.org

²Total Primary Energy Supply (TPES): scorte totali di energia primaria, ovvero pre-conversione elettrica, termica, chimica etc.

³Tonne of Oil Equivalent= tonnellata equivalente di petrolio: quantità di energia rilasciata dalla combustione di una tonnellata di petrolio. La conversione secondo la IEA è 1 toe=41,868 GJ=11 630 kWh.

⁴Gross Domestic Product (GDP) = Prodotto Interno Lordo (PIL).

⁵GDP Purchasing Power Parity (PPP): corrisponde al GDP del Paese convertito in US\$ 2005, è il dato che bisogna vedere per capire il reale potere d'acquisto.

Il GDP PPP permette un vero confronto tra due Paesi dal momento che i prezzi vengono uniformati: qualsiasi prodotto ha lo stesso prezzo in ogni parte del mondo.

In altre parole, il PPP permette di tenere in considerazione pure la variazione del costo della vita da nazione a nazione. Infatti GDP più alto non significa per forza potere d'acquisto maggiore perchè nella realtà il prezzo dei prodotti varia di Paese in Paese.

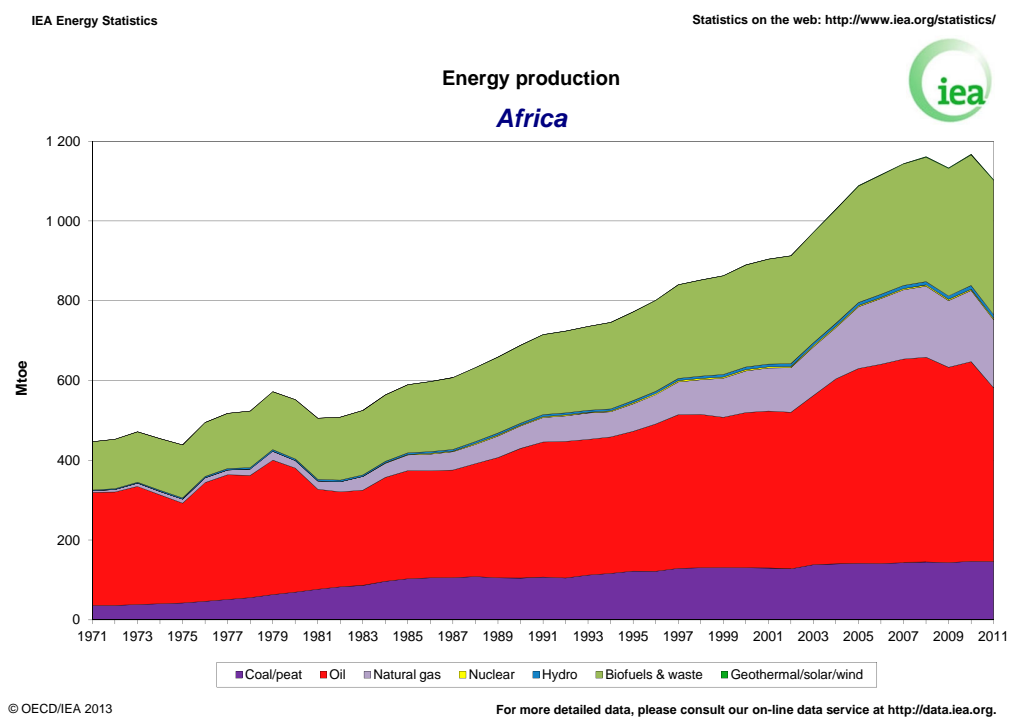


Figura 1.2.2: fonte IEA (International Energy Agency), 2011, iea.org

	Africa		UE (27 Paesi)	
	elettricità [GWh]	[%]	elettricità [GWh]	[%]
CONSUMO FINALE	569 217	100	2 767 549	100
industria	241 813	42,5	1 032 010	37,3
trasporti	4 980	0,9	67 423	2,4
residenziale	178 653	31,4	803 337	29
commercio e servizi pubblici	81 759	14,4	805 164	29,1
agricoltura	19 296	3,4	47 949	1,7
pesca	0	0	313	0,01
altro-non specificato	42 716	7,5	11 353	0,4

Tabella 1.3: Settori di consumo dell'energia elettrica, confronto UE e Africa, rielaborazione fonte IEA, 2011, iea.org

	Africa		UE (27 Paesi)	
elettricità prodotta da:	elettricità [GWh]	[%]	elettricità [GWh]	[%]
TOTAL PRODUCTION	694 858	100	3 279 209	100
carbone e torba	262 119	37,72	881 845	26,89
petrolio	70 407	10,13	73 189	2,23
gas	228 877	32,94	693 166	21,14
bio-fuels	868	0,12	114 310	3,49
rifiuti	0	0	38 252	1,17
nucleare	13 502	1,94	906 757	27,65
idroelettrico	114 593	16,49	335 217	10,22
geotermico	1 517	0,22	5 884	0,18
solare PV	245	0,04	44 979	1,37
solare termodinamico	0	0	1 294	0,04
eolico	2 680	0,39	179 013	5,46
maree	0	0	534	0,02
altre fonti	50	0,01	4 769	0,15
	elettricità [GWh]		elettricità [GWh]	
Import	39 106		315 874	
Export	-33 507		-315 675	

Tabella 1.4: Electricity balances, confronto UE e Africa, rielaborazione fonte IEA, 2011, iea.org

Africa: un continente affamato di elettricità

Tra tutte le aree in via di sviluppo che ci sono al mondo, l'Africa è senza dubbio il continente dove i bisogni di elettrificazione sono più urgenti. In Africa il 65% della popolazione non ha accesso all'elettricità e di conseguenza vive con pochi e scarsi servizi in termini di illuminazione, acqua potabile, servizi sanitari e istruzione.

Il WEC (World Energy Council) ha calcolato che il consumo elettrico minimo annuo, per avere una qualità di vita accettabile, è quantificabile in 500 kWh/persona. Il consumo medio in Africa è 547 kWh/anno/persona⁶ mentre è 10 833 in Nord America.

Questo dato però rischia di essere fuorviante dal momento che all'interno del continente Africano stesso ci sono grandissime differenze: in Libia sono disponibili 2250 kWh/anno/persona, in Sud Africa 4542 ma in Burundi solo 22.

Un affidabile sistema di fornitura di energia elettrica, dato per scontato in molte parti del mondo, può essere un bene salva-vita nelle nazioni africane più arretrate in cui può consentire:

- *refrigerazione per cibo e farmaci;*
- *elettricità per ospedali e strutture sanitarie in generale;*

⁶IEA, "Energy Balances for Non-OECD Countries" and "World Energy Statistics 2006", Paris 2006

- *supporto per l'istruzione in termini di accesso ai PC e illuminazione per garantire lo studio serale* [2].

Oltre a queste funzioni essenziali, la disponibilità d'energia elettrica in modo affidabile e a costi contenuti rappresenta un indubbio fattore per favorire la crescita economica e sociale delle popolazioni rurali, contribuendo in tal modo anche a combattere il fenomeno dell'inurbamento dalle campagne alle grandi metropoli, che molto spesso causa un ulteriore peggioramento delle condizioni di vita di quelle famiglie che scelgono di abbandonare le campagne con la speranza di una vita migliore.

Elettrificare località remote

Tipicamente il contesto africano è caratterizzato dalla presenza di moltissimi villaggi che sorgono in località assai remote o comunque difficilmente raggiungibili a causa della mancanza di strade adeguate. In quasi tutti i Paesi africani non esiste una rete elettrica di trasmissione che copra l'intero territorio, garantendo l'approvvigionamento di energia elettrica anche agli abitanti delle zone rurali, assai distanti dalle città o dai luoghi in cui sono situate le centrali per la produzione di potenza.

In questa situazione può diventare preferibile ricorrere alla generazione distribuita, che significa produrre energia elettrica in centrali di piccole dimensioni delocalizzate in più punti del territorio e allacciate a piccole reti elettriche di distribuzione che portano l'elettricità nelle località limitrofe alle centrali.

La produzione centralizzata in poche grandi centrali elettriche renderebbe necessaria la costruzione di una rete di trasmissione capillare ed estesa, che presenta numerose criticità, sia a livello di costi di costruzione e mantenimento, sia dal punto di vista tecnico, per la presenza di lunghi rami inevitabilmente ad antenna.

Le HPP (Hybrid Power Plants)

Una soluzione, purtroppo ancora poco usata, per generare energia elettrica nelle zone remote del continente africano, è quella di creare delle centrali ibride che utilizzino una o più fonti rinnovabili supportate, nel caso, da gruppi elettrogeni. Il problema delle fonti rinnovabili è però la dispacciabilità: la produzione di energia elettrica dipende dalla disponibilità della fonte stessa.

Non si può regolare la produzione semplicemente bruciando più o meno combustibile; se la produzione dipende dal sole, dal vento o dalla presenza di acqua si deve prevedere per forza un sistema di accumulo che permetta di avere l'energia elettrica anche in un periodo di assenza o scarsa produttività della fonte rinnovabile.

Il sistema di accumulo più utilizzato è quello delle batterie elettrochimiche, benchè via siano molti punti deboli in questo metodo di stoccaggio dell'energia elettrica. Le batterie devono essere rinnovate piuttosto spesso e sono soggette a decadimento della capacità di accumulo, accelerato nel caso di temperature ambiente particolarmente elevate, quali si possono riscontrare nei climi africani.

Oltre alla ricerca in corso per migliorare le prestazioni delle batterie, compresa la loro vita utile, sembra opportuno investigare su altre modalità di stoccaggio dell'energia, alternative e/o integrative alle sole batterie. Una modalità di accumulo energetico che parrebbe essere interessante è l'idroelettrico di pompaggio, eventualmente a circuito chiuso laddove l'acqua è disponibile, ma non in abbondanza.

1.3 Potenzialità idrica e idroelettrica del continente

Negli ultimi due secoli, come dimostrato dalla storia dei Paesi industrializzati, l'idroelettrico ha dato un grosso contributo allo sviluppo sociale. In molti Paesi in via di sviluppo, l'utilizzo della risorsa idrica e idroelettrica potrebbe aiutare a ridurre la povertà e a favorire la crescita tramite lo sviluppo locale e l'espansione industriale.

A questo proposito si tenga presente che solo il 7% del potenziale idroelettrico del continente africano è stato utilizzato. Le due più importanti organizzazioni africane che trattano di sviluppo e energia elettrica⁷ concordano sul fatto che lo sfruttamento dell'enorme potenziale residuo possa portare notevoli benefici a tutti i Paesi in via di sviluppo che compongono il continente.

Un potenziale immenso

La "fame" di elettricità della popolazione è fortunatamente affiancata da una notevole potenzialità idroelettrica che è tutta ancora da scoprire e utilizzare al meglio.

Un esempio è sicuramente la centrale idro denominata Grand Inga⁸; essa ha dimostrato come sia possibile produrre una rilevante quantità di energia dalla fonte idroelettrica con costi nettamente inferiori rispetto a quelli delle centrali termoelettriche che fanno ancora la parte del leone tra gli impianti di grande taglia per la produzione di potenza.

I costi del kWh, calcolati a monte dei costi di trasmissione e distribuzione, sono quantificabili in 0.01 \$ per l'idro contro 0.04 \$ per il carbone, combustibile utilizzato nelle centrali termoelettriche.

Inoltre, una coincidenza favorevole è che questo potenziale per produrre energia pulita a costi ridotti è spesso presente in quelle nazioni in cui la necessità di incrementare la potenza installata è più urgente (Tanzania, Congo, Mozambico etc.).

Come ampiamente noto, l'uso di fonti rinnovabili per la produzione di potenza è esente dall'emissione di gas ambiente alteranti; questa modalità di produzione energetica ha dunque degli indubbi pregi dal punto di vista dell'impatto ambientale.

In particolare, i due principali vantaggi ambientali della produzione idroelettrica sono:

- *è un'energia rinnovabile ed è di gran lunga la più abbondante tra questo genere di fonti*⁹;
- *è un'energia pulita: le emissioni di gas serra imputabili all'idro sono assai inferiori a quelle imputabili ai più diffusi idrocarburi (gas, diesel e carbone) e alla legna, ancora oggi principale fonte di energia primaria nel continente;*
- *è una tecnologia affidabile, sicura e ad elevata efficienza.*

⁷AU: African Union, UPDEA: Union of producers and Distributors of Electric Power in Africa.

⁸Centrale idroelettrica situata nella Repubblica Democratica del Congo (RDC). Potenza installata: 40 000 MW, Produzione annua: 280 TWh

⁹Il 90% di tutta l'energia che sulla Terra viene prodotta da fonti rinnovabili è prodotta con l'idroelettrico



Figura 1.3.1: La centrale di Grand Inga (RDC)

Sinergia tra sistemi idrici e sistemi idroelettrici

L'Africa, contrariamente a quello che spesso si pensa, non è un continente privo di acqua. Il potenziale energetico (idroelettrico) è invece molto abbondante e si calcola che solo il 7% è stato utilizzato.

Tuttavia il vero freno ad un suo uso razionale dell'acqua in generale è determinato dalla mancanza di infrastrutture per far fronte alla variabilità della risorsa idrica, variabilità ovviamente causata dall'alternarsi della stagione delle piogge con quella secca.

L'acqua, opportunamente stoccata, potrebbe prestarsi a un triplice uso:

- uso potabile;
- uso irriguo;
- uso idroelettrico.

Le infrastrutture che servono sono grandi bacini di accumulo dell'acqua, raccolta nella stagione delle piogge, che possano garantire il necessario quantitativo di acqua anche nella stagione secca in cui molti fiumi e laghi si prosciugano.

Le riserve di acqua potabile disponibili pro capite sono davvero ridotte, si va dai 38 m³ dell'Etiopia ai 687 m³ del Sud Africa che, se comparati con i 4700 m³ dell'Australia o i 6000 m³ del Nord America, fanno ben capire quanto siano grandi i margini di miglioramento e quanto sia il lavoro da fare in questo senso.

Attualmente, solo il 40% della popolazione rurale ha accesso all'acqua potabile.



Figura 1.3.2: Cisterna per la raccolta dell'acqua piovana installata in un istituto scolastico

Ne consegue che in questi Paesi il bisogno di energia e d'acqua potabile sono entrambi critici. La soluzione ideale sarebbe quella di creare dei sistemi di produzione idroelettrica che comprendano, all'interno del progetto, anche l'installazione di riserve idriche (serbatoi, cisterne, dighe etc.) in modo da rispondere contemporaneamente ai due principali bisogni della popolazione africana.

Gli effetti negativi di condizioni climatiche estreme (alluvioni su larga scala, siccità regolari) possono essere profondamente mitigati da questa sinergia tra sistemi idrici ed idroelettrici. È pacifico che la fornitura di acqua potabile e di acqua per l'irrigazione, che garantisce maggiore certezza di ottenere i raccolti, sono i due beni che si possono ottenere da questa sinergia.

I ministri, responsabili per l'acqua e l'energia elettrica, hanno più volte pronunciato la seguente frase: "Ci impegneremo insieme per sbloccare il potenziale idroelettrico del continente Africano, principale fonte rinnovabile per promuovere uno sviluppo sostenibile, per avere certezza di approvvigionamento di acqua potabile ed energia e soprattutto per puntare all'estirpazione della povertà in Africa. Noi crediamo fermamente nell'urgente bisogno di sviluppare l'idroelettrico, fonte sostenibile da un punto di vista economico, ambientale e sociale"¹⁰.

Attualmente l'UA aspira a creare una struttura di coordinamento per il gigantesco progetto di sviluppo integrato idrico e idroelettrico in Africa, con la grande speranza di riuscire a creare un costante dialogo, confronto e cooperazione tra tutti i soggetti in gioco.

Per cercare di tenere sotto controllo l'impatto sociale ed ambientale dell'idroelettrico, i governi, i finanziatori e le industrie coinvolte stanno mettendo a punto delle linee guida per valutare al meglio i possibili effetti negativi. Il vero obiettivo è quello di non commettere più gli errori fatti in passato quando la costruzione non regolata di dighe ha talvolta avuto ricadute negative sulla popolazione e l'ambiente a livello locale, a causa dell'allagamento di zone densamente popolate e l'alterazione significativa degli ecosistemi.

¹⁰Affermazione risalente al meeting di Johannesburg, Sud Africa, 8-9 Marzo 2006. Concetto nuovamente riaffermato durante la conferenza organizzata dall'African Union (AU) ad Addis Abeba, Etiopia, 20-24 Marzo 2006

Lo sviluppo idroelettrico: una questione estremamente urgente

Secondo le più importanti organizzazioni che riuniscono i tantissimi Paesi africani, le condizioni attuali sono ottimali per dare avvio allo sviluppo idroelettrico in Africa. Le principali motivazioni a sostegno di questa affermazione sono:

- *Il contesto politico è estremamente favorevole: i ministri africani hanno espresso in più occasioni (in particolare nei meeting di Johannesburg e Addis Abeba) un forte messaggio a favore dello sviluppo idroelettrico integrato.*
- *Agenzie internazionali di credito stanno supportando in modo molto deciso la costruzione di dighe e l'idroelettrico in generale.*
- *I prezzi di produzione dell'energia da fonte idroelettrica sono più bassi di quelli da fonte fossile e soprattutto sono indipendenti dalle continue fluttuazioni dei prezzi dei combustibili fossili che negli ultimi anni sono in continuo aumento.*
- *Il potenziale idrico-idroelettrico in Africa è enorme e non ancora esplorato completamente.*
- *La produzione idroelettrica è pulita e di conseguenza fornisce un grosso apporto alla soluzione del problema dell'effetto serra e dei cambiamenti climatici ad esso correlati.*
- *La richiesta di energia elettrica nei Paesi africani è sempre maggiore e siamo vicini ad una situazione d'emergenza: l'attuale capacità installata non è assolutamente sufficiente a soddisfare le richieste.*
- *È ora che l'Africa utilizzi le proprie immense risorse per cercare di crescere e combattere con le proprie forze per ridurre la povertà e migliorare le condizioni di vita della popolazione[2].*



Figura 1.3.3: Bambini che rientrano al villaggio con il loro carico d'acqua

Capitolo 2

Il Burkina Faso e Yaho

2.1 Cenni storici e geografici



Figura 2.1.1: posizione del Burkina Faso sulla mappa del continente africano.



Figura 2.1.2: Mappa del Burkina Faso.

Morfologia, idrologia e clima

Il Burkina Faso, in epoca coloniale Repubblica dell'Alto Volta, è uno stato di 274 200 km² di superficie e di 15 224 780 abitanti[1] dell'Africa Occidentale privo di sbocchi sul mare e confinante con Mali a nord, Niger a est, Benin a sud-est, Togo e Ghana a sud e Costa d'Avorio a sud-ovest. L'altitudine media del Burkina Faso è di 400 m; si tratta quindi di una regione relativamente piana, con poche eccezioni localizzate.

La gran parte del territorio del Burkina Faso è costituito da un penepiano, in alcune zone mosso da poche colline. Il sudovest è invece dominato da un massiccio di arenaria; qui si trova la più alta vetta del paese, il Ténakourou (749 m s.l.m.). Il vecchio nome del paese, Alto Volta, si doveva a quattro importanti fiumi che ne attraversano il territorio: il Comoé, il Mouhoun (precedentemente chiamato Volta Nero), il Nakambé ("Volta Bianco") e il Nazinon ("Volta Rosso").

Il Mouhoun e il Comoé sono i due unici corsi d'acqua con presenza di acqua tutto l'anno. Il clima del Burkina Faso è principalmente tropicale, con due stagioni distinte: la stagione delle piogge, da maggio-giugno a settembre (più breve nel nord), con precipitazioni comprese fra i 600 e i 900 mm; e la stagione secca, in cui soffia l'harmattan, un vento secco e caldo proveniente dal Sahara[3].

Storia recente



Figura 2.1.3: Bandiera del Burkina Faso.

Il Burkina Faso è una repubblica. Dapprima colonia, ottenne l'indipendenza dalla Francia nel 1960 e divenne Repubblica dell'Alto Volta. Il nome attuale, Burkina Faso, fu istituito il 4 agosto 1984 dal presidente rivoluzionario Thomas Sankara, e significa "la terra degli uomini integri". I francesi iniziarono la colonizzazione della regione del Burkina Faso nel 1896, sottomettendo il regno Mossi di Ouagadougou. Il regno divenne un protettorato, e nel 1898 l'intera regione era sotto il controllo francese.

Nel 1904, il protettorato fu annesso all'Africa Occidentale Francese, insieme agli odierni Senegal e Niger.

Nel 1919, il Burkina Faso divenne una colonia separata (col nome di Alto Volta); il primo governatore fu François Charles Alexis Édouard Hesling.

Il 5 settembre 1932, la colonia fu smembrata e suddivisa fra Costa d'Avorio, Mali e Niger. L'Alto Volta ottenne l'autogoverno l'11 dicembre 1958, diventando una repubblica membro della Comunità Franco-Africana (La Communauté Franco-Africaine). Due anni dopo la Francia concesse l'indipendenza.

Come per molti altri stati africani, il periodo successivo all'indipendenza fu caratterizzato da una forte instabilità politica. Un primo colpo di stato, nel 1966, portò al potere i militari fino al 1978. Il secondo colpo di stato, nel 1980, fu messo in atto da Saye Zerbo, rovesciato due anni dopo. Nel 1983 venne arrestato Thomas Sankara, già primo ministro, ma a seguito di ciò si scatenarono numerose rivolte popolari che portarono al potere proprio quest'ultimo. Sankara cercò di cambiare radicalmente il paese, in primis dal nome cambiato da Alto Volta a Burkina Faso, ed attuò una serie di vaste riforme sociali. Sankara verrà tuttavia fatto uccidere nel 1987 dal suo vice Blaise Compaoré, sostenuto da Francia e Stati Uniti, il quale instaurerà il regime militare tuttora vigente[3].

2.2 Ordinamento statale e situazione economica

Suddivisione politico-amministrativa

Il Burkina Faso, in base alla Costituzione del 1991, è una repubblica semipresidenziale. Il capo dello Stato, in carica per cinque anni, detiene il potere esecutivo ed ha il potere di nominare il primo ministro. Il parlamento è composto da 111 membri, mentre il potere giudiziario ha il suo vertice nella Corte suprema che tiene le sue sedute a Ouagadougou.

La capitale è Ouagadougou, chiamata dai locali "Ouaga". Altre città importanti sono Bobo-Dioulasso, Koudougou, Ouahigouya e Banfora. Il Burkina Faso è suddiviso in 13 regioni, 45 province e 351 dipartimenti (rurali oppure urbani) che possono essere assimilati ai nostri comuni[3].

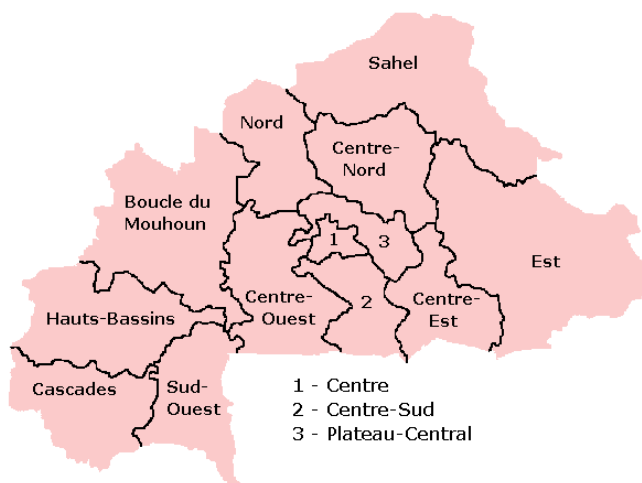


Figura 2.2.1: Le 13 regioni del Burkina Faso.

Economia

Il Burkina Faso è un Paese in via di sviluppo e i suoi circa quindici milioni di abitanti vivono in condizioni di povertà estrema. Con un PIL procapite di 1415 \$ [4] il Burkina Faso è uno dei paesi più poveri del mondo tanto che si trova al 161° posto su 169 Paesi nella classifica del PNUD per quel che riguarda l'indice di sviluppo umano (IDH)¹. Gran parte della sua economia è finanziata

¹Classifica "Indice de Développement Humain" (IDH) 2010- Rapporto mondiale del "Programme des Nations Unies pour le Développement" (PNUD)

da aiuti internazionali.

L'elevatissimo tasso di disoccupazione causa un altrettanto notevole fenomeno di emigrazione: circa tre milioni di Burkinabé vivono stabilmente in Costa d'Avorio. Questo fenomeno causa periodicamente attriti con i paesi confinanti.

L'80% della popolazione occupata si dedica all'agricoltura e all'allevamento. Fra le colture principali ci sono sorgo, miglio, mais, arachidi, riso e cotone.

L'attività agricola è minacciata costantemente dalla siccità, che si riflette nella scarsità di terreni destinabili alla coltivazione (intorno al 18% del territorio), localizzati soprattutto nel sud del paese.

Altre risorse, di minore rilievo, sono quelle minerarie: soprattutto rame, ferro, manganese (specialmente nella località di Tambao) e oro[3].

2.3 Situazione energetica

Situazione attuale

La maggioranza della popolazione (circa il 90%) utilizza ancora come fonte energetica la legna. L'utilizzo massivo di questa fonte, unita alla riduzione della piovosità, sta generando un crescente fenomeno di deforestazione. Le fonti energetiche in ordine di utilizzo sono dunque:

1. *legna;*
2. *idrocarburi;*
3. *fonte idroelettrica;*
4. *altre fonti rinnovabili (quella solare è la più utilizzata).*

Il Burkina Faso non dispone di risorse energetiche di tipo fossile: la totalità dei combustibili, necessari per la produzione di energia elettrica, viene importata. L'energia elettrica prodotta in Burkina Faso proviene per l'80% da grandi centrali termoelettriche locali, che usano diesel come carburante, e il restante 20% da idroelettrico e, in piccola parte, da fotovoltaico.

Attualmente il Paese importa, tramite due grossi elettrodotti provenienti da Ghana e Costa d'Avorio, circa il 15% dell'energia elettrica consumata. Questa scelta è pienamente comprensibile: gli stati confinanti vendono ad un prezzo decisamente conveniente potendo contare su maggiori risorse fossili e quindi costi di produzione del kWh inferiori.

La SONABEL, compagnia elettrica nazionale che si occupa della gestione delle centrali e delle reti di trasmissione, negli ultimi anni ha subito perdite di trasmissione vicine al 60%. Questo valore è elevatissimo, soprattutto se rapportato al massimo valore accettato internazionalmente (10%). La scarsa efficienza della rete di trasmissione non permette alla SONABEL di generare profitti tali da poter fare grossi investimenti per rendere più ampia e più efficiente la rete nazionale di trasmissione elettrica [5].

Statistics on electricity

Burkina Faso - Burkina Faso						
Item	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Production, trade and consumption						
(Million kilowatt-hours - Millions de kilowatt-heures)						
Total public and self-producer	516	548	612	619	700	565
Nuclear
Hydro	101	80	111	136	132	118
Geothermal
Thermal	416	468	501	484	568	448
Total public	516	548	612	619	700	565
Nuclear
Hydro	101	80	111	136	132	118
Geothermal
Thermal	416	468	501	484	568	448
Station use and station loss	*22	22	26	25	28	45
Net production	494	526	586	595	672	520
Imports	125	139	124	136	145	385
Exports
Losses in conversion and distrib.	*82	85	103	95	102	113
Consumption	538	581	607	635	714	*791
By energy sector	3	7	6	6	9	*10
By industry and construction	126	144	137	132	149	*165
By transport	9	11	10	10	10	*11
By households and other cons.	400	420	455	487	546	*605
Net installed capacity						
(Thousand kilowatts - Milliers de kilowatts)						
Total public and self-producer	236	255	249	252	251	238
Nuclear
Hydro	32	32	32	32	32	32
Geothermal
Thermal	204	223	217	220	219	206
Total public	236	255	249	252	251	238
Nuclear
Hydro	32	32	32	32	32	32
Geothermal
Thermal	204	223	217	220	219	206
Thermal power plant input						
(Terajoules - Térajoules)						
Gas-diesel oil	*3485	*4020	*4122	*4037	*4887	*3931
Residual fuel oil	*494	*556	*622	*664	*581	*415
Total input	*3979	*4576	*4745	*4701	*5468	*4346
Total production	1497	1684	1804	1741	2043	1612
Estimated efficiency (% of production to input)	38	37	38	37	37	37

Figura 2.3.1: Tabella tratta dal documento "Electricity profile" redatto dall'istituto di statistica delle nazioni unite (UN data, United Nations Statistics Division).

La fonte idroelettrica

Come già detto, la fonte idroelettrica, includendo pure le importazioni da Ghana e Costa d'Avorio, copre circa il 20% del consumo totale di energia elettrica. I fiumi e i laghi nel Paese sono normalmente secchi nella stagione secca e si moltiplicano nella stagione delle piogge; la notevole quantità di acqua che cade nel periodo settembre-ottobre potrebbe utilmente essere incanalata e

accumulata per essere poi utilizzata nel periodo di siccità. Grandi opere di questo tipo potrebbero davvero migliorare le condizioni di vita della popolazione.

La potenzialità della fonte idroelettrica, secondo un recente studio², varia tra 65 e 1700 kW, con una produzione annua prevista che raggiunge un massimo di 15 GWh/anno. Questo studio mostra che il potenziale idroelettrico nelle zone rurali è sufficiente per pensare a una produzione elettrica decentralizzata [5].

La fonte solare

Il Burkina Faso è un Paese estremamente soleggiato e la produzione di energia tramite fotovoltaico, sebbene poco utilizzata sinora, è sicuramente la strada da seguire al fine di portare l'energia elettrica anche nelle zone rurali non raggiunte dalla rete di trasmissione nazionale.

Al momento il fotovoltaico è principalmente usato per:

- *pompaggio dell'acqua;*
- *comunicazioni;*
- *illuminazione;*
- *refrigerazione;*
- *televisori.*

La potenzialità media locale di questa fonte, come dimostrato da un recente studio³, è molto elevata, quantificabile in circa 5,5 kWh/m²/gg per circa 3000-3500 ore all'anno [5].

La fonte eolica

A causa della posizione geografica, in Burkina Faso la potenzialità per la produzione eolica è estremamente limitata: la velocità media del vento oscilla tra 1 e 3 m/s. Si conclude dunque che la fonte eolica è inadatta alla produzione di energia elettrica su grossa scala. Le uniche applicazioni possibili, solo in siti particolarmente ventosi, potrebbero essere micro turbine eoliche atte al pompaggio dell'acqua. Tuttavia i sistemi di pompaggio con "solar-pumps" sono sicuramente più adatti al contesto burkinabè.[5]

La fonte geotermica

Non sono stati condotti studi sulle potenzialità della fonte geotermica nel Paese, tuttavia non sembra che ci siano interessanti anomalie geotermiche nel territorio burkinabè [5].

²Studio condotto dal Centre National d'Equipement Hydraulique (EDFSONABEL, National Centre of Hydraulic Equipment).

³Studio condotto dal "Research Institute of Applied Sciences and Technology" (IRSAT) e dal "Direction of National Meteorology" (DMN).

Politiche governative in materia energetica

La mancanza di risorse fossili costituisce un grande freno a un possibile sviluppo economico del Paese; il Burkina si trova infatti costretto a spendere una grossa parte delle sue risorse finanziarie, già di per se molto limitate, per potersi garantire una minima produzione elettrica. La continua crescita del prezzo del gas naturale e del petrolio sta spingendo il governo di Ouagadougou ad adottare politiche che incentivino la transizione da centrali termoelettriche, al momento le più diffuse nel Paese, a centrali a fonte rinnovabile.

A partire dal 1991, il Paese è impegnato in un processo di democratizzazione e stabilizzazione che sicuramente sta contribuendo a generare le condizioni per attrarre capitale straniero proveniente anche da Paesi industrializzati, precedentemente restii ad investire nel politicamente instabile Burkina. Qualunque politica di sviluppo, proposta dal governo burkinabè, pone il processo di elettrificazione come passo fondamentale nel percorso di lotta alla povertà e miglioramento delle condizioni di vita della popolazione locale.

Il governo ha definito un programma di investimenti, denominato PIP, attraverso il quale vorrebbe incrementare l'elettrificazione del Paese puntando in particolare a portare l'energia elettrica nelle zone rurali fortemente arretrate. Il progetto di elettrificazione rurale entra a far parte delle attività del progetto SCAAD⁴ [6].

⁴PIP: "Programme d'Investissement Présidentiel", SCAAD: "Stratégie de Croissance Accélérée pour le Développement Durable". Sono entrambi programmi d'investimento del governo burkinabè per cercare di raggiungere un maggiore sviluppo mediante l'incremento dell'elettrificazione del Paese.

2.4 Il comune di Yaho



Figura 2.4.1: La sede del Comune di Yaho

Il comune di Yaho è situato nella regione Boucle du Mouhoun, precisamente nella provincia di Balé. È uno dei 10 comuni che sono sotto la giurisdizione della provincia di Balé.

Yaho, centro principale della comunità rurale che comprende altri 9 villaggi, dista 75 km da Boromo (capoluogo della provincia), 90 km da Dédougou (capoluogo della regione Boucle du Mouhoun) sull'asse Yaho-Bondokuy-Dédougou, 255 km da Ouagadougou (capitale politica del Burkina Faso) sull'asse Yaho-Boromo-Ouagadougou e 125 km da Bobo Dioulasso (capitale economica) sull'asse Yaho-Bondokuy-Bobo.

Il comune si estende su una superficie di 397,30 km² ed è organizzato amministrativamente in 10 villaggi che sono:

- Yaho (capoluogo di provincia);
- Bondo;
- Fobiri;
- Grand-Balé;
- Kongoba;
- Madou;
- Maoula;

- Mamou;
- Mina;
- Mouni.

L'obiettivo globale da conseguire con il "Plan Communal de Developpement", proposto dal sindaco Zunkata, è quello di migliorare le condizioni di vita della popolazione attraverso un progresso tecnologico e un cambiamento della fisionomia economica e sociale della comunità. L'allevamento, il commercio, l'agricoltura e l'artigianato rappresentano le principali attività economiche svolte dalla popolazione [6].

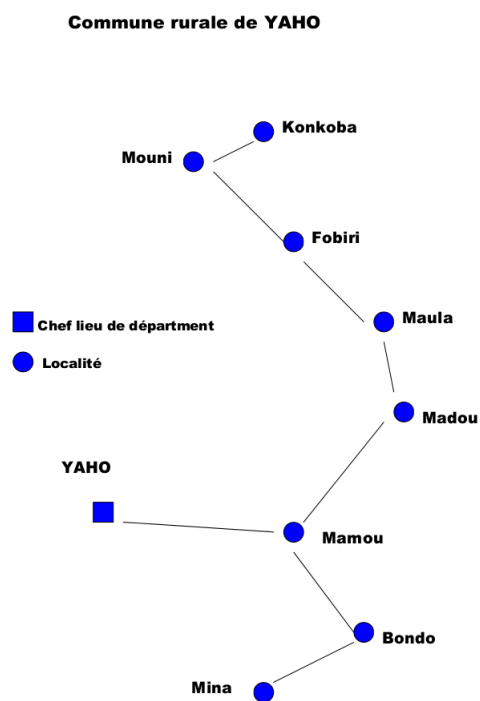


Figura 2.4.2: Disposizione dei villaggi che costituiscono la comunità rurale di Yaho

2.5 Yaho ed energia elettrica

Al momento nel comune di Yaho non è presente alcun tipo di sistema di fornitura di energia elettrica. Solo alcuni abitanti della comunità si sono dotati di gruppi elettrogeni diesel e pannelli fotovoltaici ad uso personale. Si è perciò molto lontani dal poterlo definire un comune elettrificato. Moltissime persone vivono in condizioni di grande arretratezza, dovendo far fronte a una totale mancanza di energia elettrica.

Dal momento che ogni piano di sviluppo deve prevedere degli investimenti ingenti in opere di elettrificazione, il comune di Yaho ha iniziato a cercare dei partners per mettere a punto un progetto ingegneristico che avesse la finalità di fornire energia elettrica alla comunità rurale costituita dai dieci villaggi.

Il gruppo italiano ELVI ⁵, interessato a questa opportunità di lavoro, ha stretto contatti col sindaco Zunkata e nel gennaio 2012 ha presentato un progetto tecnico, accompagnato da uno studio economico, per l'elettrificazione di Yaho e dei villaggi limitrofi ⁶.

Utilizzando i dati ricavati dallo studio del gruppo ELVI, condotto con l'aiuto del comune di Yaho, è possibile comprendere la domanda di energia elettrica locale, la distribuzione dei carichi, la tipologia dei carichi (domestici, comunitari o produttivi) e molti altri fattori che permettono di inquadrare al meglio il contesto generale.

	YAHO	BONDO	FOBIRI	MADOU	KONGOBA
Abitanti	4622	1727	1613	2008	637
Famiglie	609	214	212		70
Clienti domestici	295	95	100	90	25
Servizi pubblici:	5	0	0	0	0
-Municipio					
-Prefettura					
-Allevamento					
-Ispettorato					
-Agricoltura					
Centro sanitario	1	0	1	1	0
Scuole	3	1	1	2	1
Luoghi di culto	4	2	2	3	2
Stazione di pompaggio	2	0	0	0	0
Artigiani	2	4	7	0	3
Commercianti	30	7	6	4	2
TOTALE CLIENTI	342	109	117	100	33

Tabella 2.1: Stima dei possibili utenti della rete elettrica (fonte: Mairie de Yaho).

⁵ELVI Elettrotecnica Vitali S.p.A (elvi-italia.com), gruppo italiano con sede operativa a Delebio (So), che si occupa dal 1963 di automazione industriale. Dal 2000 il gruppo ha iniziato a lanciarsi nel mondo delle energie rinnovabili distinguendosi nel campo della progettazione e costruzione di:

- impianti fotovoltaici on-grid;
- HPP (Hybrid power plants): centrali on-grid e off-grid in grado di produrre energia combinando più fonti rinnovabili ed eventualmente un gruppo elettrogeno;
- BESS (Battery Energy Storage System) in grado di accumulare energia su batterie.

⁶Il nome ufficiale, in lingua francese, del progetto della ELVI è: "Etude technique pour l'elettrification de la commune de Yaho et ses 9 localites".

	MAMOU	MAOULA	MINA	MOUNI
Abitanti	3731	613	100	1489
Famiglie	491	81	85	169
Clienti domestici	245	35	35	100
Servizi pubblici:	0	0	0	0
-Municipio				
-Prefettura				
-Allevamento				
-Ispettorato				
-Agricoltura				
Centro sanitario	1	0	0	0
Scuole	2	1	1	1
Luoghi di culto	3	0	0	3
Stazione di pompaggio	0	0	0	0
Artigiani	4	3	4	6
Commercianti	4	3	3	6
TOTALE CLIENTI	259	42	43	116

Tabella 2.2: Stima dei possibili utenti della rete elettrica (fonte: Mairie de Yaho).

2.6 Il progetto di ELVI group

Panoramica generale del progetto

Il progetto di elettrificazione della comunità di Yaho e delle località limitrofe è stato pensato nella seguente forma:

1. *Costruzione di una singola centrale, o di quattro centrali di taglia inferiore, a due fonti di produzione elettrica (solare fotovoltaico e generatori diesel) con installazione presso il villaggio di Yaho di un sistema di accumulo a batterie elettrochimiche.*
2. *Costruzione di una rete MT tra la centrale ed ogni villaggio.*
3. *Costruzione in ogni località di una rete BT di distribuzione.*
4. *Definizione di un sistema comunale di gestione della rete.*
5. *Elaborazione di un piano di formazione sul risparmio energetico per i futuri utenti e gestori della rete.*
6. *Formazione di tecnici locali (scelti dal comune) per la manutenzione preventiva e per interventi di primo ordine.*

Come già detto precedentemente, il promotore del progetto è il comune di Yaho che per la realizzazione del progetto ha come partners:

- *il FDE⁷ per il finanziamento dell'opera;*
- *ELVI S.p.A. responsabile del progetto e della fornitura dei materiali;*
- *ENEL S.p.A. partner per la progettazione della rete di distribuzione;*
- *SAHEL ENERGIE SOLAIRE partner per l'esecuzione dei lavori.*

Il progetto nello specifico

Come già scritto nel capitolo 2, il Burkina Faso non dispone di risorse fossili ma è un Paese estremamente soleggiato. Partendo da questo dato ELVI ha deciso di puntare su questa risorsa energetica orientandosi per una soluzione HPP: una centrale ibrida (FV + diesel) con sistema d'accumulo a batterie.

Fonte-Sistema	Vantaggi	Svantaggi
Solare FV	<ul style="list-style-type: none"> • Risorsa gratuita • Stabilità della risorsa • Bassi costi operativi • Poca manutenzione • Lunga vita utile 	<ul style="list-style-type: none"> • Investimento iniziale alto • Risorsa solo diurna
Gruppo Elettrogeno	<ul style="list-style-type: none"> • Investimento iniziale basso • Produzione energia programmabile a seconda dei consumi 	<ul style="list-style-type: none"> • Costo del combustibile alto e variabile • Elevata manutenzione • Breve vita utile

⁷FDE: "Fonds de Développement de l'Electrification". Fondo del governo del Burkina Faso che finanzia opere che permettano di aumentare il numero di persone aventi accesso all'energia elettrica.

Fonte-Sistema	Vantaggi	Svantaggi
Batterie	<ul style="list-style-type: none"> • Possibilità di immagazzinare energia • Ridotta manutenzione 	<ul style="list-style-type: none"> • Elevato costo d'investimento • Manutenzione complessa e onerosa. • Vita utile breve in zone calde come il Burkina

Il sistema deve essere progettato in modo da limitare l'uso del diesel, fonte con costi elevati, per favorire invece lo sfruttamento della risorsa naturale: il sole. Il 60-70% del fabbisogno energetico della comunità viene soddisfatto con l'energia solare e la parte restante con il gruppo elettrogeno. Il campo fotovoltaico è dimensionato per poter fornire, durante il giorno, l'energia elettrica per soddisfare le utenze e per caricare le batterie che alimentano, insieme al GE, i carichi nelle ore notturne. Il funzionamento del generatore è limitato alle ore notturne (in cui le temperature sono meno elevate) e per un numero di ore limitato (al massimo 6-8 h/gg) in modo da diminuire la probabilità di guasto e allungare la vita utile del sistema. Il GE viene usato durante il giorno solo in caso di malfunzionamento delle batterie o di guasto del sistema fotovoltaico.

Il gruppo ELVI propone due soluzioni per l'elettrificazione della comunità di Yaho:

1. *Una sola centrale ibrida per l'intera comunità.*
2. *Quattro centrali ibride di taglia inferiore.*

I possibili layout d'impianto vengono riportati nelle figure della pagina successiva

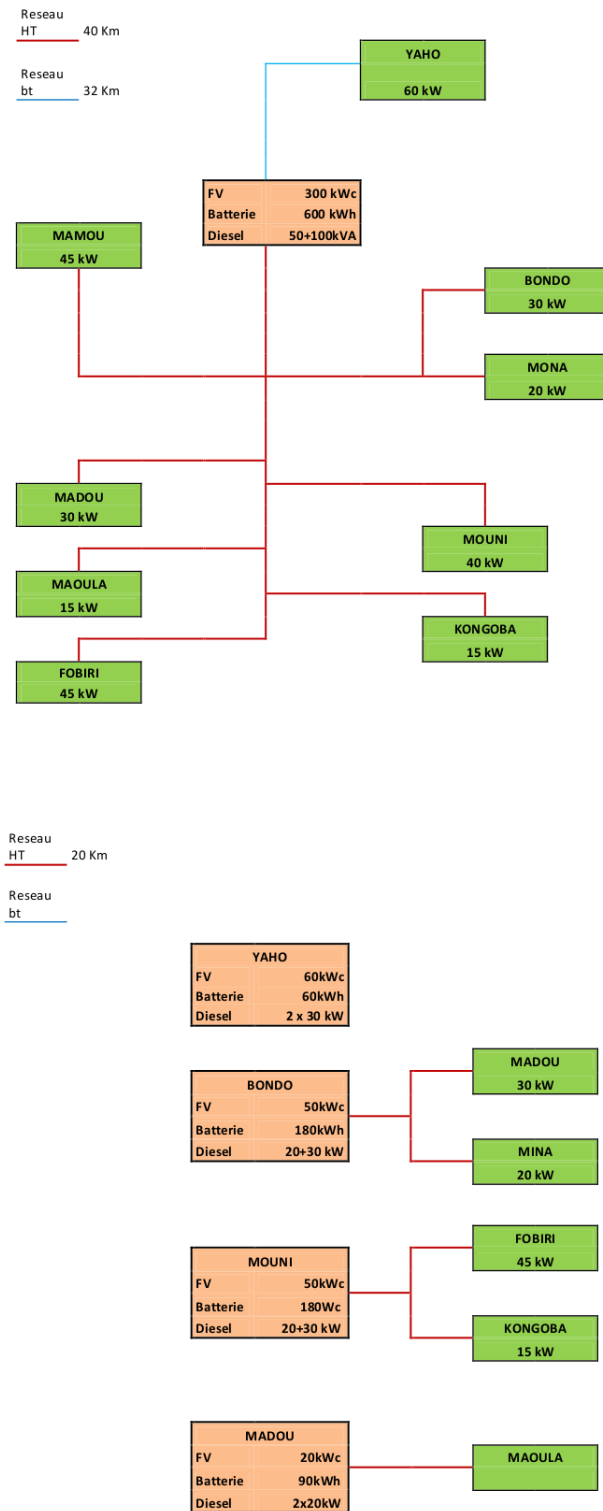


Figura 2.6.1: Soluzione a singola centrale e con quattro centrali.

La rete di distribuzione AT potrebbe essere sia trifase che monofase; la rete monofase, pur avendo costi di realizzazione contenuti, presenta questi grossi svantaggi:

- *necessità di un trasformatore speciale;*
- *impossibilità di servire gli utenti trifase;*
- *impossibilità di connessione, in futuro, alla rete nazionale trifase.*

Stima dei consumi

ELVI ha fatto una stima dei consumi energetici diurni e notturni dei vari villaggi; i risultati vengono riportati nella successiva tabella:

	YAHO	BONDO	FOBIRI	MADOU	KONGOBA
Clienti domestici	295	95	100	90	25
Clienti comunitari	13	3	4	6	3
Clienti produttivi	34	11	13	4	5
kWh diurni	270	130	190	140	90
kWh notturni	105	30	40	30	10
	MAMOU	MAOULA	MINA	MOUNI	
Clienti domestici	245	35	35	100	
Clienti comunitari	6	1	1	4	
Clienti produttivi	8	6	7	12	
kWh diurni	170	70	90	180	
kWh notturni	75	10	13	40	

Tabella 2.3: Stima dei consumi diurni e notturni dei villaggi della comunità di Yaho

Capitolo 3

Il layout impiantistico

Introduzione

L'idea di progettare un impianto di produzione elettrica basato su una centrale micro-idro di pompaggio, è nata grazie all'Ing. Ivo Sciuttini di ELVI. Egli, durante i sopralluoghi nella zona di Yaho, nota la presenza di una piccola collinetta alle cui pendici sorge un marigot¹.

Nasce quindi l'idea di accumulare l'energia per la notte con un metodo alternativo al solo sistema di accumulo con batterie. Nel caso dell'impianto idro di pompaggio, l'accumulo avviene sotto forma di stoccaggio di energia gravitazionale: l'acqua viene pompata, con energia elettrica prodotta da pannelli FV, in cima alla collinetta dove è stoccata in un serbatoio. Quest'ultimo viene svuotato nelle ore notturne per alimentare la turbina della portata necessaria per produrre l'energia elettrica nelle ore notturne, durante le quali non è disponibile la fonte primaria fotovoltaica.

L'impianto oggetto della tesi si inserisce all'interno del più ampio progetto di elettrificazione implementato da ELVI: una volta messo in funzione, l'energia elettrica prodotta dalla turbina si somma a quella accumulata in batterie, precedentemente prodotta da fonte fotovoltaica, per rifornire le utenze di energia elettrica nelle ore notturne.

L'accumulo idroelettrico permette dunque di aumentare la potenza globale installata senza incrementare le dimensioni del sistema di accumulo a batterie. Ciò consente di ridurre i costi di sostituzione delle batterie così come i problemi derivanti dall'elevato degrado delle stesse in climi caldi come quelli del Burkina Faso.

Si deve considerare che la dislocazione assai remota di questi villaggi determina **difficoltà di manutenzione e sostituzione** delle batterie proprio per il difficile raggiungimento delle località. In questo contesto, l'inserimento di un impianto micro-idro potrebbe trovare una valida giustificazione in quanto consente lo stoccaggio di energia utilizzando risorse locali.

Tenuto conto del contesto generale del progetto di elettrificazione di ELVI, diventa critica la definizione del layout d'impianto e la relativa modalità di regolazione del sistema d'accumulo/generazione tramite pompaggio/turbinaggio.

In questo capitolo si richiamano le grandezze e le equazioni fondamentali che servono per definire ciascun componente d'impianto e per poterne successivamente eseguire il dimensionamento.

L'analisi tecnica approfondita delle possibili soluzioni viene condotta nei capitoli 4 e 5, nel capitolo 6 si analizzano i vari vantaggi/svantaggi che si possono avere scegliendo layout differenti.

3.1 Componenti base d'impianto e loro grandezze caratteristiche

Prima di poter eseguire il dimensionamento di dettaglio delle macchine idrauliche e di tutti i componenti che costituiscono l'impianto, è utile elencare i componenti principali e le grandezze che ne definiscono il funzionamento. È altresì importante spiegare quali sono le variabili progettuali su cui il progettista può intervenire e quali invece sono fissate a monte e vanno prese come vincoli da rispettare.

Per poter elencare al meglio i molti componenti presenti e definirne la posizione, oltre che le loro grandezze caratteristiche, si fa riferimento al sottostante layout d'impianto².

¹Con il termine francese "marigot" si identifica un piccolo stagno-laghetto

²Questo schema d'impianto non è il layout reale di nessuna delle soluzioni studiate, esso ha il solo compito di rappresentare i principali componenti con cui ci si deve confrontare nella progettazione dell'impianto in questione.

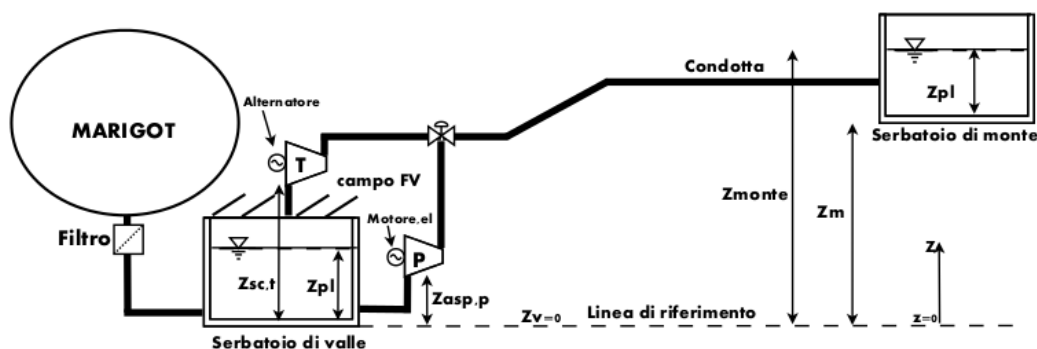


Figura 3.1.1: Ipotetico schema d'impianto.

Componenti base dell'impianto micro-idro a pompaggio

Sebbene, più avanti nel capitolo, vengano proposti due differenti layout, tutte le soluzioni hanno alcuni componenti principali in comune di cui magari varierà la modalità d'uso e/o il dimensionamento.

Questi elementi sono:

- *il marigot che garantisce l'apporto d'acqua;*
- *la collina che fornisce il salto geodetico;*
- *i serbatoi di valle e monte;*
- *il sistema di filtraggio dell'acqua del marigot;*
- *il campo FV a copertura di uno o entrambi i serbatoi;*
- *la condotta;*
- *P=pompa centrifuga di riempimento del serbatoio di monte, alimentata da pannelli FV;*
- *T=turbina con il suo alternatore.*

3.1.1 Il marigot

Necessità del circuito chiuso

Il marigot è uno stagno che si riempie d'acqua piovana nella stagione delle piogge che dura da settembre ad ottobre. Fonti locali riferiscono che questo specchio d'acqua resta pieno da settembre sino marzo-aprile; non vi è dunque dubbio che, data la totale assenza d'acqua per circa 5 mesi all'anno, l'impianto idro a pompaggio dovrà essere a circuito chiuso. Si dovrà inoltre trovare un modo per minimizzare le perdite per evaporazione nei restanti mesi dell'anno.

La ridotta disponibilità di acqua suggerisce al progettista la creazione di serbatoi dotati di copertura in modo da evitare le perdite d'acqua per evaporazione. Il punto di forza di questo tipo d'impianto è quindi quello di poter funzionare anche nei mesi in cui il marigot è completamente privo d'acqua. L'acqua che serve per la produzione di energia elettrica è immagazzinata nei serbatoi ed è utilizzata come fluido di processo in un circuito chiuso.

La turbina scarica infatti nel serbatoio di valle che, al termine d'ogni notte, torna quindi a riempirsi dello stesso volume d'acqua, decurtato delle minime perdite da imputare ai possibili trafileamenti.

Il ricambio dell'acqua viene eseguito almeno una volta all'anno, al termine della stagione secca in occasione di uno dei fermi ordinari dell'impianto. Durante il fermo si esegue pure un'accurata pulizia delle pareti dei serbatoi (rimozione alghe, terra etc.), un lavaggio dei filtri e delle tubazioni, un controllo accurato dei componenti meccanici ed elettrici.

Qualità dell'acqua

Il marigot è uno stagno vero e proprio: l'acqua non è certo limpida come quella di un torrente di alta montagna. È perciò necessario prevedere un sistema di filtraggio dell'acqua nel momento in cui si riempie per la prima volta il serbatoio di valle. Dopo averlo riempito, non c'è più bisogno di filtrare l'acqua dal momento che il sistema funziona in circuito chiuso.

3.1.2 La pompa centrifuga di riempimento del serbatoio di monte

Scelta della posizione

Per prima cosa si deve decidere la posizione di installazione della pompa dal momento che dalla quota a cui si posiziona la macchina dipende la prevalenza che essa deve garantire per poter riempire il serbatoio di monte. Poiché si deve evitare di incorrere nel fenomeno della cavitazione³, la scelta della quota a cui porre la bocca di aspirazione della pompa è soggetta a un limite tecnologico.

L' $NPSH^4$ è il parametro che permette di capire quali siano i limiti dell'altezza di aspirazione della macchina; per evitare che la pompa caviti si deve rispettare la seguente condizione:

$$NPSH_d \geq NPSH_r \quad (3.1.1)$$

dove:

- $NPSH_d [m] = NPSH$ disponibile, dipende dall'impianto;
- $NPSH_r [m] = NPSH$ richiesto, indicato dal costruttore della pompa.

L' $NPSH_d$ si calcola nel modo seguente:

$$NPSH_d = \frac{p_{serb} - p_{sat}(T_{es})}{\rho(T_{es})g} - Z_{asp,p} - Y_{asp} \quad (3.1.2)$$

dove:

³Per cavitazione si intende essenzialmente il fenomeno della vaporizzazione locale di un liquido. Quando la pressione assoluta diventa uguale o inferiore al valore della tensione di vapore del liquido a quella data temperatura, si formano delle piccole bolle di vapore accompagnate da ebollizione.

Se le bolle arrivano in zone a pressione più elevata della tensione di vapore, allora si verifica il collasso delle bolle con generazione di onde di pressione di alta intensità che determinano aumenti locali di pressione e di temperatura enormi (fino a 400 MPa e 800°C) accompagnati da sollecitazioni meccaniche talmente alte da provocare la rottura del materiale costituente le pale della macchina stessa.

⁴Net Positive Suction Head: parametro che viene utilizzato, quasi universalmente, per definire la tendenza alla cavitazione di una pompa.

- $T_{es}[K]$ = temperatura dell'acqua in condizioni di esercizio;
- $p_{serb}[Pa]$ = pressione che agisce sul pelo libero del serbatoio da cui aspira la pompa;
- $p_{sat}(T_{es})[Pa]$ = pressione del vapore saturo (tensione di vapore) alla temperatura di esercizio;
- $Z_{asp,p}[m]$ = quota geodetica della sezione di aspirazione della pompa;
- $Y_{asp}[m]$ = perdite di carico nel tratto di condotta che porta dal serbatoio all'aspirazione della pompa;
- $\rho(T_{es})[kg/m^3]$ = massa volumica dell'acqua alla temperatura di esercizio;
- $g[m/s^2]$ = accelerazione di gravità.

Il rispetto della 3.1.1 determina la scelta della Z_{asp} e quindi della posizione della pompa.

Calcolo della prevalenza della pompa

La stima della prevalenza, che deve fornire la pompa per poter riempire il serbatoio di monte, viene eseguita con un semplice bilancio energetico tra la sezione di aspirazione della macchina e quella del pelo libero del serbatoio di monte. In particolare si utilizza la seguente equazione di bilancio energetico:

$$\Delta H_p = (Z_{monte} - Z_{asp,p}) + Y_{distr,p} + \left(\sum_{i=1}^n Y_{conc,i} \right)_p \quad (3.1.3)$$

dove:

- $\Delta H_p[m]$ = prevalenza della pompa;
- $Z_{monte}[m]$ = quota geodetica del pelo libero del serbatoio di monte;
- $Y_{distr,p}[m]$ = perdite di carico distribuite nel tratto tra l'aspirazione della pompa e il pelo libero del serbatoio di monte;
- $Y_{conc,i}[m]$ = perdita di carico concentrata i -esima presente nel tratto in analisi;
- $(\sum_{i=1}^n Y_{conc,i})_p [m]$ = somma di tutte le n perdite di carico concentrate presenti nel tratto tra l'aspirazione della pompa e il pelo libero del serbatoio di monte.

Calcolo della Z_{monte}

È necessario soffermarsi ulteriormente sul calcolo del termine Z_{monte} contenuto nella 3.1.3; esso si calcola in questo modo:

$$Z_{monte} = (Z_m - Z_v) + Z_{pl} \quad (3.1.4)$$

dove:

- $Z_m[m]$ = quota geodetica della base del serbatoio di monte;

- $Z_v[m]$ = quota geodetica della base del serbatoio di valle;
- $Z_{pl}[m]$ = altezza del pelo libero nel serbatoio di monte, calcolata rispetto al fondo del serbatoio stesso.

Si noti con attenzione che il termine Z_{pl} non è costante ma varia istante per istante dal momento che il serbatoio di monte va via via riempiendosi: Z_{pl} passa dunque da un valore minimo ($Z_{pl,min}$ a serbatoio vuoto) ad un valore massimo ($Z_{pl,max}$ a serbatoio pieno).

Si evince dunque che il termine geodetico ($Z_{monte} - Z_{asp,p}$), contenuto nella 3.1.3, varia istante per istante.

Calcolo della potenza della pompa

Il calcolo della potenza della pompa viene eseguito così:

$$P_{pompa} = \frac{\rho g Q_p \Delta H_p}{\eta_{tot,p}} \quad (3.1.5)$$

dove:

- $P_{pompa}[W]$ = potenza assorbita dalla pompa;
- $Q_p[m^3/s]$ = portata elaborata dalla pompa;
- $\eta_{tot,p}[/math>] = $(\eta_v \eta_o \eta_y)_p \cdot \eta_{el,m}$ = rendimento totale della pompa;$
- $\eta_y[/math>] = rendimento idraulico della pompa;$
- $\eta_v[/math>] = rendimento volumetrico della pompa;$
- $\eta_o[/math>] = rendimento organico della pompa;$
- $\eta_{el,m}[/math>] = rendimento elettrico del motore accoppiato alla pompa.$

3.1.3 La turbina

Potenza estraibile dalla turbina

La potenza che la macchina può erogare è così esprimibile:

$$P_{turbina} = \rho g \Delta H_t Q_t \eta_{tot,t} \quad (3.1.6)$$

dove:

- $P_{turbina}[W]$ = potenza elettrica generata dalla turbina;
- $\Delta H_t[m]$ = salto netto disponibile in turbinaggio;
- $\eta_{tot,t}[/math>] = $(\eta_y \eta_v \eta_o)_t \cdot \eta_{el,al}$ = rendimento totale della turbina;$
- $\eta_{el,al}[/math>] = rendimento elettrico dell'alternatore.$

Calcolo del salto netto disponibile in turbinaggio

Il salto teorico di cui può usufruire la turbina è quello che c'è, istante per istante, tra i peli d'acqua del serbatoio di monte e di valle, ovvero:

$$\Delta H_t = (Z_{monte} - Z_{sc,t}) - Y_{distr,t} - \left(\sum_{i=1}^n Y_{conc,i} \right)_t \quad (3.1.7)$$

dove:

- $Z_{sc,t}[m]$ = *quota geodetica della sezione di scarico della macchina*⁵.
- $Y_{distr,t}[m]$ = *perdite di carico distribuite nel tratto tra il pelo libero del serbatoio di monte e lo scarico della turbina.*
- $(\sum_{i=1}^n Y_{conc,i})_t[m]$ = *somma di tutte le n perdite di carico concentrate presenti nel tratto tra il pelo libero del serbatoio di monte e lo scarico della turbina.*

Il salto effettivamente utilizzato dalla turbina, che chiameremo salto motore, dipende dalla tipologia della stessa e, in particolare, se si tratta d'una turbina ad azione o a reazione.

Calcolo della Z_{monte}

Pure nella della fase di turbinaggio si riscontra la medesima situazione già vista per la fase di pompaggio: Z_{monte} varia a causa della variazione di Z_{pl} come ci ricorda la 3.1.4.

Si evince dunque che il termine geodetico ($Z_{monte} - Z_{sc,t}$), contenuto nella 3.1.7, varia istante per istante.

3.1.4 La condotta

Parametri caratteristici

I parametri che caratterizzano la condotta sono tipicamente:

- *lunghezza;*
- *materiale delle tubazioni;*
- *sezione della tubazione (quadrata, circolare, triangolare etc.);*
- *sezione di passaggio;*
- *n° di valvole, curve, gomiti a 45°, gomiti a 90° etc.*

⁵La scelta di Z_{sc} è molto spesso imposta dal tipo di turbina che si sceglie di installare.

Calcolo delle perdite di carico distribuite

Col termine *perdite di carico distribuite* si intendono tutte quelle p.d.c. collegate alla resistenza di attrito presente lungo la parete delle tubazioni della condotta. Queste perdite possono essere calcolate così:

$$Y_{distr} = k_a \frac{v^2}{2g} \quad (3.1.8)$$

dove:

- $k_a[] =$ *coefficiente di resistenza all'attrito;*
- $v[m/s] =$ *velocità del fluido nel condotto;*
- $\frac{v^2}{2g}[m] =$ *quota cinetica.*

con:

$$k_a = \lambda \frac{L}{D_i} \quad (3.1.9)$$

dove:

- $\lambda[] =$ *fattore di attrito;*
- $L[m] =$ *lunghezza del tratto di condotta di cui si vogliono calcolare le perdite distribuite;*
- $D_i[m] =$ *diametro interno.*

Se il moto è laminare ($Re \leq 2000$) il fattore di attrito si può calcolare così:

$$\lambda = \frac{64}{Re} \quad (3.1.10)$$

dove:

- $Re[] =$ *numero di Reynolds, indice della turbolenza del moto del fluido.*

Re , prendendo come lunghezza caratteristica il diametro interno, è calcolabile così:

$$Re_{D_i} = \frac{\rho v D_i}{\mu} = \frac{v D_i}{\nu} \quad (3.1.11)$$

dove:

- $Re_{D_i}[] =$ *numero di Reynolds riferito al diametro interno;*
- $\mu[kg/m s] =$ *viscosità dinamica del fluido;*
- $\nu[m^2/s] = \frac{\mu}{\rho} =$ *viscosità cinematica del fluido.*

Nel caso in cui il moto è turbolento ($Re \geq 4000$) il fattore di attrito può essere ricavato con l'equazione di **Colebrook**:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \log_{10} \left(\frac{\varepsilon}{3,7 D_i} + \frac{2,51}{Re \sqrt{\lambda}} \right) \quad (3.1.12)$$

dove:

- $\varepsilon[m]$ = scabrezza assoluta del materiale di cui sono fatte le tubazioni della condotta.

Un secondo metodo, per calcolare le perdite di carico distribuite, è quello di utilizzare la formulazione di **Chezy** nella versione proposta da **Gauckler-Strickler**:

$$J = \beta \frac{Q^2}{D_i^5} \quad (3.1.13)$$

dove:

- $J[m_{persi}/m]$ = cadente, indica quanti metri di colonna d'acqua si perdono per ogni metro di condotta;
- $Q[m^3/s]$ = portata che circola nel tubo;
- $\beta[]$ = coefficiente adimensionale.

In particolare:

$$\beta = \frac{10,3}{k_s D_i^{\frac{1}{3}}} \quad (3.1.14)$$

dove:

- $k_s[m^{\frac{1}{3}}/s]$ = coefficiente di Gauckler-Strickler, dipende dal materiale delle tubazioni.

Di conseguenza, se si usa Gauckler-Strickler al posto di Colebrook per calcolare le perdite distribuite, si giunge ad un'espressione diversa dalla 3.1.8. Conoscendo J , il calcolo delle Y_{distr} si riduce alla seguente espressione:

$$Y_{distr} = J \cdot L \quad (3.1.15)$$

Calcolo delle perdite di carico concentrate

Col termine *perdite di carico concentrate* si intendono tutte quelle p.d.c. connesse alla presenza, in una determinata sezione della condotta, di elementi che causano una variazione del vettore velocità della corrente fluida.

Ogni i -esima p.d.c. concentrata può essere calcolata in questo modo:

$$Y_{conc,i} = k_{c,i} \cdot \frac{v_i^2}{2g} \quad (3.1.16)$$

dove:

- $k_{c,i}[]$ = coefficiente della i -esima perdita di carico concentrata.

Di conseguenza nel tratto considerato si può calcolare la perdita di carico concentrata totale con la seguente espressione:

$$Y_{conc,tot} = \sum_{i=1}^N n_i Y_{conc,i} = \sum_{i=1}^N \left(n_i k_{c,i} \frac{v_i^2}{2g} \right) \quad (3.1.17)$$

dove:

- n_i = numero di perdite concentrate del tipo i -esimo presenti nel tratto in analisi.

<i>tipo di perdita</i>	$k_{c,i}$
valvola a globo, tutta aperta	9
valvola ad angolo, tutta aperta	4
valvola a saracinesca:	
-tutta aperta	0,26
-aperta a 3/4	0,7
-aperta a metà	3,2
-aperta a 1/4	18
valvola a farfalla da 150 mm in su, tutta aperta	0,4
gomito standard a 90°	0,6
gomito standard a 45°	0,32
giunzione a T standard:	
-flusso nella direzione principale	0,4
-flusso attraverso la diramazione	1,2

Tabella 3.1: Valori del coefficiente di perdita concentrata $k_{c,i}$ per valvole, curve e collegamenti vari nelle tubazioni .

3.1.5 Il campo fotovoltaico

Calcolo della potenza di picco

Quando si inizia a progettare un impianto fotovoltaico si deve ricavare per prima cosa la seguente grandezza:

$$P_{p,mod,0} = A_{mod} \cdot \eta_{mod,0} \cdot G_{max} \quad (3.1.18)$$

dove:

- $P_{p,mod,0}[kW_p]$ = potenza di picco del singolo modulo da nuovo (anno 0);
- $A_{mod}[m^2]$ = superficie del singolo modulo;
- $\eta_{mod,0}[/math>] = rendimento del singolo modulo all'anno 0;$
- $G_{max}[W/m^2]$ = cost = 1000 = irraggiamento massimo.

Calcolo della producibilità annua dell'impianto

Per poter calcolare quanta energia elettrica l'impianto FV è in grado di produrre in un anno si può usare questa formula:

$$E_{FV,i} = N_{mod} \cdot P_{p,mod,i} \cdot f_p \cdot \eta_{BOS,i} \cdot \eta_{inv} \quad (3.1.19)$$

dove:

- $E_{FV,i}[kWh/anno]$ = energia elettrica ricavabile all'*i*-esimo anno;
- $N_{mod}[/math>] = *n* °moduli installati;$
- $f_p[kWh/kW_p anno]$ = fattore di producibilità annua, dipende dalla località di installazione;
- $\eta_{BOS,i}[/math>] = rendimento BOS all'*i*-esimo anno;$
- $\eta_{inv}[/math>] = rendimento medio dell'inverter che converte la corrente da CC a CA⁶; questo rendimento medio si considera costante durante l'intera vita utile dell'impianto FV.$

Stima del η_{BOS}

Rendimento “Balance Of System”: tiene conto di tutte quelle perdite che si verificano proprio perchè il modulo non è solo ma fa parte di un sistema più ampio costituito da più moduli e numerosi altri componenti che generano delle irreversibilità. Tra le perdite principali si posso citare:

1. **Perdite di potenza:** si sviluppano con lo scostamento delle reali condizioni di funzionamento dalle condizioni ideali STC⁷.
2. **Perdite per riflessione:** generate da una quota di radiazione luminosa che viene riflessa dal vetro posto a protezione delle celle.
3. **Perdite per mismatching:** calo di rendimento generale causato dal collegamento in serie di più moduli fotovoltaici con caratteristiche non perfettamente identiche.
4. **Perdite lungo i tratti CC:** causate dalla resistenza offerta dai cavi elettrici, dalle perdite per cadute di tensione sui diodi di blocco e dalle resistenze di contatto sugli interruttori.
5. **Perdite sul sistema di accumulo:** (per impianti stand alone) dipendenti dal rendimento degli accumulatori.
6. **Perdite per ombreggiamento:** tengono conto del possibile ombreggiamento dei moduli a causa delle foglie o dello sporco.
7. **Perdite per sporcizia, detriti e polveri:** dipendenti dal sito di installazione, dalle condizioni meteorologiche e dall'inclinazione dei moduli stessi.

Di conseguenza si può stimare il rendimento BOS del sistema nuovo (anno 0) in questo modo:

$$\eta_{BOS,0} = \prod_{i=1}^7 K_i \quad (3.1.20)$$

dove:

- K_i = coefficiente che quantifica la perdita *i*-esima del sistema.

⁶ CC: Corrente Continua, CA: Corrente Alternata.

⁷Standard Test Condition: irraggiamento di $1000 W/m^2$, temperatura di $25^\circ C$ e distribuzione spettrale =1,5.

Si possono elencare in tabella alcuni valori medi K_i che possono essere utilizzati per un dimensionamento di massima.

<i>tipo di perdita</i>	K_i
1) Potenza	0,92
2) Riflessione	0,97
3) Mismatching	0,97
4) Tratti CC	0,99
5) Accumulo	0,88÷0,90
6) Ombreggiamento	0,97
7) Polvere-sporcizia	0,99

Tabella 3.2: Valori tipici dei coefficienti K_i per il calcolo del η_{BOS} .

Stima della perdita di efficienza annuale

I moduli FV, così come il sistema più ampio di cui fanno parte, sono soggetti ad un deterioramento continuo che porta ad un peggioramento dell'efficienza del modulo e del sistema stesso. Questo fatto deve essere tenuto in grandissima considerazione dal momento che tale scadimento delle prestazioni porta ad un calo della produzione elettrica annua del campo FV.

Per poter considerare questo effetto negativo si introducono due coefficienti peggiorativi che si usano per stimare il quantitativo di energia elettrica ottenibile con un sistema globalmente meno efficiente rispetto all'anno precedente.

I coefficienti peggiorativi sono:

- $\Delta\eta_{mod}$ [$x\%$ /anno]: *tipicamente viene fornito dal costruttore del modulo;*
- $\Delta\eta_{sistema}$ [$x\%$ /anno]: *stimabile intorno ad un valore medio di x punti percentuali di riduzione lineare per ogni anno.*

Si può dunque giungere a delle equazioni che permettono di stimare ogni anno i nuovi rendimenti dei moduli e del sistema. Questi valori sono fondamentali per calcolare la produzione di energia elettrica attesa all'anno i .

$$\eta_{mod,i} = \eta_{mod,(i-1)} - \Delta\eta_{mod} \quad \text{con } 1 \leq i \leq N \quad (3.1.21)$$

$$\eta_{BOS,i} = \eta_{BOS,(i-1)} - \Delta\eta_{sist} \quad \text{con } 1 \leq i \leq N \quad (3.1.22)$$

dove:

- $\eta_{mod,(i-1)}$ = *rendimento del modulo nell'anno precedente all' i -esimo anno;*
- $\eta_{BOS,(i-1)}$ = *rendimento del sistema nell'anno precedente all' i -esimo anno;*
- N = *numero di anni di vita del modulo e del sistema FV.*

Calcolo della distanza minima di installazione

Dal momento che un campo FV è costituito da più moduli installati gli uni accanto agli altri, si deve prendere in considerazione il rischio che un pannello possa ombreggiare il pannello che gli sta dietro peggiorandone dunque l'efficienza.

Per non incorrere in questo spiacevole fenomeno si calcola la distanza minima che deve esserci tra una fila di moduli e quella successiva per evitare l'ombreggiamento. La formula che si utilizza, nel caso di installazione su superfici piane, è la seguente:

$$d_{min} = h \cdot [\text{sen}(\beta) \cdot \tan(\delta + \text{lat})] \quad (3.1.23)$$

dove:

- $d_{min}[m]$ = distanza minima che deve esserci tra una fila di moduli e quella successiva;
- $\beta[^\circ]$ = angolo di tilt⁸;
- $\delta[^\circ]$ = angolo di declinazione al solstizio invernale⁹;
- $\text{lat}[^\circ]$ = latitudine della località di installazione dei pannelli;
- $h[m]$ = altezza del modulo.

Per chiarire meglio il significato delle grandezze appena elencate, si consiglia di guardare la figura sottostante:

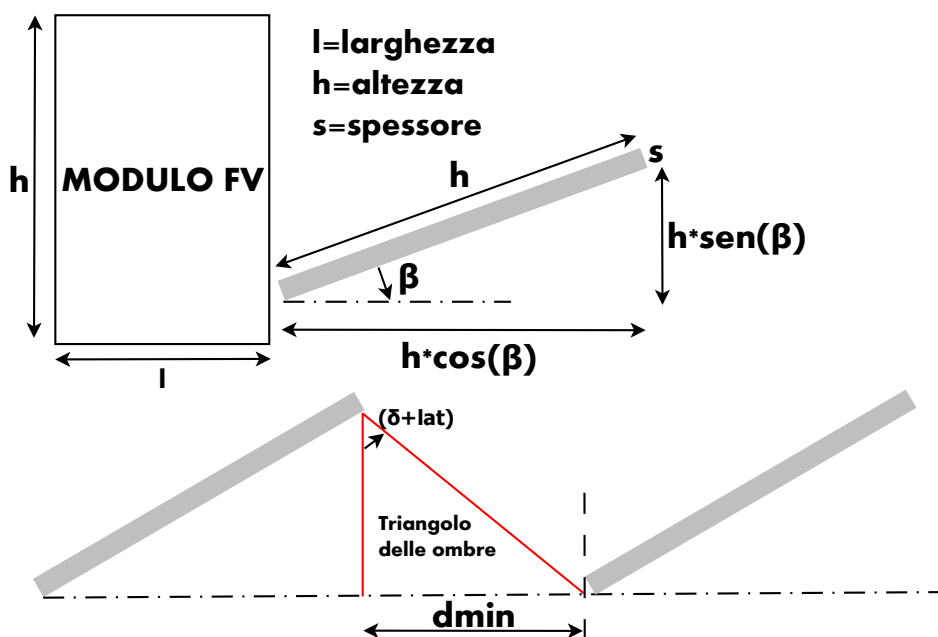


Figura 3.1.2: Grandezze fondamentali per un modulo FV e posizionamento nel caso di superficie d'installazione piana.

⁸ Angolo di tilt o di inclinazione: è l'angolo che il pannello FV forma con il piano orizzontale.

⁹ Angolo di declinazione: varia periodicamente ed è funzione del giorno dell'anno, $\delta = 23,45^\circ$ al solstizio invernale.

3.1.6 I serbatoi di monte e valle

Parametri caratteristici di un serbatoio

- *materiale di cui è fatto;*
- *sezione (rettangolare, quadrata etc.);*
- *tetto piano o inclinato;*
- *tecnica costruttiva (capire se necessita di pilastri interni per sostenere la struttura);*
- *spessore dei muri;*
- *spessore della fondazione e della soletta;*
- *larghezza, altezza, lunghezza, volume esterno e volume interno;*
- *area disponibile sul tetto (per capire quanti moduli FV si può mettere sul tetto);*
- *luce tra il pelo libero e la sommità del serbatoio.*

Calcolo del volume utile

Il volume utile del serbatoio dipende dal dimensionamento dello stoccaggio dell'acqua necessario al funzionamento del sistema d'accumulo secondo gli input progettuali. Il volume interno del serbatoio sarà poi maggiore di quello utile, dovendosi lasciare un franco libero, sopra i peli d'acqua teorici, come margine per tener conto delle tolleranze di calcolo e di funzionamento delle apparecchiature reali.

Il calcolo del volume interno si esegue così:

$$V_{interno} = V_{esterno} - V_{occupato} \quad (3.1.24)$$

dove:

- $V_{interno}[m^3]$ = è il volume totale disponibile per lo stoccaggio dell'acqua;
- $V_{esterno}[m^3]$ = è il volume del serbatoio visto dall'esterno, l'ingombro spaziale della struttura;
- $V_{occupato}[m^3]$ = volume che è occupato dai pilastri, dai muri, dalle solette e dal franco che si vuole tenere come margine.

Si deve verificare che sia verificata la seguente disuguaglianza:

$$V_{utile} \geq V_{acqua,max} \quad (3.1.25)$$

dove:

- $V_{acqua,max}[m^3]$ = massimo volume occupato dall'acqua all'interno del serbatoio, corrisponde ovviamente alla condizione di serbatoio pieno ($Z_{pl} = Z_{pl,max}$).

Tutti questi concetti possono essere più chiari osservando il disegno sottostante:

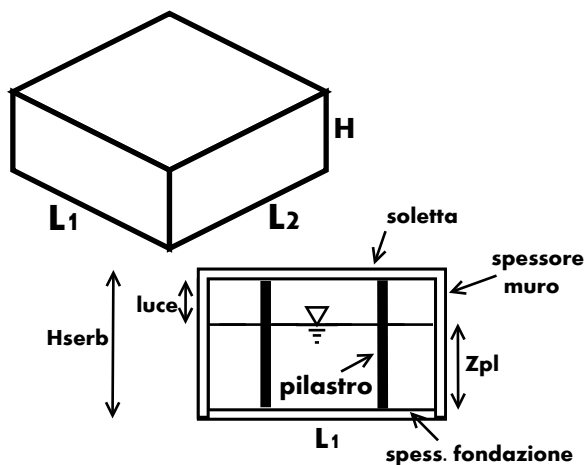


Figura 3.1.3: Elementi e dimensioni caratteristiche di un ipotetico serbatoio.

3.2 Le possibili soluzioni impiantistiche

Necessità di una soluzione semplice ed economica

Le soluzioni impiantistiche applicabili con successo al contesto di Yaho, o comunque al contesto africano in generale, devono necessariamente essere:

- *semplici dal punto di vista costruttivo;*
- *semplici in termini di manutenzione;*
- *semplici dal punto di vista della gestione dei componenti d'impianto;*
- *più economiche possibili.*

Le soluzioni, che si decide di analizzare in maniera approfondita da un punto di vista tecnico-economico, hanno in comune la semplicità in termini di costruzione, manutenzione e gestione oltre che un costo piuttosto ridotto.

Tuttavia il campo delle possibili soluzioni impiantistiche è ulteriormente ristretto da quei vincoli progettuali che si devono assolutamente rispettare e che, per forza di cose, riducono di molto la rosa delle possibili macchine idrauliche, dei moduli FV e degli altri componenti d'impianto che si possono utilizzare nel sito di Yaho.

Si deve infatti considerare che non tutte le pompe o le turbine sono adatte a lavorare con le portate e i salti del sito in questione così come un certo modulo FV potrebbe funzionare benissimo in climi europei ma essere poco efficiente in climi caldissimi come quelli burkinabè.

Vincoli progettuali

Il dimensionamento dell'impianto e la scelta delle macchine parte da alcuni dati fissi, che costituiscono il punto di partenza di tutti i successivi calcoli e considerazioni tecnico-economiche:

1) $\Delta Z_{\text{coll}}[\text{m}] = \text{salto motore teorico} = 15 \text{ m}$;

$$\Delta Z_{\text{coll}} = Z_m - Z_s = [m] \quad (3.2.1)$$

dove:

- $Z_s[m] = \text{quota geodetica del suolo}^{10}$.

2) $h_{\text{turb}}[\text{h}] = \text{ore di funzionamento in turbinaggio di notte} = 5 \text{ h}$;

3) $E_{\text{el,T}}[\text{kWh}] = \text{energia elettrica prodotta durante la notte} = 25 \text{ kWh}$.

L'impianto in tutti i giorni della sua vita utile deve necessariamente fornire 25 kWh/notte. Questo **carico notturno** deve essere interpretato come un carico critico (frigorifero contenente farmaci o un macchinario d'ospedale) che **non può mai restare senza l'energia $E_{\text{el,T}}$** : se l'impianto è guasto o non è in grado di erogare tutti i 25 kWh con la sola turbina, un gruppo elettrogeno genera la quota di energia elettrica mancante.

Il dimensionamento dei vari componenti viene fatto nei capitoli successivi, ma parte da questi 3 vincoli che si devono rispettare in tutte le possibili soluzioni impiantistiche.

Confrontando la produzione energetica per cui viene progettato l'impianto con i consumi notturni dei villaggi, elencati nella tabella 2.3, si può vedere che la turbina potrebbe coprire la totale richiesta notturna di energia elettrica di due villaggi come Maoula e Mina oppure coprire una parte dei consumi di villaggi di dimensione maggiore.

Sebbene le dimensioni di questo impianto possano sembrare irrisorie, bisogna tenere presente che in Africa i consumi sono decisamente minori di quelli dei Paesi industrializzati: un impianto da soli 25 kWh/gg può davvero cambiare la vita di molte persone, i cui consumi notturni sono rappresentabili da un paio di lampadine da 20 W.

3.2.1 Quali macchine scegliere?

Le due soluzioni in breve

Le due soluzioni che si prendono in considerazione e si studiano in modo approfondito nei prossimi capitoli sono le seguenti:

Soluzione 1 ("turbina + pompa"):

Turbina con il suo alternatore + pompa centrifuga con motore elettrico alimentato da pannelli FV.

¹⁰Nello schema d'impianto ipotetico di fig. 3.1.1 Z_s coincide con Z_v .

Soluzione 2 (“unica turbomacchina”):

Pompa centrifuga commerciale usata anche come turbina (“Pump as Turbine”) + macchina elettrica reversibile (motore-alternatore) alimentata in pompaggio da pannelli FV.

Entrambe le soluzioni proposte sono adatte a rispettare i vincoli progettuali e rispondono alle esigenze di essere semplici e di avere bassi costi d’esercizio.

Aspetti comuni ad entrambe le soluzioni**Regolazione della portata**

Per rispondere alla necessità di avere la massima semplicità di gestione dell’impianto, ove per semplicità si intende principalmente ridurre al minimo la complessità delle macchine, si sceglie di prevedere, per entrambe le soluzioni analizzate, un **funzionamento senza regolazione della portata nella fase di turbinaggio**.

Come si può vedere dalla eq. 3.1.6, la potenza erogata durante le ore di funzionamento della turbina non sarà costante, poichè ΔH_t varia per via della continua variazione di Z_{pl} e con esso cambiano, istante per istante, sia il salto motore che la portata turbinata.

Tuttavia è pacifico che far funzionare una macchina idraulica senza i dispositivi elettromeccanici di regolazione della portata semplifica di gran lunga la gestione dell’impianto e la complessità tecnologica della turbina. Si può infatti installare una macchina a geometria fissa¹¹.

In particolare la macchina a geometria fissa segue le leggi di una luce sotto battente. Per chiarire meglio il concetto si guardi la successiva figura in cui viene riportato l’innesto tra il tubo, di diametro esterno D_e , e il serbatoio di monte.

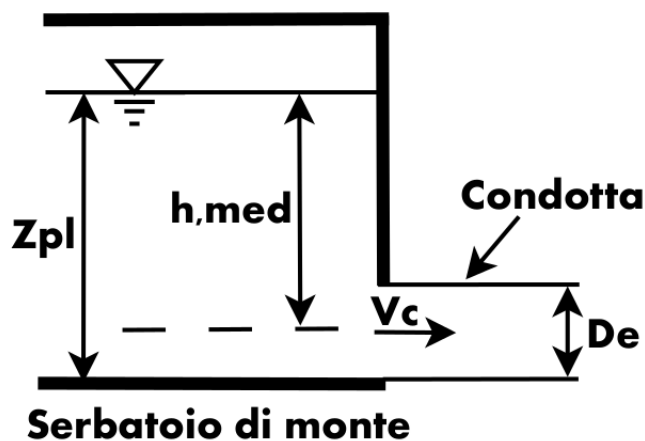


Figura 3.2.1: Innesto tra tubazione della condotta e serbatoio di monte.

¹¹Le macchine a geometria variabile sono dotate di dispositivi elettromeccanici che regolano l’incidenza del flusso sulle pale della macchina in modo da permetterle di avere un buon funzionamento in un ampio *range* di portate. Questa maggiore flessibilità ed efficienza è però pagata con un costo maggiore della macchina ed una notevole complicazione tecnologica che si traduce in minore affidabilità.

La velocità di efflusso $v_c[m/s]$ si ricava con la formula di Torricelli:

$$v_c = \sqrt{2g \cdot h_{med}} \quad (3.2.2)$$

dove:

- $h_{med}[m] = Z_{pl} - (D_e/2) =$ battente relativo alla linea media della luce.

La portata varia in ragione di $\sqrt{h_{med}} = f(Z_{pl})$, di conseguenza la potenza, che è proporzionale al prodotto $Q_t \cdot \Delta H_t$, varia in ragione di $Z_{pl}^{3/2}$ (come ricordano le equazioni 3.1.7 e 3.1.4, $\Delta H_t = f(Z_{pl})$).

Il rendimento $\eta_{tot,t}$, dipendendo dalla coppia $(\Delta H_t; Q_t)$, è soggetto anch'esso a delle variazioni legate alla non costanza di Z_{pl} . Tuttavia, nel caso dell'impianto di Yaho, tenendo conto delle piccole variazioni dei parametri idrodinamici cui è soggetta la turbina, si è scelto di trascurare le variazioni di $\eta_{tot,t}$ che sarà assunto costante, pari a quello corrispondente ai valori medi di salto e portata.

Nei capitoli successivi si prende come riferimento la quota media del pelo libero ($Z_{pl,med}$) per i calcoli della potenza media erogata dalla turbina e della potenza media assorbita dalla pompa

Volume del serbatoio di monte

In entrambe le soluzioni proposte si sceglie di erogare 25 kWh in 5h e quindi questo tempo diviene il tempo di svuotamento del serbatoio di monte.

Al termine delle 5 ore di turbinaggio il serbatoio di monte sarà pressoché vuoto, rimanendo in quello di valle il volume aggiuntivo per far fronte agli eventuali trafileamenti.

3.2.2 La regolazione della produzione energetica

I componenti preposti alla *regolazione della produzione energetica* devono svolgere i seguenti compiti:

1. *controllare che la tensione $V[V]$ sia sempre uguale a quella nominale o comunque, nel caso si discosti dalla V_{nom} , resti all'interno di un range di ammissibilità;*
2. *verificare che in ogni istante la frequenza $f[Hz]$ sia uguale alla frequenza richiesta con le usuali tolleranze ammissibili dalle apparecchiature utilizzatrici.*

Questi due compiti (*regolazione della tensione e della frequenza*) vengono eseguiti da un **sistema elettronico di regolazione** che, mantenendo costante l'assorbimento dell'energia prodotta dal gruppo turbina-generatore, assicura il mantenimento di V e f entro valori ammissibili.

Per poter eseguire i compiti appena descritti, si deve verificare che:

$$P_{generata} = P_{assorbita} \quad \forall t$$

Dal momento che si è scelto di lavorare con una macchina a geometria fissa, il gruppo turbina-generatore produce energia elettrica in modo continuativo, indipendentemente dalle richieste degli utilizzatori elettrici, lavorando a una potenza media di 5 kW¹².

¹²Potenza media si calcola così: $P_{med,turbina} = \frac{E_{el,T}}{h_{turb}} = \frac{25kWh}{5h} = 5kW$.

Non essendo possibile variare la produzione elettrica sulla base della domanda degli utenti, si deve scegliere in che modo comportarsi nel caso in cui i carichi non richiedessero tutta l'energia elettrica prodotta dalla turbina.

In particolare, la soluzione che appare più idonea è la cosiddetta "regolazione di carico" che fa ricorso ha elementi dissipativi sul lato utenze.

La regolazione di carico tramite elementi dissipativi

Consiste nell'installazione di un **banco di resistenze elettriche** in cui si dissipa quella quota di energia che non viene assorbita dalla rete.

L'intervento di regolazione è perciò fatto sul consumo invece che sulla produzione, che è mantenuta costante al suo valore ottimale. Il sistema elettronico di regolazione primaria, descritto precedentemente, provvede a controllare, istante per istante, le condizioni di carico degli utilizzatori (ramo primario) e a deviare sui gruppi dissipativi l'energia non direttamente utilizzata (ramo secondario).

Il banco resistivo svolge l'importantissima funzione di **freno di sicurezza**; macchine di piccolo diametro e massa ridotta hanno uno scarso momento d'inerzia polare¹³: la turbina, in caso di improvviso distacco del carico con conseguente annullamento del momento resistente, "va in fuga" ovvero si allontana dalla velocità di sincronismo raggiungendo velocità di rotazione così elevate da originare forze centrifughe che possono causare la rottura della macchina.

Una macchina di piccola taglia, a causa del ridotto momento d'inerzia polare, "va in fuga" in tempi anche inferiori al secondo: un freno meccanico non garantisce sufficiente rapidità d'intervento, si è perciò costretti ad utilizzare un dispositivo frenante di tipo elettrico quale il banco resistivo.

Si tratta d'una soluzione all'apparenza poco efficiente dal punto di vista energetico a causa delle presenza del banco dissipativo; in realtà anche nei sistemi con regolazione della potenza prodotta per inseguire i consumi c'è comunque della dissipazione, che avviene parzializzando la turbina e quindi lasciando che l'energia potenziale sia dissipata nel corso d'acqua.

A questo proposito si elencano i principali vantaggi della regolazione con banco resistivo:

- *sistema collaudato;*
- *sistema efficace;*
- *sistema economico;*
- *sistema privo di parti meccaniche in movimento con relative inerzie e giochi;*
- *basato su sistemi elettronici: rapidi e molto precisi.*

Le caratteristiche sopra elencate sono evidentemente vincenti in qualsiasi situazione, ma particolarmente nel contesto africano. L'unico limite alla regolazione di carico sta nella potenza massima del sistema, che ragionevolmente non può superare i 100-150 kW, in quanto il cuore della regolazione avviene tramite elettronica di potenza che non può gestire amperaggi eccessivi.

¹³Il momento di inerzia misura l'inerzia del corpo a mutare la sua velocità rotazionale, è la grandezza fisica utilizzata per descrivere il comportamento dinamico dei corpi in rotazione attorno ad un asse. Tale grandezza è direttamente proporzionale al diametro e alla massa della macchina.

Capitolo 4

La soluzione 1: “turbina Banki”

Introduzione

La prima soluzione si distingue dalla seconda perchè prevede l'installazione di *due turbomacchine separate*: una turbina con il suo alternatore e una pompa centrifuga alimentata da un motore elettrico.

Lo schema d'impianto, contenente i principali componenti presenti in questa configurazione, è riportato nella figura sottostante.

Il serbatoio di valle viene interrato per i seguenti motivi:

- *incremento del dislivello utile per l'accumulo, con proporzionale riduzione dei volumi d'acqua dei serbatoi;*
- *riduzione del riscaldamento dell'acqua per insolazione;*
- *riempimento iniziale e successive integrazioni dal marigot per semplice caduta, evitando l'utilizzo di motopompa.*

Il serbatoio di monte viene anch'esso interrato e successivamente ricoperto con il terreno rimosso per lo scavo per il seguenti motivo:

- *maggiore coibentazione e quindi abbassamento della temperatura all'interno del serbatoio.*

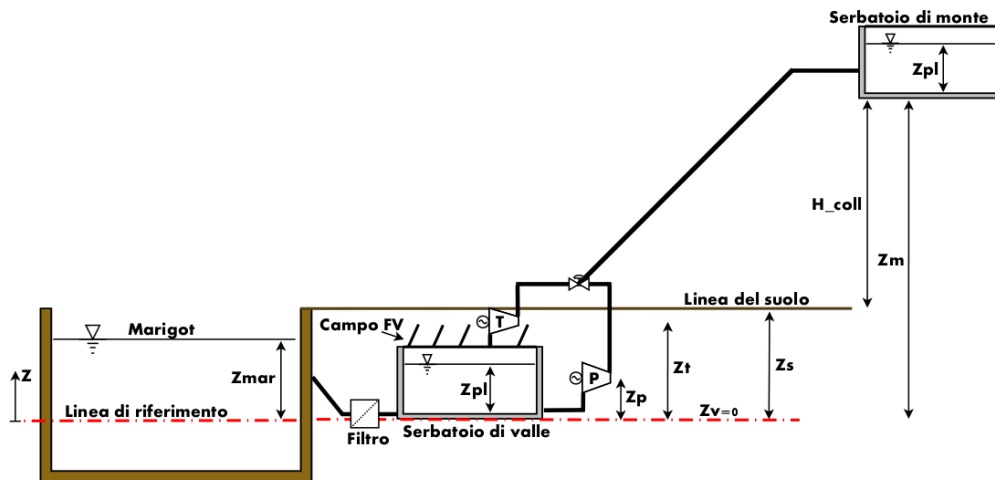


Figura 4.0.1: Schema d'impianto della soluzione 1: “turbina Banki”.

Componenti principale della soluzione 1

I principali componenti, che si vanno ad analizzare e dimensionare con precisione nel prosieguo del capitolo, sono:

- *turbina con alternatore integrato;*
- *pompa centrifuga con motore elettrico alimentato dai pannelli FV;*
- *campo FV a copertura del serbatoio di valle;*
- *serbatoi di valle e monte;*
- *condotta promiscua principale, tronco di condotta di sola mandata della pompa, valvola a tre vie;*
- *sistema di filtraggio dell'acqua proveniente dal marigot.*

Lo schema sopra descritto in realtà appare inutilmente complesso dal punto di vista realizzativo e anche per l'esercizio, dovendo manovrare due volte al giorno la valvola a tre vie di deviazione tra la turbina e la pompa.

Per questa ragione si opta per una schema semplificato, costituito da due condotte separate, una d'adduzione alla turbina e l'altra di mandata della pompa.

Tenendo conto della ridotta lunghezza delle tubazioni aggiuntive necessarie e dei costi fissi comunque presenti (scavi, trasporti, organizzazione dei lavori etc.) si ritiene la seconda soluzione decisamente migliore.

4.1 La fase di turbinaggio

I dati, elencati nella successiva tabella, costituiscono il punto di partenza di tutti i calcoli che si implementano per eseguire il dimensionamento dei vari componenti: questi valori devono essere considerati *vincoli da rispettare* ad ogni costo; su di essi il progettista non ha possibilità di intervento.

<i>simbolo</i>	<i>significato</i>	<i>valore</i>
$Z_{pl,max}[m]$	altezza dell'acqua a serbatoio pieno	3
$Z_v[m]$	quota base serbatoio di valle	0
$Z_m[m] = (Z_s + Z_v)$	quota base serbatoio di monte	19
$Z_{mar}[m]$	quota pelo libero del marigot	3,5
$Z_s[m]$	quota suolo	4
$\Delta Z_{coll}[m]$	altezza collina	15
$E_{el,T}[kWh]$	en.elettrica prodotta giornalmente dalla turbina	25
$h_{turb}[h]$	h giornaliera in cui l'impianto funziona in turbinaggio	5
$h_{pomp,max}[h]$	n° max di ore in cui l'impianto lavora in pompaggio	8

Tabella 4.1: Dati generali d'impianto.

4.1.1 Scelta del tipo di turbina

I parametri che regolano la scelta della turbina sono essenzialmente:

- salto netto;
- portata da turbinare;
- velocità di rotazione;
- costo.

Prima di eseguire i calcoli necessari a determinare con precisione il salto utile disponibile ΔH_t e la portata $Q_t = Q_{med,t} = cost$, si deve capire quali tipi di turbine sono adatte a lavorare nell’impianto di Yaho.

Non avendo ancora determinato i valori esatti di ΔH_t e Q_t , si ipotizzano, sulla base delle informazioni note dalla tab.4.1, dei valori sensati per queste grandezze. In questo modo si può almeno iniziare a capire quali classi di macchine sicuramente non sono adatte, restringendo di molto il campo delle possibili scelte.

I valori che si sceglie di utilizzare per una prima analisi, indicati con l’apice *, sono determinati così:

$$\Delta H_t^* = Z_m = 19m$$

$$Q_t^* = \frac{V_{m,max}}{h_{turb}} = \frac{1000 m^3}{5h \cdot 3600 \frac{s}{h}} = 0,055 m^3/s$$

dove:

- $\Delta H_t^*[m]$ = valore di prima ipotesi del salto utile netto, viene posto uguale al dislivello tra le basi dei due serbatoi (Z_m);
- $Q_t^*[m^3/s]$ = valore di prima ipotesi della portata in turbinaggio;
- $V_{m,max}[m^3]$ = massimo volume interno che può avere il serbatoio di monte; limite imposto per limitare le spese di costruzione dell’opera oltre che per ridurre l’ingombro della struttura.

Per poter fare una prima “scrematura” si decide di usare il diagramma di fig. 4.1.1 in cui si “entra” con i valori ΔH_t^* e Q_t^* .

Si noti che il diagramma è stato elaborato integrando i valori comunicati da vari costruttori europei e mostra i campi di funzionamento dei diversi tipi di turbine più utilizzate.

I limiti non sono rigidi, variando da costruttore a costruttore in funzione della tecnologia utilizzata e pertanto il diagramma ha carattere orientativo.

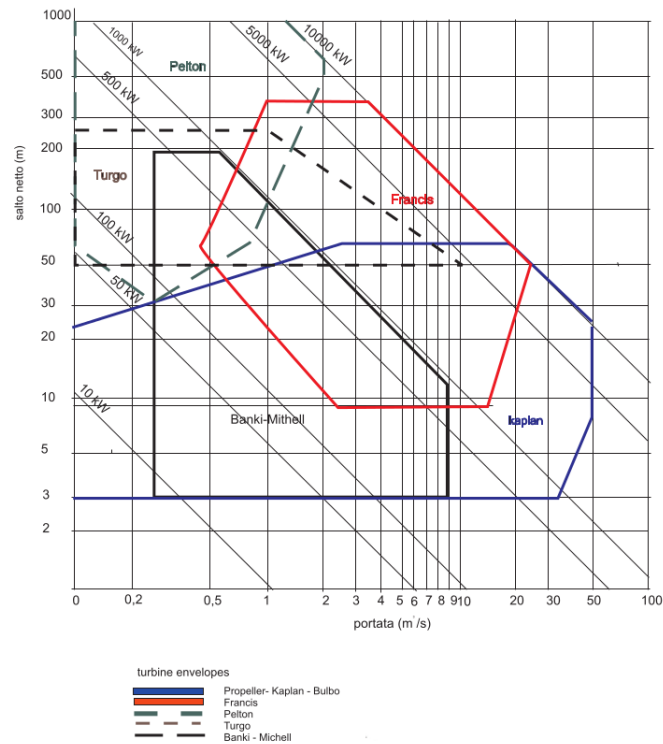


Figura 4.1.1: Campi di funzionamento delle classi di turbine più utilizzate.

Il punto di coordinate $(\Delta H_t^*; Q_t^*)$ si trova nel campo delle turbine *Kaplan* ma risulta appena fuori a quello delle turbine *Banki-Michell* (anche dette *crossflow* o *Ossberger*).

Le turbine Kaplan sono però delle macchine meccanicamente complicate e assai costose; risultano perciò poco applicabili al contesto di Yaho.

Al contrario le turbine Banki rispetto alle Kaplan sono:

- più semplici in termini di regolazione e manutenzione;
- molto più economiche.

Per affinare la scelta si utilizza un metodo più accurato che si basa sulla stima del **numero di giri caratteristico** n_q .

Questo parametro si calcola così:

$$n_s = \frac{n}{60} \cdot \frac{\sqrt{P_{turbina}}}{\Delta H_t^{1.25}} \quad (4.1.1)$$

dove:

- $n_q[/]$ = numero di giri caratteristico, parametro adimensionale;
- $n[rpm]$ = velocità di rotazione della macchina espressa in giri/minuto.

Si ricordi che la velocità di rotazione della macchina è vincolata alla frequenza di rete secondo la seguente legge:

$$n = \frac{120 f}{2p} \tag{4.1.2}$$

dove:

- $f [Hz]$ = frequenza di rete;
- $p[.]$ = numero di poli dell'alternatore accoppiato alla turbina.

Ipotizzando valori plausibili per i termini $P_{turbina}$ e n , si può stimare, con l'eq. 4.1.1, il valore di n_s^* .

In particolare si pongono:

$$n^* = 3000 \text{ rpm}$$

$$P_{turbina}^* = P_{med,turbina}^* = 5000W$$

Inserendo nella 4.1.1 i valori di $P_{turbina}^*$, n^* e ΔH_t^* si ottiene:

$$n_s^* = 89,13$$

A questo punto si “entra” nel successivo diagramma con la coppia di valori $(\Delta H_t^*; n_s^*)$.

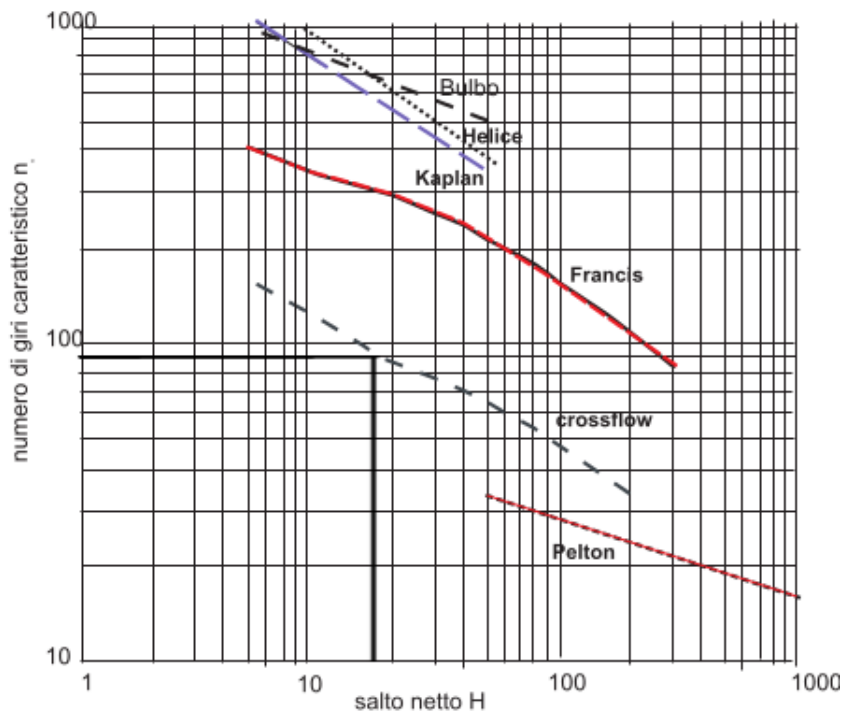


Figura 4.1.2: Campi di funzionamento delle varie turbine in base alla coppia $(n_s; \Delta H_t)$.

Come si vede chiaramente dal diagramma, il punto di coordinate $(\Delta H_t^*; n_s^*)$ interseca proprio la curva delle turbine *crossflow*.

Si sceglie dunque di installare una turbina *Banki-Michell*.

4.1.2 Caratteristiche generali di una turbina Banki-Michell

Per la soluzione 1 si sceglie di installare una turbina a flusso incrociato (*cross flow*), o *Banki-Michell* dal nome dei suoi inventori; si tratta di una turbina ad azione che si può utilizzare in una gamma molto ampia di portate ($Q = 0,025 \div 13 \text{m}^3/\text{s}$) e di salti utili ($\Delta H_t = 5 \div 200 \text{m}$) con un intervallo esteso di potenze ($P_{turbina} = 0,5 \div 1000 \text{kW}$).

La girante è suddivisa in tre elementi: un terzo della portata viene trattata nel primo elemento, che funziona quasi completamente sommerso con un piccolo grado di reazione, mentre i restanti due terzi della portata sono trattati negli altri due elementi che sono totalmente ad azione.

Il distributore viene regolato in modo da parzializzare il flusso in ingresso in funzione della portata disponibile. Il rendimento massimo $\approx 0,80$ è inferiore a quello delle turbine a reazione, questa macchina ha però il grande pregio di mantenere un rendimento quasi costante quando la portata scende fino al 16% di quella nominale.

Queste ruote si prestano alla costruzione artigianale nei paesi in via di sviluppo, anche se non raggiungono i rendimenti dei gruppi commercializzati nei paesi industrialmente più avanzati.

Un ulteriore vantaggio è rappresentato dal fatto che foglie e erba, eventualmente presenti nell'acqua che entra nella turbina, vengono espulse, per forza centrifuga, dopo mezzo giro della ruota, cosicché la turbina non rimane mai bloccata.

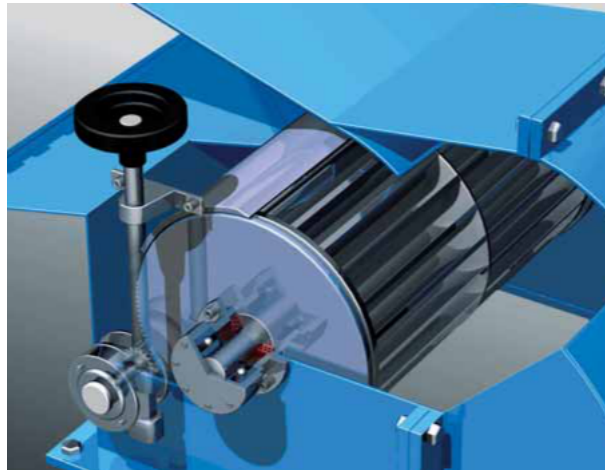


Figura 4.1.3: Particolare della girante di una turbina Banki prodotta dalla IREM.

4.1.3 La turbina per l’impianto di Yaho

Per l’impianto di Yaho si sceglie di installare il modello di turbina Banki prodotto dalla ditta italiana IREM, specializzata nella produzione di macchine per centrali mini e micro idroelettriche. IREM produce i due seguenti modelli di turbine Banki:

- **serie TBS:** studiate per reti in isola, sono la soluzione ideale per disporre d’energia elettrica dove non esiste la rete di distribuzione (*stand alone*).
- **serie TBA:** adatte solo per l’utilizzo in parallelo con reti estese.

Nel caso dell’impianto di Yaho, si sceglie una macchina della serie S adatta all’utilizzo stand-alone.

Con il gruppo turbina-alternatore *TBS* si riforniscono gli utilizzatori dell’energia elettrica richiesta e tutta l’extra produzione energetica viene dissipata nel banco resistivo.

La differenza tra le due soluzioni è più facilmente comprensibile osservando lo schema sottostante, riportato nel catalogo della ditta costruttrice.

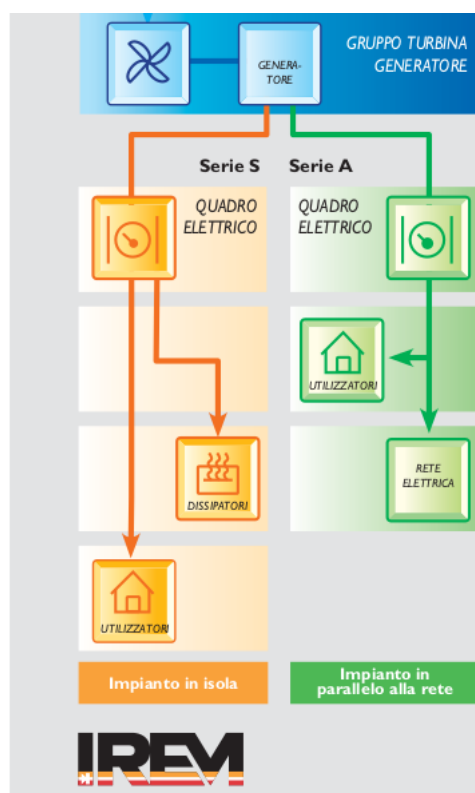


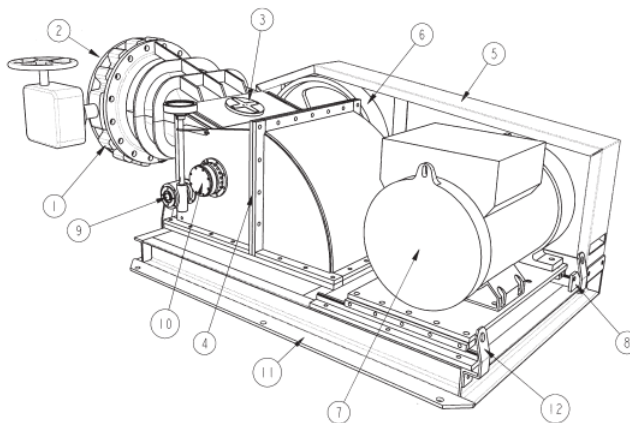
Figura 4.1.4: Differenze tra serie S e serie A.

La macchina *TBS* è costituita da un gruppo turbina Banki-generatore ad asse orizzontale che ha le seguenti caratteristiche:

- **Cassa turbina ed iniettore:** la cassa è costituita da un composto saldato di lamiera d’acciaio. In essa è alloggiato il tegolo per la regolazione manuale della portata. Nell’iniettore è ricavato uno sportello per poter accedere facilmente all’interno del medesimo e alla ruota stessa, per consentirne l’ispezione e l’eventuale pulizia.

- **Gruppo di alimentazione:** serve per collegare la condotta forzata alla cassa della turbina ed è costituito dall'introduttore, a cui è collegata la valvola di macchina, e dall'attacco per il manometro. Sull'introduttore è previsto un raccordo flangiato DIN per il collegamento alla condotta forzata.
- **Generatore:** vengono impiegati generatori sincroni trifase, dai quali si può prelevare anche energia monofase. L'induttore rotante è a 4 poli, quindi con velocità di rotazione di 1.500 giri/min per generare corrente a 50 Hz. Essi sono caratterizzati dall'assenza di spazzole (*brushless*).
I cuscinetti a sfera lubrificati a grasso sono stagni per cui non richiedono alcuna lubrificazione periodica.

Per meglio identificare i componenti del turbo-generatore si osservi la successiva figura:



1. Valvola generale manuale o elettrica (su richiesta)
2. Flangia collegamento alla condotta
3. Sportello per ispezione e pulizia iniettori
4. Corpo turbina
5. Carter di protezione
6. Gruppo di trasmissione con cinghia dentata
7. Generatore
8. Slitta fissaggio generatore con tendi cinghia
9. Regolazione della portata (manuale o tramite attuatore)
10. Cuscinetto della turbina
11. Telaio di base
12. Punti di sollevamento

Figura 4.1.5: Layout componenti del gruppo turbina-generatore IREM serie TBS.

Oltre al gruppo turbina-generatore, IREM fornisce pure la parte di strumentazione elettrica che si interfaccia al meglio con le macchine della serie *TBS*. I componenti in questione sono:

- **Il quadro elettrico QCM-QCT:** è costituito da un armadietto pensile di lamiera d'acciaio in cui sono contenuti i seguente componenti.

1. *Gli strumenti del quadro monofase*: un voltmetro, un frequenzimetro digitale, un amperometro indicante la corrente totale erogata dal generatore ed un secondo amperometro indicante la corrente assorbita dall’utenza. Nel *quadro trifase* gli amperometri sono 6, tre indicano la corrente generata su ogni fase e tre la corrente assorbita dall’utilizzatore.
2. *Le protezioni del quadro monofase* consistono nell’interruttore magnetotermico tripolare, che protegge il generatore da eventuali corto-circuiti sulla linea di utenza, e nella bilancia di tensione che attiva un avvisatore acustico e uno visivo nel caso di variazione della tensione oltre i limiti di taratura prefissati.
Nel quadro trifase è presente l’interruttore magnetotermico trifase e tre bilance di tensione inserite ciascuna tra una fase ed il neutro.
3. *Le morsettiere* servono per i collegamenti dei conduttori del generatore, della linea di utenza e del regolatore elettronico.
 - **Il regolatore elettronico RMP (con banco dissipativo)**: il regolatore elettronico è costituito dall’unità di controllo e dalle resistenze zavorra. Il regolatore provvede a mantenere costante la tensione e la frequenza, mantenendo costante l’assorbimento dell’energia prodotta dal gruppo turbina-generatore.
 Tale gruppo si trova infatti a generare sempre a pieno carico e il regolatore provvede a dissipare sulla resistenza zavorra l’energia prodotta dall’impianto e non utilizzata dall’utenza. La dissipazione dell’energia eccedente avviene in aria oppure in acqua con elementi dispersivi (in aria o acqua da 2 kW, in acqua da 5 o 10 kW) , inseriti o disinseriti automaticamente dall’unità di controllo elettronica del regolatore.
 Essendo elementi modulari, possono essere collegati su impianti monofase o trifase di differenti potenze, fino a raggiungere la potenza dispersiva che serve.

4.1.4 Calcolo delle prestazioni in turbinaggio

4.1.4.1 Posizionamento della turbina

Per poter stimare la potenza ricavabile dalla turbina, si deve determinare il salto netto disponibile ΔH_t . È dunque fondamentale decidere la quota geodetica a cui disporre la turbomacchina. La sezione di scarico di una turbina Banki deve essere disposta ad una certa distanza dal pelo libero del serbatoio in cui scarica (quello di valle) per la conformazione stessa della macchina. La distanza ideale tra la sezione di scarico della macchina e il pelo libero è circa 1m nel nostro caso.

Si deve ricordare che il pelo libero del serbatoio di valle, in condizioni di serbatoio pieno, si trova a una quota $Z_{pl,max} = 3m$ al di sopra della linea di riferimento $Z = 0$, coincidente con la base del serbatoio di valle. Si può dunque calcolare la quota della sezione di scarico della turbina $Z_{sc,t}$ e di conseguenza quella dell’asse della turbina Z_t .

In particolare risulta:

$$Z_{sc,t} = Z_{pl,max} + 1m = 4m \quad (4.1.3)$$

$$Z_t = Z_{sc,t} + 0,2m = 4,2m \quad (4.1.4)$$

dove:

- $0,2\text{ m}$ è la distanza tra la sezione di scarico della turbina e l'asse della macchina che è il livello di riferimento per il calcolo del salto motore.

4.1.4.2 La condotta

Soluzione con parte della condotta in comune

Per poter calcolare sia la prevalenza della pompa che il salto netto disponibile in turbinaggio, si devono definire le caratteristiche principali della condotta dal momento che da esse dipenderanno le p.d.c. distribuite e concentrate.

Nella soluzione 1 sono presenti due turbomacchine che sono poste a due altezze differenti (vd. figura 4.0.1). La Banki ha dei vincoli sull'altezza della sezione di scarico ed è posta ad una quota $Z_t = 4,2\text{m}$ mentre la pompa inizialmente si pone ad una quota $Z_p = 0,3\text{m}$. Successivamente, una volta scelto il modello di pompa da installare, si controllerà che questa altezza di installazione permetta di rispettare la condizione sull' $NPSH_r$.

Risulta chiaro che la condotta del tratto di pompaggio, anche se in grande parte in comune con quella di turbinaggio, sarà un po' più lunga proprio per via della differente quota d'installazione delle due turbomacchine.

Le caratteristiche principali della condotta vengono riportate nelle tabelle sottostanti:

CONDOTTA IN TURBINAGGIO	
lunghezza condotta $L_t[m]$	30
n° raccordi a 90°	1
n° raccordi a 45°	1
n° valvole	1
n° sbocchi in serbatoio	1
n° imbocchi in serbatoio	1
CONDOTTA IN POMPAGGIO	
lunghezza condotta $L_p[m]$	34
n° raccordi a 90°	1
n° raccordi a 45°	1
n° valvole	1
n° sbocchi in serbatoio	1
n° imbocchi in serbatoio	1

Tabella 4.2: Caratteristiche della condotta.

Per quanto riguarda le tubazioni si scelgono:

- tubi a sezione circolare di PVC.

Le caratteristiche delle tubazioni vengono riportate nella seguente tabella:

<i>grandezza</i>	<i>simbolo</i>	<i>valore</i>
rugosità PVC	ε	$4 \cdot 10^{-6}m$
coeff. PVC Gauckler-Strickler	k_s	$120 m^{1/3}/s$
diametro esterno	D_e	$0,25m$
spessore	s	$6,2 \cdot 10^{-3}m$
diametro interno	D_i	$0,238m$
area interna	A_i	$0,044m^2$
pressione nominale	PN	6

Tabella 4.3: Caratteristiche delle tubazioni della condotta (fonte: catalogo Boldarino [11]).

Soluzione con condotta separata¹

L’alternativa alla condotta schematizzata in fig. 4.0.1, è quella di avere due condotte totalmente separate: una per il pompaggio e una per il turbinaggio.

I vantaggi di questa soluzione rispetto a quella con condotta in parziale condivisione sono:

- semplicità di regolazione grazie all’assenza della valvola nel tratto di *cross-over* tra turbina e pompa;
- assenza della perdita di carico determinata dalla valvola nel tratto di *cross-over*;

Si deve però considerare l’extra costo derivante dall’acquisto di un maggior numero di tubi; tuttavia questa soluzione appare comunque interessante date le ridotte lunghezze delle condotte e gli esigui prezzi delle tubazioni di PVC da 0,25m di diametro ($\approx 20 \text{ €/m}$).

4.1.4.3 Stima della portata e del “punto medio di lavoro”

Per dimensionare i serbatoi di monte e valle, per scegliere la pompa centrifuga e per calcolare l’energia assorbita dalla pompa stessa da cui dipende il numero di pannelli FV da installare, si deve, per prima cosa, determinare la portata $Q_t = cost$ necessaria a produrre in $h_{turb} = 5h$ il quantitativo di energia elettrica di progetto $E_{el,t} = 25kWh$.

Dal valore di Q_t dipendono le dimensioni dei serbatoi: più la portata è elevata, maggiore deve essere il volume dei serbatoi e quindi la portata Q_p che deve elaborare la pompa e, di conseguenza, s’incrementa l’energia assorbita dalla pompa che determina un aumento delle dimensioni del campo FV.

Per calcolare il salto netto disponibile in turbinaggio ΔH_t si può utilizzare l’equazione 3.1.7, a patto di conoscere, oltre ai termini geodetici Z_{monte} e $Z_{sc,t}$, anche $Y_{distr,t}$ e $Y_{conc,t}$.

Le p.d.c. distribuite e concentrate in turbinaggio sono anch’esse funzione della velocità dell’acqua nella fase di turbinaggio v_t e dunque della portata che scorre all’interno delle tubazioni.

Si possono esprimere le p.d.c. in funzione della Q_t usando la 3.1.13 e la 3.1.15 e riscrivendo la 3.1.16 in funzione della portata in turbinaggio.

¹Si parla anche di questa soluzione perchè potrebbe essere interessante in termini di semplicità della regolazione; tuttavia il dimensionamento di tutti componenti della soluzione 1 è eseguito considerando l’installazione di una condotta parzialmente comune tra pompaggio e turbinaggio.

Risulta dunque:

$$Y_{distr,t} = \beta \frac{Q_t^2}{D_i^5} L_t \quad (4.1.5)$$

$$Y_{conc,tot,t} = \sum_{i=1}^N \left(n_i k_{c,i} \frac{v_i^2}{2g} \right)_t = \frac{v_t^2}{2g} \sum_{i=1}^N (n_i k_{c,i})_t = \left(\frac{Q_t}{A_i} \right)^2 \sum_{i=1}^N (n_i k_{c,i})_t \quad (4.1.6)$$

Il problema che si pone è quello di trovare la Q_t che permette di ottenere 25 kWh in 5h ricordando che il salto netto in turbinaggio ΔH_t non è costante come ricordato dalla 3.1.7.

In particolare si possono definire tre punti di funzionamento caratteristici nella fase di turbinaggio:

- $\Delta H_{t,max}[m]$ = massimo salto netto disponibile, situazione di serbatoio di monte pieno.
- $\Delta H_{t,med}[m]$ = medio salto netto disponibile, situazione di serbatoio di monte mezzo pieno.
- $\Delta H_{t,min}[m]$ = minimo salto netto disponibile, situazione di serbatoio di monte vuoto.

Queste tre grandezze sono calcolabili nel seguente modo:

$$\begin{aligned} \Delta H_{t,k} &= (Z_{monte} - Z_{sc,t}) - Y_{distr,t} - \left(\sum_{i=1}^n Y_{conc,i} \right)_t = \\ &= (Z_m + Z_{pl,k} - Z_{sc,t}) - \beta \frac{Q_t^2}{D_i^5} L_t - \left(\frac{Q_t}{A_i} \right)^2 \sum_{i=1}^N (n_i k_{c,i})_t \end{aligned} \quad (4.1.7)$$

con $k=max, min$ o med .

dove:

- $Z_{pl,max} = 3m$;
- $Z_{pl,med} = 1,5m$;
- $Z_{pl,min} = 0m$.

Una volta espresso, in funzione della portata, il salto netto disponibile nei tre punti caratteristici di funzionamento della turbina, si può impostare il calcolo della Q_t .

Per la spiegazione del processo di calcolo utilizzato si rimanda all'Appendice A.

Si riportano, nella successiva tabella, i valori ottenuti al termine del processo di calcolo iterativo descritto in appendice.

IMPIANTO IN TURBINAGGIO			
$Q_t[m^3/s] = cost$	0,0535	$\Delta H_{t,max}[m]$	17,63
$v_t[m/s] = cost$	1,21	$\Delta H_{t,med}[m]$	16,13
$\eta_{tot,t}[\%] = cost$	0,59	$\Delta H_{t,min}[m]$	14,63
$Z_{pl,max}[m]$	3	$P_{turbina,max}[kW]$	5,46
$Z_{pl,med}[m]$	1,5	$P_{turbina,med}[kW]$	5
$Z_{pl,min}[m]$	0	$P_{turbina,min}[kW]$	4,54
$Z_{sc,t}[m]$	4	$h_{turb}[h]$	5
$Y_{distr,t}[m]$	0,131	$E_{el,t}[kWh]$	25
$Y_{conc,tot,t}[m]$	0,236		

Tabella 4.4: Prestazioni dell’impianto (sol.1) nella fase di turbinaggio.

Nella figura successiva si può osservare il raggiungimento della convergenza del processo iterativo dal momento che il punto medio di funzionamento($\Delta H_{t,med}; Q_t$) = (16,13m ; 53,5 l/s) interseca, con ottima approssimazione, la retta da 5kW del diagramma (H,Q) della turbina IREM TBS1.

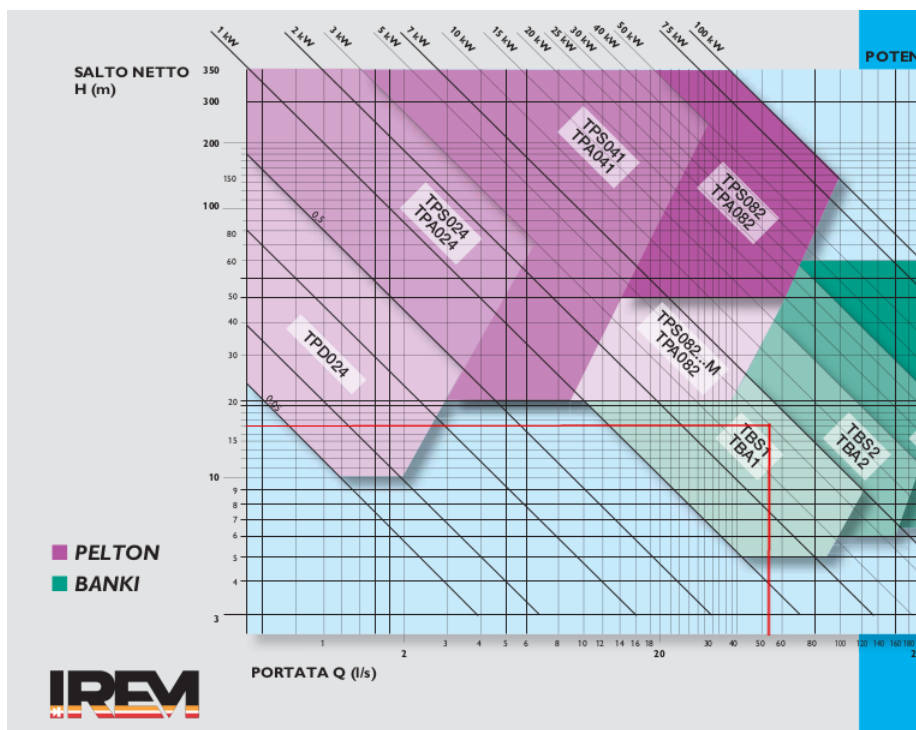


Figura 4.1.6: Punto medio sul diagramma H,Q per le turbine IREM.

4.2 I serbatoi di monte e valle

4.2.1 Il volume utile dei serbatoi

Si ricorda che il volume occupato dall'acqua non coincide nè con il volume interno del serbatoio nè tantomeno con quello esterno.

Col termine *volume utile* si intende il volume occupato dall'acqua all'interno del serbatoio in condizioni di serbatoio pieno ($Z_{pl} = Z_{pl,max} = 3m$).

Il *volume utile del serbatoio di monte* è imposto dalla portata che si deve elaborare in turbina per produrre $E_{el,t}$ nel periodo di tempo h_{turb} ; di conseguenza il volume d'acqua che deve essere stoccato nel serbatoio di monte si calcola così:

$$V_m = Q_t h_{turb} 3600 = 0,0535 \frac{m^3}{s} \cdot 5h \cdot 3600 \frac{s}{h} = 963m^3 \quad (4.2.1)$$

dove:

- $V_m[m^3]$ = volume utile del serbatoio di monte.

Il *volume utile del serbatoio di valle* non si pone, come sarebbe logico fare dato che l'impianto è in circuito chiuso, esattamente uguale a quello di monte.

La differenza dei due volumi utili è legata alla decisione di stoccare, nel serbatoio di valle, un volume d'acqua un po' maggiore (5%) di quello strettamente necessario per la turbina: si crea così una piccola riserva d'acqua per far fronte alle perdite per i possibili trafileamenti attraverso le cavillature delle murature di calcestruzzo armato o i giochi delle tenute rotanti del macchinario idraulico.

Detto questo il volume utile del serbatoio di valle è così calcolabile:

$$V_v = V_m(1 + 0,05) = 1011,15m^3 \quad (4.2.2)$$

dove:

- $V_v[m^3]$ = volume utile del serbatoio di valle, è il 5% più grande di V_m .

4.2.2 Le dimensioni caratteristiche dei serbatoi

Prima di poter decidere le dimensioni geometriche dei serbatoi si deve elencarne le caratteristiche fondamentali:

- *sezione*: quadrata;
- *materiale*: calcestruzzo armato;
- *tecnica costruttiva*: struttura a piastre con travi ribassate e pilastri.

Per comprendere quali siano gli elementi che costituiscono la struttura, si osservino le successive due immagini.

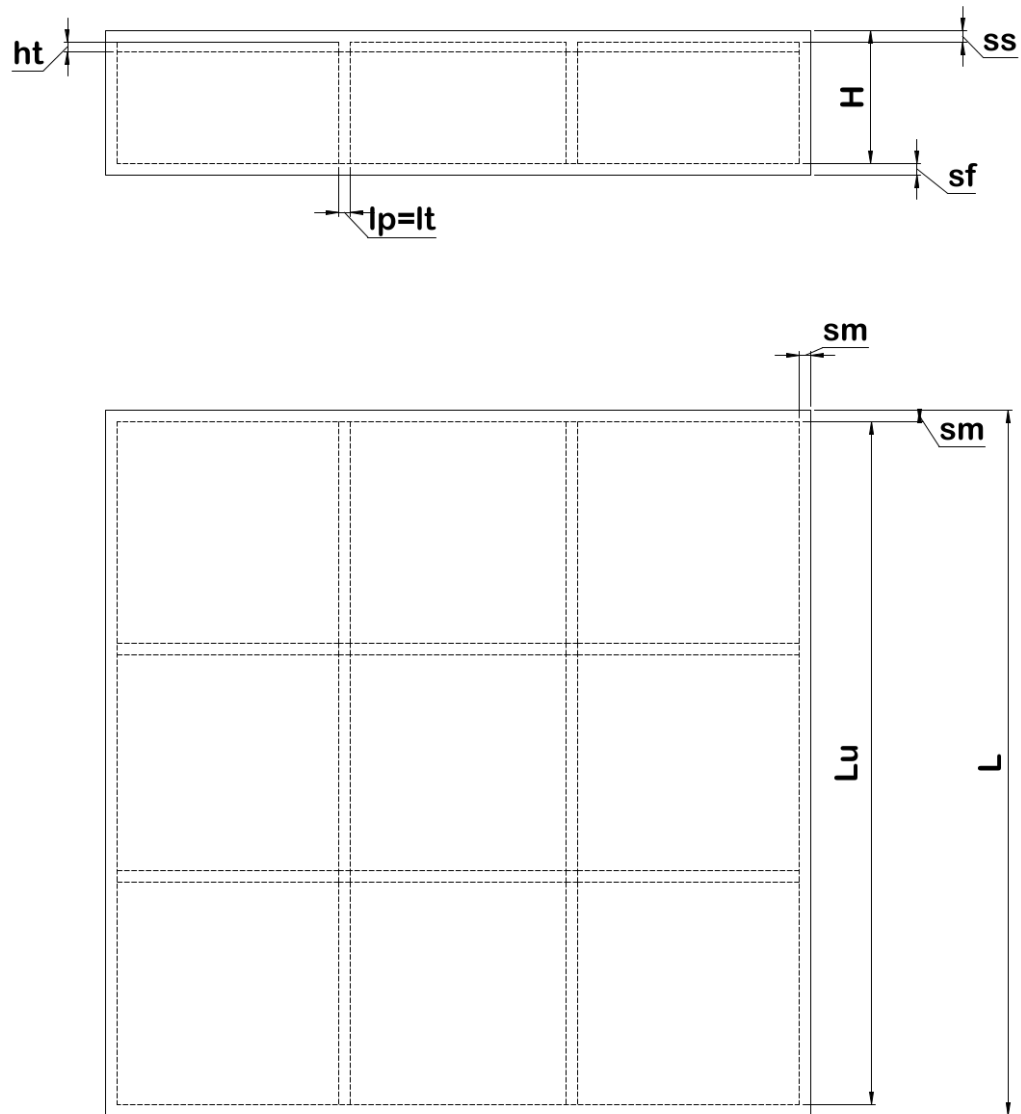


Figura 4.2.1: Tavola con dimensioni degli elementi della struttura del serbatoio.

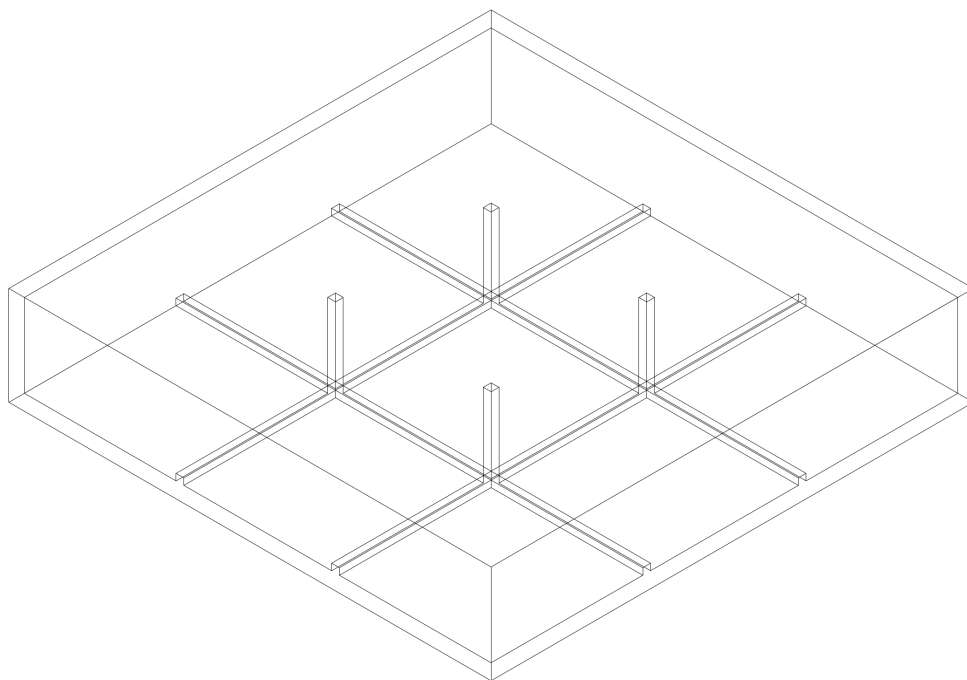


Figura 4.2.2: Vista dal basso dell'interno del serbatoio: struttura a piastre con travi ribassate e pilastri.

Come si può vedere dalle figure 4.2.2 e 4.2.1, il serbatoio è a sezione quadrata ed è costruito con una **struttura a piastre**: lo spazio interno al serbatoio viene suddiviso in quadrati (“piastre”) di pari dimensione, delimitate da travi ribassate. Nei punti in cui si incrociano due travi perpendicolari viene inserito un pilastro al fine di dare ulteriore sostegno alla struttura.

Nella successiva tabella si elenca il significato dei simboli delle dimensioni caratteristiche riportate in fig. 4.2.1:

<i>simbolo</i>	<i>descrizione</i>	<i>simbolo</i>	<i>descrizione</i>
$L[m]$	lato esterno del serbatoio	$h_t[m]$	altezza della trave
$L_u[m]$	lato utile del serbatoio= $(L - 2s_m)$	$l_t[m]$	larghezza della trave
$H [m]$	altezza del serbatoio	$l_p[m]$	lato pilastro a base quadrata
$s_m[m]$	spessore muri	$N_p[/math>$	numero pilastri
$s_f[m]$	spessore della fondazione	$A_{serb}[m^2]$	superficie in pianta= L^2
$s_s[m]$	spessore della soletta del tetto	$V_{serb}[m^3]$	volume esterno del serbatoio= L^2H

Tabella 4.5: Significato dei simboli delle dimensioni caratteristiche dei serbatoi.

Prima di poter eseguire il calcolo numerico con Excel, è necessario elencare i valori di quelle grandezze che si fissano a priori e sono le informazioni alla base dei successivi calcoli che portano a dimensionare i serbatoi di monte e valle.

SERBATOI DI MONTE E VALLE	
grandezza	valore
$s_m[m]$	0,3
$s_s[m]$	0,3
$s_f[m]$	0,3
$H[m]$	3,6
$h_t[m]$	0,25
$l_t[m]$	0,4
$l_p[m]$	0,4
$N_p[/math>$	4
$Z_{pl,max}[m]$	3

Tabella 4.6: Valori numerici delle dimensioni di alcuni componenti della struttura dei serbatoi di monte e valle.

Il valore del volume utile dei serbatoi di monte e valle è già stato ricavato, grazie alle equazioni 4.2.1 e 4.2.2, in funzione delle grandezze caratteristiche del funzionamento in turbinaggio. Tuttavia, come mostra la successiva equazione, il volume utile dei serbatoi può essere espresso anche in funzione delle sole grandezze geometriche degli elementi che ne costituiscono la struttura.

$$V_k = (L_{u,k}^2 \cdot Z_{pl,max}) - V_{p,k} = \left[(L_k - 2s_m)^2 - (N_{p,k} \cdot l_p^2) \right] \cdot Z_{pl,max} \quad \text{con } k = m, v \quad (4.2.3)$$

dove:

- $V_p[m^3]$ = parte di volume utile occupato dai pilastri².

Si nota dunque che, a seguito delle scelte progettuali elencate in tab. 4.6, l'unica grandezza del serbatoio ancora incognita è proprio L .

Per la spiegazione del processo di calcolo utilizzato si rimanda all'Appendice B.

Si riportano, nella successiva tabella, i valori ottenuti al termine del processo di calcolo iterativo descritto in appendice.

SERBATOIO DI MONTE		SERBATOIO DI VALLE	
$L[m]$	18,53	$L[m]$	18,98

Tabella 4.7: Valori L a convergenza .

Tuttavia si deve tenere a mente che i valori di L appena elencati sono quelli che permettono di eguagliare il volume d'acqua richiesto giornalmente dalla turbina.

A favore di sicurezza si aumenta L di circa 0,5 m fino a raggiungere l'unità o la mezza unità superiore: si è così certi di avere nei serbatoi un volume di poco maggiore a quello calcolato con le equazioni 4.2.1 e 4.2.2.

² Si noti che il volume interno occupato dai pilastri sarebbe $N_p \cdot l_p^2 \cdot (H - s_s - h_t)$. Nell'equazione 4.2.3 si esprime invece in funzione dell'altezza del pelo libero a serbatoio pieno ($Z_{pl,max}$) proprio perchè il volume utile occupato dai pilastri è la parte di volume interno che, se non ci fossero, sarebbe occupato dall'acqua.

Si elencano, nella successiva tabella, le dimensioni caratteristiche dei serbatoi di monte e valle, ottenuti al termine del dimensionamento. La fase di dimensionamento si conclude con l'arrotondamento dei valori di tab. 4.7 e i calcoli di V_{serb} e A_{serb} . Chiaramente, avendo arrotondato i valori di L , il volume utile disponibile a valle e monte ($V_{v,disp}$ e $V_{m,disp}$) è un po' più grande dei minimi valori richiesti (V_v e V_m).

Si può dunque determinare il volume della riserva d'acqua contenuta nel serbatoio di valle:

$$V_{extra} = V_{v,disp} - V_v \quad (4.2.4)$$

dove:

- $V_{extra}[m^3]$ = volume della riserva d'acqua contenuta nel serbatoio di valle;

SERBATOIO DI MONTE			
$s_m[m]$	0,3	$Z_{pl,max}[m]$	3
$s_s[m]$	0,3	$L[m]$	19
$s_f[m]$	0,3	$H[m]$	3,6
$h_t[m]$	0,25	$A_{serb}[m^2]$	361
$l_t[m]$	0,4	$V_{serb}[m^3]$	1300
$l_p[m]$	0,4	$V_{m,disp}[m^3]$	1015,68
$N_p[/math>$	4		

SERBATOIO DI VALLE			
$s_m[m]$	0,3	$Z_{pl,max}[m]$	3
$s_s[m]$	0,3	$L[m]$	19,5
$s_f[m]$	0,3	$H[m]$	3,6
$h_t[m]$	0,25	$A_{serb}[m^2]$	380,3
$l_t[m]$	0,4	$V_{serb}[m^3]$	1369
$l_p[m]$	0,4	$V_{v,disp}[m^3]$	1071,63
$N_p[/math>$	4	$V_{extra}[m^3]$	60,21

Tabella 4.8: Dimensioni finali dei serbatoi di monte e valle.

Se si prevede di rabboccare la riserva al termine di ogni stagione secca, al fine di riportarla al livello V_{extra} , si deduce che nei 5 mesi in cui il marigot è completamente privo d'acqua si ha a disposizione un massima perdita giornaliera per trafiletti o altro.

Questa perdita d'acqua è calcolabile così:

$$V_{loss,max} = \frac{V_{extra}}{mesi_{secchi}} = \frac{60,21 m^3 \cdot 1000 l/m^3}{5 mese \cdot 31 gg/mese} \approx 388,48 l/gg \quad (4.2.5)$$

dove:

- $V_{loss,max}[l/gg]$ = massima perdita media giornaliera d'acqua per trafiletti o altro.

Tale valore è senza dubbio molto elevato e permette di essere sicuri che la riserva d'acqua sia più che sufficiente per far fronte alle possibili perdite.

4.2.3 La posizione dei serbatoi

La **posizione del serbatoio di valle** è determinata dalla necessità di dover riempire il serbatoio *a caduta* con l’acqua del marigot. Con il termine *a caduta* si intende riempire il serbatoio senza ausilio di pompe ma solo grazie all’effetto della gravità. Il serbatoio di valle, interrato, si riempie con l’acqua del marigot proprio perchè il pelo libero del marigot è ben sopra la base del serbatoio.

Tuttavia si deve ricordare che c’è un vincolo sull’altezza del pelo libero a serbatoio pieno ($Z_{pl,max} = 3m$): il pelo libero del marigot dovrà trovarsi almeno 3m sopra il fondo del serbatoio di valle per poterlo davvero riempire a caduta.

Leggendo la tabella 4.1, si può infatti notare che:

$$(Z_{mar} - Z_v) = 3,5m > 3m$$

La **posizione del serbatoio di monte** risulta invece di facile determinazione: le sue fondazioni vengono costruite sulla cima della collinetta che garantisce all’impianto il salto geodetico .

4.3 La pompa di riempimento del serbatoio di monte

4.3.1 La scelta della pompa

Per quanto riguarda la scelta della pompa, si sceglie un’elettropompa centrifuga del gruppo *KSB*. Si decide di installare una macchina di questa ditta per la sua buona reputazione e per la lunga esperienza come fornitrice di macchinari per impianti idroelettrici di piccola o piccolissima taglia.

KSB ha in catalogo un’ampia gamma di elettro-pompe centrifughe che possono essere adatte all’impianto di Yaho, la scelta del modello specifico verrà condotta nel seguito dopo aver tracciato la curva d’impianto e averne verificato il possibile accoppiamento con la macchina.

Si deve tenere presente che la pompa può lavorare per un numero massimo di ore definito sulla base delle ore di sole giornaliera in quanto l’energia elettrica per il pompaggio viene totalmente fornita dai pannelli FV: se manca il sole la pompa non può funzionare.

Come già definito nella tabella 4.1, il numero massimo di ore giornaliera, durante le quali l’impianto può funzionare in pompaggio, è $h_{pomp,max} = 8h$.

Di conseguenza si può determinare la portata minima che la pompa deve essere in grado di elaborare per riempire, in 8 h, il serbatoio di monte di una quantità d’acqua pari a V_m .

Questa portata minima non è altro che un valore minimo medio dal momento che, la portata elaborata dalla pompa varia istante per istante per via della variazione del pelo libero del serbatoio di monte. Questo fenomeno è ben descritto dalla eq. 3.1.3.

Il valore limite è così ricavabile:

$$Q_{p,lim} = \frac{V_m}{h_{pomp,max}} = \frac{963m^3}{8h} = 120,375 m^3/h \quad (4.3.1)$$

4.3.2 La curva caratteristica dell'impianto in pompaggio

Per poter trovare il punto di funzionamento della pompa si deve, per prima cosa, ricavare la curva caratteristica dell'impianto. Questa curva rappresenta il legame che c'è tra la prevalenza e la portata dell'impianto nella fase di pompaggio.

La prevalenza del sistema idraulico si può esprimere così:

$$\Delta H_{sist} = (Z_{monte} - Z_{valle}) + Y_{distr,p} + \left(\sum_{i=1}^n Y_{conc,i} \right)_p = (Z_{monte} - Z_{valle}) + f(Q^2) \quad (4.3.2)$$

dove:

- $Z_{monte}[m]$ = quota del pelo libero all'interno del serbatoio di monte;
- $Z_{valle}[m]$ = quota del pelo libero all'interno del serbatoio di valle.

Come già fatto nella sezione 4.1, con le equazioni 4.1.5 e 4.1.6, anche in questo caso si esprimono le p.d.c distribuite e concentrate in funzione della portata in pompaggio.

Il risultato è il seguente:

$$Y_{distr,p} = \beta \frac{Q_p^2}{D_i^5} L_P \quad (4.3.3)$$

$$Y_{conc,tot,p} = \left(\frac{Q_p}{A_i} \right)^2 \sum_{i=1}^N (n_i k_{c,i})_p \quad (4.3.4)$$

A questo punto si è in grado di disegnare la curva caratteristica del sistema, il ΔH_{sist} è infatti funzione della sola variabile Q_p . Sostituendo la 4.3.3 e la 4.3.4 nella 4.3.2, si ricava proprio l'equazione della curva caratteristica dell'impianto.

Ovvero:

$$\Delta H_{sist} = (Z_{monte} - Z_{valle}) + \beta \frac{Q_p^2}{D_i^5} L_P + \left(\frac{Q_p}{A_i} \right)^2 \sum_{i=1}^N (n_i k_{c,i})_p \quad (4.3.5)$$

Come già evidenziato nelle pagine precedenti, il livello del pelo libero dei serbatoi di monte e valle cambia istante per istante: il termine $(Z_{monte} - Z_{valle}) = \Delta Z_{pl}$ non è una costante

Si decide di analizzare, come fatto anche per la turbina, le tre condizioni di funzionamento più significative:

- $\Delta Z_{pl,max}$ = situazione in cui il serbatoio di monte è pieno, quello di valle è vuoto;
- $\Delta Z_{pl,med}$ = monte mezzo pieno, valle mezzo pieno;
- $\Delta Z_{pl,min}$ = monte vuoto, valle pieno.

Utilizzando le quote contenute in tabella 4.1, si possono ricavare con facilità i valori di ΔZ_{pl} nelle tre situazioni.

Nella successiva tabella si riportano i valori calcolati di ΔZ_{pl} e delle costanti, contenute nella curva caratteristica del sistema, che dipendono dalle caratteristiche del tratto di condotta usato in pompaggio. Per i valori della condotta si rimanda alle tabelle 3.1 e 4.2.

<i>grandezza</i>	<i>valore</i>
$\Delta Z_{pl,max}[m]$	22
$\Delta Z_{pl,med}[m]$	19
$\Delta Z_{pl,min}[m]$	16
$\beta[/]$	0,00115
$D_i[m]$	0,238
$A_i[m^2]$	0,0443
$L_p[m]$	34
$\sum_{i=1}^N (n_i k_{c,i})_p [/]$	3,18

Tabella 4.9: Valori delle grandezze contenute nell'equazione caratteristica del sistema.

Come si può dedurre dalle osservazioni fatte sotto l'eq.4.3.5, si devono tracciare tre curve caratteristiche, una per ciascuna delle tre situazioni.

Il grafico che si ottiene, disegnando l'andamento di ΔH_{sist} per $0 \leq Q_p \leq 185$, viene riportato nella figura successiva.

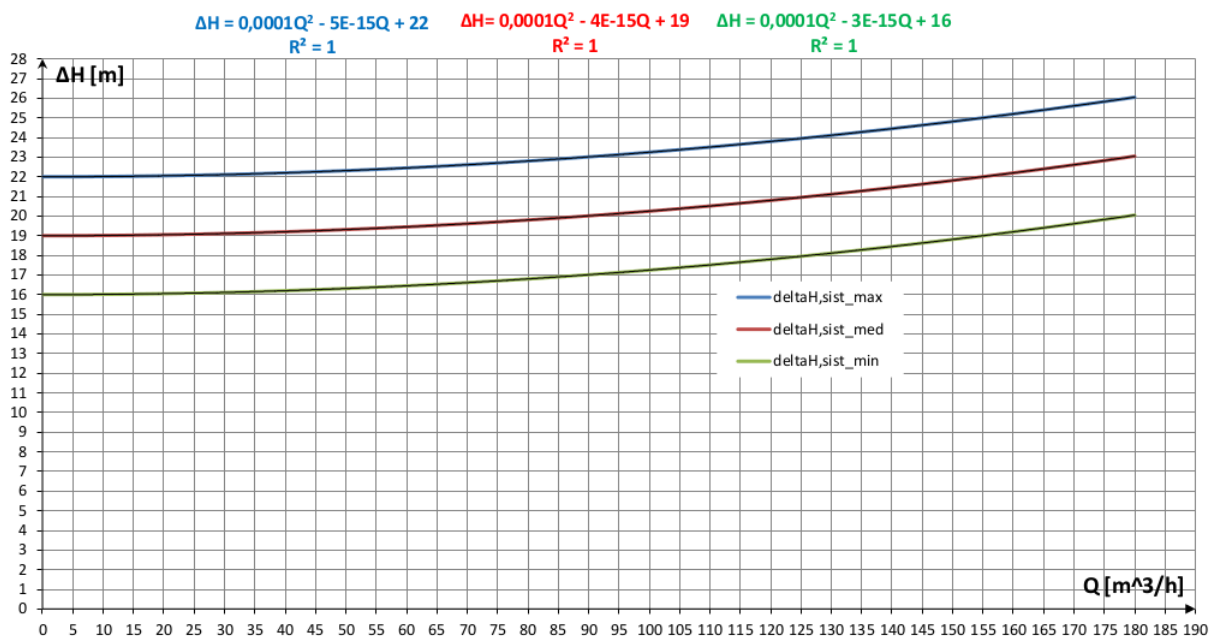


Figura 4.3.1: Curve caratteristiche del sistema nelle tre condizioni di ΔZ_{pl} (min, med e max).

Le tre curve sono delle parabole che hanno identico andamento, l'unica differenza è il valore dell'intercetta con l'asse y, che è proprio ΔZ_{pl} .

L'uguale andamento delle 3 funzioni si spiega osservando che il secondo e il terzo termine della eq. 4.3.5 sono identici in tutti e tre i casi.

Le grandezze, contenute nei due termini finali della curva caratteristica, sono infatti uguali per tutte e tre le situazioni perchè la condotta è sempre la stessa.

In cima al grafico si notino le equazioni delle linee di tendenza, polinomiali di 2° grado, che interpolano al meglio i punti ottenuti dalla eq. 4.3.5 per $0 \leq Q_p \leq 180$.

Si ricorda che più il valore di R^2 ³ è vicino all'unità, maggiore è l'esattezza dell'equazione della curva interpolante.

4.3.3 Le curve caratteristiche della pompa centrifuga

I costruttori di pompe forniscono, tipicamente, tre curve caratteristiche che rappresentano il legame tra le grandezze:

1. ΔH_p e Q_p ;
2. $NPSH_r$ e Q_p ;
3. P_{pompa} e Q_p .


La prima curva esprime la portata Q_p che la pompa è in grado di fornire sotto una determinata prevalenza ΔH_p . Questa curva ha $\frac{\partial \Delta H_p}{\partial Q_p} \leq 0$ e $\frac{\partial^2 \Delta H_p}{\partial Q_p^2} \leq 0$ ed è dunque decrescente e concava verso il basso.

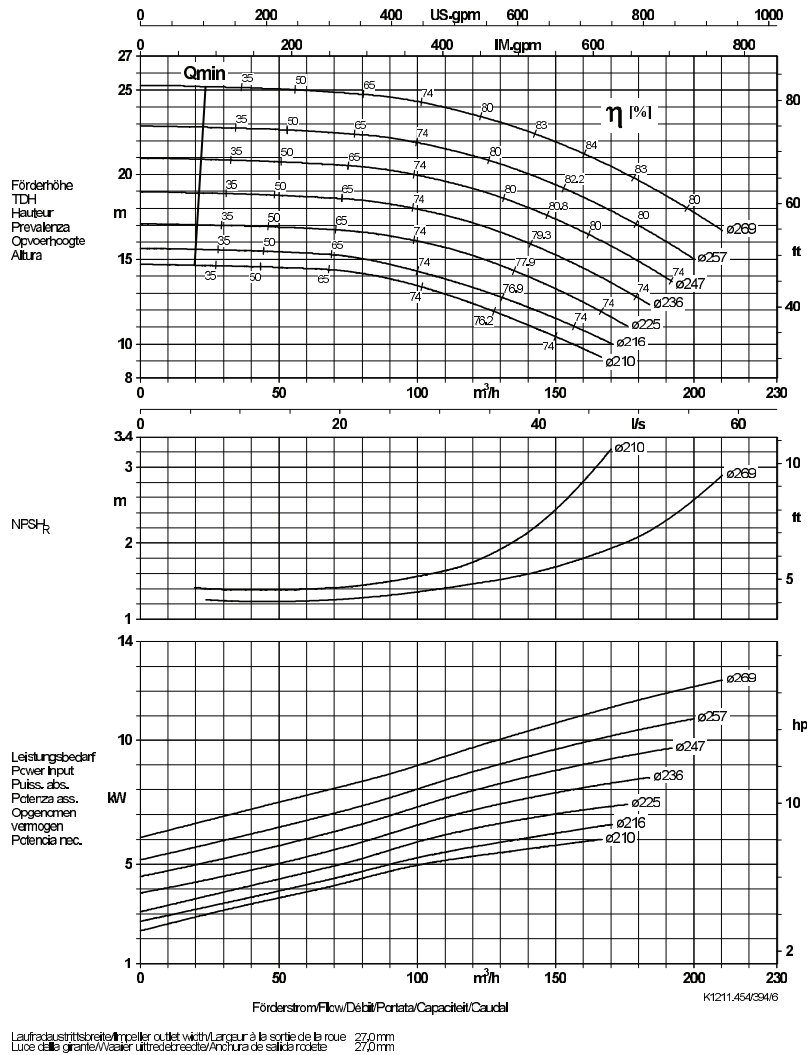
Al diminuire della prevalenza infatti cresce la portata erogabile dalla pompa o, in altre parole, più la prevalenza è elevata, minore è la portata che la pompa può elaborare.

Nella pagina successiva si riportano le tre curve caratteristiche della macchina *KSB* che si vorrebbe installare nell'impianto di Yaho.

Per capire se la pompa è davvero adatta all'impianto in questione, se ne deve verificare l'accoppiamento con la curva caratteristica dell'impianto, il rispetto dei vincoli sull' $NPSH_r$ (vedi sottosezione 3.1.2) e il rispetto della $Q_{p,lim}$ (vd. eq. 4.3.1).

³ R^2 : “coefficiente di determinazione”, è un coefficiente statistico che indica la bontà della curva di regressione.

Baureihe/GroÙe Type/Size Modelle	Typo Serie Tipo	Nennzahl Nom. speed Vitesse nom.	Velocità di rotazione nom. Nominal rotational Revoluciones nom.	Laufschiff Impeller Dia. Diamètre de roue	Ø Girante Ø Waaler Ø Rodete	 KSB Aktiengesellschaft 67225 Frankenthal Johann-Klein-StraÙe 9 67227 Frankenthal
Etanorm 100-250 Etabloc		1450 1/min				
Projekt Project Projet	Projekt Project Proyecto	Angebots-Nr. Project No. No. de offre	Offerta-Nr. Cofferat. Offerta-Nr.	Pos.-Nr. Item No. No. de pos.	Pos.-Nr. Positior. Pos.-Nr.	



70

Figura 4.3.2: Curve caratteristiche della pompa centrifuga KSB Etanorm 100-250, 1450 rpm.

4.3.4 Accoppiamento pompa-impianto

Con il termine verifica dell'*accoppiamento o matching* tra pompa e impianto si intende ricavare in quali punti la prima curva caratteristica della pompa ($\Delta H_p = f(Q_p)$) interseca le curve caratteristiche dell'impianto.

I punti d'intersezione sono i punti di funzionamento della macchina nelle tre situazioni caratteristiche (max, med e min).

Per capire se la pompa scelta può davvero essere usata nell'impianto di Yaho si devono **verificare le seguenti condizioni**:

1. La curva $\Delta H_p = f(Q_p)$ della pompa interseca tutte e tre le curve caratteristiche dell'impianto;
2. $NPSH_d \geq NPSH_r$ in tutte e tre le condizioni di funzionamento.
3. $Q_{p,med} \geq Q_{p,lim}$.

Osservando le figure 4.3.1 e 4.3.2 si nota subito che, per verificare la condizione 1, si deve per forza scegliere una macchina che abbia un'intercetta con l'asse y maggiore di quella della curva $\Delta H_{sist,max}$. Si scartano dunque tutte le pompe che hanno intercetta $\leq \Delta Z_{pl,max}$ perchè non permettono di rispettare la condizione 1 dal momento che non intersecano mai la curva $\Delta H_{sist,max}$.

Si prende in analisi la pompa con diametro $\varnothing=257 \text{ mm}$ che ha l'intercetta in corrispondenza di $\Delta H_p = 22,95 > \Delta Z_{pl,max}$.

Si deve dunque riportare la curva $\Delta H_p = f(Q_p)$ sul grafico di figura 4.3.1; l'obiettivo è quello di ricavare i punti di intersezione e verificare se la macchina $\varnothing=257$ rispetta la condizione 1.

Per tracciare sul grafico di fig. 4.3.1 la curva caratteristica della macchina, senza conoscerne l'equazione precisa, si è scelto di leggere da grafico i valori di ΔH_p per $0 \leq Q_p \leq 180$ unendo i punti con una curva.

Si riporta pure l'equazione di una possibile curva interpolante; questa equazione verrà corretta nel momento in cui KSB, in sede d'ordine, fornirà la reale equazione caratteristica della macchina in oggetto, oppure una tabella dei punti di funzionamento da cui sarà possibile ricavare un'equazione non affetta da “errori di lettura”.

Il risultato ottenuto, seguendo la procedura appena descritta, è riportato nella pagina successiva.

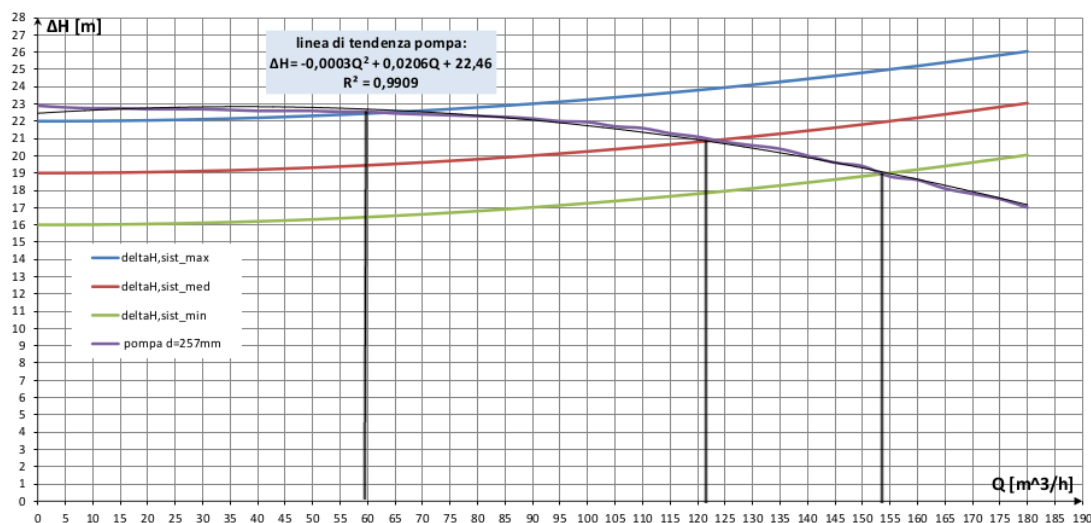


Figura 4.3.3: Accoppiamento pompa KSB Ø=257mm - impianto.

La curva della pompa interseca tutte e tre le curve d’impianto: **la condizione 1 è verificata.**

I tre punti di intersezione, corrispondenti ai tre punti di funzionamento della pompa, sono riportati nella successiva tabella:

PUNTI DI FUNZIONAMENTO	
$Q_{p,max}[m^3/h]$	$\Delta H_{p,max}[m]$
60	22,45
$Q_{p,med}[m^3/h]$	$\Delta H_{p,med}[m]$
122,5	20,9
$Q_{p,min}[m^3/h]$	$\Delta H_{p,min}[m]$
153	18,90

Tabella 4.10: Punti di funzionamento della pompa Ø=257.

Per la **verifica della condizione 2** si deve innanzitutto calcolare il valore dell’ $NPSH_d$ e successivamente verificare che sia $NPSH_d \geq NPSH_r$. Si ricordi che il valore di $NPSH_r$ è funzione di Q_p , assume dunque un valore diverso nelle tre situazioni.

La stima dell’ $NPSH_d$ si esegue con l’eq. 3.1.2 che viene qui richiamata:

$$NPSH_d = \frac{p_{serb} - p_{sat}(T_{es})}{\rho(T_{es})g} - Z_{asp,p} - Y_{asp}$$

dove le p.d.c. distribuite e concentrate, nel tratto di aspirazione, si calcolano così:

$$Y_{asp} = \beta \frac{Q_p^2}{D_i^5} L_{asp} + \left(\frac{Q_p}{A_i} \right)^2 \sum_{i=1}^N (n_i k_{c,i})_{asp} \tag{4.3.6}$$

Si riportano, nella successiva tabella, i valori delle grandezze contenute nella eq. 4.3.6 e nella 3.1.2. Nella medesima tabella sono presenti pure i valori di Y_{asp} e $NPSH_d$, calcolati in corrispondenza di $Q_{p,max}$, $Q_{p,med}$ e $Q_{p,min}$.

<i>grandezze per il CALCOLO di NPSH disponibile</i>		
<i>simbolo</i>	<i>significato</i>	<i>valore</i>
$p_{serb}[Pa]$	pressione dell'acqua nei serbatoi	101325
$T_{es}[^{\circ}C]$	temperatura media dell'acqua nei serbatoi	20
$p_{sat}(T_{es})[Pa]$	tensione di vapore alla temperatura di esercizio	101325
$\rho(T_{es})[kg/m^3]$	massa volumica alla T_{es}	1000
$g[m/s^2]$	accelerazione di gravità	9,816
$\beta[/math>$	coeff. di Gauckler Strickler	0,00115
$A_i[m^2]$	sezione interna della tubazione della condotta	0,044
$D_i[m]$	diametro interno della tubazione	0,238
$L_{asp}[m]$	lunghezza della tubazione nel solo tratto di aspirazione	1,5
n° racc. a 90° (k=0,6)	raccordi a 90° nel tratto di aspirazione	1
n° sbocchi-imbocchi (k=1)	sbocchi o imbocchi in serbatoio nel tratto di aspirazione	1
$\sum_{i=1}^N (n_i k_{c,i})_{asp}$	somma dei coefficienti delle p.d.c. concentrate in aspirazione	1,6
$Z_{asp}[m]$	quota della sezione di aspirazione della pompa	0,2

Tabella 4.11: Grandezze per il calcolo dell'NPSH.

Nota:

- Z_{asp} è la quota della bocca di aspirazione della pompa, è 0,1 m più in basso rispetto all'asse della macchina (posto a $Z_p = 0,3m$).

VALORI CALCOLATI		
$Y_{asp}(Q_{p,max})[m]$	p.d.c totali nel tratto di asp. con $Q_{p,max}$	0,227
$Y_{asp}(Q_{p,med})[m]$	p.d.c totali nel tratto di asp. con $Q_{p,med}$	0,945
$Y_{asp}(Q_{p,min})[m]$	p.d.c totali nel tratto di asp. con $Q_{p,min}$	1,474
$NPSH_d(Q_{p,max})[m]$	<i>net positive suction head</i> con $Q_{p,max}$	9,66
$NPSH_d(Q_{p,med})[m]$	<i>net positive suction head</i> con $Q_{p,med}$	8,94
$NPSH_d(Q_{p,min})[m]$	<i>net positive suction head</i> con $Q_{p,min}$	8,41

Tabella 4.12: Stima di $NPSH_d$ nelle tre condizioni di funzionamento.

Osservando la curva $NPSH_r = f(Q_p)$, riportata in fig. 4.3.2, si vede come l' $NPSH_r$ cresca al crescere della Q_p .

Il grafico $NPSH_r = f(Q_p)$ è fornito solo per le due “macchine limite”, ovvero per la pompe di diametro minimo ($\emptyset=210\text{mm}$) e massimo ($\emptyset=269\text{mm}$). La macchina da $\emptyset=257\text{mm}$ ha una curva $NPSH_r = f(Q_p)$ compresa nella fascia tra $\emptyset=210\text{mm}$ e $\emptyset=269\text{mm}$, molto vicina a quella della $\emptyset=269\text{mm}$, dato che queste curve si abbassano al crescere del diametro della macchina.

Per ricavare il valore di $NPSH_r(Q_p)$, per la macchina da $\emptyset=257\text{mm}$, si legge quello della macchina da $\emptyset=269\text{mm}$ e, a favore di sicurezza, lo si incrementa di 1m.

$$NPSH_r(Q_p)_{\emptyset=257} = NPSH_r(Q_p)_{\emptyset=269} + 1m \quad (4.3.7)$$

Nella successiva tabella si riportano i valori di $NPSH_r(Q_p)_{\emptyset=257}$ nei tre punti di funzionamento caratteristici, confrontandoli poi con quelli di $NPSH_d(Q_p)$ nei medesimi punti.

VERIFICA DELLA CONDIZIONE 2 per pompa $\emptyset=257\text{mm}$	
$NPSH_d(Q_{p,max})[m]$	$NPSH_r(Q_{p,max})_{\emptyset=257}[m]$
9,66	2,2
$NPSH_d(Q_{p,med})[m]$	$NPSH_r(Q_{p,med})_{\emptyset=257}[m]$
8,94	2,5
$NPSH_d(Q_{p,min})[m]$	$NPSH_r(Q_{p,min})_{\emptyset=257}[m]$
8,41	2,75

Tabella 4.13: Confronto $NPSH_{r,\emptyset=257} - NPSH_d$.

Dal momento che in tutte e tre le situazioni $NPSH_d \geq NPSH_r$: **la condizione 2 è verificata.**

La **verifica della condizione 3** è l'ultima passo da fare per affermare con certezza che la pompa in questione è adatta all'impianto di Yaho.

In particolare risulta:

VERIFICA DELLA COND.3 per pompa $\varnothing=257mm$	
$Q_{p,med}[m^3/h]$	122,5 (vd. tab. 4.10)
$Q_{p,lim}[m^3/h]$	120,375 (vd. eq. 4.3.1)

Come si vede chiaramente, $Q_{p,med} \geq Q_{p,lim}$: **la condizione 3 è verificata.**

Dal momento che le 3 condizioni sono verificate, si conclude che la pompa *KSB Etanorm-Etabloc 100-250 (1450 rpm, $\varnothing=257mm$)* è **adatta all'impianto di Yaho.**

4.3.5 Calcolo dell'energia assorbita dalla pompa

Richiamando l'eq. 3.1.5, si capisce che la potenza, assorbita dalla pompa, non può essere costante. I termini che cambiano istante per istante, inducendo queste variazioni di potenza assorbita, sono:

- ΔH_p ;
- Q_p ;
- $\eta_{tot,p}$.

Per stimare l'energia assorbita in pompaggio $E_{el,P}$ è necessario basarsi sulla potenza media assorbita dalla pompa $P_{pompa,med}$ che è la potenza assorbita in corrispondenza del “punto medio” di funzionamento, di coordinate $(\Delta H_{p,med}; Q_{p,med})$.

Tale valore è ricavabile “entrando”, nella curva caratteristica $P_{pompa} = f(Q_p)$, col valore $Q_{p,med} = 122,5 m^3/h$.

Per passare dalla potenza all'energia elettrica si deve conoscere il numero di ore giornaliere in cui si utilizza la pompa. Questo valore non è esattamente uguale a $h_{pomp,max}$ dato che $Q_{p,med} \geq Q_{p,lim}$.

Le ore giornaliere di lavoro della pompa si calcolano così:

$$h_{pomp} = \frac{V_m}{Q_{p,med}} = \frac{963 m^3}{122,5 m} \approx 7,86h \quad (4.3.8)$$

In conclusione, l'energia elettrica giornaliera assorbita dalla pompa, si calcola nel seguente modo:

$$E_{el,p} = P_{pompa,med} \cdot h_{pomp} \quad (4.3.9)$$

Si riportano, nella successiva tabella, i valori delle grandezze che caratterizzano il funzionamento in pompaggio:

ENERGIA ELETTRICA ASSORBITA		
<i>grandezza</i>	<i>eq. o tab. o fig. utilizzata</i>	<i>valore</i>
$P_{pompa,med}[kW]$	fig.4.3.2	8,85
$h_{pomp}[h/gg]$	eq. 4.3.8	7,86
$E_{el,P}[kWh/gg]$	eq. 4.3.9	69,56

Tabella 4.14: Calcolo dell'energia elettrica assorbita dalla pompa KSB Ø257mm.

4.4 Il campo fotovoltaico

4.4.1 La scelta dei pannelli

Per la scelta dei pannelli fotovoltaici ci si è affidati all'esperienza dell'Ing. Sciuttini scegliendo di installare i pannelli che la ditta ELVI utilizza nei propri impianti in Africa.

I moduli in oggetto sono prodotti dalla ditta **ILB Helios group** e in particolare, per le applicazioni in Africa, si è notato l'ottimo funzionamento dei moduli, in silicio policristallino, denominati *NA E-Class*.

Nelle due successive figure si riportano le caratteristiche principali di questa classe di moduli.

Dimensioni

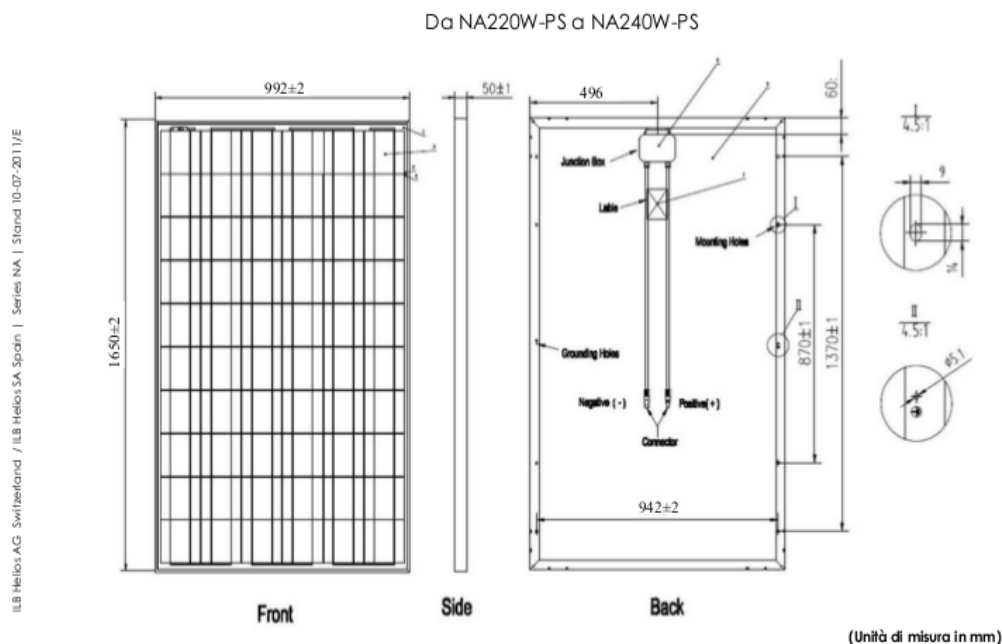
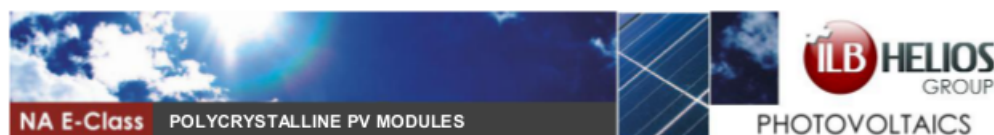


Figura 4.4.1: Dimensioni dei moduli *NA E-Class*.



Standards di Qualità e certificati

- IEC 61215, IEC 61730, Certificato CE, ISO 9001 e ILB-ISO 14001.
- Tolleranza sulla Potenza nominale (P_{MPP}) 0+3% (media); banda di classificazione $\pm 5W$.
- Garanzia di prodotto 10 anni.
- Garanzia di prestazione: 5 anni 95%; 12 anni 90%; 18 anni 85% e 25 anni 80%
- Certificato TÜV per carichi fino a 5400Pa.

Tipo	NA220W-PS	NA225W-PS	NA230W-PS	NA235W-PS	NA240W-PS
Caratteristiche Elettriche ¹² [Condizioni di prova standard: Irradianza 1000W/m ² , temperatura modulo 25°C, AM=1.5]					
Potenza Massima (P_{MPP})	220W	225W	230W	235W	240W
Tensione a Circuito Aperto (V_{OC})	35.40V	35.40V	36.00V	36.00V	36.00V
Corrente di Corto Circuito (I_{SC})	8.36A	8.55A	8.59A	8.77A	8.96A
Tensione alla Massima Potenza (V_{MPP})	29.50V	29.50V	30.00V	30.00V	30.00V
Corrente alla Massima Potenza (I_{MPP})	7.46A	7.63A	7.67A	7.83A	8.00A
Efficienza del Modulo	13.34%	13.75%	14.05%	14.36%	14.66%
Efficienza del Modulo (area attiva)	15.07%	15.41%	15.75%	16.09%	16.44%
No. dei Diodi	6				
Tensione Massima del Sistema	1000 VDC				
Corrente Massima del Sistema	15 A				
Corrente Inversa di Limitazione (I_L)	13.5 A				
Classe di Applicazione	A				
Classificazione Antincendio	C				
Perdite per mal-assortimento	$\leq 2\%$				
Temperatura d'esercizio	Da -40°C a +85°C				
Temperatura di immagazzinamento	Da -40°C a +85°C				
Caratteristiche Meccaniche					
Dimensioni (AxBxC)	1650 x 992 x 50 mm				
Peso	19.5 kg				
Cavi di Uscita	\varnothing 4mm ² ; lunghezza: 900mm (Opzionali: 1000mm)				
Connettore	MC4 compatibile				
Capacità del Container	Imballo Multiplo 20 moduli per pallet		40 piedi (GP) 560 pz / 28 pallets		
Celle	Poly Crystalline 156 x 156 mm				
No. di celle e connessioni	60 (6x10)				
Coefficienti di Temperatura					
NOCT (Temperatura nom. esercizio cella)	47 \pm 2°C				
Coefficiente di Temperatura V_{OC} (β_2)	-0.34%/°C				
Coefficiente di Temperatura I_{SC} (α_2)	0.06%/°C				
Coefficiente di Temperatura P_{MPP} (γ_2)	-0.42%/°C				

Figura 4.4.2: Caratteristiche elettriche e meccaniche moduli *NA E-Class* (fonte catalogo ILB).

Per quanto riguarda l'impianto di Yaho, si sceglie di installare il modello intermedio denominato *NA 230W-PS*.

4.4.2 Massimo numero di moduli installabili sul serbatoio di valle

La scelta progettuale è quella di provare a vedere se, installando i pannelli FV sul solo tetto del serbatoio di valle, si riesce a produrre l'energia elettrica necessaria alla pompa.

La motivazione che spinge a mettere i moduli sul solo serbatoio di valle è quella di avere la fonte di produzione elettrica (i pannelli) più vicina possibile all'utilizzatore (la pompa).

La vicinanza rende più semplici e meno onerosi i collegamenti elettrici tra questi due elementi. Se, per esempio, si decidesse d’installare i moduli pure sul tetto del serbatoio di monte, i collegamenti elettrici fonte-utilizzatore comporterebbero cavi lunghi decine di metri. Si ricorda infatti che la pompa si trova a fianco del serbatoio di valle mentre il serbatoio di monte è posto circa 20 m più in alto.

In altre parole, questa scelta è dettata dal desiderio di semplificare al massimo l’impianto per minimizzarne i costi e semplificarne la gestione.

Il dato fondamentale, per capire quanti pannelli è possibile installare, è il lato del serbatoio di valle e di conseguenza la superficie piana disponibile sul tetto. Questi dati sono noti dalla sottosezione 4.2 e, come riportato in tab. 4.8, risultano essere:

- $L = 19,5m$;
- $A_{serb} = 380,3 m^2$.

Gli altri dati fondamentali per il calcolo in questione sono:

- *le dimensioni dei pannelli;*
- *l’angolo di tilt;*
- *la direzione di orientamento (sud, sud-est, nord etc.);*
- *la distanza minima che ci deve essere tra un pannello e l’altro per evitare l’ombreggiamento reciproco.*

Per quanto riguarda **l’angolo di tilt e l’orientamento dei moduli** ci si affida ai suggerimenti del sito solarelectricityhandbook.com, che suggerisce, per la migliore prestazione su tutto l’anno (“best performances year round”), il seguente posizionamento dei moduli:

- *orientamento dei moduli: direttamente verso sud;*
- *angolo di tilt: $\beta = 12^\circ$.*

Prima di procedere con i calcoli veri e propri, si riportano, nelle successive due figure e nella tabella che le segue, le grandezze da determinare per poter eseguire il completo dimensionamento del campo FV.

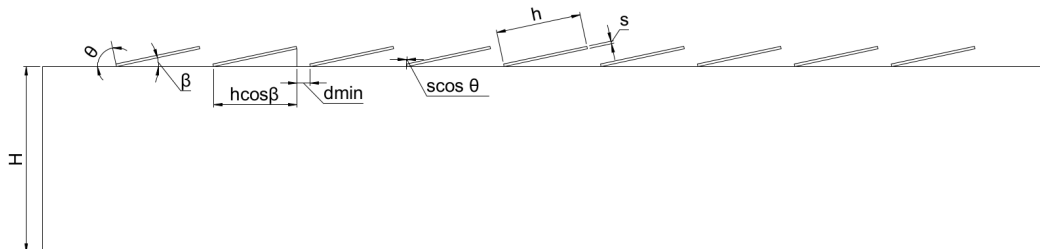


Figura 4.4.3: Vista laterale del serbatoio di valle.

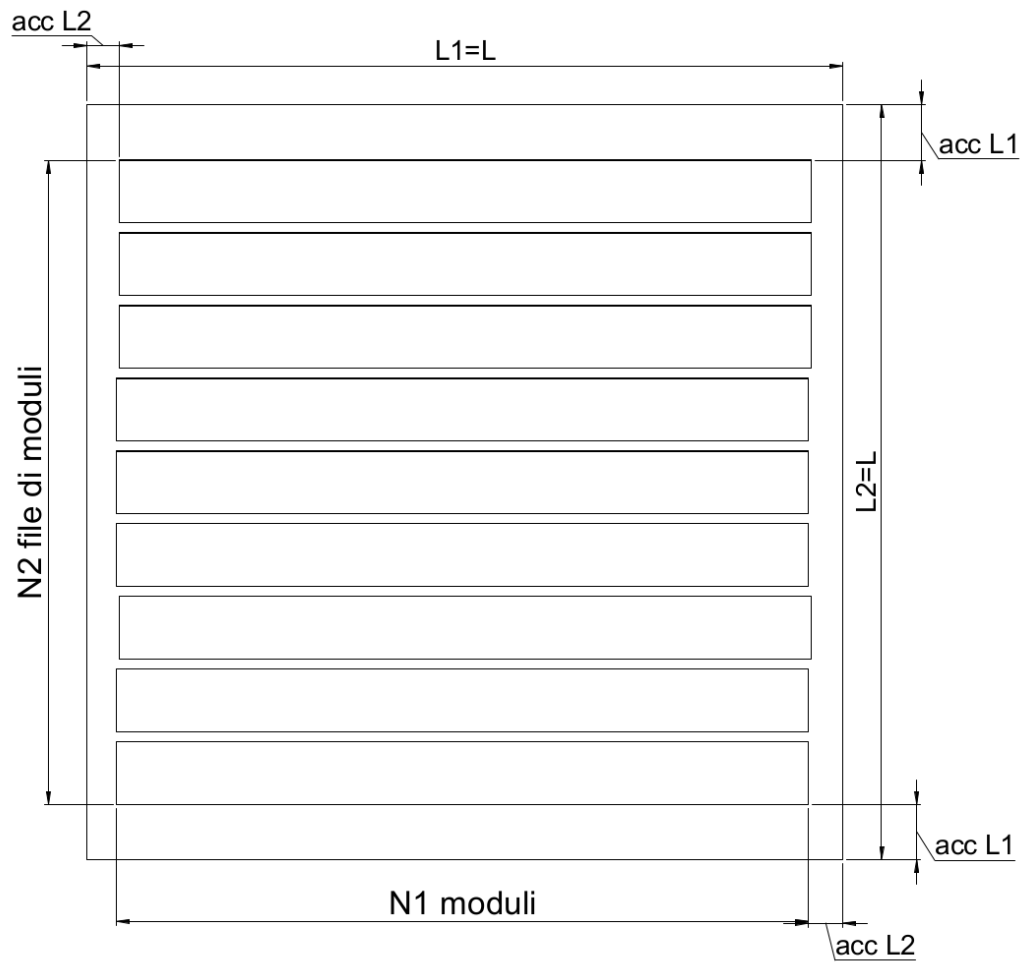


Figura 4.4.4: Vista dall'alto del serbatoio di valle.

<i>simbolo</i>	<i>sigificato</i>	<i>valore</i>
$L[m]$	lunghezza del lato del serbatoio	19,5
$H[m]$	altezza del serbatoio	3,6
$acc_{L1}[m]$	larghezza del corridoio di accesso al lato 1	/
$acc_{L2}[m]$	larghezza del corridoio di accesso al lato 2	/
$N_1[/math>$	numero di moduli installati, uno di fianco all'altro, sul lato 1	/
$N_2[/math>$	numero di file di moduli installate sul lato 2	/
$\theta[^\circ]$	$(90 - \beta)$	78
$\beta[^\circ]$	angolo di tilt	12
$\delta[^\circ]$	angolo di declinazione al solstizio invernale	23,45
$lat[^\circ]$	latitudine della località di Dedougou	13
$h[m]$	altezza del modulo (vd. fig.4.4.1)	1,65
$s[m]$	spessore del modulo (vd. fig.4.4.1)	0,05
$l[m]$	larghezza del modulo (vd. fig.4.4.1)	0,992
$d_{min}[m]$	distanza minima per evitare ombreggiamento (eq. 3.1.23)	0,253

Tabella 4.15: Significato dei simboli relativi alle dimensioni del campo FV.

Per poter determinare il massimo numero di moduli installabili sul tetto del serbatoio di valle, si deve prima ricavare il numero massimo installabile su L_1 e su L_2 : $N_{1,max}$ e $N_{2,max}$. Per farlo si deve stimare l'ingombro dei moduli sia in direzione di L_1 che in direzione di L_2 .

Per prima cosa si definisce lo spazio disponibile per l'installazione dei pannelli:

$$d_{disp,L1} = L - 2 acc_{L2} \quad (4.4.1)$$

$$d_{disp,L2} = L - 2 acc_{L1} \quad (4.4.2)$$

dove:

- $d_{disp,L1}[m]$ =lunghezza disponibile sul lato L_1 ;
- $d_{disp,L2}[m]$ =lunghezza disponibile sul lato L_2 .

Successivamente si definisce l'equazione per stimare lo spazio occupato dai moduli:

$$d_{occ,L1} = N_1 \cdot l \quad (4.4.3)$$

$$d_{occ,L2} = N_2 \cdot [h \cos(\beta) + s \cos(\theta)] + (N_2 - 1) \cdot d_{min} \quad (4.4.4)$$

dove:

- $d_{occ,L1}[m]$ =distanza occupata dai moduli sul lato L_1 ;
- $d_{occ,L2}[m]$ =distanza occupata dai moduli su lato L_2 .

Per la spiegazione del processo di calcolo utilizzato per trovare il massimo numero di pannelli installabili si rimanda all’*Appendice C*.

Si riportano, nella successiva tabella, i valori ottenuti al termine del processo di calcolo iterativo descritto in appendice.

$N_{1,max} [/]$	18
$N_{2,max} [/]$	9
$N_{mod,max} [/]$	162
$acc_{L1} [m]$	1,43
$acc_{L2} [m]$	0,822

Tabella 4.16: Massimo n° di moduli installabili sul serbatoio di valle.

4.4.3 Stima delle prestazioni dei moduli NA 230W-PS e del sistema FV

Come è già stato detto nella sottosezione 3.1.5, le prestazioni di un sistema fotovoltaico dipendono da tre fattori principali:

- *efficienza dei moduli FV* (η_{mod});
- *efficienza del sistema in cui si inseriscono i moduli* (η_{BOS});
- *sito di installazione* (f_p).

Si ricorda che le prestazioni del modulo e del sistema sono soggette ad un continuo scadimento, legato ad una perdita di efficienza annuale che ha luogo sia in termini di modulo che in termini di sistema. Questo scadimento è dunque modellizzabile stimando un calo annuale di η_{mod} e η_{BOS} .

Come riportato in fig. 4.4.2, la ditta produttrice fornisce una “garanzia di prestazione” a distanza di 5, 12, 18 e 25 anni dalla messa in opera del modulo.

Sulla base di questi dati, si posono ***stimare i rendimenti dei moduli anno per anno*** dall’anno 0, primo anno di funzionamento del campo FV, all’anno 24, termine vita dell’impianto.

Il rendimento del modulo FV, all’ i -esimo anno di vita, è ricavabile con l’eq. 3.1.21, a patto di fare una piccola modifica a un termine di questa equazione. Il termine $\Delta\eta_{mod}$ non è uguale ogni anno ma cambia a seconda dell’anno in cui si vuole stimare η_{mod} . Per la stima di $\eta_{mod,i}$ si deve capire se l’anno i si trova nella fascia 0-4, 5-11, 12-17 o 18-24.

All’anno i , il rendimento del modulo è calcolabile così:

$$\eta_{mod,i} = \eta_{mod,(i-1)} - \Delta\eta_{mod,fascia} \quad (4.4.5)$$

dove:

- $\Delta\eta_{mod,fascia} [\%/anno]$ = fattore di scadimento di η_{mod} della fascia di anni in cui è compreso l’anno i .

Questo fattore è stato calcolato suddividendo nel numero di anni della fascia, in modo costante, il totale dei punti percentuali di scadimento di η_{mod} riscontrato in quella fascia. Si ipotizza perciò che in due anni appartenenti alla medesima fascia si riscontri il medesimo calo di η_{mod} .

In altre parole, si ottiene:

$$\Delta\eta_{mod,(0-4)} = \frac{(\eta_{mod,0} - \eta_{mod,4})}{anni_{fascia}} \quad (4.4.6)$$

$$\Delta\eta_{mod,(5-11)} = \frac{(\eta_{mod,0} - \eta_{mod,4})}{anni_{fascia}} \quad (4.4.7)$$

$$\Delta\eta_{mod,(12-17)} = \frac{(\eta_{mod,0} - \eta_{mod,4})}{anni_{fascia}} \quad (4.4.8)$$

$$\Delta\eta_{mod,(18-24)} = \frac{(\eta_{mod,0} - \eta_{mod,4})}{anni_{fascia}} \quad (4.4.9)$$

dove:

- $anni_{fascia}[anni] = \text{numero di anni della fascia in oggetto}^4$.

In particolare, grazie alle garanzie di prestazione riportate in fig.4.4.2, si possono stimare i valori di η_{mod} per l'ultimo anno di ogni fascia. Si ricordi che con $\eta_{mod,0}$ si intende il valore del modulo nuovo, ovvero quello riportato nella fig.4.4.2.

Tali valori sono riportati nella tabella sottostante:

<i>grandezza</i>	<i>eq. usata</i>	<i>valore</i>
$\eta_{mod,0}$	fig. 4.4.2	0,1405
$\eta_{mod,4}$	$0,95 \cdot \eta_{mod,0}$	0,1335
$\eta_{mod,11}$	$0,90 \cdot \eta_{mod,0}$	0,1265
$\eta_{mod,17}$	$0,85 \cdot \eta_{mod,0}$	0,1194
$\eta_{mod,24}$	$0,80 \cdot \eta_{mod,0}$	0,1124

Tabella 4.17: Stima dei rendimenti del modulo *NA 230W* dopo 5, 12, 18 e 25 anni di utilizzo.

Si riportano, nella successiva tabella, i valori stimati, fascia per fascia, di $\Delta\eta_{mod}$:

<i>fascia</i>	<i>anni_fascia</i>	$\Delta\eta_{mod,fascia}[\%/anno]$
0-4	4	0,0018
5-11	7	0,0010
12-17	6	0,0012
18-24	7	0,0010

Tabella 4.18: Valori di $\Delta\eta_{mod}$ per le quattro fasce.

A questo punto, prima di stimare i rendimenti dei moduli anno per anno, si deve **ricavare lo scadimento annuale del sistema**.

Il parametro di riferimento, come già detto nella sottosezione 3.1.5, è il rendimento “balance of system” η_{BOS} .

⁴Si noti che nella fascia 0-4 il valore del termine $anni_{fascia} = 4$ e non 5. Nel primo anno di vita, l'anno 0, il modulo è nuovo e il suo rendimento è quello letto da catalogo: non dipende perciò dall'eq. 4.4.5.

Per quanto riguarda lo scadimento annuale delle prestazioni del sistema, si imposta una perdita di efficienza $\Delta\eta_{sistema} = 0,4\%/anno$. Questo valore viene tenuto costante per tutti i 25 anni di vita del campo FV; il calcolo di $\eta_{BOS,0}$ si esegue con l’eq. 3.1.20.

Nella successiva tabella si riportano i coefficienti K_i utilizzati per la stima del rendimento BOS all’anno 0⁵:

Coefficienti di $\eta_{BOS,0}$	
1) potenza	0,92
2) riflessione	0,97
3) mal assortimento (mismatching)	0,98
4) tratti CC	0,99
5) ombreggiamento	0,97
6) polvere-sporcizia	0,99

Tabella 4.19: Valori dei coefficienti K_i usati per la stima di $\eta_{BOS,0}$.

Utilizzando l’eq. 3.1.22, è possibile stimare i valori η_{BOS} anno per anno. I valori di η_{BOS} e η_{mod} , dall’anno 0 allo 24, vengono elencati nella successiva tabella:

<i>Rendimenti annuali dei moduli e del sistema</i>							
	a0	a1	a2	a3	a4	a5	a6
$\eta_{BOS}[\%]$	0,831	0,828	0,825	0,821	0,818	0,815	0,812
$\eta_{mod}[\%]$	0,1405	0,1387	0,1370	0,1352	0,1335	0,1325	0,1315
	a7	a8	a9	a10	a11	a12	a13
$\eta_{BOS}[\%]$	0,808	0,805	0,802	0,799	0,796	0,792	0,789
$\eta_{mod}[\%]$	0,1305	0,1295	0,1285	0,1275	0,1265	0,1253	0,1241
	a14	a15	a16	a17	a18	a19	a20
$\eta_{BOS}[\%]$	0,786	0,783	0,780	0,777	0,774	0,770	0,767
$\eta_{mod}[\%]$	0,1229	0,1218	0,1206	0,1194	0,1184	0,1174	0,1164
	a21	a22	a23	a24			
$\eta_{BOS}[\%]$	0,764	0,761	0,758	0,755			
$\eta_{mod}[\%]$	0,1154	0,1144	0,1134	0,1124			

Tabella 4.20: Valori annuali di η_{BOS} e η_{mod} .

A questo punto, noti i rendimenti annuali dell’intero sistema FV, è possibile stimare l’energia elettrica in C.A. producibile giornalmente, a patto di conoscere i seguenti dati:

- $\eta_{inv}[\%]$ =rendimento dell’inverter;
- $N_{mod}[\%]$ =n° moduli installati;
- $f_p [kWh/kW_p \text{ anno}]$ =fattore di producibilità annua, dipende dalla località di installazione.

⁵Il costruttore fornisce solo il valore di $K_{mismatching}=0,98$; tutti gli altri valori di K_i sono scelti sulla base delle indicazioni che si trovano nella letteratura di settore.

4.4.4 Stima della producibilità annua

Se si cerca un valore di f_p per il Burkina Faso, la maggioranza dei siti web del settore metereologico e fotovoltaico suggerisce un valore $f_p = 1400 \text{ kWh/kW}_p \text{ anno}$.

Per eseguire una stima più accurata dell'energia elettrica producibile dal campo FV di Yaho, si sceglie di utilizzare, al posto del fattore f_p , la grandezza denominata **solar irradiance figure**. Questa grandezza indica l'energia solare disponibile, in una specifica località e in un certo mese, per unità di superficie.

L'energia definita dalla s.i.f. è espressa in termini di radiazione solare: solo una parte di questa energia viene convertita in energia elettrica. Nella conversione si deve infatti fare i conti con rendimenti η_{BOS} , η_{mod} e η_{inv} che non sono unitari.

In altre parole, l'energia elettrica producibile nel j -esimo mese dell'anno i (denominata $E_{FV,ji}$) si calcola nel seguente modo:

$$E_{FV,ji} = sif_j N_{mod} A_{mod} \eta_{BOS,i} \eta_{mod,i} \eta_{inv} \quad (4.4.10)$$

dove:

- $sif_j [\text{kWh/m}^2\text{gg}] = \text{energia per unità di superficie che è disponibile giornalmente, sotto forma di radiazione solare, nel mese } j \text{ in una specifica località.}$

Non essendoci i valori esatti della s.i.f. per la località di Yaho, si utilizzano quelli della città più vicina: *Dedougou* (90 Km a nord di Yaho). Questi valori medi mensili della s.i.f. sono assai affidabili, dal momento che sono frutto di un monitoraggio ventennale dell'irraggiamento solare nella località suddetta.

I valori della s.i.f. mensili, elencati nella tabella seguente, sono quelli relativi ad una superficie disposta direttamente verso sud con un angolo di tilt pari a 12° .

Si è scelto di basarsi su questi valori perchè l'orientamento direttamente verso sud con 12° di tilt è indicato come quello che garantisce le migliori prestazioni in tutti i mesi dell'anno.

<i>Solar irradiance figure località di Dedougou</i>					
	gen ($j = 1$)	feb (2)	mar (3)	apr (4)	mag (5)
$sif_j [\text{kWh/m}^2\text{gg}]$	6,37	6,64	6,16	5,67	5,93
	giu (6)	lug (7)	ago (8)	set (9)	ott (10)
$sif_j [\text{kWh/m}^2\text{gg}]$	5,61	5,32	4,91	5,29	6,07
	nov (11)	dic (12)			
$sif_j [\text{kWh/m}^2\text{gg}]$	6,42	6,36			

Tabella 4.21: S.i.f. giornaliera per la località di Dedougou, Burkina Faso, (fonte:[13]).

A questo punto si hanno tutti gli strumenti per calcolare, utilizzando l'eq. 4.4.10, **l'energia elettrica producibile**, con un certo numero di moduli N_{mod} , nel j -esimo mese dell'anno i .

L'energia da produrre giornalmente, per soddisfare le richieste della pompa, è stata calcolata nella sotto-sezione 4.3 e, come riportato in tab.4.14, risulta essere pari a $E_{el,P} = 69,56 \text{ kWh/gg}$.

Tuttavia la pompa non lavora durante tutte le ore di sole giornaliera ma solo per circa 8h (h_{pompa}) al giorno a una potenza media $P_{pompa,med} = cost = 8,85 \text{ kW}$.

Il problema dell'accoppiamento pompa-sistema FV non si può ridurre a un calcolo energetico su base giornaliera che porti a verificare che i moduli producano, nell'arco dell'intera giornata, un'energia elettrica $E_{FV,ji} \geq E_{el,P}$. L'analisi dettagliata dell'accoppiamento richiede per forza una stima della producibilità del sistema FV che sia su **base oraria**.

A questo punto si riscrive l'eq. 4.4.10 su base oraria:

$$E_{FV,ji,h} = sif_{j,h} N_{mod} A_{mod} \eta_{BOS,i} \eta_{mod,i} \eta_{inv} \quad (4.4.11)$$

dove:

- $sif_{j,h}[kWh/m^2gg]$ = energia per unità di superficie che è disponibile giornalmente, sotto forma di radiazione solare, nel mese j all'ora h in una specifica località.

Nella eq. 4.4.11 si noti che:

- $\eta_{inv} = 0,92 = cost \quad \forall j, i$
Il rendimento dell'inverter viene fissato pari a un valore medio che si considera costante nei 25 anni di vita dell'impianto.

Di conseguenza si definisce una nuova grandezza:

$$surplus_{ji,h} = E_{FV,ji,h} - \frac{E_{el,P}}{h_{pomp}} \quad (4.4.12)$$

dove:

- $surplus_{ji,h}[kWh]$ = surplus (se >0) o deficit (se <0) della produzione energetica del campo FV, nel j -esimo mese dell'anno i all'ora h , rispetto alla richiesta oraria della pompa;
- $E_{GEN,ji,h}[kWh]$ = energia elettrica prodotta, nel mese j dell'anno all'ora h , dal gruppo elettrogeno.

Se in una certa ora h di un giorno del mese j dell' i -esimo anno:

- $surplus_{ji,h} \geq 0$ la pompa può funzionare perché il campo FV produce l'energia necessaria alla pompa; la quota di $E_{FV,ji,h}$ non utilizzata dalla pompa viene immessa in rete.
- $surplus_{ji,h} < 0$ la pompa non può funzionare.

Se in un giorno del mese j dell'anno i la pompa non riesce a funzionare per un numero di ore pari a h_{pomp} , alla fine della giornata il serbatoio non è stato riempito del volume d'acqua di progetto.

Dal momento che il serbatoio si riempie solo parzialmente al termine del giorno, durante la notte a un certo punto la turbina si ferma perché non c'è più acqua e interviene automaticamente un **gruppo elettrogeno** che genera quella quota di energia che manca per arrivare a

$$E_{el,T} = 25kWh.$$

Come si vede dall'eq. 4.4.11, N_{mod} è l'unica variabile di progetto su cui si può agire per controllare la produzione elettrica del campo FV. Gli altri termini dell'equazione vanno presi come costanti su cui non si ha possibilità di intervento.

⁶Per la stima di questa grandezza si rimanda al capitolo 6.

La scelta del numero di moduli da installare non è affatto banale e può essere eseguita seguendo differenti vie. I due principali criteri per la scelta di N_{mod} sono:

1. *installare il numero minimo di moduli N_{mod} che permette di non usare mai, in tutti i 25 anni, il gruppo elettrogeno nella fase di pompaggio;*
2. *installare il numero di moduli N_{mod} ottimale da un punto di vista economico.*⁷

La disposizione spaziale degli N_{mod} moduli può essere fatta con varie combinazioni di N_1 e N_2 . Si devono però rispettare sempre le seguenti condizioni:

- $N_1 \leq N_{1,max}$;
- $N_2 \leq N_{2,max}$.

Il sistema FV dell’impianto di Yaho non è provvisto di alcun tipo di sistema di accumulo perché s’ipotizza d’immettere tutto il surplus di energia elettrica nella rete in isola implementata dal gruppo ELVI.

Data la complessità e la lunghezza dei calcoli per la determinazione di N_{mod} , si eseguirà questo calcolo per la sola *soluzione vincente*, tra le due prese preliminarmente in considerazione, ovvero per la soluzione che si dimostrerà più adatta all’impianto di Yaho.

Si rimanda dunque al *capitolo 6* e all’*Appendice D* per la descrizione dettagliata dei passaggi eseguiti per determinare il numero di pannelli da installare.

4.4.5 Le funzioni del gruppo elettrogeno

Per il funzionamento continuo dell’impianto si deve necessariamente prevedere l’acquisto di un generatore che svolga una duplice funzione:

1. *funzione d’emergenza (back up);*
2. *funzione d’integrazione.*

La **funzione di gruppo d’emergenza** viene svolta nelle giornate in cui l’impianto è fuori servizio.

Le giornate di fermo dell’impianto possono essere di due tipi:

- *giornate di fermo **ordinario**: l’impianto viene fermato per poter eseguire i periodici interventi di controllo e manutenzione dei componenti;*
- *giornate di fermo **straordinario**: l’impianto viene fermato a causa di guasti meccanici o problemi di vario genere, comunque non prevedibili a priori.*

In queste situazioni il generatore, alimentato a benzina o gasolio, genera un quantitativo di energia elettrica pari a $E_{el,T} = 25kWh$. In definitiva il gruppo elettrogeno rimpiazza totalmente la turbina, funzionando nelle 5h notturne in cui si dovrebbe svolgere la fase di turbinaggio.

⁷Si consulti l’Appendice D per comprendere il concetto di “numero di moduli ottimale”.

La **funzione di gruppo d'integrazione** viene svolta quando, durante la giornata, il campo FV non ha prodotto abbastanza energia per far funzionare la pompa per un numero di ore $\geq h_{pomp}$. In pratica, in mancanza d'un quantitativo d'energia sufficiente da parte dei moduli FV, il serbatoio di monte si riempie meno del necessario e quindi la turbina lavora meno delle 5 ore/notte previste.

A un certo punto, terminata l'acqua disponibile nel serbatoio di monte, si verifica una caduta di tensione nella rete di distribuzione, che provoca automaticamente l'entrata in funzione del gruppo elettrogeno. Questo funzionamento è normalmente implementato sui quadretti di controllo forniti insieme con i generatori in commercio.

Si sottolinea che il gruppo elettrogeno integra l'energia necessaria **direttamente alle utenze**. In alternativa si potrebbe scegliere di usare il generatore per fornire alla pompa la quota di $E_{el,P}$ che il campo FV non riesce a produrre; tuttavia scegliendo di integrare direttamente alla utenze si evitano le perdite d'efficienza di tutto il sistema d'accumulo a cui sarebbe soggetta l'integrazione alla pompa.

Capitolo 5

La soluzione 2: “PaT”

Introduzione

Questa soluzione si distingue dalla prima perchè prevede l’installazione di un’*unica turbomacchina* PaT (“Pump as Turbine”): una pompa centrifuga commerciale utilizzata sia in fase di pompaggio che in fase di turbinaggio. Lo schema d’impianto, con i principali componenti presenti in questa configurazione, è riportato nella figura sottostante.

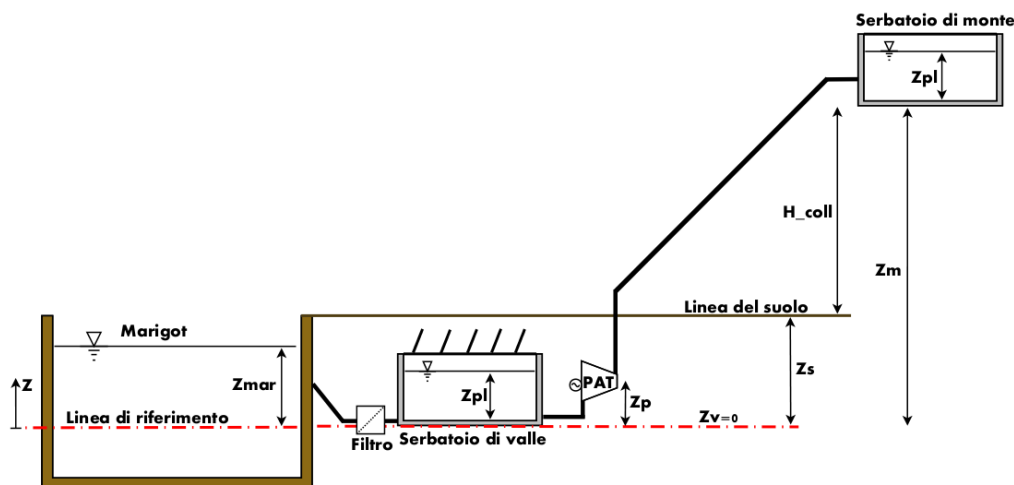


Figura 5.0.1: Schema d’impianto della soluzione 2: “PaT”.

Componenti principali della soluzione 2

I principali componenti, che si vanno ad analizzare e dimensionare con precisione nel prosieguo del capitolo, sono:

- *PaT con motore-alternatore integrato;*
- *campo FV, sul serbatoio di valle, che alimenta la PaT in fase di pompaggio;*
- *serbatoi di valle e monte;*
- *condotta;*
- *sistema di filtraggio dell’acqua proveniente dal marigot.*

5.1 La fase di turbinaggio

5.1.1 Caratteristiche generali di una PaT

Con l’acronimo PaT (“Pump as Turbine”) si identificano quelle pompe centrifughe che vengono usate anche come turbine. Si presti attenzione a non confonderle con le turbomacchine reversibili di dimensioni ben maggiori (decine di MW) denominate “Pump Turbine”.

Queste ultime sono utilizzate nei grandi impianti idrolettrici a pompaggio mentre le PaT si prestano a essere installate in impianti di potenze che vanno da 5-10 kW sino a un massimo di

circa 1 MW. Le PaT si utilizzano in tutte quelle situazioni in cui l’elevata spesa per l’acquisto di una vera e propria turbina, progettata e costruita specificamente per il sito cui è destinata, potrebbe essere evitabile acquistando una molto più economica pompa centrifuga di costruzione commerciale.

In particolare, i riconosciuti punti di forza delle PaT, rispetto ad una “vera” turbina sono:

- *costi d’investimento molto bassi* ⇒ *ridotto payback time*¹;
- *costi O&M*² *ridotti* ⇒ *maggiore redditività annua*;
- *maggiore semplicità di gestione e accesso ai ricambi*.

Il problema che si presenta, nel momento in cui si decide di installare una PaT nel proprio impianto idroelettrico, è quello relativo alla corretta stima delle prestazioni della macchina in fase di turbinaggio.

Qualsiasi costruttore di pompe centrifughe fornisce ai propri clienti le curve caratteristiche della macchina usata come pompa (*pump mode*) mentre le curve della pompa usata come turbina (*turbine mode*) difficilmente vengono rese disponibili.

In effetti l’operazione di definizione delle curve caratteristiche è una voce di costo elevata per le ditte costruttrici perché serve condurre una costosa campagna di test in laboratorio per giungere alla loro determinazione.

Per questo motivo, solo pochi costruttori (**Andritz e KSB**) testano le loro macchine anche in *turbine mode*, consentendo, a chi fosse interessato, di prevedere con ragionevole affidabilità le prestazioni delle loro pompe usate come turbine.

Nel caso in cui si decida di installare una pompa centrifuga non testata in *turbine mode*, esistono in letteratura alcune correlazioni empiriche che permettono di stimare il rendimento della macchine (vedi [15] e [14]).

Il problema di queste correlazioni è quello di essere piuttosto inaffidabili se utilizzate lontane dal punto di massimo rendimento (BEP: *Best Efficiency Point*) della PaT in *turbine mode*.

Per determinare al meglio le prestazioni della PaT nelle varie condizioni operative, si consiglia di installare una macchina testata pure in *turbine mode*.

Utilizzando le correlazioni empiriche si rischiano errori molto grossolani; per questo motivo si sceglie di prendere in considerazione solo le macchine del gruppo Andritz o KSB. Queste macchine risultano più costose soprattutto per gli extra costi, sostenuti per la determinazione delle curve in turbinaggio, ma hanno il vantaggio di essere state testate pure in *turbine mode*.

5.1.2 La PaT per l’impianto di Yaho

Come spiegato nella sottosezione precedente, si sceglie un costruttore di PaT che fornisce indicazioni accurate sulle prestazioni del macchinario in *turbine mode*.

Nel caso dell’impianto di Yaho, la conoscenza delle prestazioni della macchina nei vari punti (Q_t , ΔH_t) di possibile funzionamento è fondamentale. Il valore del rendimento della macchina determina infatti la portata che deve essere fornita alla turbina nelle h_{turb} ore di funzionamento e di conseguenza determina pure le dimensioni dei serbatoi, la potenza assorbita dalla pompa e le dimensioni del campo FV.

¹ *PB time*: “payback time”, corrisponde al tempo (mesi, anni) in cui si rientra dall’investimento iniziale.

² *Operation & Management*: costi operativi e di manutenzione.

In poche parole il rendimento della PaT in *turbine mode* è il dato da cui deriva il dimensionamento di tutti i componenti dell'impianto, per cui è essenziale stimarlo nel modo più accurato possibile; di conseguenza la scelta rimane limitata a macchine del gruppo Andritz o KSB. Si riportano, nelle successive figure, le *selection charts* delle PaT prodotte dalle due ditte.

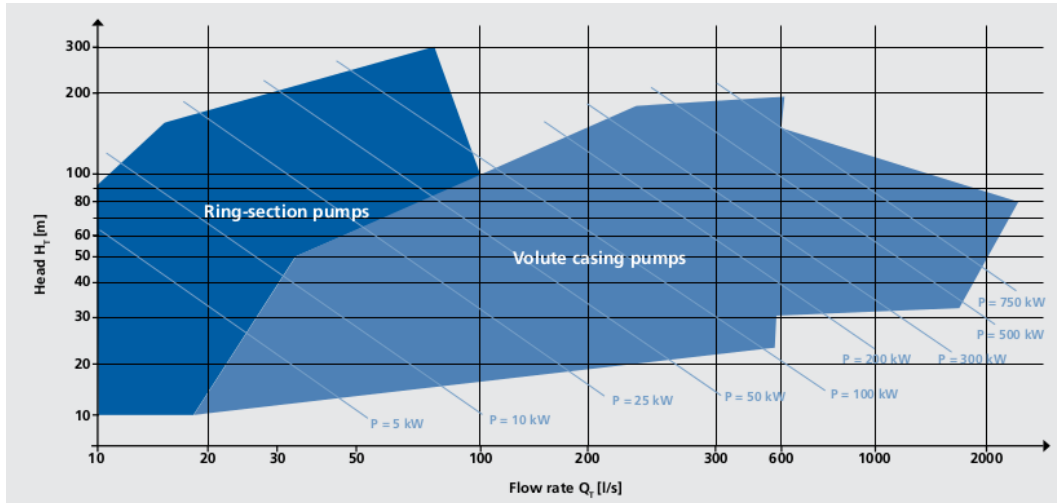


Figura 5.1.1: Selection chart per le PaT di KSB.

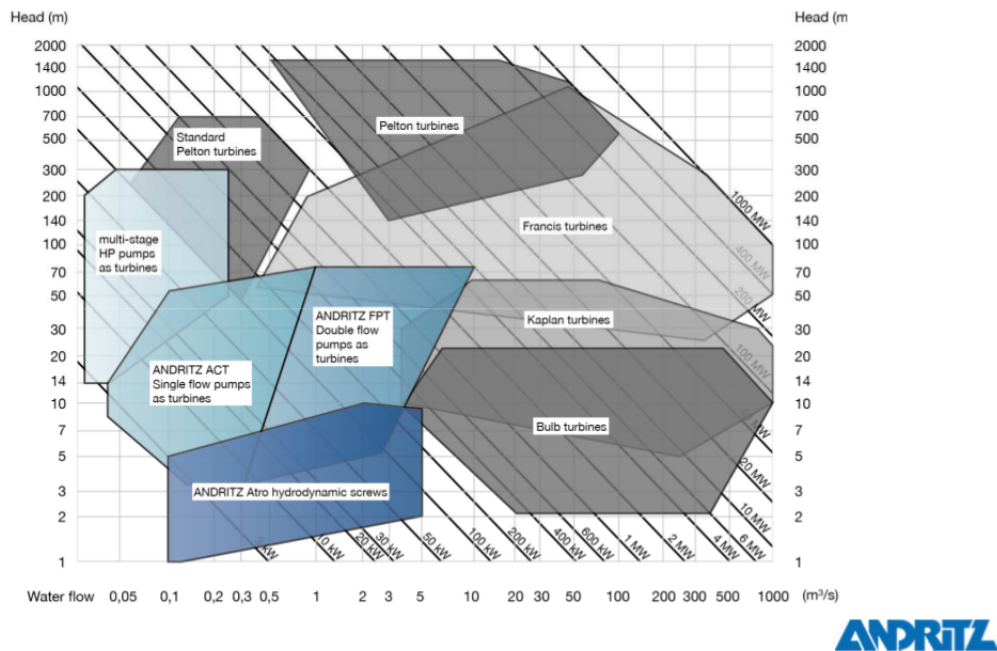


Figura 5.1.2: Selection Charts per le PaT di Andritz.

Se si prendono alcuni punti (Q, H) appartenenti alla curva isopotenza da 5 kW (valore della $P_{med,turbina}$ nell'impianto di Yaho) e si calcola il rendimento della macchina con l'eq. 3.1.6, si

nota che, in quel range di potenza, le macchine della KSB presentano rendimenti maggiori di quelle del gruppo Andritz.

La scelta finale, per l’impianto di Yaho, è quindi di **installare una PaT del gruppo KSB**.

5.1.3 Calcolo delle prestazioni in turbinaggio

I dati, elencati nella successiva tabella, costituiscono il punto di partenza di tutti i calcoli necessari al dimensionamento dei vari componenti: questi valori sono i **vincoli da rispettare** su cui non si ha possibilità di intervento.

<i>simbolo</i>	<i>significato</i>	<i>valore</i>
$Z_{pl,max}[m]$	altezza del pelo libero a serbatoio pieno	3
$Z_v[m]$	quota del serbatoio di valle	0
$Z_m[m] = (Z_s + Z_v)$	quota del serbatoio di monte	19
$Z_{mar}[m]$	quota del pelo libero del marigot	3,5
$Z_s[m]$	quota del suolo	4
$\Delta Z_{coll}[m]$	altezza della collina	15
$E_{el,T}[kWh]$	energia elettrica prodotta giornalmente dalla turbina	25
$h_{turb}[h]$	h giornaliero in cui l’impianto funziona in turbinaggio	5
$h_{pomp,max}[h]$	n° max di ore in cui l’impianto lavora in pompaggio	8

Tabella 5.1: Dati generali d’impianto.

5.1.3.1 Posizionamento della PaT

A differenza della turbina Banki, la PaT è una macchina reazione e pertanto la quota d’installazione non comporta conseguenze sul salto motore, con la PaT si può dunque utilizzare l’intero salto geodetico disponibile tra le sezioni di monte e valle della turbina, utilizzando pure quel metro che veniva perso nel caso della soluzione 1.

Diventa invece importante rispettare il limite sulla quota d’installazione che è dettato dall’ $NPSH_r$ della PaT utilizzata come pompa: la sezione di scarico della turbina, in questa soluzione, coincide infatti con quella di aspirazione della pompa.

Come primo tentativo si ipotizza d’installare la PaT ad una quota di installazione Z_p ; se il vincolo sull’ $NPSH_r$ non sarà rispettato si provvederà a cambiare il valore di Z_p .

La quota di installazione scelta per la PaT (asse della macchina) è:

$$Z_p = Z_t = 0,4m$$

5.1.3.2 La condotta

Nella soluzione 2 è presente un’unica turbomacchina, inizialmente la si pone a una quota $Z_p = Z_t = 0,4m$ allo scopo di definire la lunghezza della condotta; successivamente, una volta scelto il modello di pompa da installare, si controllerà che sia rispettata la condizione sull’ $NPSH_r$.

Quello che risulta chiaro (vd. figura 5.0.1) è che la condotta è la medesima sia in pompaggio che in turbinaggio.

Le caratteristiche principali della condotta vengono riportate nella tabella sottostante:

<i>Condotta in Pompaggio e Turbinaggio</i>	
lunghezza condotta $L_t = L_p[m]$	35
n° raccordi a 90°	1
n° raccordi a 45°	1
n° sbocchi in serbatoio	1
n° imbocchi in serbatoio	1

Tabella 5.2: Caratteristiche della condotta.

Per quanto riguarda le tubazioni si scelgono:

- *tubi a sezione circolare di PVC.*

Le caratteristiche delle tubazioni sono le medesime della soluzione 1 (vd. tabella 4.3).

5.1.3.3 Stima della portata e del “punto medio di lavoro”

Per stimare con la massima accuratezza possibile le prestazioni della PaT in turbinaggio, si è scelto di contattare l’ufficio vendite di KSB e chiedere loro quale macchina fosse maggiormente adatta al sito di Yaho.

I dati inviati a KSB sono stati:

1. $E_{el,T}[kWh] = 25 kWh$;
2. $h_{turb}[h] = 5 h$;
3. $\Delta H_{t,med} = f(Q_t)$ = salto netto medio della turbina espresso in funzione della portata.

L’espressione del $\Delta H_{t,med}$, richiamando l’eq. 4.1.7, è la seguente:

$$\begin{aligned} \Delta H_{t,med} &= (Z_{monte} - Z_t) - Y_{distr,t} - \left(\sum_{i=1}^n Y_{conc,i} \right)_t = \\ &= (Z_m + Z_{pl,med} - Z_t) - \beta \frac{Q_t^2}{D_i^5} L_t - \left(\frac{Q_t}{A_i} \right)^2 \sum_{i=1}^N (n_i k_{c,i})_t \end{aligned} \quad (5.1.1)$$

Questa espressione del $\Delta H_{t,med}$ ha come unica variabile la portata Q_t , tutte gli altri termini dell’equazione sono già fissati dipendendo dalle caratteristiche dell’impianto di Yaho.

KSB, partendo dai dati dell’impianto di Yaho, ha consigliato di installare una pompa della macro classe *volute casing pump* (vd. fig. 5.1.1), il modello di questa classe che meglio si adatta alle caratteristiche dell’impianto micro-idro in questione è la pompa ETANORM.

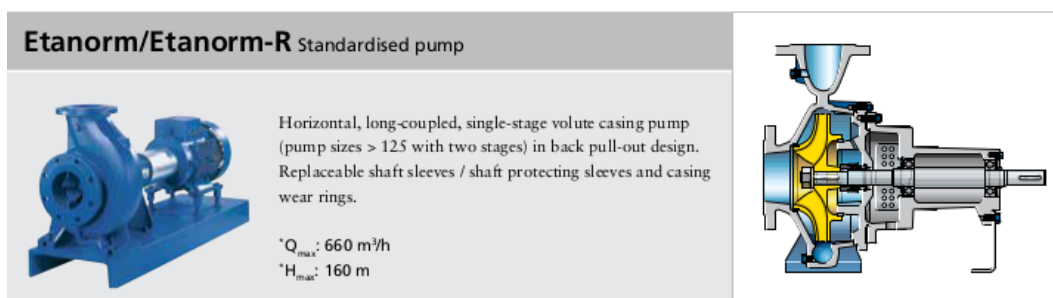


Figura 5.1.3: Etanorm-Etanorm R: “Volute casing pumps” della KSB.

Le caratteristiche della macchina e le sue prestazioni, se utilizzata in *turbine mode* presso l’impianto di Yaho, sono:

Etanorm (ETN 100-080-250 GG)	
diametro girante [mm]	256
velocità di rotazione [rpm]	1500
n° poli	4
frequenza [Hz]	50
tensione d’esercizio [V]	400V
potenza nominale motore [kW]	11
utilizzo in turbinaggio presso Yaho	
Q_t [m ³ /h]	0,032
$\eta_{tot,t}$ [/]	0,79
$\Delta H_{t,med}$ [m]	20,07

Tabella 5.3: Pompa Etanorm $\varnothing=256$, 1500 rpm.

Nella successiva tabella sono raccolti i valori che caratterizzano l’impianto in fase di turbinaggio:

IMPIANTO IN TURBINAGGIO			
Q_t [m ³ /s] = cost	0,032	$\Delta H_{t,max}$ [m]	21,57
v_t [m/s] = cost	0,725	$\Delta H_{t,med}$ [m]	20,07
$\eta_{tot,t}$ [/] = cost	0,79	$\Delta H_{t,min}$ [m]	18,57
$Z_{pl,max}$ [m]	3	$P_{turbina,max}$ [kW]	5,37
$Z_{pl,med}$ [m]	1,5	$P_{turbina,med}$ [kW]	5
$Z_{pl,min}$ [m]	0	$P_{turbina,min}$ [kW]	4,63
$Z_{sc,t}$ [m]	0,3	h_{turb} [h]	5
$Y_{distr,t}$ [m]	0,054	$E_{el,t}$ [kWh]	25
$Y_{conc,tot,t}$ [m]	0,078		

Tabella 5.4: Prestazioni dell’impianto (sol.2) nella fase di turbinaggio.

Si ricordi che si sceglie di far funzionare l’impianto con $Q_t = cost = 0,032 \text{ m}^3/\text{s}$ e si considera $\eta_{tot,t} = cost = 0,79$.

Il rendimento del gruppo turbina-alternatore viene considerato costante e pari a quello ricavato in corrispondenza del punto di lavoro $(Q_t; \Delta H_{t,med})$: si trascura dunque la possibile variazione di $\eta_{tot,t}$ in corrispondenza dei punti di lavoro $(Q_t; \Delta H_{t,min})$ e $(Q_t; \Delta H_{t,max})$.

Al momento non si può ancora dire se la macchina consigliata da KSB è realmente utilizzabile nell’impianto di Yaho, la ditta costruttrice si è infatti limitata ad indicare la pompa che meglio si adatta ad un uso in *turbine mode* senza dire nulla riguardo all’uso in *pump mode*.

Nell’impianto in oggetto la medesima macchina deve però essere usata pure in *pump mode*: la macchina **ETN 100-080-250 GG** ($\varnothing=256$, 1500 rpm) è adatta all’impianto se, utilizzata come pompa, soddisfa le seguenti condizioni:

1. La curva $\Delta H_p = f(Q_p)$ della pompa interseca tutte e tre le curve caratteristiche dell’impianto;
2. $NPSH_d \geq NPSH_r$ in tutte e tre le condizioni di funzionamento;
3. $Q_{p,med} \geq Q_{p,lim}$.

Si rimanda alla sottosezione 5.3.4 per la verifica dell’accoppiamento pompa-impianto.

5.2 I serbatoi di monte e valle

5.2.1 Il volume utile dei serbatoi

Per stimare il volume utile dei serbatoi di monte e valle si utilizzano, come per la soluzione 1, le eq. 4.2.1 e 4.2.2, inserendovi i valori Q_t e h_{turb} della soluzione 2.

Il risultato ottenuto è il seguente:

$$V_m = 578,32 \text{ m}^3$$

$$V_v = 607,24 \text{ m}^3$$

5.2.2 Le dimensioni caratteristiche dei serbatoi

Le caratteristiche fondamentali dei serbatoi sono le medesime della soluzione 1, ovvero:

- *sezione*: quadrata;
- *materiale*: calcestruzzo armato;
- *tecnica costruttiva*: struttura a piastre con travi ribassate e pilastri.

Si elencano, nelle tabelle della pagina seguente, le dimensioni caratteristiche dei serbatoi di monte e valle, ottenuti al termine del dimensionamento che è stato condotto esattamente come nella soluzione 1.

Si presentano dunque i soli risultati finali.

SERBATOIO DI MONTE			
$s_m[m]$	0,3	$Z_{pl,max}[m]$	3
$s_s[m]$	0,3	$L[m]$	15
$s_f[m]$	0,3	$H[m]$	3,6
$h_t[m]$	0,25	$A_{serb}[m^2]$	225
$l_t[m]$	0,4	$V_{serb}[m^3]$	810
$l_p[m]$	0,4	$V_{m,disp}[m^3]$	622,1
$N_p[/math>$	4		

SERBATOIO DI VALLE			
$s_m[m]$	0,3	$Z_{pl,max}[m]$	3
$s_s[m]$	0,3	$L[m]$	15,5
$s_f[m]$	0,3	$H[m]$	3,6
$h_t[m]$	0,25	$A_{serb}[m^2]$	240,25
$l_t[m]$	0,4	$V_{serb}[m^3]$	864,9
$l_p[m]$	0,4	$V_{v,disp}[m^3]$	666
$N_p[/math>$	4	$V_{extra,v}[m^3]$	58,79

Tabella 5.5: Dimensioni finali dei serbatoi di monte e valle.

Utilizzando l'eq. 4.2.5, si deduce che, nei 5 mesi in cui il marigot è completamente privo d'acqua, si ha a disposizione un massima perdita giornaliera per trafiletti o altro, pari a:

$$V_{loss,max} = 379,31 l/gg$$

Tale valore è senza dubbio molto elevato e permette di essere sicuri che la riserva d'acqua sia più che sufficiente per far fronte alle perdite nella stagione secca.

5.2.3 Le posizioni dei serbatoi

Come si può notare dal confronto tra le tab. 4.1 e 5.1, i serbatoi di monte e valle sono nella medesima posizione della soluzione 1.

$$Z_m = 19 m$$

$$Z_v = 0 m$$

5.3 La pompa di riempimento del serbatoio di monte

5.3.1 La scelta della pompa

In questo caso la scelta del modello e della taglia della pompa, trattandosi di una PaT, è già stata fatta nella sotto-sottosezione 5.1.2: **ETN 100-080-250 ($\varnothing=256$, 1500 rpm)**

Come già detto precedentemente bisogna verificare che la pompa, scelta sulla base delle sole prestazioni in turbinaggio, verifichi le tre condizioni che ne garantiscono il corretto accoppiamento con l'impianto.

5.3.2 La curva caratteristica dell'impianto in pompaggio

Per poter trovare il punto di funzionamento della pompa si deve, per prima cosa, ricavare la curva caratteristica dell'impianto.

Si riporta, per completezza, l'eq. 4.3.5 che si utilizza per ricavare la curva caratteristica $\Delta H_{sist} = f(Q_p)$.

$$\Delta H_{sist} = (Z_{monte} - Z_{valle}) + \beta \frac{Q_p^2}{D_i^5} L_P + \left(\frac{Q_p}{A_i} \right)^2 \sum_{i=1}^N (n_i k_{c,i})_p$$

Come ripetuto più volte nelle pagine precedenti, il livello del pelo libero dei serbatoi di monte e valle cambia istante per istante: il termine $(Z_{monte} - Z_{valle}) = \Delta Z_{pl}$ non è una costante.

Nella successiva tabella si riportano i valori calcolati di ΔZ_{pl} e delle costanti, contenute nella curva caratteristica del sistema, che dipendono dalle caratteristiche del tratto di condotta usato in pompaggio. Per i valori della condotta si rimanda alle tabelle 3.1 e 5.2.

<i>grandezza</i>	<i>valore</i>
$\Delta Z_{pl,max}[m]$	22
$\Delta Z_{pl,med}[m]$	19
$\Delta Z_{pl,min}[m]$	16
$\beta[l]$	0,00115
$D_i[m]$	0,238
$A_i[m^2]$	0,0443
$L_p[m]$	34
$\sum_{i=1}^N (n_i k_{c,i})_p [l]$	2,92

Tabella 5.6: Valori delle grandezze contenute nell'equazione caratteristica del sistema.

Il grafico che si ottiene, disegnando l'andamento di ΔH_{sist} per $0 \leq Q_p \leq 200$, viene riportato nella figura successiva.

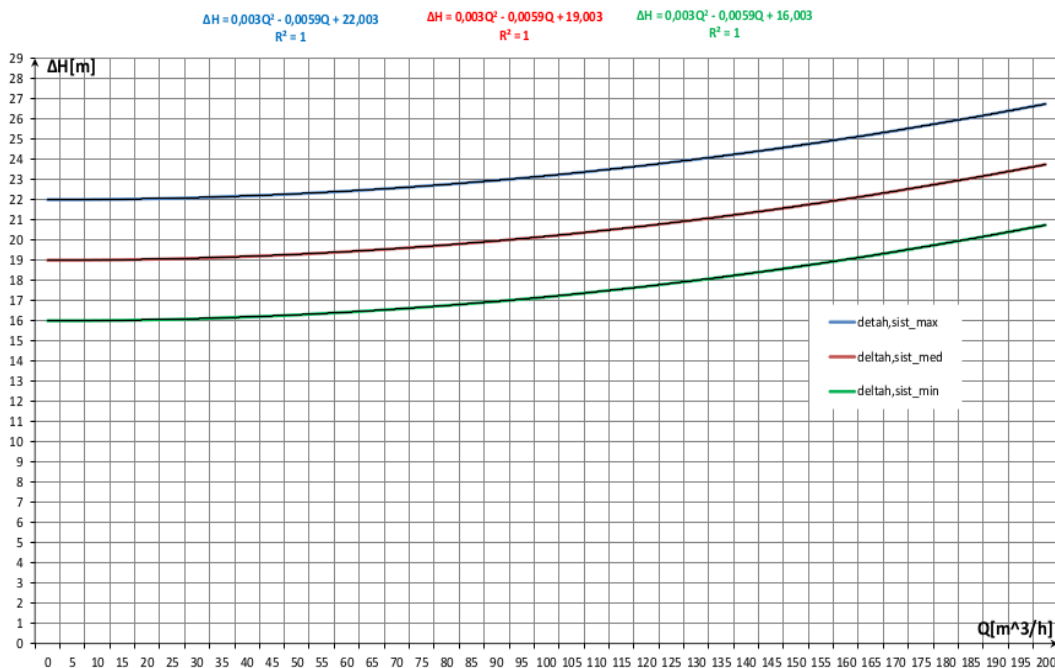


Figura 5.3.1: Curve caratteristiche del sistema nelle tre condizioni di ΔZ_{pl} (min, med e max).

5.3.3 Le curve caratteristiche della PaT in “pump mode”

I costruttori di pompe forniscono, tipicamente, tre curve caratteristiche delle loro macchine, queste curve non sono altro che la rappresentazione del legame tra le grandezze:

1. ΔH_p e Q_p ;
2. $NPSH_r$ e Q_p ;
3. P_{pompa} e Q_p .

Queste tre curve, relative al modello suggerito da KSB per Yaho, vengono riportate nella pagina successiva.



Centrifugal Pumps with Shaft Seal
Standardised Water Pumps

Etanorm 100-080-250, n = 1450 rpm

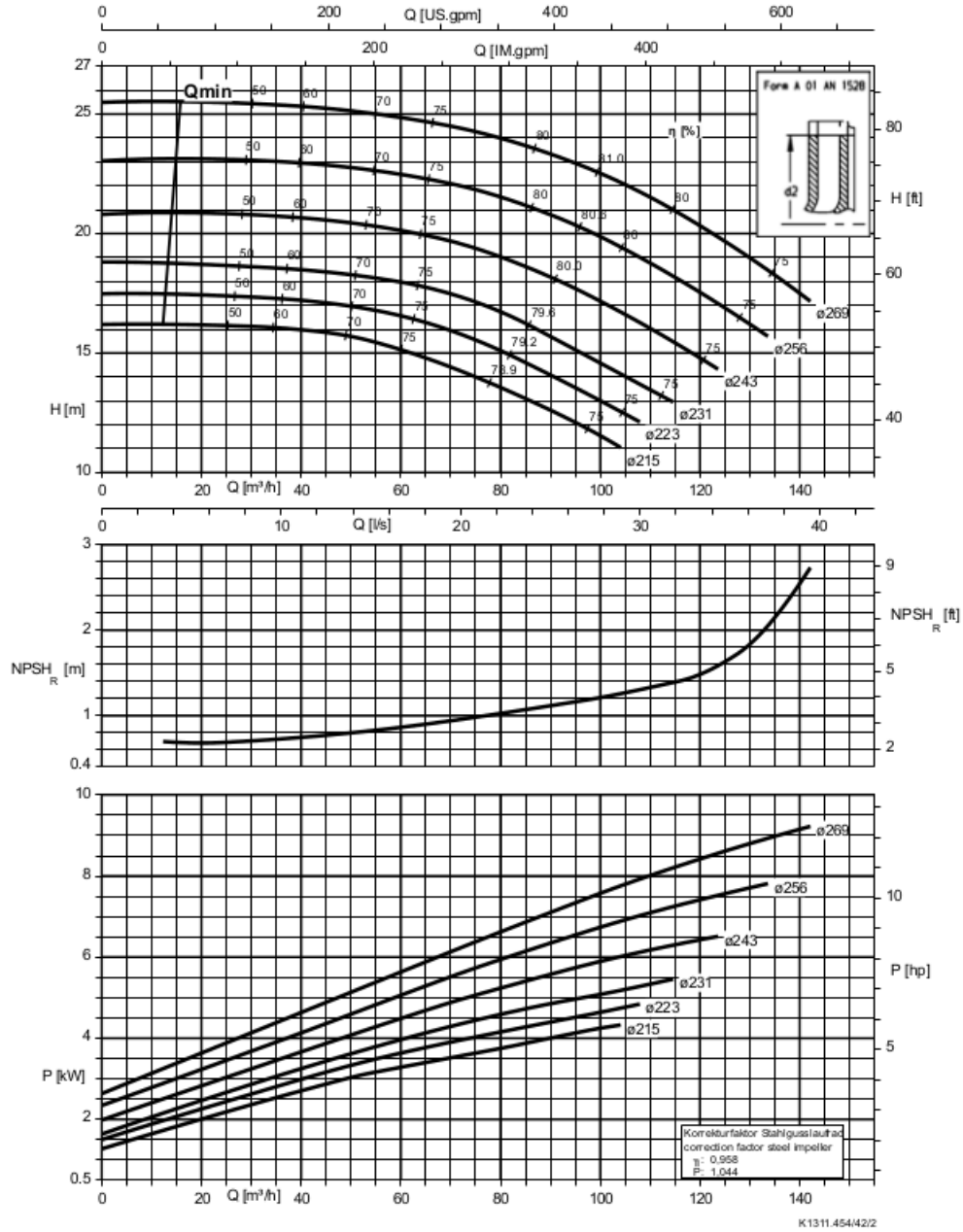


Figura 5.3.2: Curve caratteristiche (in pump mode) della pompa ETN 100-080-250, 1450 rpm.

5.3.4 Accoppiamento pompa-impianto

Per capire se la pompa scelta può davvero essere usata nell’impianto di Yaho, si devono *verificare le seguenti condizioni*:

1. La curva $\Delta H_p = f(Q_p)$ della pompa interseca tutte e tre le curve caratteristiche dell’impianto;
2. $NPSH_d \geq NPSH_r$ in tutte e tre le condizioni di funzionamento;
3. $Q_{p,med} \geq Q_{p,lim}$.

Si prende in analisi la pompa con diametro $\varnothing=256 \text{ mm}$ che ha l’intercetta con l’asse delle ordinate in corrispondenza di $\Delta H_p = 23\text{m} > \Delta Z_{pl,max}$.

Si deve dunque riportare la curva $\Delta H_p = f(Q_p)$ sul grafico di figura 5.3.1, l’obiettivo è quello di ricavare i punti di intersezione e verificare se la macchina $\varnothing=256$ rispetta la condizione 1.

Per tracciare sul grafico di fig. 5.3.1 la curva caratteristica della macchina, senza conoscerne l’equazione precisa, si è scelto di leggere da grafico (fig. 5.3.2) i valori di ΔH_p per $0 \leq Q_p \leq 130$ unendo i punti con una curva.

Si riporta pure l’equazione di una possibile curva interpolante, questa equazione verrà corretta nel momento in cui KSB fornirà la reale equazione caratteristica della macchina in oggetto, da cui sarà possibile ricavare un’equazione non affetta da “errori di lettura”.

Il risultato ottenuto, seguendo la procedura appena descritta, è il seguente:

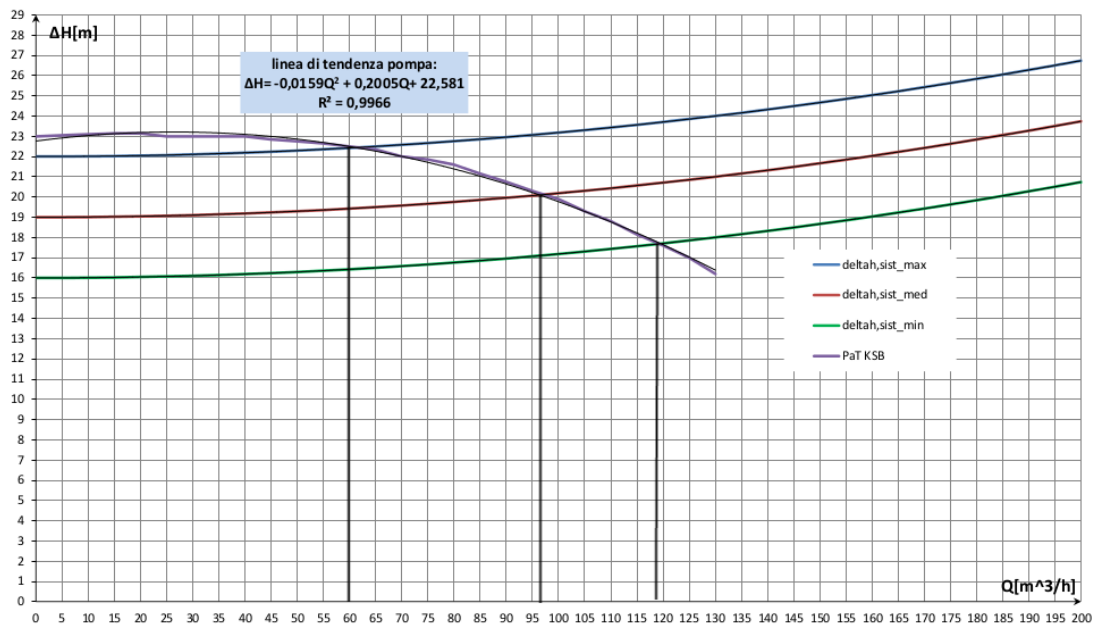


Figura 5.3.3: Accoppiamento pompa KSB $\varnothing=256\text{mm}$ - impianto.

La curva della pompa interseca tutte e tre le curve d’impianto: *la condizione 1 è verificata*.

In particolare i tre punti di intersezione, corrispondenti ai tre punti di funzionamento della pompa, sono riportati nella successiva tabella:

PUNTI DI FUNZIONAMENTO	
$Q_{p,max}[m^3/h]$	$\Delta H_{p,max}[m]$
60	22,43
$Q_{p,med}[m^3/h]$	$\Delta H_{p,med}[m]$
96,5	20,10
$Q_{p,min}[m^3/h]$	$\Delta H_{p,min}[m]$
118	17,65

Tabella 5.7: Punti di funzionamento della pompa $\varnothing=256$.

Per la **verifica della condizione 2** si deve innanzitutto calcolare il valore dell' $NPSH_d$ e successivamente verificare che sia $NPSH_d \geq NPSH_r$.

Si riportano, nella successiva tabella, i valori di $NPSH_d$ calcolati con lo stesso procedimento usato nella soluzione 1 (vd. eq. 3.1.2 e 4.3.6).

grandezze per il CALCOLO di NPSH disponibile		
simbolo	significato	valore
$p_{serb}[Pa]$	pressione dell'acqua nei serbatoi	101325
$T_{es}[^{\circ}C]$	temperatura media dell'acqua nei serbatoi	20
$p_{sat}(T_{es})[Pa]$	tensione di vapore alla temperatura di esercizio	101325
$\rho(T_{es})[kg/m^3]$	massa volumica alla T_{es}	1000
$g[m/s^2]$	accelerazione di gravità	9,816
$\beta[/math>$	coeff. di Gauchler Strickler	0,00115
$A_i[m^2]$	sezione interna della tubazione della condotta	0,044
$D_i[m]$	diametro interno della tubazione	0,238
$L_{asp}[m]$	lunghezza della tubazione nel solo tratto di asp.	1,5
n° racc. a 90° (k=0,6)	raccordi a 90° nel tratto di asp.	1
n° sbocchi-imbocchi (k=1)	sbocchi o imbocchi in serbatoio nel tratto di asp.	1
$\sum_{i=1}^N (n_i k_{c,i})_{asp}$	somma coefficienti p.d.c concentrate in asp.	1,6
$Z_{asp}[m]^3$	quota sezione asp. della pompa	0,3

VALORI CALCOLATI		
$Y_{asp}(Q_{p,max})[m]$	p.d.c totali nel tratto di asp. con $Q_{p,max}$	0,227
$Y_{asp}(Q_{p,med})[m]$	p.d.c totali nel tratto di asp. con $Q_{p,med}$	0,586
$Y_{asp}(Q_{p,min})[m]$	p.d.c totali nel tratto di asp. con $Q_{p,min}$	0,877
$NPSH_d(Q_{p,max})[m]$	<i>net positive suction head</i> con $Q_{p,max}$	9,56
$NPSH_d(Q_{p,med})[m]$	<i>net positive suction head</i> con $Q_{p,med}$	9,20
$NPSH_d(Q_{p,min})[m]$	<i>net positive suction head</i> con $Q_{p,min}$	8,91

Tabella 5.8: Stima di $NPSH_d$ nelle tre condizioni di funzionamento.

Nella successiva tabella si riportano i valori di $NPSH_r(Q_p)_{\phi=256}$ nei tre punti di funzionamento caratteristici, confrontandoli poi con quelli di $NPSH_d(Q_p)$ nei medesimi punti.

VERIFICA DELLA CONDIZIONE 2 per pompa $\phi=256mm$	
$NPSH_d(Q_{p,max})[m]$	$NPSH_r(Q_{p,max})_{\phi=256}[m]$
9,56	0,9
$NPSH_d(Q_{p,med})[m]$	$NPSH_r(Q_{p,med})_{\phi=256}[m]$
9,20	1,2
$NPSH_d(Q_{p,min})[m]$	$NPSH_r(Q_{p,min})_{\phi=256}[m]$
8,91	1,45

Tabella 5.9: Confronto $NPSH_{r,\phi=256}$ - $NPSH_d$.

Dal momento che in tutte e tre le situazioni $NPSH_d \geq NPSH_r$: **la condizione 2 è verificata.**

La **verifica della condizione 3** è l'ultima passo da fare per affermare con certezza che la pompa in questione è adatta all'impianto di Yahoo.

Utilizzando l'eq. 4.3.1 si ricava il valore della portata media minima che la pompa deve essere in grado di elaborare per riempire V_m in $h_{pomp,max}$ ore.

$$Q_{p,lim} = \frac{578,32 m^3}{8h} = 72,29 m^3/h$$

VERIFICA DELLA COND.3 per pompa $\phi=256mm$	
$Q_{p,med}[m^3/h]$	96,5 (vd. tab. 5.7)
$Q_{p,lim}[m^3/h]$	72,29 (vd.sotto-sottosez. 5.3.1)

Come si vede chiaramente, $Q_{p,med} \geq Q_{p,lim}$: **la condizione 3 è verificata.**

Dal momento che le 3 condizioni sono verificate, si conclude che la pompa *KSB Etanorm 100-080-250 (1450 rpm, Ø=256mm)* è **adatta all'impianto di Yaho.**

5.3.5 Calcolo dell'energia assorbita dalla pompa

Le ore giornaliere di lavoro della pompa si calcolano così:

$$h_{pomp} = \frac{V_m}{Q_{p,med}} = \frac{578,32 \text{ m}^3}{96,5 \text{ m}^3/\text{h}} \approx 6 \text{ h} \quad (5.3.1)$$

In conclusione, l'energia elettrica giornaliera assorbita dalla pompa, si può calcolare nel seguente modo:

$$E_{el,p} = P_{pompa,med} \cdot h_{pomp} \quad (5.3.2)$$

Si riportano, nella successiva tabella, i valori delle grandezze che caratterizzano il funzionamento in pompaggio.

ENERGIA ELETTRICA ASSORBITA		
grandezza	eq. o tab. o fig. utilizzata	valore
$P_{pompa,med}[\text{kW}]$	fig. 5.3.2	6,75
$h_{pomp}[\text{h/gg}]$	eq. 5.3.1	6
$E_{el,P}[\text{kWh/gg}]$	eq. 5.3.2	40,5

Tabella 5.10: Calcolo dell'energia elettrica assorbita dalla pompa KSB Ø256mm.

5.4 Il campo fotovoltaico

5.4.1 La scelta dei pannelli

Per la soluzione 2 si utilizzano i medesimi moduli scelti per la soluzione 1: *ILB Helios group, modello NA 230W-PS.*

Si evitano dunque inutili ripetizioni e si rimanda alle fig. 4.4.1 e 4.4.2 per le caratteristiche specifiche dei moduli.

5.4.2 Massimo numero di moduli installabili sul serbatoio di valle

Il metodo utilizzato per il calcolo di $N_{mod,max} = N_{1,max} \cdot N_{2,max}$ è lo stesso che è stato usato per la soluzione 1.

Si riportano nella successiva tabella i valori delle grandezze che identificano il sistema FV per la soluzione 2.

<i>simbolo</i>	<i>sigificato</i>	<i>valore</i>
$L[m]$	lunghezza del lato del serbatoio	15,5
$H [m]$	altezza del serbatoio	3,6
$acc_{L1}[m]$	larghezza del corridoio di accesso al lato 1	1,3
$acc_{L2}[m]$	larghezza del corridoio di accesso al lato 2	0,806
$N_{1,max} [/]$	numero di moduli installati, uno di fianco all'altro, sul lato 1	14
$N_{2,max} [/]$	numero di file di moduli installate sul lato 2	7
$N_{mod,max} [/]$	massimo numero di moduli installabili sul serbatoio di valle	98
$\theta [^\circ]$	$(90 - \beta)$	78
$\beta [^\circ]$	angolo di tilt	12
$\delta [^\circ]$	angolo di declinazione al solstizio invernale	23,45
$lat [^\circ]$	latitudine della località di Dedougou	13
$h[m]$	altezza del modulo (vd. fig.4.4.1)	1,65
$s[m]$	spessore del modulo (vd. fig.4.4.1)	0,05
$l[m]$	larghezza del modulo (vd. fig.4.4.1)	0,992
$d_{min}[m]$	distanza minima per evitare ombreggiamento (eq.3.1.23)	0,253

Tabella 5.11: Valori delle grandezze che identificano le dimensioni caratteristiche del campo FV.

5.4.3 Stima delle prestazioni dei moduli NA 230W-PS e del sistema FV

Non cambia nulla rispetto alla soluzione 1: si rimanda alla sottosezione 4.4.3.

5.4.4 Stima della producibilità annua

Si rimanda alla sottosezione 4.4.4.

5.4.5 Le funzioni del gruppo elettrogeno

Si rimanda alla sottosezione 4.4.5.

5.5 Scelta della soluzione vincente per Yaho

Dopo avere caratterizzato nello specifico le due soluzioni, si è in grado di capire qual è la soluzione vincente.

La soluzione vincente è ovviamente quella che risponde meglio ai seguenti requisiti:

1. *semplicità dal punto di vista costruttivo;*
2. *semplicità in termini di manutenzione;*
3. *semplicità dal punto di vista della gestione dei componenti d'impianto (regolazioni ridotte ai minimi termini);*
4. *minimi costi d'investimento e gestione (minimi esborsi per O&M).*

Per tenere conto pure dell'**efficienza energetica del sistema** di produzione di potenza, si definisce un rendimento di sistema η_{sist} che confronta l'energia elettrica prodotta con quella consumata.

$$\eta_{sist} = \frac{E_{el,T}}{E_{el,P}} \quad (5.5.1)$$

Si riportano, nella successiva tabella, i valori del rendimento di sistema per le soluzioni 1 e 2.

Soluzione 1	
$E_{el,P}[kWh/gg]$	69,56
$E_{el,T}[kWh/gg]$	25
$\eta_{sist}[/math>$	0,359
Soluzione 2	
$E_{el,P}[kWh/gg]$	40,5
$E_{el,T}[kWh/gg]$	25
$\eta_{sist}[/math>$	0,617

Tabella 5.12: Rendimenti di sistema per le due soluzioni.

Dall'analisi dei rendimenti di sistema si evince, in maniera lampante, la **supremazia della soluzione 2 in termini di efficienza energetica.**

La soluzione 2 ha quindi delle caratteristiche che la rendono:

più economica:

- volume dei serbatoi inferiore (minore costo di costruzione);
- acquisto una sola turbomacchina;
- acquisto di una sola macchina elettrica.

più semplice:

- una sola turbomacchina da gestire e mantenere;
- una sola macchina elettrica da gestire e mantenere;
- la gestione e la manutenzione di una pompa commerciale risulta essere più semplice, rispetto a quella di una turbina appositamente costruita e progettata per il sito, per via della maggiore affidabilità legata all’uso di pezzi standard;
- più facilità di accesso ai pezzi di ricambio proprio perchè si tratta di pezzi standard presenti a magazzino.

più efficiente:

- $\eta_{sist,2} > \eta_{sist,1}$.

Si conclude che la soluzione 2 (PaT+FV) è la soluzione vincente.

Nel prosieguo del capitolo si esegue l’analisi economica della sola soluzione 2.

5.6 Dimensionamento del gruppo elettrogeno

N.B. >>> A partire da questa sezione, tutti i calcoli economici e i dimensionamenti dei componenti si riferiscono alla *soluzione 2* (“PaT+FV”).

5.6.1 Determinazione della s.i.f. oraria

Come già scritto al termine della sottosezione 4.4.4, per poter eseguire il corretto dimensionamento del gruppo elettrogeno si deve stimare la s.i.f. su base oraria.

Purtroppo per il Burkina Faso, come per molti altri Paesi africani, non esiste una database che contenga i valori misurati della s.i.f. ora per ora per un giorno caratteristico di ogni mese dell’anno.

Si è dunque deciso di utilizzare il software *Homer* che permette di stimare i dati della s.i.f. oraria della zona di Yaho a partire dai seguenti *input*:

- *latitudine e longitudine del luogo;*
- *s.i.f. giornaliera di ogni mese dell’anno.*

Si tratta senza dubbio di un’approssimazione dal momento che *Homer* utilizza un modello di calcolo (Graham algorithm, vd. [17]; [16]) che non potrà mai essere preciso come una pluriennale campagna di misurazioni della radiazione solare locale. In assenza di dati certi, si è deciso di eseguire un ipotetico dimensionamento con questi valori.

<i>s.i.f. [Wh/m²] oraria per la località di Dedougou</i>												
ora	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic
h 0.30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
h 1.30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
h 2.30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
h 3.30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
h 4.30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
h 5.30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,7	6,9	2,9
h 6.30	71	44	34,5	32,9	29,4	17,3	10,8	19,4	51,9	92,7	133,4	113
h 7.30	250,6	229	208,1	207	222,4	179	152,8	163	207,3	282,9	317,6	282,2
h 8.30	443,5	413,2	417,2	395,9	424,7	378,2	356,1	322,2	396,7	459,3	490,1	456,1
h 9.30	632,3	600,6	631,4	547,8	602	559,6	518,9	473,1	538	674,8	639,4	614,5
h 10.30	759,3	755,6	752,5	717,9	745	704,7	665	588,2	654,7	735,1	755,6	757,1
h 11.30	803,7	873,3	788,8	755,5	812,8	788,4	741,7	645,3	691,2	777,8	811,1	818,1
h 12.30	853,3	908,7	816	789,7	827,6	817,7	768,9	697	726,3	795	808	813,2
h 13.30	779,3	842,9	828,2	747	748,7	739,7	707,9	663,1	662,4	746,4	770	751
h 14.30	667,7	767	689,2	627,6	661,8	622,2	615,3	563	563,1	615,2	689,4	680,6
h 15.30	520,8	595,7	504,6	464,5	507,5	465,7	444,2	419,8	430,8	493,7	537,3	549,7
h 16.30	362,5	387,5	327,2	283,2	274,2	264,5	251,5	252,9	268,5	287,1	323,4	346,1
h 17.30	187	189,2	146,3	99,3	73,8	72,9	86,8	101,7	97,5	106,6	131,6	156,5
h 18.30	38,9	33,3	15,2	1,7	0	0	0,1	1,3	1,6	1,6	6,2	19,1
h 19.30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
h 20.30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
h 21.30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
h 22.30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
h 23.30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabella 5.13: Valori stimati della s.i.f. oraria per la località di Dedougou.

Si sottolinea che l'eventuale poco accuratezza dei valori di s.i.f. non altera le conclusioni fondamentali del progetto, ma può influenzare modestamente il dimensionamento di alcune parti dell'impianto.

Nella tabella precedente sono riportati i valori di s.i.f. ottenuti dopo l'uso del software. Nella successiva figura si disegna l'andamento della s.i.f., in funzione dell'ora, per il mese più soleggiato (febbraio con s.i.f. giornaliera di $6,64 \text{ kWh/m}^2\text{gg}$) e quello meno soleggiato (agosto con $4,91 \text{ kWh/m}^2\text{gg}$).

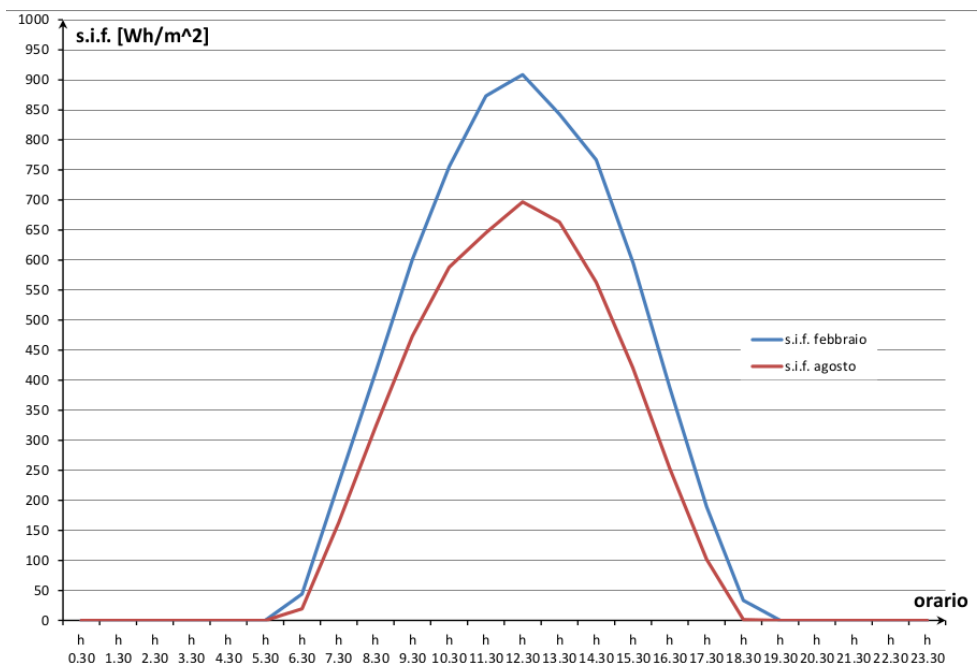


Figura 5.6.1: Andamento della s.i.f. in funzione dell'ora per i mesi di febbraio e agosto.

5.6.2 Il gruppo elettrogeno per l'impianto di Yaho

Come già riportato nelle sottosezioni 4.4.4 e 4.4.5, la taglia del gruppo elettrogeno è determinata dall'energia elettrica $E_{el,T}$ da produrre in turbinaggio dal momento che la massima quantità di energia che il gruppo elettrogeno deve generare, durante le giornate di fermo dell'impianto, è proprio pari a $E_{el,T}$.

Il gruppo elettrogeno ha infatti una doppia funzione:

- *funzione di emergenza* \implies genera $E_{el,T} = 25 \text{ kWh}$ in caso di fermo dell'impianto;
- *funzione di integrazione* \implies genera la quota di $E_{el,T}$ che la turbina non riesce a generare a causa del parziale riempimento del serbatoio di monte causato da una produzione elettrica FV inferiore alle richieste energetiche della pompa.

Il generatore, utilizzato come gruppo d'emergenza, sostituisce la turbina nei giorni di fermo ordinari o straordinari dell'impianto; deve dunque generare $E_{el,T}$ in h_{turb} ore.

La potenza a cui deve lavorare il gruppo elettrogeno si determina così:

$$P_{GEN} = \frac{E_{el,T}}{h_{turb}} = 5kW \quad (5.6.1)$$

La scelta cade su un generatore del gruppo **HONDA**, da anni leader mondiale nella costruzione di gruppi elettrogeni. Nel caso dell’impianto di Yaho si opta per il modello **EM 6500S**, le cui caratteristiche sono riportate nella successiva tabella.

HONDA EM6500S	
costo [€]	2134
$P_{rated}[kW]$	5,5
$P_{max}[kW]$	6,5
$P_{10sec}[kW]$	7
capacità _{serb} [l]	23,47
consumo@ P_{rated} [l/h]	3,4
consumo@ $\frac{P_{rated}}{2}$ [l/h]	2,26
combustibile	benzina senza piombo NO ⁴ >86

Note:

- P_{rated} è la potenza nominale del gruppo elettrogeno, il generatore è stato progettato per lavorare a regime a questa potenza.
- P_{10sec} è la potenza massima che il generatore può erogare per un tempo di 10 secondi.

Tabella 5.14: Caratteristiche del gruppo elettrogeno HONDA EM 6500S.



Figura 5.6.2: Fotografia del gruppo elettrogeno HONDA EM6500S.

Per poter determinare i consumi annui del generatore, usato come gruppo d’emergenza, è necessario ipotizzare un numero annuo di giorni di fermo dell’impianto.

Si sceglie di fare così:

n° di fermi straordinari [gg/anno]	2
n° di fermi ordinari [gg/anno]	3
n° totale di fermi [gg/anno]	5

Tabella 5.15: Numero di fermi annuali dell’impianto.

A priori non si può sapere in quali giorni si verificheranno i fermi straordinari dell’impianto, quelli ordinari possono invece essere programmati a inizio anno.

Il “costo economico” di un giorno di fermo è maggiore se avviene in un giorno con s.i.f. elevata dal momento che il generatore quel giorno, se non ci fosse il fermo dell’impianto, sarebbe rimasto spento oppure avrebbe prodotto una piccola parte di $E_{el,P}$ dato che l’elevata insolazione avrebbe consentito di produrre tutta o la maggioranza di $E_{el,P}$ con il campo FV.

Prudenzialmente si impone che i 5 giorni all’anno di fermo impianto (straordinari e ordinari) abbiano sempre luogo nel mese più soleggiato (febbraio), mese in cui l’uso integrativo del GE sarebbe il minimo e quindi mese in cui il “costo economico” legato al suo utilizzo è massimo.

A questo punto si può scrivere:

$$E_{GEN,em} = E_{el,T} \cdot n_{fermi} = P_{GEN} \cdot h_{GEN,em} \quad (5.6.2)$$

dove:

- $E_{GEN,em}[kWh/anno]$ = energia elettrica prodotta annualmente dal generatore in modalità gruppo d’emergenza;
- $n_{fermi}[gg/anno]$ = n° di fermi dell’impianto nell’arco di un anno;
- $h_{GEN,em}[h/anno]$ = ore in cui il generatore funziona in modalità emergenza, alla potenza P_{GEN} , nell’arco di un anno.

Si riportano, nella successiva tabella, i consumi⁵ del generatore relativi al suo uso come gruppo d’emergenza.

<i>grandezza</i>	<i>eq.o tab. usata</i>	<i>valore</i>
$E_{GEN,em}[kWh/anno]$	eq. 5.6.2	125
$h_{GEN,em}[h/anno]$	$\frac{E_{GEN,em}}{P_{rated}}$	22,73
consumo@ P_{rated} [l/anno]	tab. 5.14	77,28

Tabella 5.16: Consumi del generatore in modalità gruppo d’emergenza.

⁵Non conoscendo la curva dei consumi del generatore, si ipotizza di generare $E_{el,T}$ facendo funzionare il generatore alla P_{rated} (per la quale si conoscono i consumi). In questo modo $E_{el,T}$ viene generata in un tempo $< h_{turb}$; h_{turb} è infatti il tempo che serve a generare $E_{el,T}$ lavorando alla $P_{GEN} = 5kW < P_{rated}$. In conclusione, usando P_{rated} al posto di P_{GEN} , si sovrastima di poco il consumo annuo del generatore in modalità emergenza.

5.7 Dimensionamento del locale tecnico

5.7.1 La posizione

In adiacenza al serbatoio di valle viene realizzato il locale tecnico destinato a ospitare l'unità PaT, il gruppo elettrogeno e i vari quadri elettrici.

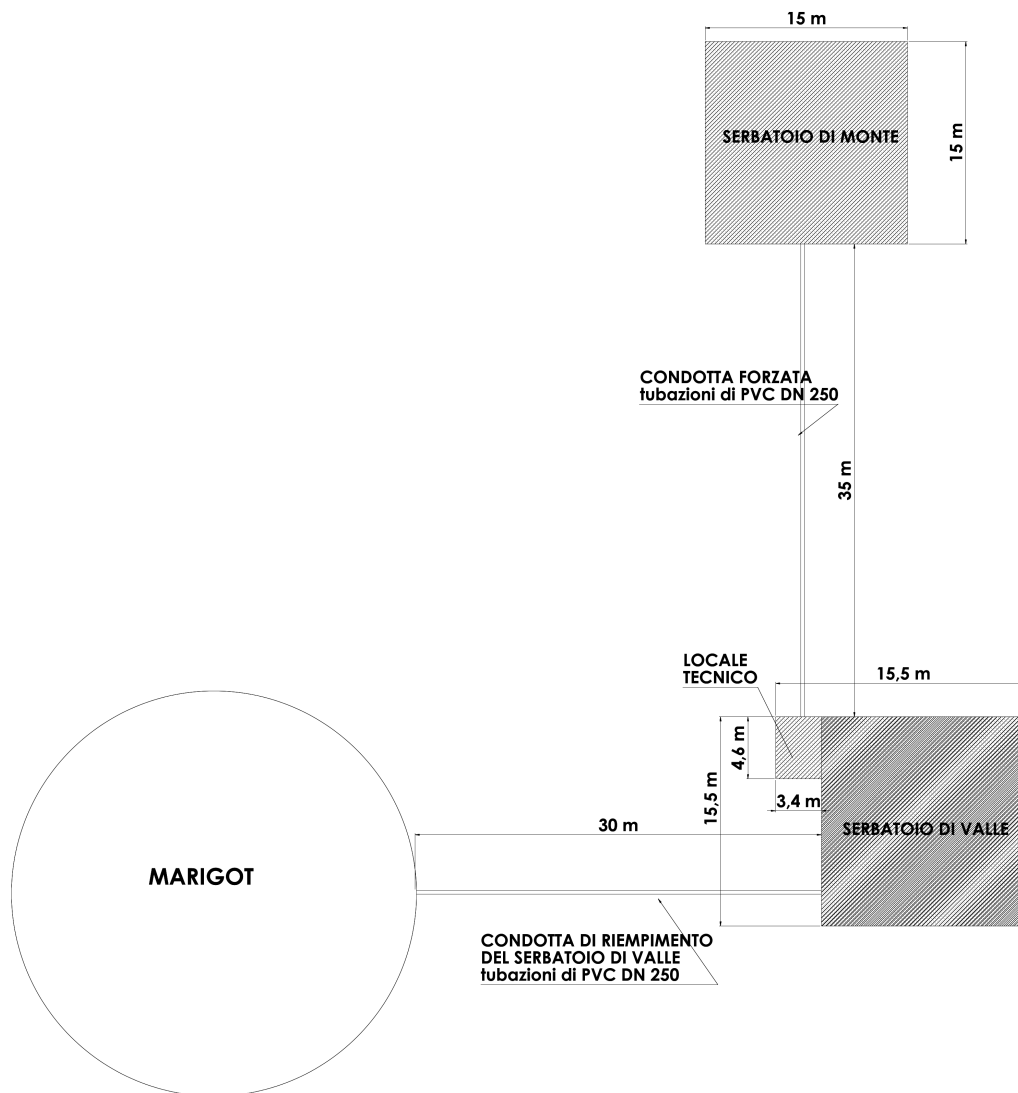


Figura 5.7.1: Planimetria generale.

5.7.2 Le dimensioni e il layout dei componenti

Le dimensioni esterne del locale tecnico, già riportate nella planimetria di fig. 5.7.1, sono state scelte sulla base delle dimensioni dei componenti che si devono installare. La disposizione della PaT, del GE, del quadro elettrico e del banco resistivo di regolazione viene riportata nella successiva figura.

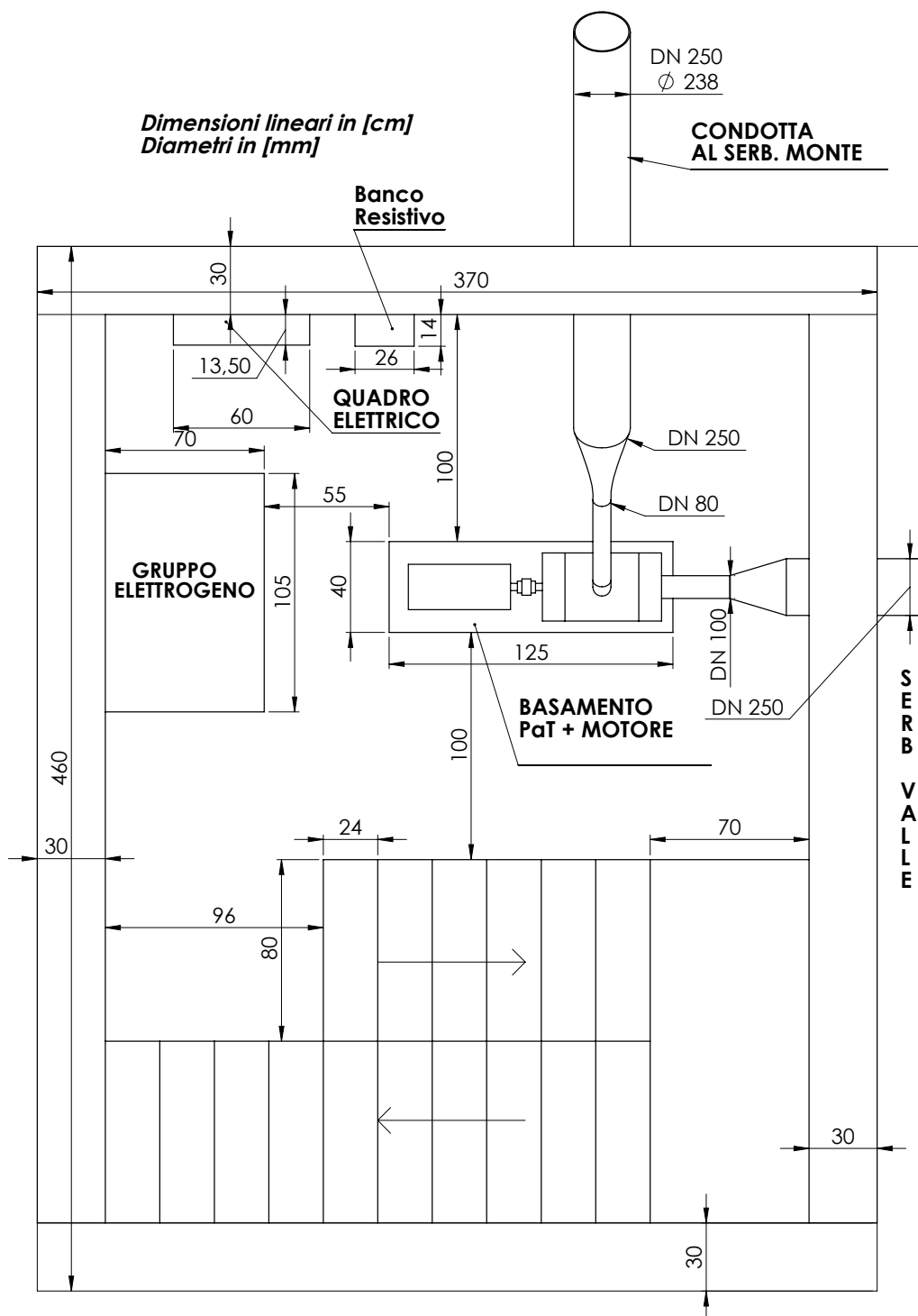


Figura 5.7.2: Vista dall'alto del locale tecnico, disposizione spaziale dei componenti installati all'interno.

La successiva sezione mostra l'altezza del locale tecnico e dei componenti in essa contenuti.

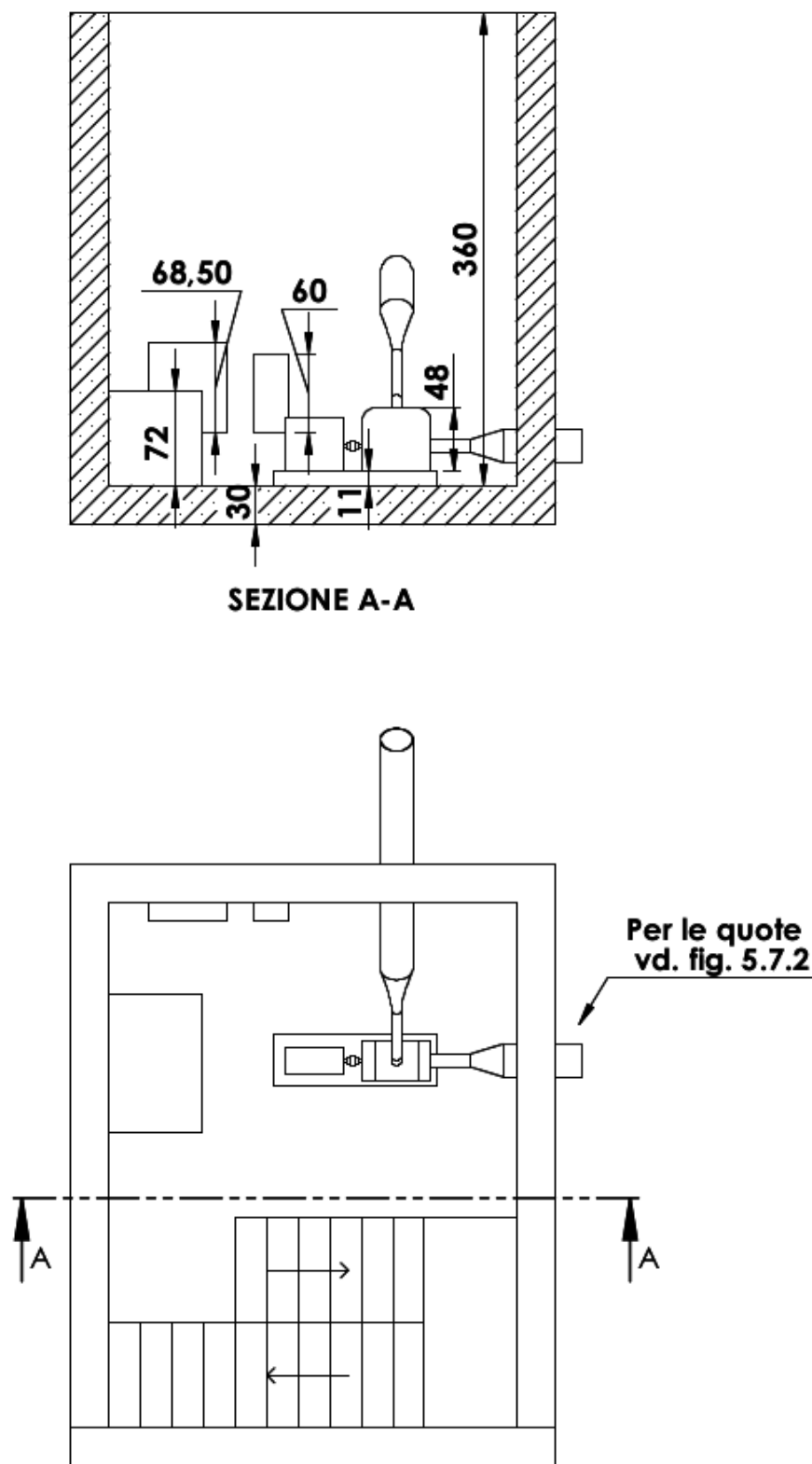


Figura 5.7.3: Vista in sezione dell'interno del locale tecnico (quote in cm).

La copertura del locale tecnico viene eseguita con un tetto in lamiera inclinato per favorire lo scolo dell'acqua piovana. Onde evitare l'ingresso di uccelli, foglie e altro viene installata una rete anti uccelli sulla facciata. Le pareti laterali sono chiuse da mattoni.

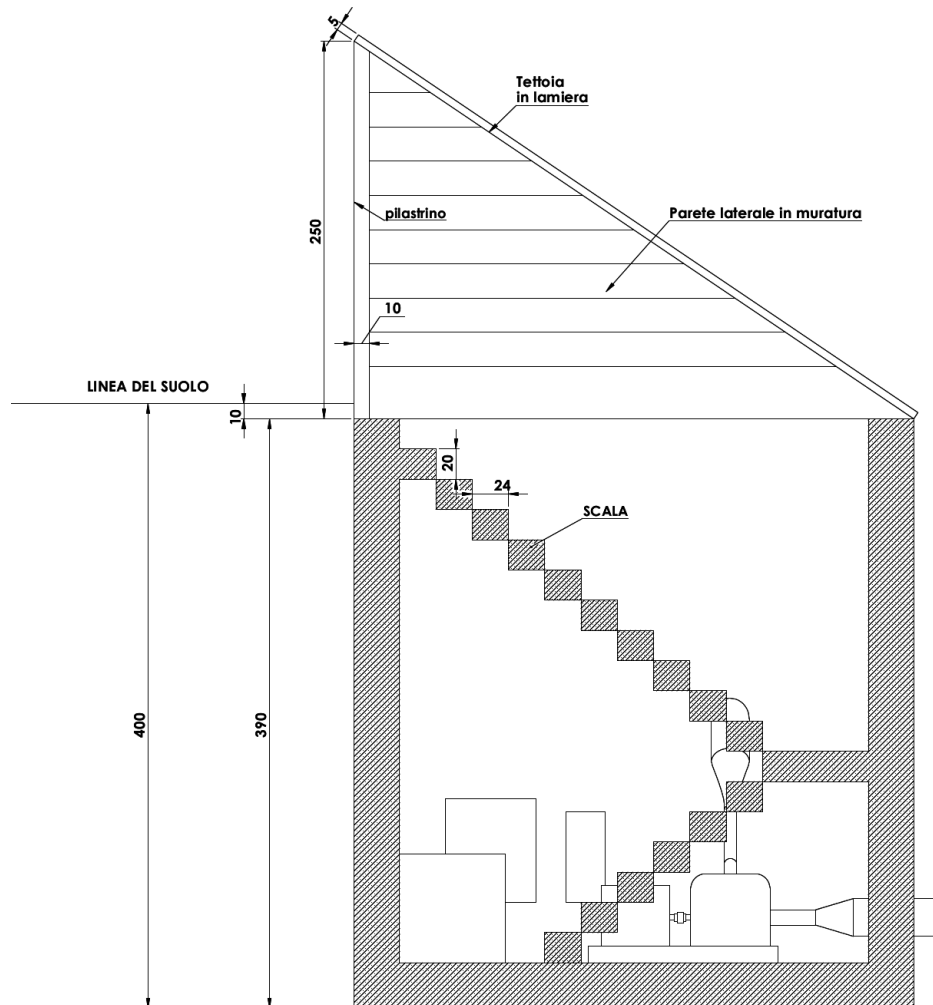


Figura 5.7.4: Vista dall'esterno della copertura e vista interna con particolare della scala (quote in cm).

Capitolo 6

Analisi economica della soluzione 2: “PaT”

6.1 Costo del campo FV+GE

Il prezzo del campo FV e del gruppo elettrogeno dipendono principalmente dal numero di moduli che si sceglie di installare. Come si è già detto al termine della sottosezione 4.4.4, vi sono due possibili logiche da seguire per la scelta del numero di moduli N_{mod} :

1. *Installare il numero minimo di moduli N_{mod} che permette di coprire interamente i carichi senza bisogno d'un gruppo elettrogeno*
2. *installare il numero di moduli N_{mod} ottimale da un punto di vista economico.*

Nel caso dell'impianto di Yaho si sceglie di seguire la logica 2 sia perché l'ottimizzazione economica è uno degli scopi del progetto, sia perché un gruppo elettrogeno deve comunque essere acquistato per coprire in consumi durante gli inevitabili fuori servizio dell'impianto di pompaggio-turbinaggio. Si sottolinea che la soluzione integrata FV+idroelettrico+GE è anche la più affidabile.

La logica 1 viene in parte seguita imponendo un **vincolo ambientale** che limiti l'utilizzo del gruppo elettrogeno; si impone che il generatore possa fornire al massimo il 10% della totale energia elettrica prodotta dall'impianto durante la sua vita utile.

In termini matematici la condizione si scrive così:

$$E_{GEN,tot} \leq 0,10 \cdot E_{el,Ttot} \quad (6.1.1)$$

dove:

- $E_{GEN,tot}[kWh]$ = *energia elettrica totale prodotta dal generatore in modalità integrazione e emergenza nei 25 anni di vita dell'impianto;*
- $E_{el,Ttot}[kWh]$ = *energia elettrica totale generata dall' impianto nei 25 anni; parte viene generata con la turbina (E_{idro}) e parte con il GE (E_{GEN}).*

Per poter determinare il valore di $E_{GEN,tot}$ della condizione di ottimo economico, si deve stimare la produzione elettrica oraria, nei 25 anni, del campo FV.

I calcoli per la determinazione della produzione elettrica vengono spiegati in *Appendice D*. Al termine dei calcoli si ricavano i profili di produzione elettrica del campo FV ora per ora, per ogni mese, per tutti i 25 anni di vita dell'impianto.

Osservando i profili di produzione elettrica del Campo FV, si evince che il periodo della giornata più produttivo è quello che va da h 9.30 a h 14.30.

In tutti i dodici mesi dell'anno le sei ore comprese tra h 9.30 e h 14.30 sono quelle con i valori di s.i.f. oraria più elevati.

Dal momento che l'obiettivo è quello di riempire completamente il serbatoio di monte, al fine di produrre tutta $E_{el,T}$ con la turbina, **la fase di pompaggio si svolge da h 9.30 a h 14.30.**

Se in ognuna delle 6 h di questo periodo di tempo la produzione oraria del campo FV è maggiore o uguale al consumo orario della pompa, il serbatoio di monte si riempie totalmente poichè se la pompa lavora a $P_{pompa,med}$ il serbatoio si riempie in $h_{pomp} = 6h$.

I pannelli producono energia per il pompaggio solo in queste sei ore della giornata; l’energia elettrica, prodotta nelle ore non appartenenti all’intervallo h 9.30-h 14.30, viene totalmente immessa in rete e non viene quindi utilizzata per il pompaggio.

Si ricordano dunque le grandezze energetiche che caratterizzano la fase di pompaggio:

- $E_{el,P}[kWh/gg] = cost = \text{energia elettrica assorbita dalla pompa tra h 9.30 e h 14.30}$;
- $E_{FV,P}[kWh/gg] = \text{energia elettrica prodotta dal campo FV tra h 9.30 e h 14.30: non è costante perchè dipende dalla s.i.f.}$
- $E_{GEN,int}[kWh/gg] = \text{energia elettrica fornita dal gruppo elettrogeno in modalità integrazione durante la notte; varia di giorno in giorno perchè dipende da } E_{FV,P}[kWh/gg]$.

Una volta noti i profili di produzione elettrica, in funzione del numero di moduli N_{mod} , si è in grado di impostare i calcoli economici (spiegati nel dettaglio in *Appendice D*) che permettono di determinare il numero di moduli $N_{mod,ott}$ che corrisponde alla condizione di ottimo economico.

La condizione di ottimo economico è accettabile se, installando $N_{mod,ott}$ moduli, si riescono a verificare le seguenti disuguaglianze:

- $E_{GEN,tot} \leq 0,10 \cdot E_{el,Ttot}$;
- $N_{mod,ott} \leq N_{mod,max}$.

Si riportano i risultati ottenuti al termine dei calcoli svolti in *Appendice D*.

CAMPO FV	
potenza installata [kWp]	21,16
$N_{mod} = N_{mod,ott} [/]$	92
costo impianto [€/kWp] ¹	1200
costo_totale impianto FV [€]	25392
IMPIANTO (25 ANNI)	
$E_{el,Ttot} [kWh]$	228125
$E_{idro,tot} [\%]$	96,5
GENERATORE (25 ANNI)	
$E_{GEN,emtot} [kWh]$	3125
$E_{GEN,int,tot} [kWh]$	4829
$E_{GEN,tot} [kWh]$	7954
$E_{GEN,tot} [\%]$	3,5
$PC_{GEN}(25\text{ anni}) [€]$	5669
FV+GEN (25 ANNI)	
costo totale (FV+GEN) [€]	31061

Tabella 6.1: Costo dell’impianto FV+ GEN nella condizione di ottimo economico.

Nella successiva figura si possono osservare le curve di costo in cui è ben evidenziato il numero di pannelli che minimizza il costo totale del sistema FV+ GE.

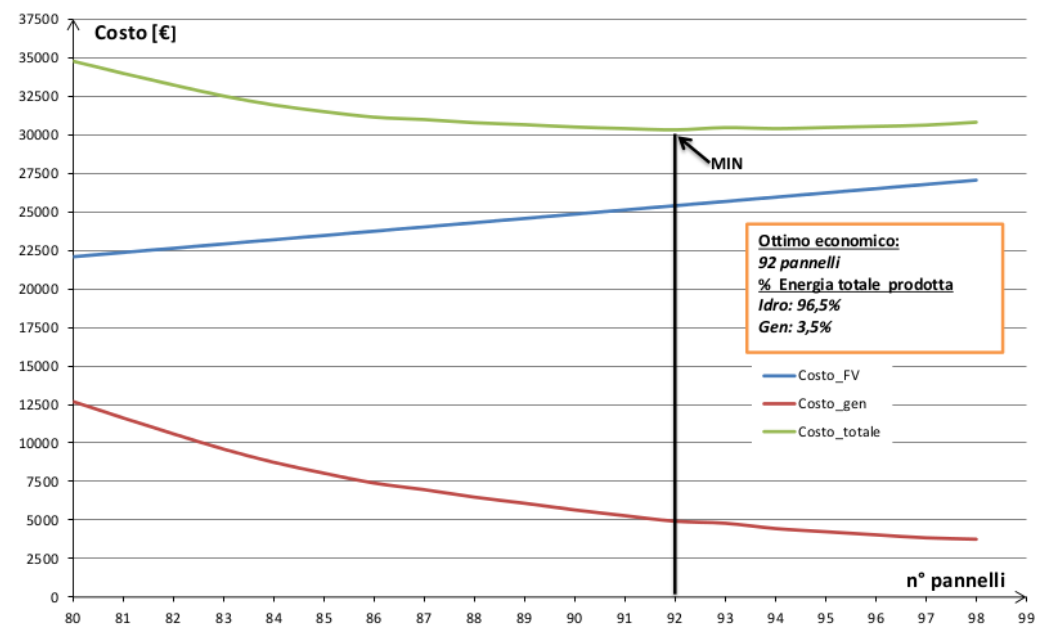


Figura 6.1.1: Curva di costo per il generatore (modalità emergenza + integrazione) e il campo FV.

6.2 Costo della PaT

La macchina scelta è la **ETN 100-080-250 GG** ($\varnothing=256$, 1500 rpm) del gruppo KSB, la stima del suo costo è fatta sulla base dei preventivi forniti da KSB (*Appendice F*).

Si deve considerare pure l'acquisto del quadro elettrico di controllo e del banco resistivo di regolazione. Vengono rispettivamente scelti i modelli **CM 7000** e **RMP 6000/B** della ditta **IREM** (*Appendice F*).

COSTO PaT			
produttore	componente	modello	costo (IVA inclusa) [€]
KSB	pompa	ETN 100-080-250 GG ($\varnothing=256$, 1500 rpm)	2442
IREM	quadro elettrico	CM 7000	1907
IREM	banco resistivo	RMP 6000/B	2013
			tot [€]
			6362

Tabella 6.2: Costo totale PaT+quadro elettrico.

6.3 Costo delle condotte e dei filtri

Per la costruzione della condotta si utilizzano **tubazioni e giunti di PVC**, si sceglie di utilizzare i prodotti della **Boldarino s.p.a.**, azienda rinomata per le tubazioni in PVC per condotte in pressione per acquedotti, irrigazione e industria.

Si ricorda che si utilizzano tubazioni e giunti per:

- *costruzione della condotta forzata che porta l'acqua da un serbatoio all'altro;*
- *circuito che porta l'acqua dal marigot (riempimento “a caduta”) al serbatoio di valle.*

Si sceglie di acquistare un numero di metri di tubazioni e di giunti superiore al minimo necessario così da avere qualche pezzo di ricambio in caso di guasti dei componenti in PVC. Come già detto precedentemente, l'acqua del *marigot* deve essere filtrata prima di riempire il serbatoio di valle, dopo il filtraggio il circuito chiuso garantisce il mantenimento della pulizia del fluido motore che tuttavia viene cambiato almeno una volta all'anno, in occasione di un fermo d'impianto.

Per quanto riguarda il sistema di filtraggio si utilizzano dei semplici **filtri a calza** che, una volta riempito il serbatoio di valle, vengono lavati per essere riutilizzati nella successiva operazione di ricambio acqua.



Figura 6.3.1: Filtro a calza commerciale.

COSTO Condotte e Filtri				
produttore	componente	n°	costo [€/cad.]	costo [€]
Boldarino	giunto a 90° di PVC (PN10, $D_e = 0,25m$)	5	395,56	1977,8
Boldarino	giunto a 45° (PN10, $D_e = 0,25m$)	5	454,89	2274,45
Boldarino	giunto a 30° (PN10, $D_e = 0,25m$)	5	454,89	2274,45
	filtro a calza	/		500
produttore	componente	[m]	costo [€/m]	costo [€]
Boldarino	tubi di PVC (PN6, $D_e = 0,25m$)	90	22,90	2061
				tot [€]
				9088

Tabella 6.3: Costo condotte e filtri.

6.4 Costo opere edili

Introduzione

Sotto consiglio dell'Ing. Frosio e dell'Ing. Sciuttini, entrambi con una lunga esperienza nella realizzazione di impianti di produzione di potenza in PVS², si decide di coinvolgere la popolazione locale nella realizzazione delle opere edili, nella manutenzione e nella supervisione dell'impianto.

Lo scopo principale non è solo quello di ridurre i costi richiedendo manodopera gratuita in cambio della futura fornitura di energia elettrica, ma piuttosto quello di far sentire i futuri beneficiari dell'opera non solo utilizzatori ma anche in un certo modo proprietari dell'impianto stesso.

L'esperienza di molti operatori nell'ambito della cooperazione suggerisce che questo coinvolgimento della popolazione locale ha effetti benefici in termini di allungamento della vita dell'impianto oltre che di semplificazione della gestione dello stesso.

Se la popolazione sente l'impianto come bene di propria proprietà non si limiterà semplicemente a beneficiare della fornitura di energia elettrica ma si preoccuperà pure di dare il proprio contributo per garantire la conservazione e il buon funzionamento dell'impianto stesso.

La soluzione 2 prevede la realizzazione delle seguenti **costruzioni in calcestruzzo armato**:

- *serbatoi di monte e valle;*
- *locale tecnico in cui installare PaT, GE e quadri elettrici.*

Sono inoltre previste le seguenti **operazioni di movimento terra**:

- *scavi per il serbatoio di monte e il serbatoio di valle (con adiacente locale tecnico);*
- *scavi per l'installazione delle tubazioni;*
- *reinterro per coprire il serbatoio di monte al fine di aumentarne la coibentazione.*

²PVS: Paesi in Via di Sviluppo.

Alla popolazione locale verrà richiesto, in cambio della fornitura gratuita di energia elettrica, di garantire:

1. *manodopera per le operazioni di scavo e reinterro;*
2. *manodopera per la realizzazione delle costruzioni in calcestruzzo;*
3. *fornitura di ghiaia, sabbia e acqua per la formazione del calcestruzzo;*
4. *fornitura del legname necessario alla realizzazione delle casseforme per il getto del calcestruzzo.*

6.4.1 Il calcestruzzo armato

I serbatoi di monte e il serbatoio di valle con l'adiacente casetta sono costruiti in calcestruzzo armato. **Per formare 1 metro cubo di calcestruzzo** servono:

- *300 kg di cemento (è il legante);*
- *0,8 m³ di ghiaia ≈ 1200 kg di ghiaia;*
- *0,4 m³ di sabbia asciutta ≈ 640 kg di sabbia;*
- *0,18 m³ d'acqua = 180 kg d'acqua³.*

L'armatura del calcestruzzo viene fatta con tondini di ferro; per le opere edili dell'impianto di Yaho si utilizza un cls armato, con un'incidenza di **60kgFe per ogni metro cubo di cls**.

Utilizzando le dimensioni caratteristiche dei serbatoi (vd. tab. 5.5) e della casetta (vd. figure 5.7.2, 5.7.3 e 5.7.4) si può ricavare quanti metri cubi di cls sono necessari e di conseguenza quanto cemento e quanto Fe acquistare.

Sabbia, ghiaia, acqua e legname per le casseforme non vengono conteggiate tra le voci di costo dal momento che vengono fornite dall'amministrazione locale così come la manodopera.

I risultati sono riportati nelle successive tabelle.

<i>Cls SERBATOIO DI VALLE</i>			
<i>fondazione[m³]</i>	<i>muri[m³]</i>	<i>soletta+travi[m³]</i>	<i>pilastrini[m³]</i>
72,1	60,2	77	2,1
<i>Cls SERBATOIO DI MONTE</i>			
<i>fondazione[m³]</i>	<i>muri[m³]</i>	<i>soletta+travi[m³]</i>	<i>pilastrini[m³]</i>
67,5	58,2	72	2,1
<i>Cls LOCALE TECNICO</i>			
<i>fondazione[m³]</i>	<i>muri[m³]</i>	<i>scala[m³]</i>	
5,2	13,1	0,8	

Tabella 6.4: Volume di calcestruzzo necessario per le opere edili.

³Tipicamente il rapporto massico acqua/cemento è compreso tra 0,5 e 0,6; si sceglie di utilizzare 0,6 per avere un po' più di lavorabilità.

SERBATOIO DI VALLE		
<i>Cls</i> [m ³]	<i>Ferro</i> [kg]	<i>Cemento</i> [kg]
211,4	12684	63420
SERBATOIO DI MONTE		
<i>Cls</i> [m ³]	<i>Ferro</i> [kg]	<i>Cemento</i> [kg]
199,8	11988	59940
LOCALE TECNICO		
<i>Cls</i> [m ³]	<i>Ferro</i> [kg]	<i>Cemento</i> [kg]
19,1	1146	5730
TOTALE		
<i>Cls</i> [m ³]	<i>Ferro</i> [kg]	<i>Cemento</i> [kg]
430,3	25818	129090

Tabella 6.5: Cemento e ferro necessari per serbatoi e casetta.

6.4.2 Scavo per serbatoi e locale tecnico

La litologia del luogo e le dimensioni degli scavi da eseguire implicano l'utilizzo di mezzi meccanici che possono essere noleggiati nella città di Dedougou o Bobo-Dioulasso.

Il volume di scavo viene calcolando ipotizzando una sovra larghezza di 60 cm per la successiva realizzazione dei casseri e una pendenza delle scarpate di 1/1 (angolo di scavo pari a 45°), che è congrua con la tipologia del terreno compatto tipico della zona.

Note le geometrie e le dimensioni degli **scavi di monte e valle** (vd. le due successive figure) è possibile ricavare **il volume di terra da rimuovere**.

$$V_{scavo,valle} \approx 1287 m^3$$

$$V_{scavo,monte} \approx 1223 m^3$$

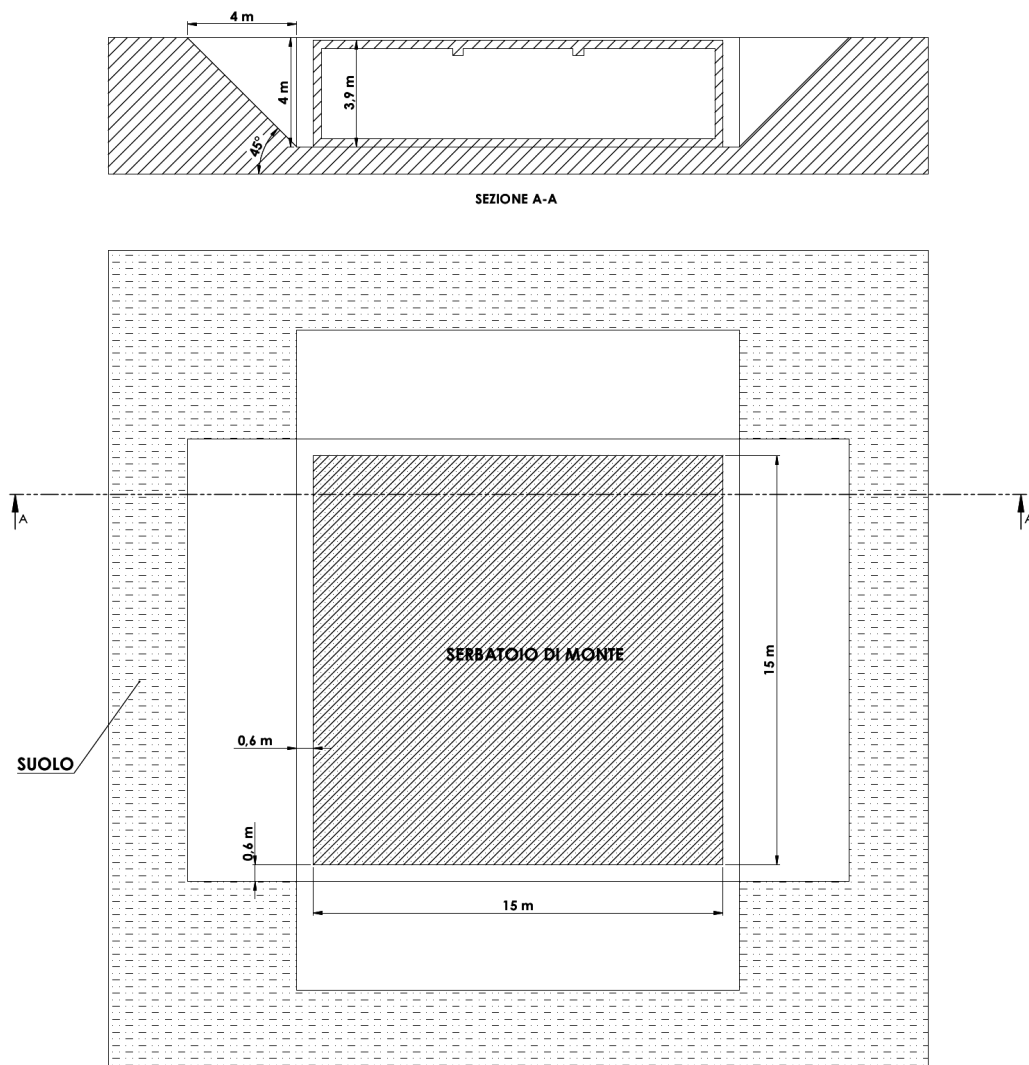


Figura 6.4.1: Scavo di monte per costruzione serbatoio.

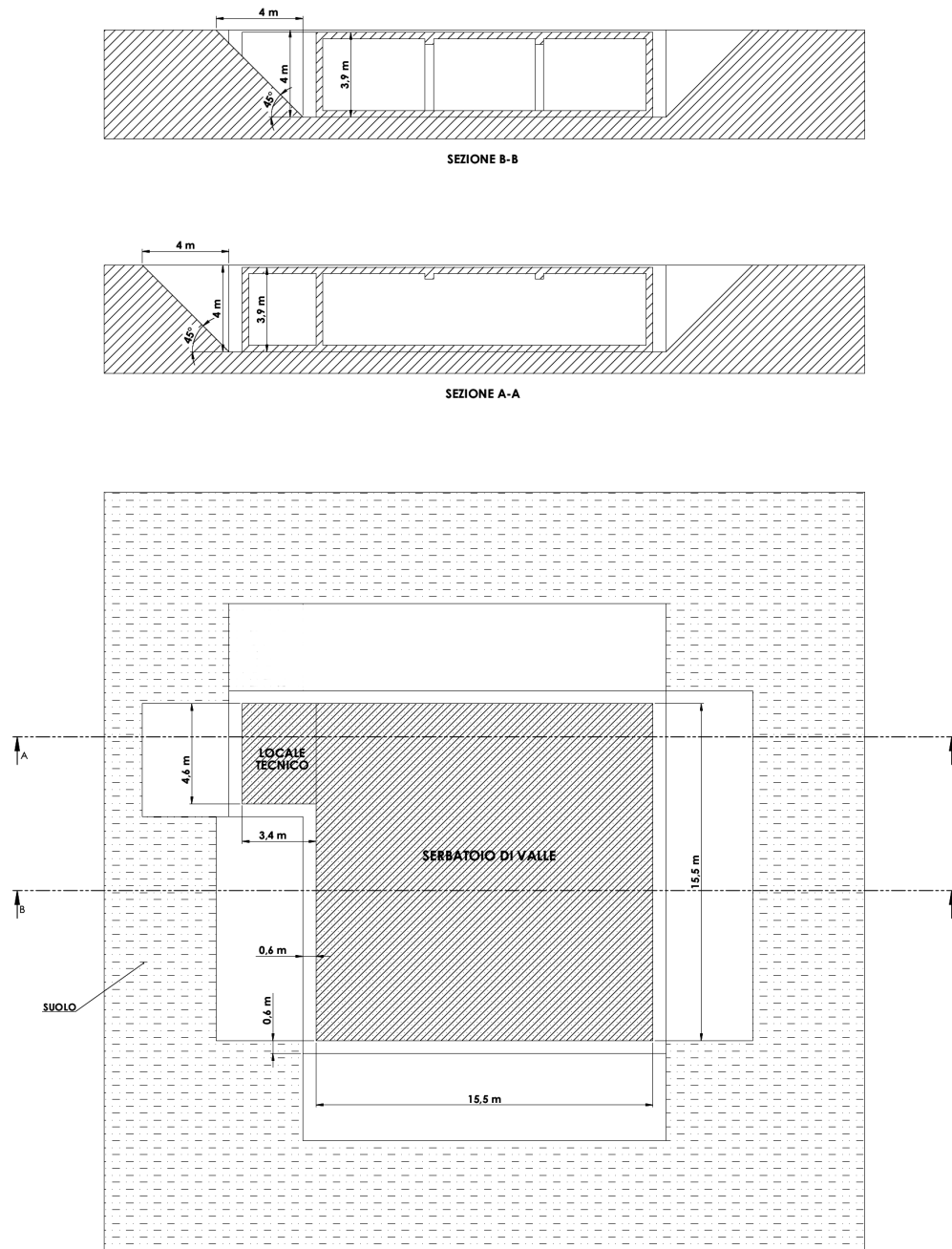


Figura 6.4.2: Scavo di valle per costruzione serbatoio e locale tecnico.

6.4.3 Reinterro per serbatoi e locale tecnico

Il reinterro è di due tipi:

- **a valle** si riempie solamente l'extra volume che si è lasciato per la realizzazione dei getti e il movimento degli operai;

- **a monte** si ricopre l'intero serbatoio col terreno precedentemente rimosso al fine di aumentarne la coibentazione.

Si ricorda che il serbatoio di valle non può essere ricoperto di terra perché su di esso vengono installati moduli FV.

Segue che:

$$V_{reinterro,valle} \approx 263 m^3$$

$$V_{reinterro,monte} \approx 346 m^3$$

6.4.4 Scavo e reinterro per le condotte

Come si può notare dalla planimetria di fig. 5.7.1, si devono installare circa 45 m di tubazioni di PVC aventi diametro esterno pari a 250 mm.

Una stima del volume di terra da rimuovere e successivamente reinterrire può essere fatta osservando le dimensioni caratteristiche dello scavo riportate nella successiva figura.

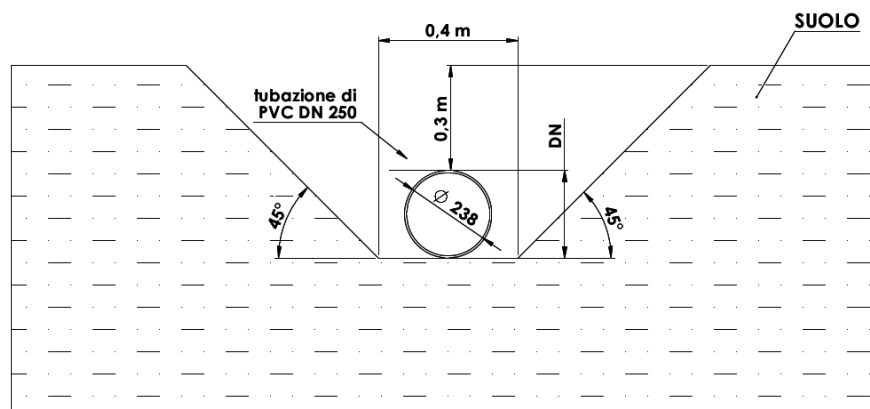


Figura 6.4.3: Scavo per la condotta interrata.

Il **volume da scavare** per l'installazione della condotta è pari a:

$$V_{scavo,cond} \approx 19 m^3$$

Dal momento che la condotta è completamente interrata il **volume da reinterrire** è pari alla differenza tra il volume rimosso e quello occupato dalla condotta:

$$V_{reinterro,cond} \approx 16 m^3$$

6.4.5 Costo delle operazioni di movimento terra

Il costo relativo alle opere di movimento terra, considerato che la manodopera viene fornita gratuitamente dalla comunità, dipende dal numero di giorni che si noleggia l'escavatore e dal gasolio consumato durante l'utilizzo del mezzo meccanico.

Per stimare il tempo necessario ad eseguire gli scavi e i reinterri, ci si basa sulle specifiche di tecniche di un'escavatore di medie dimensioni prodotto dalla ditta **NEW HOLLAND**.

Viene scelto il modello **E 175C** perchè il più piccolo escavatore della NEW HOLLAND che ha un braccio abbastanza lungo da permettere la totale esecuzione dello scavo senza dovere scendere sotto il livello del suolo, ovvero garantisce una profondità massima di scavo maggiore o uguale a 4 m.

Dal datasheet dell'escavatore si ricava il volume della benna e quindi il massimo volume di terra trasportabile con un singolo carico.

Se si ipotizza di eseguire un carico ogni x minuti si ottengono i m^3_{terra}/ora che si possono scavare e reinterrare.

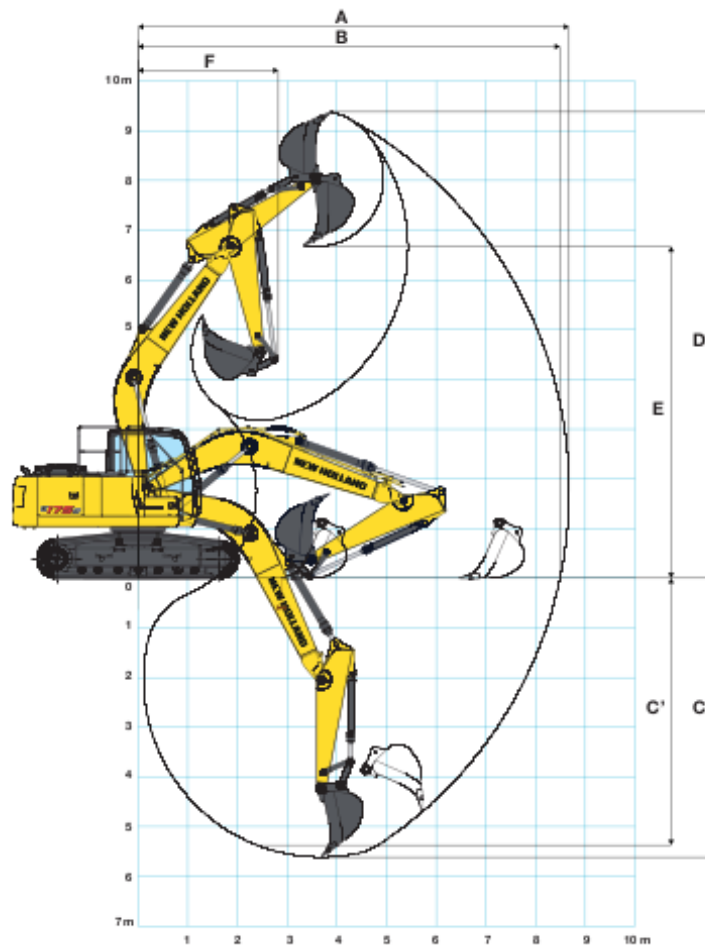


Figura 6.4.4: NEW HOLLAND E 175C (monoblocco, penetratore 2200mm).

<i>Quota</i>	<i>significato</i>	<i>valore</i>
A [m]	distanza max di scavo	8,68
C [m]	profondità max di scavo	5,62
D [m]	altezza max di scavo	9,39
E [m]	distanza max di scarico	6,68
V_{benna}[m³]	volume della benna	0,24

Tabella 6.6: Legenda relativa alla fig.6.4.4.

A questo punto, ipotizzando di lavorare alle operazioni di movimento terra per 10 ore al giorno, si ricavano i giorni necessari ad eseguire scavo e reinterro.

<i>Scavo</i>	
tempo di lavoro [h/gg]	10
$(carichi/h)_{scavo}$	60
$(m^3_{terra}/gg)_{scavo}$	144
$V_{scavo,tot}[m^3]$	2529
$t_{scavo}[gg]$	18
<i>Reinterro</i>	
tempo di lavoro [h/gg]	10
$(carichi/h)_{scavo}$	80
$(m^3_{terra}/gg)_{scavo}$	192
$V_{reinterro,tot}[m^3]$	625
$t_{reinterro}[gg]$	4
<i>Scavo & Reinterro</i>	
$t_{noleggio}[gg]$	22

Tabella 6.7: Calcolo della durata del noleggio dell'escavatore.

Nota:

- *Il numero di carichi/h è stato valutato maggiore nella fase di reinterro perché non si deve più rompere il terreno e dunque, rispetto alla fase di scavo, si muove un numero maggiore di metri cubi nello stesso lasso di tempo.*

6.4.6 Finitura

Con il termine finitura si intende l'**impermeabilizzazione dei serbatoi** mediante stesura di una **malta speciale**.

Questa malta viene stesa, come se si trattasse di un normale intonaco, sulle pareti interne, sulle travi, sui pilastri, sul fondo e sul soffitto di entrambi i serbatoi.

Per 1 metro quadro di superficie servono 5 kg di malta; il calcolo della superficie da impermeabilizzare e il quantitativo di malta necessaria sono riportati nella successiva tabella.

SERBATOI		
<i>pareti + soffitto + fondo [m²]</i>	<i>pilastrini [m²]</i>	<i>travi[m²]</i>
1246	10,4	70,3
TOTALE		
<i>superficie [m²]</i>	<i>malta [kg]</i>	
1326,7	6633,5	

Tabella 6.8: Stima della malta necessaria per l'impermeabilizzazione.

6.4.7 Costo totale opere edili

La stima accurata del costo delle opere edili è molto difficile dal momento che i prezzi della manodopera, del noleggio dei mezzi meccanici e delle betoniere, del cemento e del ferro devono essere contrattati in loco.

Si può tuttavia eseguire dei calcoli approssimati ma comunque verosimili utilizzando dei tipici costi africani che vengono suggeriti dalle passate esperienze del corelatore e da considerazioni ragionevoli che vengono spiegate in seguito.

COSTO OPERE EDILI			
<i>voce di costo</i>	<i>tot</i>	<i>costo specifico</i>	<i>costo [€]</i>
<i>Ferro</i>	25818 kg	1,2 €/kg	30982
<i>Cemento</i>	129090 kg	0,22 €/kg	28400
<i>Malta</i>	6634 kg	0,8 €/kg	5307
<i>Nolo escavatore</i>	22 gg	200 €/gg	4400
<i>Nolo betoniera</i>	2 mesi	620 €/mese	1240
			TOT[€]
			70329

Tabella 6.9: Costo totale delle opere edili.

Note:

- *Il prezzo del cemento è stato calcolato aumentando del 50% (per tenere conto dei costi di trasporto) il prezzo del cemento grigio standard a presa lenta i.work TECNOCEM 32,5 R (0,147 €/kg) di ITALCEMENTI.*
- *Il prezzo del noleggio dell'escavatore comprende pure l'esborso legato al gasolio e alla paga dell'operaio che lo manovra.*

6.5 Costi O&M

Dal momento che il costo operativo legato al consumo di combustibile per il GE viene conteggiato nel termine PC_{GEN} , il termine di costi O&M comprende solo gli esborsi legati alla gestione giornaliera della centrale e alla manutenzione.

Questa voce di costo contiene:

- **stipendio di un guardiano part-time (1€/gg)** che faccia giornalmente un giro della centrale al fine di controllare che non ci siano guasti o malfunzionamenti (**totale 365 €/anno**) ;
- **stipendio di 4 operai (5€/pers/gg)** che eseguano le operazioni di pulizia-manutenzione nei 5 gg/anno di fermo impianto (**totale 100 €/anno**);
- **materiale per manutenzione (100 €/anno)**: grasso per lubrificazione, stracci e arnesi per la pulizia dei serbatoi e delle condotte;
- **ricambi meccanici (1000 € ogni 10 anni)**: cuscinetti e parti meccaniche che possono essersi usurate.

Tutti questi esborsi avvengono anno per anno oppure ogni tot anni, è necessario eseguirne una stima attualizzata che permetta di ottenere un costo totale relativo agli O&M.

In particolare il flusso di cassa sui 25 anni attualizzato all’anno 0⁴, relativo agli O&M, è pari a:

$$PC_{O\&M}(25anni) = 10311€$$

6.6 Costo totale soluzione FV+PaT

Dopo avere stimato nelle precedenti sezioni di questo capitolo i costi di tutti i componenti della soluzione 2, si può calcolare il costo totale d’impianto considerando 25 anni di vita utile.

SOLUZIONE 2 : “FV+PaT”	
voce di costo	costo[€]
<i>FV+GE</i>	31061
<i>PaT</i>	6362
<i>Condotta e Filtri</i>	9088
<i>Opere edili</i>	70329
<i>O&M</i>	10311
	TOTALE
	127151

Tabella 6.10: Costo totale della soluzione 2: “FV+PaT”.

⁴Si è tenuto lo stesso tasso di attualizzazione $i=4\%$ già utilizzato per la stima del PC_{GEN} .

Capitolo 7

La soluzione 3: “FV+ batterie”

Introduzione

In una località soleggiata come il Burkina Faso è ovvio pensare di produrre energia elettrica con un campo FV accumulando, in batterie elettrochimiche, la quantità di energia necessaria a soddisfare i carichi notturni.

In questo capitolo si esegue la stima del costo totale di un impianto (che chiameremo *soluzione 3*) dotato di campo FV, GE d'emergenza-integrazione e gruppo di accumulo a batterie. L'obiettivo di questa analisi è quello di eseguire un confronto di natura economica tra il sistema micro-idro e l'impianto di produzione di potenza più comunemente adottato in Africa.

Si ricordi che il sistema 3, essendo un'alternativa al 2, deve garantire le stesse *performances energetiche* in termini di produzione elettrica giornaliera e notturna: deve dunque produrre la stessa energia elettrica e garantire la medesima capacità di accumulo.

Da queste considerazioni si deduce che:

- *dimensioni campo FV (sol.3)=dimensioni campo FV (sol.2)=21,16 KWp;*
- *capacità di accumulo (sol.3)=capacità di accumulo (sol.2)=25 kWh= $E_{el,T}$;*
- *vita utile (sol.3) = vita utile (sol.2)=25 anni (vita utile dei pannelli FV).*

Il carico primario da soddisfare tutti i giorni dell'anno è, come nella soluzione 2, quello notturno pari a $E_{el,T} = 25 \text{ kWh/night}$: il campo FV immette energia elettrica in rete **solo dopo avere caricato totalmente le batterie** dei 25 kWh necessari.

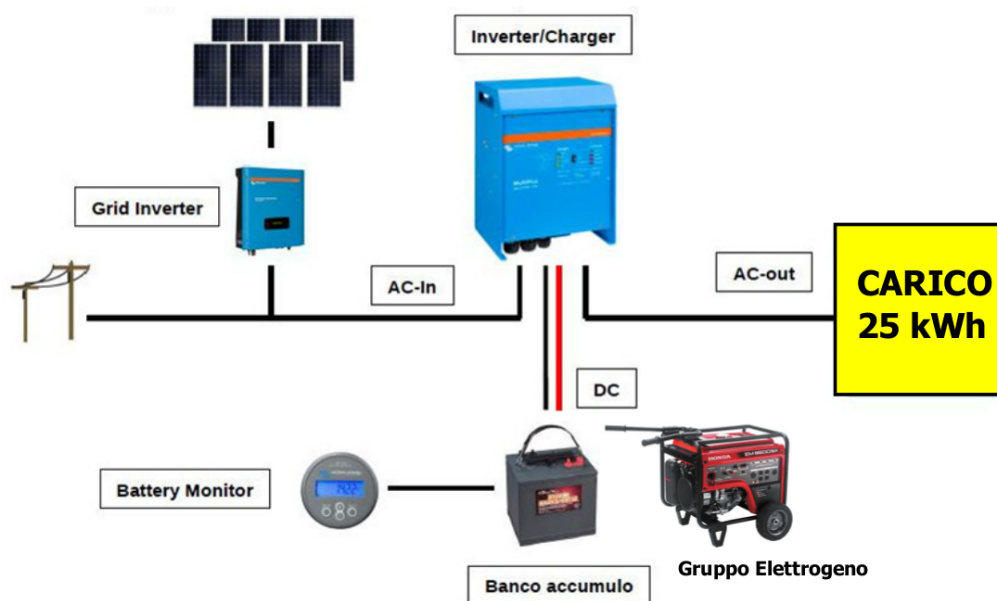


Figura 7.0.1: Componenti presenti nella soluzione 3.

Come riportato nella figura 7.0.1, i componenti principali della soluzione 3 sono:

- *campo FV con grid inverter + GE d'emergenza;*
- *inverter-charger;*
- *banco di accumulo a batterie.*

7.1 Il sistema di accumulo

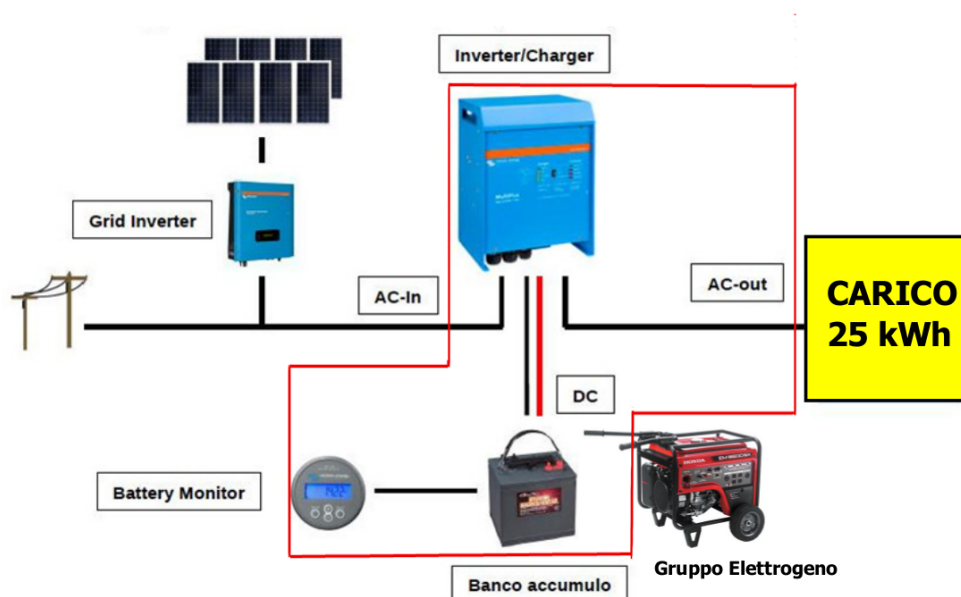


Figura 7.1.1: L'impianto di accumulo della soluzione 3 (cerchiato in rosso).

L'impianto di accumulo che si deve dimensionare non è costituito dalle sole batterie ma comprende tutti quei componenti racchiusi nella linea rossa. La scelta delle batterie viene fatta dopo aver ben caratterizzato l'elemento più critico dell'intero sistema: l'*inverter-charger*.

Questo particolare inverter svolge una doppia funzione:

- funzione di **inverter**: trasforma la tensione e la corrente da continua (come arriva dal banco di accumulo) ad alternata (come viene assorbita dal carico primario e dalla rete di distribuzione BT o di trasmissione AT).
- funzione di **regolatore di carica** (*charger*): regola la carica e la scarica delle batterie, è l'elemento più critico del sistema. Gestisce l'alimentazione dai moduli e il consumo delle utenze (staccando le utenze nel caso in cui la tensione delle batterie scenda sotto un certo livello minimo).

Il modello di inverter-charger viene scelto in base all'accoppiamento elettrico con il carico notturno.

La caratteristiche del carico sono riportate nella tabella sottostante.

CARICO NOTTURNO		
<i>grandezza</i>	<i>simbolo</i>	<i>valore</i>
Numero di fasi		2 (fase e neutro)
Tensione in ingresso AC	$V_c[V]$	230
Consumo totale	$E_{el,c} = E_{el,T}[kWh]$	25
Potenza assorbita	$P_c[kW]$	5
Tempo in cui assorbe energia	$h_c = h_{turb}[h]$	5

Tabella 7.1: Caratteristiche elettriche-energetiche del carico notturno da soddisfare con il sistema di accumulo.

7.1.1 Scelta dell’inverter-charger

Si decide di installare un inverter intelligente prodotto dal gruppo ELVI, questo dispositivo comprende al suo interno un convertitore DC/DC e un convertitore DC/AC e svolge le funzioni sia di grid inverter che di inverter-charger. Si noti dunque che nello schema generale di fig. 7.0.1 il grid inverter e l’inverter-charger sono sostituiti dall’inverter intelligente di ELVI.

Il modello scelto è il **QCC** (Quadro di Conversione e Controllo) hybrid converter; tra le varie taglie disponibili il modello da 5,2 kW è quello che si accoppia meglio con il carico notturno di tab. 7.1.



Figura 7.1.2: Inverter-charger QCC di ELVI.

Si riportano dunque le caratteristiche dell’inverter intelligente **monofase QCC-5.2kW-PVB**.

QCC-5.2kW-PVB (monofase)		
INGRESSO Batterie (DC)		
<i>grandezza</i>	<i>simbolo</i>	<i>valore</i>
Tensione nominale batterie (piena carica)	$V_{BAT,n}^*[V]$	350-380
Tensione massima batterie (piena carica)	$V_{BAT,max}^*[V]$	423
Tensione minima batterie (in scarica)	$V_{BAT,min}^*[V]$	324
USCITA (AC)		
Numero di fasi	/	2 (fase e neutro)
Tensione in uscita nominale	$V_{out,n}[V]$	230
Tensione in uscita minima	$V_{out,min}[V]$	220
Corrente in uscita nominale	$I_{out,max}[A]$	22
Frequenza nominale	$f_{out}[Hz]$	50
Potenza massima in uscita	$P_{out}[W]$	5000
Vita utile	$vita_{INV}[anni]$	25

Tabella 7.2: Caratteristiche elettriche dell’inverter-charger.

7.1.2 Scelta della batteria

Le batterie adatte ad un uso stazionario sono essenzialmente di due tipi:

1. *batterie ad **acido libero***;
2. *batterie al **gel***.

Nelle batterie ad **acido libero** l’elettrolita è costituito da una soluzione acquosa di acido solforico; queste batterie sono più economiche di quelle al gel ma richiedono una periodica manutenzione.

Dal momento che la soluzione acquosa, durante i cicli di carica-scarica della batteria, è soggetta a parziale evaporazione, è necessario un periodico intervento di manutenzione che consiste nel reintegrare la soluzione evaporata.

Le batterie al **gel** sono accumulatori con elettrolita gelatinoso che, pur essendo un po’ più costose, presentano i seguenti vantaggi:

- *concepite per scariche profonde, regolari e prolungate;*
- *eccellente ciclicità pure in caso di scarica parziale;*
- *consentono utilizzi anche alle alte temperature;*
- *assenza di manutenzione.*

La possibilità di utilizzo alle alte temperature e l’eccellente ciclicità le rendono particolarmente adatte ad un uso nella rete in isola di Yaho.

Le batterie ad **acido libero** hanno una durata di vita leggermente superiore ma in questo caso **si preferiscono le batterie al gel** per tutti i motivi scritti sopra ma soprattutto per la **totale assenza di manutenzione**.

Come ripetuto più volte nei capitoli precedenti, in Africa si deve sempre inseguire la soluzione più semplice dal punto di vista della manutenzione.

Per il sistema di accumulo della soluzione 3 si **sceglie** di installare delle **batterie al gel**.

7.1.3 Determinazione della taglia di batteria ottimale

Una volta scelta la macro classe di batterie da utilizzare si deve determinare la taglia di batteria da installare nell’impianto di Yaho. Si vuole ovviamente trovare l’accumulatore “ottimale”, ovvero quello che permette il minimo esborso nell’arco dei 25 anni. Si ricordi che le batterie in climi caldi come quelli del Burkina Faso hanno una vita utile molto inferiore a 25 anni, sarà dunque necessario cambiare il banco di accumulo più volte durante la vita utile dell’impianto.

La ricerca dell’ottimo economico passa attraverso un’analisi tecnico-economica che comprende alcune considerazioni di natura elettrica ed energetica.

In questa sottosezione si riportano solo i risultati finali, per i calcoli dettagliati si rimanda all’*Appendice E*.

Al termine dell’analisi tecnico-economica si sceglie di installare la batteria al gel **LPG 2-300** della ditta **LEOCH**.

Nelle due successive tabelle vengono elencate le caratteristiche della singola batteria e della batteria equivalente o banco d’accumulo complessivo.

Singola batteria LPG 2-300		
<i>grandezza</i>	<i>simbolo</i>	<i>valore</i>
Tensione nominale	$V_{bat,n}[V]$	2
Capacità nominale	$C_{bat,n}[Ah]$	300
Tensione minima (scarica)	$V_{bat,min}[V]$	1,85
Tensione massima (piena carica)	$V_{bat,max}[V]$	2,4
Lunghezza	$l_{bat}[mm]$	170 ± 2
Larghezza	$w_{bat}[mm]$	150 ± 2
Altezza	$h_{bat}[mm]$	337 ± 2
Peso	$m_{bat}[kg]$	19

Banco di accumulo complessivo		
<i>grandezza</i>	<i>simbolo</i>	<i>valore</i>
Numero totale batterie	$n_{BAT}[/math>$	176
Capacità nominale batteria eq.	$C_{BAT,n}[Ah]$	300
Energia nominale batteria eq.	$E_{BAT,n}[kWh]$	105,6
Tensione nominale batteria eq.	$V_{BAT,n}[V]$	352
Tensione massima batteria eq.	$V_{BAT,max}[V]$	422,4
Tensione minima (in scarica) batteria eq.	$V_{BAT,min}[V]$	325,6
Ore di funzionamento ogni notte	$h_{BAT}[h]$	5
Depth of discharge	$DOD[\%]$	0,24
Vita utile	$vita_{BAT}[anni]$	5
N° cicli di carica-scarica in vita utile	$cicli_{BAT,vu}[/math>$	1825
Costo specifico batterie	$costo_{BAT}[\text{€}/kWh]$	150
Numero ricambi batterie in vita utile	$sost_{BAT}[/math>$	5

7.2 Costo del campo FV+GE

7.2.1 Il campo FV

Nell’impianto micro-idro la produzione totale di energia elettrica è ben maggiore della quota $E_{el,P}$ assorbita dalla pompa; infatti tutta l’energia prodotta nelle ore in cui la pompa è spenta viene immessa in rete aggiungendosi a quella prodotta dagli altri impianti connessi alla rete in isola.

Per produrre con la soluzione 3 lo stesso quantitativo di energia elettrica, il **campo FV deve essere identico** a quello della soluzione 2. Il componente denominato *grid inverter* non è altro che l’inverter (o gli inverter) utilizzati nella soluzione 1. Il prezzo del *grid inverter* è già compreso nel costo specifico $C_s[\text{€}/kWp]$ del campo FV.

7.2.2 Il gruppo elettrogeno

Il GE in questa soluzione svolge solo la funzione di gruppo elettrogeno d’emergenza: il suo utilizzo è limitato alle sole giornate di fermo dell’impianto.

Nella soluzione 3 la quota $E_{el,T}$, prodotta dalla turbina nel caso di impianto idro, viene invece fornita dalle batterie che sono state caricate durante il giorno dai pannelli FV.

Come già scritto nei capitoli precedenti, nella soluzione 2 il GE viene utilizzato pure in modalità integrativa nel caso in cui la pompa non riesca a riempire il bacino di monte di una quantità d’acqua tale da produrre i 25 kWh notturni.

Nella soluzione 3 l’eventuale utilizzo del GE in modalità integrativa sarebbe necessario nel caso in cui il campo FV, nell’arco dell’intera giornata, non riuscisse a caricare le batterie di una quota d’energia pari a 25 kWh.

Se, tutti i giorni di tutti i 25 anni di vita dell’impianto, i pannelli FV sono in grado di produrre almeno 25 kWh, il generatore non viene mai utilizzato in modalità integrativa.

Nella successiva figura si riporta la produzione FV giornaliera, dall’anno 0 all’anno 25, per il mese meno soleggiato (agosto $si_{f8} = 4,91 kWh/m^2gg$).

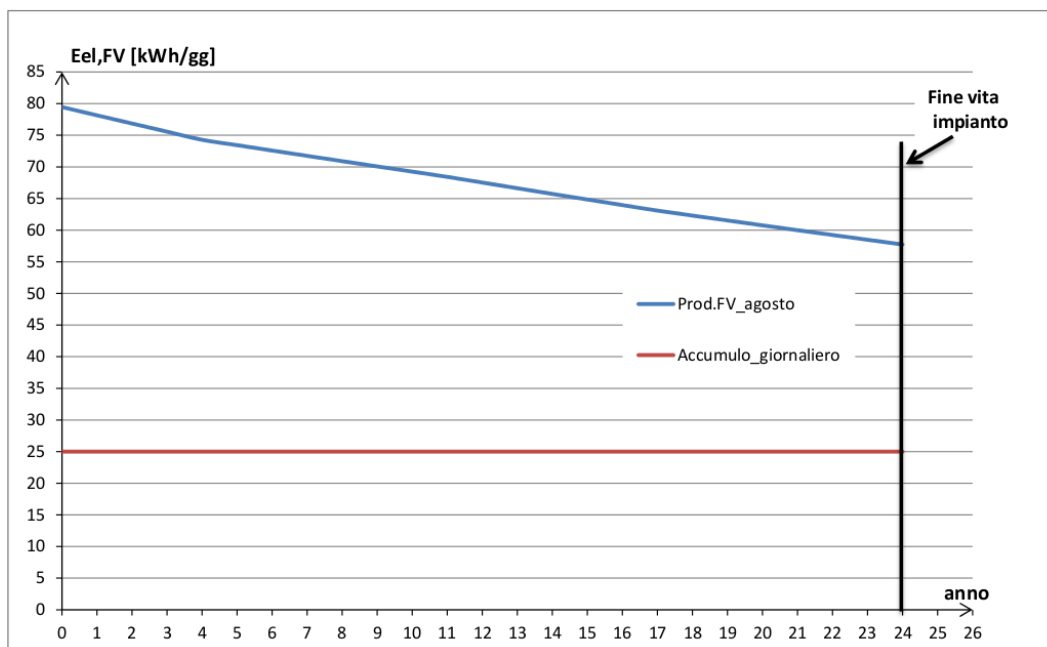


Figura 7.2.1: Produzione giornaliera del campo FV nel mese di agosto (anno 0-24).

Ad agosto, per tutta la vita utile dell’impianto, il campo FV produce un quantitativo di energia elettrica giornaliera maggiore di quella richiesta dalle batterie, si conclude che anche in tutti gli altri 11 mesi dell’anno si verifica la disuguaglianza $E_{el,FV}[kWh/gg] > 25 kWh$ poichè agosto è il mese con s.i.f. più bassa e quindi produzione FV minore di tutti gli altri.

Si può dunque affermare che **il GE viene utilizzato solo durante i fermi dell’impianto.**

Dal momento che il numero totale di fermi dell’impianto viene tenuto costante ($5 gg/anno$), la taglia del gruppo elettrogeno non cambia.

Si ricordi che nei giorni di fermo deve essere garantita solo l’erogazione della quota di energia $E_{el,T} = 25 kWh$ nelle 5 h di funzionamento notturno: la produzione FV è nulla.

Utilizzando il GE solamente in modalità emergenza il consumo di benzina è sicuramente inferiore a quello della soluzione 2 (uso del GE pure in modalità integrativa).

Applicando le medesime equazioni utilizzate nella sezione 6.1 e riportate in *Appendice D*, è possibile calcolare il valore del PV_{GEN} (25anni) per la soluzione 3.

Nelle successive tabelle si riporta il costo del sistema FV+GE per la soluzione 3.

CAMPO FV	
potenza installata [kWp]	21,16
$N_{mod} = N_{mod,ott}$ [/]	92
costo impianto [€/kWp]	1200
costo_totale impianto FV [€]	25392

IMPIANTO (25 ANNI)	
$E_{el,T\ tot} [kWh]$	228125
$E_{FV,tot} [\%]$	98,63
GENERATORE (25 ANNI)	
$E_{GEN,em\ tot} [kWh]$	3125
$E_{GEN,int,tot} [kWh]$	0
$E_{GEN,tot} [kWh]$	7954
$E_{GEN,tot} [\%]$	1,37
$PC_{GEN}(25\ anni)[\text{€}]$	3817
FV+GEN (25 ANNI)	
costo totale (FV+GEN) [€]	29209

Tabella 7.3: Costo dell’impianto FV+ GEN (sol.3).

Il costo totale, come previsto, è più basso rispetto alla soluzione 2: il minore utilizzo del GE riduce la spesa per l’acquisto del combustibile.

7.3 Costo del sistema di accumulo

Il sistema di accumulo è costituito dal banco di batterie e dall’inverter-charger; dal momento che le batterie hanno una vita utile inferiore a 25 anni, i flussi di cassa relativi all’acquisto degli accumulatori sono dilazionati negli anni: è necessario attualizzarli calcolando $PC_{BAT}(25\ anni)^1$. L’inverter intelligente ha una vita utile $\geq 25\ anni$: il suo costo non deve essere attualizzato.

COSTO sistema di Accumulo			
produttore	componente	modello	$PC_{BAT}(25\ anni)$
LEOCH	Batterie al gel (175x5)	LPG 2-300	55585
produttore	componente	modello	costo [€]
ELVI	Inverter-Charger	QCC-5.2kW-PVB	5000
			tot [€]
			60585

Tabella 7.4: Costo sistema di accumulo (Batterie+Inverter intelligente).

7.4 Costo opere edili

Le opere edili per la soluzione 3 sono meno onerose di quelle della soluzione 2 e si riducono a:

- *realizzazione di un basamento in calcestruzzo armato su cui fissare i moduli FV;*
- *costruzione di una locale in muratura in cui disporre le batterie e l’inverter.*

¹Nel processo di attualizzazione si utilizza il solito tasso $i=4\%$.

7.4.1 Basamento in calcestruzzo armato

Il basamento su cui vengono ancorati i moduli del campo FV ha le medesime dimensioni della soletta del serbatoio di valle ($L = 15,5m$; $s_s = 0,3m$); i costi per la realizzazione del getto sono dati solo da cemento e ferro poichè valgono, anche per la soluzione 3, le medesime considerazioni fatte nella sezione 6.4.

<i>Basamento in CLS per il campo FV</i>		
<i>Cls[m³]</i>	<i>Ferro[kg]</i>	<i>Cemento[kg]</i>
72,1	4326	21630
	costo ferro [€]	costo cemento [€]
	5191	4759
		TOT [€]
		9950

Tabella 7.5: Costo del basamento in cls armato.

7.4.2 Locale in mattoni per alloggiare le batterie

Questo locale serve a mantenere le batterie ad una temperatura inferiore rispetto a quella esterna che spesso raggiunge valori superiori ai 40°C.

Nella soluzione 3 la popolazione locale, oltre a fornire il legname per le casseforme, la sabbia, la ghiaia e l’acqua per il getto del basamento, si occuperà della costruzione del locale in mattoni. Alla popolazione locale viene dato questo ulteriore compito perchè il materiale da fornire per la realizzazione dei getti è molto inferiore rispetto alla soluzione 2.

7.5 Costi O&M

Nella soluzione 3 i costi O&M differiscono parzialmente da quelli della soluzione 2; in particolare consistono in:

- **stipendio di un guardiano part-time (1 €/gg)** che faccia giornalmente un giro della centrale al fine di controllare che non ci siano guasti o malfunzionamenti (**totale 365 €/anno**) ;
- **stipendio di 2 operai (5 €/pers/gg)** che eseguano le operazioni di pulizia-manutenzione nei 5 gg/anno di fermo impianto (**totale 50 €/anno**);
- **materiale per manutenzione (20 €/anno)**: stracci e arnesi per la pulizia dei moduli;

$$PC_{O\&M}(25anni) = 7067 \text{ €}$$

7.6 Costo totale soluzione FV+Batterie

<i>SOLUZIONE 3: "FV+Batterie"</i>	
voce di costo	costo[€]
<i>FV+GE</i>	29209
<i>Sistema di accumulo</i>	60585
<i>Opere edili</i>	9950
<i>O&M</i>	7067
	TOTALE
	106811

Tabella 7.6: Costo totale della soluzione 3.

Capitolo 8

Conclusioni

8.1 Confronto economico e sue criticità

Oltre a un semplice confronto economico, basato sui costi attualizzati delle due soluzioni studiate nel dettaglio nei capitoli precedenti, può essere interessante prendere in considerazione pure l'incidenza percentuale delle singole voci sugli importi totali.

In tal modo si possono individuare quali sono le voci di costo di maggior peso e sviluppare in merito alcune considerazioni critiche.

A questo proposito si osservino le due successive tabelle:

<i>sol.2 "FV+PaT"</i>		
voce di costo	costo[€]	incidenza
GE+FV	31061	24,5%
<i>Campo FV</i>	25392	20%
<i>GE (PC 25 anni)</i>	5669	4,5%
TURBOMACCHINA	6362	5%
<i>PaT</i>	2442	1,9%
<i>Quadro elettrico</i>	1907	1,5%
<i>Banco resistivo</i>	2013	1,6%
CONDOTTA	9088	7,2%
<i>Tubi+Giunti</i>	8588	6,8%
<i>Filtri</i>	500	0,4%
OPERE EDILI	70329	55,3%
<i>Ferro</i>	30982	24,3%
<i>Cemento</i>	28400	22,3%
<i>Malta</i>	5307	4,2%
<i>Nolo escavatore</i>	4400	3,5%
<i>Nolo betoniere</i>	1240	1%
O&M (PC 25 anni)	10311	8%
	TOTALE[€]	
	127151	100%

Tabella 8.1: Incidenza delle singole voci di costo sul costo totale d'impianto (soluzione 2).

<i>sol.3 "FV+Batterie"</i>		
voce di costo	costo[€]	incidenza
GE+FV	29209	27,4%
<i>Campo FV</i>	25392	23,8%
<i>GE (PC 25 anni)</i>	3817	3,6%
SISTEMA DI ACCUMULO	60585	56,7%
<i>Batterie</i>	55585	52%
<i>Inverter intelligente</i>	5000	4,7%
OPERE EDILI	9950	9,4%
<i>Ferro</i>	5191	4,9%
<i>Cemento</i>	4759	4,5%
O&M (PC 25 anni)	7067	6,6%
	TOTALE[€]	
	106811	100%

Tabella 8.2: Incidenza delle singole voci di costo sul costo totale d'impianto (soluzione 3).

Le voci più "incisive", ovvero quelle che pesano maggiormente sul costo totale, sono:

- **soluzione 2** \implies *OPERE EDILI (55,3%)*;
- **soluzione 3** \implies *SISTEMA DI ACCUMULO (56,7%)*, da notare $\sim 84%$ di materiale di provenienza estera.

Se si confrontano i costi totali d'impianto, la soluzione **2** risulta **economicamente competitiva con la 3**; tuttavia non si possono dimenticare le **forti ipotesi** che sono alla base della stima del costo delle opere edili.

Il costo delle opere edili, ovvero la componente più incisiva nella determinazione del costo totale della soluzione FV+PaT, è stato stimato considerando un forte coinvolgimento della popolazione locale nella realizzazione delle costruzioni essenzialmente in termini di fornitura di materiali e di manodopera.

L'effetto positivo del coinvolgimento della popolazione locale è sicuro, già testato e condiviso da cooperanti che lavorano nel contesto dei PVS da anni. Tale approccio è già stato usato in Africa dal co-relatore che lo consiglia vivamente e lo considera una condizione che può determinare il successo o meno nel tempo del progetto stesso.

Nel caso della soluzione 2, l'**ipotesi del coinvolgimento locale ha un valore economico elevato** dal momento che influenza significativamente il costo di realizzazione delle costruzioni in cls andando dunque ad intaccare la componente più significativa del costo totale.

La sensibilizzazione della comunità, con la finalità di favorire l'appropriazione dell'impianto e conseguente riduzione dei costi grazie alla fornitura di materiali e manodopera gratuita, è presente in qualsiasi progetto nei PVS ma assume un ruolo così determinante nella soluzione 2.

Nel caso in cui la comunità locale non fosse in grado di fornire l'acqua, la sabbia e la ghiaia per il cls oppure il legname per le casseforme, le ripercussioni economiche, in termini di aumento del costo delle opere edili, non sarebbero trascurabili.

Nel caso di mancata fornitura dei materiali per il cls, si verificherebbe di sicuro un aumento del costo totale ma è molto difficile prevederne l'entità.

Il prezzo di beni come sabbia, ghiaia e legname sono soggetti ad una tale variabilità locale da cambiare addirittura di villaggio in villaggio.

Per esempio, la sabbia avrebbe un prezzo praticamente nullo se fosse possibile estrarla dal letto di un fiume che scorre nei pressi di Yaho, avrebbe invece un prezzo decine di volte più alto se si dovesse acquistarla nella città di Dedougou o Bobo Dioulasso.

Nello specifico contesto di Yaho, il sistema di **accumulo FV+PaT** è **economicamente competitivo**, con quello tradizionale FV+Batterie, **a patto di riuscire a coinvolgere la popolazione nei termini descritti** nella sezione 6.4.

Nel caso in cui ciò non fosse possibile la competitività economica dipende dal prezzo delle materie prime. Tale prezzo non è però calcolabile senza un sopralluogo in Burkina Faso.

8.2 Competitività del sistema di accumulo al di fuori del caso di Yaho

Si deve tenere presente che il caso di **Yaho** è un vero e proprio **caso limite**; il sito non presenta infatti le caratteristiche ideali per l'installazione di un impianto idro-elettrico: il salto è molto ridotto e l'acqua, se non si eseguisse il circuito chiuso, sarebbe presente per soli 5 mesi all'anno.

Dal momento che nella tesi è stata dimostrata, seppur sotto ipotesi molto forti, la competitività economica di questo sistema anche nel caso limite del villaggio di Yaho, possiamo con certezza affermare che tale sistema di accumulo risulta una soluzione da prendere seriamente in considerazione in tutte quelle località che presentano salti e riserve d'acqua maggiori di quelle del villaggio burkinabè.

Una situazione che si presta alla realizzazione di un sistema di accumulo di tipo FV+PaT è spesso presente nei molti villaggi che sorgono sulle rive dei grandi fiumi, per esempio, nella Repubblica Democratica del Congo.

Il villaggio di Popokabaka, località in cui il co-relatore ha seguito un progetto per la realizzazione di un acquedotto, può essere un valido esempio di quelle che si possono considerare condizioni favorevoli per un accumulo di tipo idroelettrico.

Come si può notare dalla fotografia nella pagina successiva, il villaggio sorge alle pendici di alcune colline che garantiscono un salto significativo (131 m), la grande disponibilità d'acqua è garantita, 365gg/anno, dal fiume Kwango che scorre a fianco di Popokabaka.

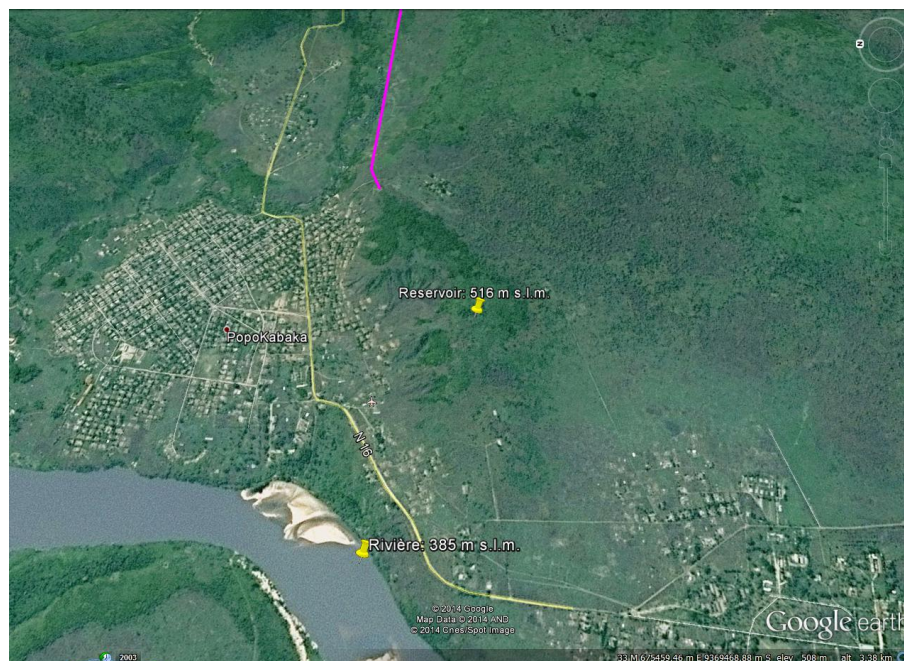


Figura 8.2.1: Popokabaka (RDC), fonte Google Earth.

La presenza di un salto e di una riserva d'acqua di tali dimensioni permettono una netta riduzione del costo delle opere edili; se presso Popokabaka si volesse realizzare un impianto di accumulo, che garantisca il medesimo apporto energetico notturno ($E_{el,T} = 25 \text{ kWh}$) dell'impianto di Yaho, si avrebbe:

- **assenza del serbatoio di valle e del circuito chiuso** >>> se il fiume garantisce acqua tutto l'anno è inutile usare il circuito chiuso, conviene prelevare quotidianamente dal fiume la portata d'acqua necessaria a produrre $E_{el,T}$;
- **serbatoio a monte più piccolo** >>> potendo contare su un salto molto più grande si produce la stessa energia con una portata inferiore e quindi il serbatoio avrebbe volume inferiore;
- **serbatoio di monte scoperto (no soletta)** >>> potendo contare su una riserva d'acqua così grande il problema dei trafiletti e dell'evaporazione non è più vitale come nel caso di Yaho

A seguito di queste considerazioni è chiaro che, in un sito come quello di Popokabaka, la voce di costo relativa alle opere edili perde incisività nella determinazione del costo totale d'impianto.

In tutti i contesti in cui si possono riscontrare caratteristiche simili a quelle del villaggio di Popokabaka, un sistema di accumulo idroelettrico FV+PaT risulta molto interessante perchè competitivo, se non addirittura vincente rispetto al sistema FV+batterie.

8.3 Considerazioni extra-economiche

Quando si parla di progetti di cooperazione l'aspetto economico è sicuramente importante ma poichè l'investimento non viene fatto con l'obiettivo di ottenere un certo ricavo, acquistano grande importanza alcuni aspetti sociali e ambientali che tipicamente, se l'impianto fosse realizzato in un Paese industrializzato, verrebbero presi in minore considerazione o completamente tralasciati.

In un progetto come quello di Yaho i flussi di cassa risultano tutti negativi non essendo previste entrate di alcun tipo; di conseguenza perdono significato termini come Pay Back time o Net Present Value.

L'assenza di un vero proprietario che si preoccupi della manutenzione e del controllo della centrale al fine di massimizzare il profitto tramite una gestione efficiente può causare dei grossi problemi di durata nel tempo delle infrastrutture.

Si rischia infatti che l'impianto sia soggetto a incuria con conseguente usura e riduzione della vita utile.

Uno dei punti fondamentali, come già scritto nelle pagine precedenti, è coinvolgere la popolazione sin dalle fasi di realizzazione dell'opera al fine di favorire un processo di appropriazione che spinga il futuro utilizzatore a sentire l'impianto come un bene proprio e sentirsi in dovere di dare il proprio contributo per garantirne la manutenzione, la conservazione e la gestione efficiente.

Nei paesi in via di sviluppo il sistema FV+PaT, così come tutti gli impianti a FER, può giocare un ruolo incisivo nella promozione di uno sviluppo economico autonomo e basato sulle risorse locali, in grado quindi di "reggersi sulle proprie gambe", riducendo la dipendenza dall'estero e garantendo allo stesso tempo la sostenibilità ambientale nell'approvvigionamento energetico.

In particolare può giocare un ruolo fondamentale nell'elettrificazione delle zone rurali più isolate e svantaggiate.

I principali vantaggi dell'elettrificazione di zone rurali con un sistema a FER sono di tre tipi:

Vantaggi economici

- *si impiega manodopera locale favorendo l'occupazione;*
- *il sistema ha bassi costi di gestione;*
- *la riduzione della spesa relativa al combustibile consente un reinvestimento in attività produttive, rilanciando e stimolando l'economia locale e favorendo gli scambi.*

Vantaggi sociali

- *si ottiene un miglioramento delle condizioni di salute evitando l'esposizione ai fumi;*
- *si contrasta l'inurbamento valorizzando il territorio e rendendolo in grado di fornire alcuni servizi;*
- *si rende possibile e si stimola l'istruzione e la crescita culturale.*

Vantaggi ambientali

- *si abbassano le emissioni climalteranti;*
- *si riduce il disboscamento dovuto all'approvvigionamento di legna o carbone per usi domestici;*
- *si evita il trasporto di carburanti;*
- *si crea una cultura ambientale e di valorizzazione delle risorse naturali e del territorio.*

Efficace soluzione ai problemi delle batterie

L'obiettivo di questa tesi era quello di dimostrare la competitività economica di un sistema di accumulo a FER che non si basasse su batterie.

La diffusione di sistemi di accumulo idroelettrico, ma più in generale di sistemi di accumulo diversi da quello elettrochimico, risulta particolarmente importante in quelle aree remote del mondo caratterizzate da climi molto caldi.

Il principale limite delle batterie, in climi torridi come quelli africani, è il veloce deterioramento che costringe ad un periodico ricambio del banco di accumulo.

Un ulteriore aspetto ambientale spesso trascurato è che fine fanno le batterie dismesse, in assenza di strutture attrezzate per il loro corretto smaltimento, trattandosi di rifiuti speciali particolarmente inquinanti. Nella fotografia sottostante si può avere un'idea di dove finiscono e rappresenta un esempio di come la buona pratica ambientale di riciclare tutto possa trasformarsi nell'opposto.



Figura 8.3.1: Curioso utilizzo di batterie esauste in Congo.

Se, oltre al notevole esborso economico per la sostituzione, si aggiunge che la dislocazione assai remota di molti villaggi determina difficoltà di manutenzione e sostituzione delle batterie proprio per il difficile raggiungimento delle località, si comprende perchè in questo contesto l'inserimento di un impianto micro-idro potrebbe trovare una valida giustificazione.

Il vantaggio dei sistemi FER è quello di garantire la produzione elettrica con risorse locali riducendo la dipendenza dall'estero grazie alla riduzione delle importazioni di combustibili fossili.

La **dipendenza dall'estero** risulta ancora lampante se si parla di sistemi di accumulo elettrochimico, in quanto le batterie infatti devono essere **importate** per le periodiche **sostituzioni**.

Il più grande vantaggio di un sistema FV+PaT è quello di consentire non solo la **produzione**, ma anche lo **stoccaggio di energia, utilizzando risorse locali**.

Questo aspetto socio-economico è da tenere in grande considerazione dal momento che nei PVS la tematica dell'**elettrificazione, basata su risorse locali**, assume un'importanza strategica per ridurre la dipendenza dall'estero e promuovere quindi uno **sviluppo economico più autonomo** possibile, dunque **sostenibile e duraturo**.

Appendice A

Portata e “punto medio di lavoro” in turbinaggio

Si riportano, nella successiva tabella, le celle del foglio di calcolo Excel che riguardano il calcolo della portata in turbinaggio Q_t .

CONDOTTA		
dato	eq. o tab. utilizzata	valore
$L_t[m]$	tab. 4.3	30
$D_i[m]$	tab 4.3	0,238
$A_i[m^2]$	tab.4.3	0,044
$\beta[°]$	eq.3.1.14	0,001155
$\sum_{i=1}^N (n_i k_{c,i})_t [°]$	tab.4.2 e tab.3.1	3,18

TURBINA		
grandezza	eq. o tab. utilizzata	valore
$Q_t[m^3/s]=cost$	/	ipotizzato
$\eta_{tot,t}[°]=cost$	/	ipotizzato
$Z_{pl,max}[m]$	eq.4.1.7	3
$Z_{pl,med}[m]$	eq.4.1.7	1,5
$Z_{pl,min}[m]$	eq.4.1.7	0
$Z_{sc,t}[m]$	eq.4.1.3	4
$\Delta H_{t,max}[m]$	eq.4.1.7	$f(Q_t)$
$\Delta H_{t,med}[m]$	eq.4.1.7	$f(Q_t)$
$\Delta H_{t,min}[m]$	eq.4.1.7	$f(Q_t)$
$P_{turbina,max}[kW]$	eq.3.1.6	$f(Q_t; \eta_{tg})$
$P_{turbina,med}[kW]$	eq.3.1.6	$f(Q_t; \eta_{tg})$
$P_{turbina,min}[kW]$	eq.3.1.6	$f(Q_t; \eta_{tg})$
$f.obiettivo [kWh]$	$P_{turbina,med} \cdot h_{turb}$	25

Come si può notare dalla tabella, le uniche due variabili su cui si può agire sono:

- Q_t = portata in turbinaggio, viene mantenuta costante in tutte le 5h di funzionamento.
- $\eta_{tot,t}[\%]$ = rendimento del gruppo turbina Banki-generatore, ipotizzato costante e pari a un valore medio, nelle tre situazioni di funzionamento analizzate.

Da osservare la *funzione obiettivo* che deve essere verificata: si deve lavorare ad una $P_{turbina,med}$ che permetta di produrre in h_{turb} (5h) il valore imposto da progetto di $E_{el,t}$ (25kWh). Di conseguenza, perchè la funzione obiettivo sia verificata, si deve ottenere $P_{turbina,med} = 5kW$.

Il **procedimento iterativo**, che si esegue per stimare la Q_t , è il seguente:

1. inserire un valore di prima ipotesi per Q_t ;
2. inserire un valore di prima ipotesi per η_{tg} ;
3. eseguire una “ricerca obiettivo” con i seguenti input:
 - imposta la cella: f.obiettivo
 - al valore: 25
 - variando la cella: Q_t
4. verificare, sulla curva caratteristica della turbina TBS (vd. fig. 4.1.6) che, in corrispondenza del punto $(\Delta H_{t,med}; Q_t)$, vi sia l'intersezione con la retta iso-potenza che indica 5kW. Se questo accade significa aver impostato, al punto 2 del processo, il valore corretto di η_{tg} . Fatto che si può chiaramente comprendere richiamando l'eq. 3.1.6. Se l'intersezione con la curva iso-potenza non è verificata in corrispondenza del “punto medio” di lavoro, si ritorna al punto 2 del processo iterativo e si riprova con un nuovo valore di $\eta_{tot,t}$ finchè non si raggiunge la convergenza. In questo caso, col termine “raggiungere la convergenza”, si intende intersecare la curva iso-potenza da 5kW (vd. figura successiva) in corrispondenza del punto medio di funzionamento ricavato al termine del punto 3 del processo iterativo.

Appendice B

Grandezze caratteristiche dei serbatoi

Si riportano, nella successiva tabella, le celle del foglio di calcolo Excel che, insieme ai valori della tab. 4.6, si utilizzano per eseguire il dimensionamento dei serbatoi:

SERBATOIO DI MONTE		
dato	eq. o tabella utilizzata	valore
$V_m[m^3]$	eq.4.2.1	963
$L[m]$	/	<i>ipotizzato</i>
$L_u[m]$	tab.4.5	$f(L)$
$V_{m,disp}[m^3]^1$	eq.4.2.3	$f(L)$
<i>f.obiettivo</i>	$(V_m - V_{m,disp})$	0

SERBATOIO DI VALLE		
grandezza	eq. o tabella utilizzata	valore
$V_v[m^3]$	eq.4.2.2	1011,15
$L[m]$	/	<i>ipotizzato</i>
$L_u[m]$	tab.4.5	$f(L)$
$V_{v,disp}[m^3]$	eq.4.2.3	$f(L)$
<i>f.obiettivo</i>	$(V_v - V_{v,disp})$	0

Il **procedimento iterativo**, che si esegue per stimare L , è il seguente:

1. inserire un valore di prima ipotesi per L ;
2. eseguire una “ricerca obiettivo” con i seguenti input:
 - imposta la cella: f.obiettivo
 - al valore: 0
 - variando la cella: L

Una volta raggiunta la convergenza, si ricava il valore di L che, con i valori fissati in tab. 4.6, permette di avere all'interno del serbatoio un volume utile esattamente pari a quello calcolato con le equazioni 4.2.1 e 4.2.2.

Appendice C

Massimo numero di pannelli installabili

Si riportano, nella successiva tabella, le celle del foglio di calcolo Excel che riguardano il *calcolo del massimo numero di pannelli* installabili sul tetto del serbatoio di valle.

<i>Lato L₁</i>		
<i>grandezza</i>	<i>eq. o tab. utilizzata</i>	<i>valore</i>
N_1^* [/]	/	<i>ipotizzato</i>
$acc_{L2,min}$ [m]	/	0,5
$d_{disp,L1}^*$ [m]	eq. 4.4.1 (con $acc_{L2,min}$)	$f(N_1^*)$
$d_{occ,L1}^*$ [m]	eq. 4.4.3	$f(N_1^*)$
f. obiettivo	$(d_{disp,L1}^* - d_{occ,L1}^*)$	0
$N1$ [/]	/	$f(N1^*)$
$d_{occ,L1}$ [m]	eq. 4.4.3	$f(N1)$
$disavanzo$ [m]	$(d_{occ,L1} - L)$	$f(N1)$
acc_{L2} [m]	$\frac{disavanzo}{2}$	$f(N1)$

<i>Lato L₂</i>		
<i>grandezza</i>	<i>eq. o tab. utilizzata</i>	<i>valore</i>
N_2^* [/]	/	<i>ipotizzato</i>
$acc_{L1,min}$ [m]	/	0,5
$d_{disp,L2}^*$ [m]	eq. 4.4.2 (con $acc_{L1,min}$)	
$d_{occ,L2}^*$ [m]	eq. 4.4.4	
f. obiettivo	$(d_{occ,L2} - 2acc_{L1,min})$	0
$N2$ [/]	/	$f(N_2^*)$
$d_{occ,L2}$ [m]	eq. 4.4.4	$f(N_2)$
$disavanzo$ [m]	$(d_{occ,L2} - L)$	$f(N_2)$
acc_{L1} [m]	$\frac{disavanzo}{2}$	$f(N_2)$

Il procedimento di calcolo, che si esegue per stimare N_1 e N_2 , è il seguente¹:

¹Si mostrano i passaggi per il solo calcolo di N_1 ; il calcolo di N_2 è eseguito esattamente nello stesso modo a patto di inserire le grandezze contenute nella seconda tabella al posto di quelle della prima.

1. Eseguire una “ricerca obiettivo con i seguenti input”:
 - imposta la cella: f.obiettivo
 - al valore: 0
 - variando la cella: N_1^*In questo modo si calcola, dopo avere imposto una minima dimensione del corridoio di accesso $acc_{L1,min} = 0,5m$, il numero di moduli N_1^* che permette di occupare tutto lo spazio disponibile pari a $L - 2acc_{L1,min} = (19,5 - 1)m = 19m$.
2. Calcolare N_1 approssimando N_1^* per difetto all'intero inferiore. Il valore di N_1^* potrebbe benissimo essere un numero decimale.
3. Calcolare la reale distanza occupata $d_{occ,L1}$ inserendo N_1 nella 4.4.3.
4. Calcolare il disavanzo tra la lunghezza occupata e la lunghezza del lato L del serbatoio. Questo *disavanzo* è lo spazio che si può ripartire tra i due corridoi di accesso.
5. Calcolare la reale lunghezza dei corridoi di accesso acc_{L2} suddividendo, in due parti uguali, il disavanzo.

Appendice D

Numero di moduli ottimale

Per poter calcolare l'energia elettrica prodotta dal campo FV nelle singole ore della giornata, si devono utilizzare alcune informazioni ricavate nei capitoli precedenti.

In particolare si richiama l'equazione 4.4.11:

$$E_{FV,ji,h} = si f_{j,h} N_{mod} A_{mod} \eta_{BOS,i} \eta_{mod,i} \eta_{inv}$$

L'unica incognita è il numero di moduli da installare N_{mod} ; si cerca il valore di N_{mod} che **minimizza i costi del sistema generatore + campo FV**.

I valori delle altre grandezze presenti nell'equazione sono già noti e ricavabili da figure o tabelle contenute nei capitoli precedenti.

<i>grandezza</i>	<i>valore o tabella - figura da consultare</i>
$si f_{j,h} [kWh/m^2]$	tab. 5.13
$A_{mod} [m^2]$	fig. 4.4.2
$\eta_{BOS,i} []$	tab. 4.20
$\eta_{mod,i} []$	tab. 4.20
$\eta_{inv} []$	0,92

Per ogni mese dell'anno si può costruire una tabella che riporta la produzione oraria del campo FV; questa produzione di energia si riduce col passare degli anni per via del decadimento del sistema FV (si ricordi il significato di $\Delta\eta_{mod}$ e $\Delta\eta_{BOS}$).

Nella successiva tabella si riportano le celle del foglio di calcolo Excel utilizzato per stimare la produzione elettrica del mese di gennaio. Per tutti gli altri mesi si procede nel medesimo modo; si ricordi che N_{mod} è incognito.

<i>Produzione elettrica campo FV (GENNAIO)</i>				
ora	<i>s.i.f.</i> [Wh/m ²]	a0 [Wh]	...	a24 [Wh]
0.30	0	0	0	0
1.30	0	0	0	0
2.30	0	0	0	0
3.30	0	0	0	0
4.30	0	0	0	0
5.30	0	$si f_{1,6} N_{mod} A_{mod} \eta_{BOS,0} \eta_{mod,0} \eta_{inv}$...	$si f_{1,6} \dots$
6.30	71	$si f_{1,7} N_{mod} A_{mod} \eta_{BOS,0} \eta_{mod,0} \eta_{inv}$...	$si f_{1,7} \dots$
7.30	250,6	$si f_{1,8} N_{mod} A_{mod} \eta_{BOS,0} \eta_{mod,0} \eta_{inv}$...	$si f_{1,8} \dots$
8.30	443,5	:	:	:
9.30	632,3	:	:	:
10.30	759,3	:	:	:
11.30	803,7	:	:	:
12.30	853,3	:	:	:
13.30	779,3	:	:	:
14.30	667,7	:	:	:
15.30	520,8	:	:	:
16.30	362,5	:	:	:
17.30	187	:	:	:
18.30	38,9	:	:	:
19.30	0	0	0	0
20.30	0	0	0	0
21.30	0	0	0	0
22.30	0	0	0	0
23.30	0	0	0	0

Tabella D.1: Metodo di calcolo della produzione elettrica del campo FV nel mese di gennaio.

Calcolo del surplus-deficit in pompaggio

Come già detto la fase di pompaggio viene eseguita nelle 6 ore comprese tra h 9.30 e h 14.30; per comprendere quale quota di $E_{el,T}$ deve essere fornita dal gruppo elettrogeno in modalità integrazione, si deve stimare il numero di ore in cui la pompa riesce a lavorare perché $E_{FV}^{ji,h} \geq \frac{E_{el,P}}{h_{pomp}}$.

Il procedimento che si utilizza per la stima della grandezza $surplus_{ji,h}$ è riportato, per il solo mese di gennaio, nella successiva tabella. Per gli altri mesi si procede nel medesimo modo.

ora	$surplus_{j,i,h}[Wh]$ (anno 0)	...	$surplus_{j,i,h}[Wh]$ (anno 24)
9.30	$(sif_{1,10} N_{mod} A_{mod} \eta_{BOS,0} \eta_{mod,0} \eta_{inv}) - \frac{E_{el,P}}{h_{pomp}}$...	$(sif_{1,10} \dots) - \frac{E_{el,p}}{h_{pomp}}$
10.30	$sif_{1,11} N_{mod} A_{mod} \eta_{BOS,0} \eta_{mod,0} \eta_{inv} - \frac{E_{el,P}}{h_{pomp}}$...	$(sif_{1,11} \dots) - \frac{E_{el,p}}{h_{pomp}}$
11.30	$sif_{1,12} N_{mod} A_{mod} \eta_{BOS,0} \eta_{mod,0} \eta_{inv} - \frac{E_{el,P}}{h_{pomp}}$...	$(sif_{1,12} \dots) - \frac{E_{el,p}}{h_{pomp}}$
12.30	$sif_{1,13} N_{mod} A_{mod} \eta_{BOS,0} \eta_{mod,0} \eta_{inv} - \frac{E_{el,P}}{h_{pomp}}$:	$(sif_{1,13} \dots) - \frac{E_{el,p}}{h_{pomp}}$
13.30	$sif_{1,14} N_{mod} A_{mod} \eta_{BOS,0} \eta_{mod,0} \eta_{inv} - \frac{E_{el,P}}{h_{pomp}}$:	$(sif_{1,14} \dots) - \frac{E_{el,p}}{h_{pomp}}$
14.30	$sif_{1,15} N_{mod} A_{mod} \eta_{BOS,0} \eta_{mod,0} \eta_{inv} - \frac{E_{el,P}}{h_{pomp}}$:	$(sif_{1,15} \dots) - \frac{E_{el,p}}{h_{pomp}}$

Tabella D.2: Calcolo del deficit-surplus nella fase di pompaggio nel mese di gennaio.

- Se la grandezza $surplus_{j,i,h}$ è:
- ≥ 0 la pompa in quell'ora h funziona;
- < 0 la pompa in quell'ora h non funziona.

Ogni giorno, al termine del “periodo di pompaggio” (h 9.30-14.30) si conosce il numero di ore in cui la pompa è stata accesa e di conseguenza è noto il volume d'acqua accumulato nel serbatoio di monte.

Se la pompa ha funzionato per un numero di ore inferiore ad h_{pomp} , il serbatoio di monte è riempito solo parzialmente e non è possibile produrre tutta $E_{el,T}$ con la sola turbina: il generatore integra, direttamente alle utenze, la parte di $E_{el,T}$ mancante.

La stima della quota di energia elettrica che il generatore deve integrare, il j -esimo giorno dell'anno i , è funzione del volume pompato V_{pompji} .

$$V_{pompji} = Q_{p,med} \cdot h_{ONji} \quad (D.0.1)$$

dove:

- $V_{pompji}[m^3]$ = volume accumulato nel serbatoio di monte, al termine del “periodo di pompaggio”, un giorno del mese j dell' i -esimo anno;
- $Q_{p,med}[m^3/h]$ = portata media elaborata dalla pompa;
- $h_{ONji}[h]$ = ore di funzionamento della pompa in un giorno del mese j dell' i -esimo anno.

Si prosegue determinando l'eventuale deficit d'acqua contenuta nel serbatoio di monte:

$$\Delta V_{mji} = V_{pompji} - V_m \quad (D.0.2)$$

dove:

- $\Delta V_{mji}[m^3]$ = deficit (se < 0) o surplus (se > 0) d'acqua nel serbatoio di monte rispetto al volume di progetto V_m ;

- $V_m[m^3]$ = volume d'acqua che, secondo progetto, dovrebbe essere stoccato nel serbatoio di monte per generare tutta $E_{el,T}$ con la sola turbina idroelettrica.

Resta da capire il valore energetico di un metro cubo d'acqua accumulato nel serbatoio di monte, per determinarlo si esegue la seguente divisione:

$$f_w = \frac{E_{el,T}}{V_m} = \frac{25 \text{ kWh}}{578,32 \text{ m}^3} = 0,0432 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3} \quad (\text{D.0.3})$$

dove:

- $f_w[\text{kWh}/\text{m}^3]$ = indica il potenziale energetico posseduto da un metro cubo di acqua stoccato nel serbatoio di monte; questo fattore è dunque indice dell'efficienza con cui il sistema converte l'energia gravitazionale posseduta dal volume d'acqua.

Una volta noto quando la grandezza $\Delta V_{m,ji}$ assume valore negativo, si può determinare la quota di $E_{el,T}$ che deve essere generata dal GE nel mese j dell'anno i :

$$E_{GEN,int,ji} = gg_j \cdot \Delta V_{m,ji} \cdot f_w \quad (\text{D.0.4})$$

dove:

- $E_{GEN,int,ji}[\text{kWh}]$ = energia elettrica che il generatore deve integrare alle utenze il mese j dell'anno i ;
- $gg_j[gg]$ = n° di giorni che compongono il mese j^1 ;
- $\Delta V_{m,ji}[\text{m}^3]$ = si prendono solo i valori < 0 dal momento che si sta calcolando il deficit rispetto al volume di progetto.

A questo punto si può stimare la quantità di energia elettrica che il GE deve integrare alle utenze nei 25 anni di vita dell'impianto:

$$E_{GEN,tot} = \sum_{i=0}^{24} \left(\sum_{j=1}^{12} E_{GEN,int,ji} \right) = \sum_{i=0}^{24} \left(\sum_{j=1}^{12} gg_j \cdot \Delta V_{m,ji} \cdot f_w \right) \quad (\text{D.0.5})$$

dove:

- $E_{GEN,int,tot}[\text{kWh}]$ = energia elettrica prodotta dal gruppo elettrogeno, con finalità integrativa, nei 25 anni.

Calcoli economici

Come si può notare dalle tabelle D.1 e D.2, l'unica variabile presente è il numero di moduli installati N_{mod} . La soluzione ottimale dal punto di vista economico è quella che minimizza il costo totale inteso come somma del costo del campo FV e del generatore.

Per comprendere quale sia il valore di $N_{mod,ott}$, si devono esprimere i costi del sistema FV e del generatore in funzione del numero di moduli installati.

¹Si ricordi che il mese di febbraio ($j=2$) nel modello usato è costituito da 23 giorni ($gg_2 = 23$) invece che da 28 perchè si è prudenzialmente scelto di mettere a febbraio i 5 giorni all'anno di fermo impianto (si veda la sottosezione 5.6.2.

Costo del sistema FV

Il costo del sistema FV, comprensivo di moduli, inverter, cablaggi, supporti e dispositivi elettronici di regolazione, è tipicamente fornito dalla ditta produttrice in funzione della potenza installata ($\text{€}/kWp$).

La potenza installata non è altro che il prodotto tra N_{mod} e la potenza di picco del modulo nuovo (quella fornita nel catalogo di fig. 4.4.2); di conseguenza il costo del sistema FV è facilmente esprimibile in funzione del numero di moduli.

$$C_{FV} = C_s \cdot N_{mod} \cdot P_{p,mod,0} \quad (\text{D.0.6})$$

dove:

- $C_{FV}[\text{€}]$ = costo dell'intero sistema FV (moduli, inverter, supporti, cablaggi, dispositivi elettronici di regolazione . . .);
- $C_s[\text{€}/kWp]$ = costo specifico del sistema FV, dato tipicamente fornito dalla ditta installatrice;
- $P_{p,mod,0}[kWp]$ = potenza di picco del modulo nuovo (anno 0), è quella riportata a catalogo.

Costo del generatore

Il costo annuo del generatore è così esprimibile:

$$C_{GEN,i} = C_{em,i} + C_{int,i} \quad (\text{D.0.7})$$

dove:

- $C_{GEN,i}[\text{€}]$ = spesa sostenuta per l'uso del generatore all'anno i ;
- $C_{em,i}[\text{€}]$ = costi derivanti dall'uso in modalità emergenza;
- $C_{int,i}[\text{€}]$ = costi derivanti dall'uso in modalità integrativa.

Il primo termine dell'equazione (C_{em}) non dipende da N_{mod} poiché i fermi dell'impianto sono indipendenti dal numero di pannelli installati.

Il termine C_{int} è invece dipendente da N_{mod} dal momento che minore è N_{mod} , maggiore è il deficit della produzione FV e di conseguenza $E_{GEN,i}$ (vd.eq. D.0.5). Maggiore è $E_{GEN,i}$, maggiore è la quantità di combustibile che si deve bruciare con conseguente incremento dei costi.

L'uso del generatore determina delle spese che variano di anno in anno poiché $E_{GEN,i}$ varia di anno in anno.

I costi da sostenere per l'utilizzo del gruppo elettrogeno si esprimono, per gli anni 1-24, così:

$$C_{GEN,i} = C_{O\&M} + C_{comb,i} \quad (\text{D.0.8})$$

dove:

- $C_{GEN,i}[\text{€}]$ = flusso di cassa, relativo all'uso del generatore nell'anno i ;

- $C_{O\&M}[\text{€}] = \text{costi per Operation and Management, ritenuti costanti in tutti i 25 anni di vita dell'impianto}^2$;
- $C_{comb,i}[\text{€}] = \text{spesa sostenuta per l'acquisto del combustibile nell'i-esimo anno; si assume costante il costo del combustibile per semplificare i calcoli e per l'impossibilità di prevedere con buona accuratezza l'andamento del costo del combustibile nei prossimi 25 anni.}$

Il costo del generatore all'anno 0 si esprime diversamente perchè il flusso di cassa relativo all'acquisto del generatore ha luogo proprio all'anno 0.

$$C_{GEN,0} = c_{gen} + C_{O\&M} + C_{comb,0} \quad (\text{D.0.9})$$

dove:

- $c_{gen}[\text{€}] = \text{costo d'acquisto del generatore.}$

A causa dell'inflazione e del costo opportunità del capitale³, il valore di 1€ all'anno 0 è differente da quello di 1€ in un anno successivo all'anno 0: è necessario *attualizzare* tutti i flussi di cassa dall'anno 0 all'anno 24.

L'attualizzazione è un processo finanziario che permette di calcolare il valore attuale di un esborso che ha luogo in una data futura. Il valore attualizzato all'anno 0 dei flussi di cassa è denominato *Present Cost (PC)*.

Il PC si calcola nel seguente modo:

$$PC_{GEN} = \sum_{i=0}^{24} \frac{C_{GEN,i}}{(1+k)^i} \quad (\text{D.0.10})$$

dove:

$PC_{GEN}[\text{€}] = \text{present cost, all'anno 0, del generatore;}$

- $k[/math>] = *tasso d'attualizzazione, posto pari al tasso medio d'inflazione k^* (considerato costante nei 25 anni).*$

A questo punto, per poter determinare $N_{mod,ott}$, si deve riscrivere l'eq. D.0.8 in modo da mostrare che $C_{GEN,i} = f(N_{mod})$.

Per il generico anno i con $1 \leq i \leq 24^4$:

$$\begin{aligned} C_{GEN,i} &= \frac{(E_{GEN,int i} + E_{em,i})}{P_{gen,r}} \cdot cons_{@P_{gen,r}} \cdot C_{comb} = \\ &= \frac{c_{gen}}{25} + \frac{\left(\sum_{j=1}^{12} gg_j \cdot \Delta V_{mji} \cdot f_w\right) + E_{em,i}}{P_{gen,r}} \cdot cons_{@P_{gen,r}} \cdot C_{comb} \end{aligned} \quad (\text{D.0.11})$$

dove:

²Si noti che questa voce di costo non comprende i costi relativi al combustibile dal momento che vengono già conteggiati col termine $C_{comb,i}$.

³Il costo opportunità in economia è il costo derivante dal mancato sfruttamento di una opportunità concessa al soggetto economico. Ad esempio, quando il soggetto economico decide di eseguire un acquisto di un bene rinuncia alla possibilità di investire in borsa, con la possibilità di ricavarne un profitto, il quantitativo di denaro speso per l'acquisto.

⁴Per l'anno 0 l'espressione è la stessa, viene solamente aggiunto il termine relativo al costo d'acquisto del generatore c_{gen} .

- $P_{gen,r}[kW]$ = potenza rated del generatore;
- $cons_{@P_{gen,r}}[l/h]$ = consumo del generatore funzionante alla $P_{gen,r}$;
- $c_{comb}[\text{€}/l]$ = costo specifico del combustibile usato nel generatore;

Si nota che $C_{GEN,i} = f(\Delta V_m) = f(h_{ON}) = f(N_{mod})$, ecco dunque l'espressione che si cercava per esprimere la dipendenza di $C_{GEN,i}$ da N_{mod} .

Costo del combustibile

Il costo del combustibile ha un ruolo fondamentale nella determinazione dell'esborso annuale relativo all'uso generatore.

Per semplificare i calcoli, si ipotizza che il costo della benzina, utilizzata nel gruppo elettrogeno, sia costante. Come riportato in tab. 5.14, il gruppo elettrogeno HONDA EM6500S può essere alimentato con una benzina senza piombo da 86 ottani in su; risulterebbe dunque conveniente usare l'economica benzina super normale (91 ottani) rispetto a quella verde (96-97 ottani) che si trova nei distributori italiani.

L'esperienza consiglia di utilizzare comunque una **benzina verde** poiché spesso in Africa benzine diverse da quella verde contengono un tenore di piombo elevato che potrebbe danneggiare il GE.

Il costo specifico del carburante all'anno i si determina così:

$$c_{comb,i} = c_{comb,(i-1)} \cdot \left(1 + \frac{z\%}{100}\right) \tag{D.0.12}$$

grandezza	valore
$c_{comb,0}[\text{€}/l]$	1,32
$z[\%] = cost = tasso di crescita del prezzo della benzina$	0%

Tabella D.3: Valori di partenza per il calcolo del costo del combustibile.

Nota:

- Il prezzo del combustibile all'anno 0, si riferisce al costo specifico della benzina verde 97 ottani in Burkina Faso in data gennaio 2014 (fonte gas-globe.com).

Tasso d'inflazione del Burkina Faso

Per quanto riguarda il tasso d'inflazione k , presente nell'equazione D.0.10, si decide di imporlo pari ad un tasso medio k^* , considerato costante nei 25 anni di vita utile dell'impianto.

anno	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tasso medio	
$k [\%]$	6,4	4	-0,2	10,7	2,6	1,4	2,8	2,6	2,5	$k^*[\%]$	4%

Tabella D.4: Tasso d'inflazione in Burkina Faso. Fonte: indexmundi.com.

Determinazione del minimo costo totale del sistema generatore + campo FV

Per costo totale si intende la seguente grandezza:

$$C_{(G+FV)} = C_{FV} + PC_{GEN} \quad (D.0.13)$$

Esprimendo sia PC_{GEN} che C_{FV} in funzione di N_{mod} , è possibile ricavare il valore del numero di moduli che minimizza $C_{(G+FV)}$.

Si ricordi di verificare che il valore di $N_{mod,ott}$ ricavato permetta di rispettare i seguenti vincoli:

- $E_{GEN,tot} \leq 0,10 E_{el,T tot}$;
- $N_{mod,ott} \leq N_{mod,max} = 98$.

Si riportano, nella successiva tabella, le celle del foglio di calcolo Excel che riguardano il calcolo del numero di moduli ottimale $N_{mod,ott}$.

<i>grandezza</i>	<i>eq. - tab. - fig. utilizzata</i>	<i>valore</i>
$N_{mod}[/math>]$	/	ipotizzato
$E_{GEN,tot} [kWh]$	$\sum_{i=0}^{24} E_{GEN,i}$	$f(N_{mod})$
$E_{GEN,em tot} [kWh]$	tab. 5.16	3125
determinazione dei costi		
$C_{FV} [€]$	eq. D.0.7	$f(N_{mod})$
$PC_{GEN} [€]$	eq. D.0.10	$f(N_{mod})$
$C_{(G+FV)} [€]$	eq. D.0.13	$f(N_{mod})$

Tabella D.5: Grandezze coinvolte nella determinazione di $N_{mod,ott}$.

Come si nota osservando la tabella D.5, il costo totale è espresso in funzione del numero di moduli N_{mod} ; per determinare $N_{mod,ott}$ si inseriscono valori via via crescenti nella cella contenente il valore di N_{mod} .

Fino ad un certo valore di N_{mod} il costo totale cala al crescere del numero di pannelli installati; da un certo valore N_{mod}^* si vede però una crescita del costo totale all'aumentare di N_{mod} .

Il valore ottimale $N_{mod,ott}$ è proprio il numero di moduli di un'unità inferiore a N_{mod}^* .

$$N_{mod,ott} = N_{mod}^* - 1 \quad (D.0.14)$$

In particolare, per l'impianto di Yaho, risulta:

$N_{mod}^* []$	93
$N_{mod,ott} []$	92

Se $N_{mod,ott} = 92$ risulta che:

$$\frac{E_{GEN,tot}}{E_{el,T tot}} = 0,035 < 0,10$$

I due vincoli imposti precedentemente sono entrambi rispettati: $N_{mod,ott} = 92$ è il numero di moduli installati che minimizza il costo totale $C_{(G+FV)}$.

Appendice E

Modello di batteria ottimale

Come già scritto nella sottosezione 7.1.3, per batteria ottimale si intende quella che permette il minimo esborso nell'arco dei 25 anni. Tra le varie batterie al gel prodotte dal gruppo LEOCH si ricerca la batteria più economica che rispetta i vincoli dati dall'accoppiamento elettrico con l'inverter-charger QCC-5.2kW-PVB.

La batteria equivalente

L'inverter intelligente di ELVI può funzionare con batterie di tensione nominale da 2 o 12 V, si sceglie di utilizzare batterie con tensione nominale $V_{bat,n} = 2V$ per avere una maggiore libertà di scelta in termini di taglia intesa come capacità in Ah. Le taglie di batterie da 2V che i fornitori mettono a catalogo sono tipicamente di più di quelle da 12V.

L'inverter per funzionare richiede, in ingresso dal banco di accumulo, una tensione minima in DC $V_{BAT,min}^* = 324V$. Questa tensione viene ottenuta collegando **in serie** un certo numero n_{BAT} di **batterie da 2V** dello stesso identico modello.

Se si collegano in serie (tra polo positivo e polo negativo) n_{BAT} si ottiene una batteria equivalente con le seguenti caratteristiche:

$$V_{BAT,n}[V] = \sum_{i=1}^{n_{BAT}} V_{bat,n} = n_{BAT} \cdot V_{bat,n} \quad (E.0.1)$$

$$C_{BAT,n}[Ah] = C_{bat,n}[Ah] \quad (E.0.2)$$

$$E_{BAT,n}[Wh] = C_{BAT,n}[Ah] \cdot V_{BAT,n}[V] = C_{bat,n}[Ah] \cdot \sum_{i=1}^{n_{BAT}} V_{bat,n}[V] \quad (E.0.3)$$

dove:

- $V_{bat,n}[V]$ = tensione nominale della singola batteria;
- $C_{bat,n}[Ah]$ = capacità nominale della singola batteria;
- $V_{BAT,n}[V]$ = tensione nominale della batteria equivalente, somma delle tensioni nominali delle singole batterie;

- $C_{BAT,n}[Ah]$ =capacità nominale della batteria equivalente espressa in Ampere-ora, uguale a quella della singola batteria;
- $E_{BAT,n}[Wh]$ =energia nominale della batteria equivalente espressa in Watt-ora, è uguale alla somma di quelle delle singole batterie.

Si noti dunque che in un collegamento in serie:

- si sommano le tensioni;
- si sommano le energie in Watt-ora;
- le capacità in Ampere-ora non cambiano.

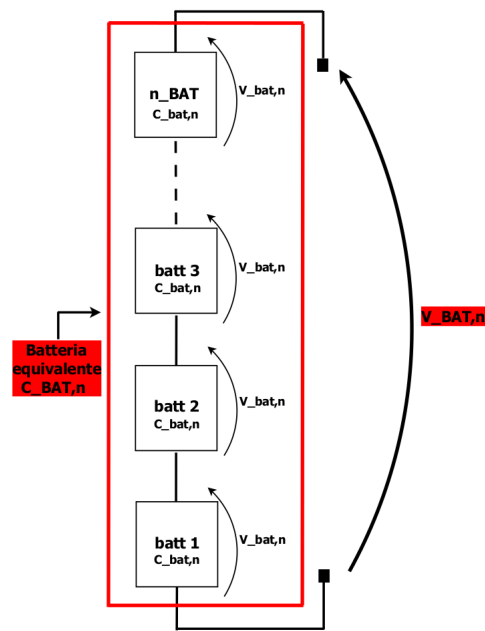


Figura E.0.1: La batteria equivalente.

Accoppiamento inverter-batteria equivalente

L'accoppiamento elettrico-energetico non è quindi tra la singola batteria e l'inverter ma è tra la batteria equivalente e l'inverter. Una volta imposta la tensione $V_{bat,n} = 2V$ e scelto di utilizzare batterie al gel, l'unica variabile che rimane è la capacità della batteria $C_{bat,n}[Ah] = C_{BAT,n}[Ah]$.

La ricerca della batteria ottimale consiste nell'analizzare batterie al gel da 2V con varie capacità e trovare la batteria di capacità k che permette di creare una batteria equivalente, costituita da n_{BAT} di capacità k , che soddisfi, con la minima spesa, i vincoli elettrici-energetici imposti dall'inverter e dal carico notturno.

I **vincoli** che la batteria equivalente deve rispettare, per poter essere accoppiata all'inverter e generare l'energia elettrica necessaria a soddisfare il carico notturno, sono:

1. $V_{BAT,n} = V_{BAT,n}^* 350V$;

2. $V_{BAT,min} \geq 324V$
3. $V_{BAT,max} \leq 423V$;
4. $E_{el,BAT} \geq 25 kWh$: energia elettrica prodotta dalle n_{BAT} durante il funzionamento notturno;
5. $h_{BAT} = 5h$: ore di funzionamento notturno (in scarica) del banco di accumulo.

Dal **primo vincolo** si ricava il valore di n_{BAT} dimensionando il banco di accumulo sul valore di tensione nominale dell'inverter:

$$n_{BAT} = \frac{V_{BAT,n}^*}{V_{bat,n}} = \frac{350V}{2V} = 175 \quad (E.0.4)$$

Il **quarto** e il **quinto** rappresentano un vincolo di natura energetica; il calcolo dell'energia prodotta dalla batteria equivalente si esegue così:

$$E_{el,BAT} = E_{el,bat}(5h, V_{batt,min}) \cdot n_{BAT} \quad (E.0.5)$$

dove:

- $E_{el,bat}[Wh] = f(h, V_{bat,min})$ =energia elettrica prodotta dalla singola batteria in h ore raggiungendo, al termine delle h ore, la tensione $V_{bat,min}$.

Grandezze caratteristiche della batteria

Il *datasheet* di una qualsiasi batteria contiene tabelle e grafici che vanno utilizzati per capire se la batteria soddisfa i vincoli elettrici-energetici imposti da carico notturno e inverter (verifica dei vincoli elencati in precedenza) e nel caso calcolare il costo sui 25 anni.

Vita utile e profondità di scarica

Le batterie hanno una **vita utile** che dipende dal **numero di cicli di carica-scarica** e dalla **profondità di scarica**; l'utilizzo in condizioni di **temperature elevate** (30-40° C) riduce ulteriormente la vita della batteria.

Il caso dell'impianto di Yaho è molto critico perchè le condizioni in cui si trovano ad operare le batterie sono molto difficili:

- cicli di carica-scarica giornalieri: $cicli_{BAT,gg} = 1$;
- temperatura di lavoro $T_{es,BAT} \sim 30^\circ C$ ¹;

Sotto consiglio di cooperanti che lavorano nella zona del Sahel, si sceglie di **cambiare la batterie ogni 5 anni**; le temperature elevate tipiche della zona e i cicli di carica-scarica giornalieri non consentono un utilizzo più prolungato degli accumulatori.

¹In Burkina Faso nella stagione secca la temperatura raggiunge picchi molto più elevati (anche 45°C), si considera 30°C come temperatura media d'esercizio perchè si prevede di installare il banco di accumulo in una costruzione in muratura che permetta alle batterie di lavorare a temperatura inferiore di quella ambiente esterna.

Se la vita utile dell'impianto è 25 anni significa che si devono prevedere 5 ricambi del banco di accumulo costituito da n_{BATT} , l'inverter-charger ha invece una vita utile ≥ 25 anni e non deve mai essere sostituito.

Se si considera di tenere le batterie per 5 anni, il **massimo² numero di cicli** di carica-scarica a cui è soggetto il sistema di accumulo è:

$$cicli_{BAT,vu} = 365 \frac{gg}{anno} \cdot 1 \frac{ciclo}{gg} \cdot 5anno = 1825 \quad (E.0.6)$$

La profondità di scarica è definita dalla grandezza **DOD** (*Depth Of Discharge*) da non confondere con la grandezza **SOC** (*State Of Charge*). Il legame tra le due grandezze, tipicamente espresse in valori percentuali, è il seguente:

$$DOD = 1 - SOC$$

Il *datasheet* di ogni batteria riporta una curva $DOD = f(cicli_{BAT,vu})$ che esprime il legame tra il DOD (o il SOC) e il numero di cicli di carica-scarica che la batteria può subire nella sua vita utile.

Nella successiva figura si riporta quella relativa ad una batteria LEOCH al gel da 2V e 400 Ah.

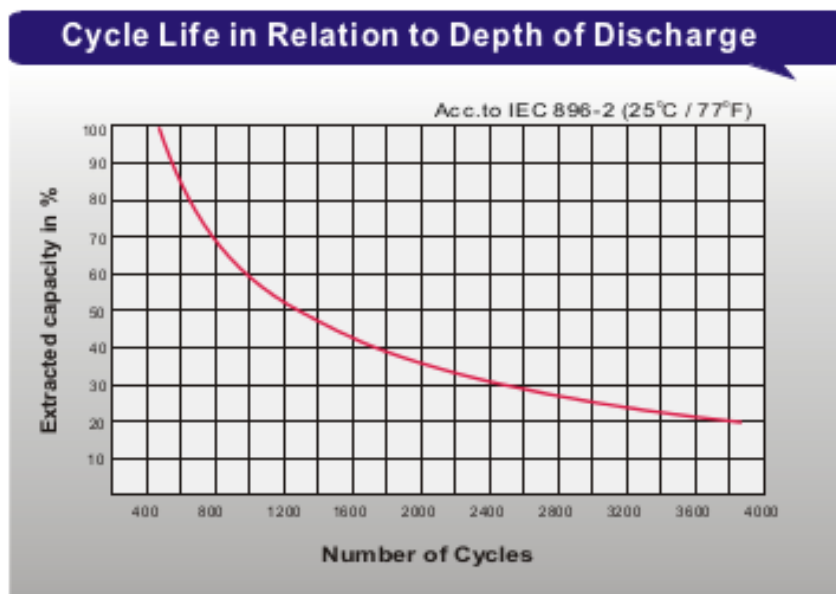


Figura E.0.2: $DOD=f$ (numero di cicli) per la batteria LPG 2-400.

Noto il numero di cicli a cui è sottoposto il sistema di accumulo è possibile ricavare la profondità di scarica che permette di eseguire quel dato numero di cicli.

²Si parla di massimo numero di cicli perchè non vengono presi in considerazione i giorni di fermo dell'impianto, giorni che andrebbero sottratti dal conteggio dei cicli di carica-scarica perchè durante i fermi il carico notturno è soddisfatto dal gruppo elettrogeno invece che dalle batterie.

Nel caso del sistema di accumulo della soluzione 3 si decide di cambiare le batterie ogni 5 anni e di utilizzare il DOD che si ottiene “entrando” nel diagramma di fig. E.0.2 per $cicli_{BAT,vu} = 2400$.

La scelta di utilizzare il $DOD=f(2400)$ invece che $DOD=f(1825)$ è a favore di sicurezza; le curve sono infatti tracciate per $T=25^\circ$ e non per $T_{es,BAT} = 30^\circ C$.

Ogni $10^\circ C$ di incremento della T rispetto a $T=25^\circ C$ la vita della batteria si dimezza, si può dunque considerare che a $T_{es,BAT}$ la vita si riduca di circa un quarto. Da queste considerazioni si deduce che 1825 cicli a $T_{es,BAT}$ corrispondono a circa $\frac{1825}{0,75} = 2430$ cicli a $T=25^\circ C$.

Leggendo i *datasheets* di batterie al gel da 2 V, con capacità comprese tra 100 Ah e 1000 Ah, si vede che il DOD, in corrispondenza dei 2400 cicli, non dipende dalla capacità della batteria ed è sempre pari a 30%.

Nell'analisi tecnico-economica che porta alla definizione della batteria ottimale si assume dunque **DOD e vita utile=5 anni**.

Produzione energetica della singola cella

Il ciclo giornaliero di scarica della batteria viene ben descritto dalla successiva figura, si ricordi che la batteria scaricandosi riduce la sua tensione passando da $V_{bat,max} = 2,4V$ (a piena carica) al valore $V_{bat,min}$ che è variabile e tipicamente compreso tra 1,85V e 1,65V.

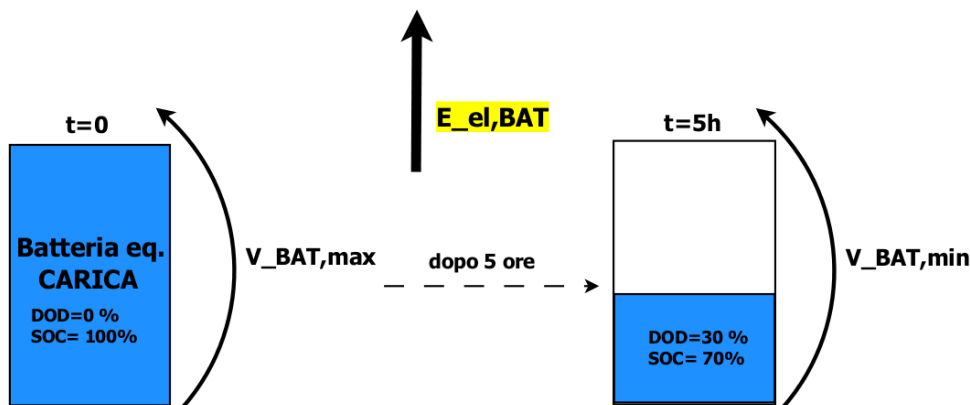


Figura E.0.3: Ciclo di scarica giornaliero della batteria.

La produzione energetica delle singole batterie (dette pure celle) viene riportata in una tabella, inserita nel datasheet, denominata *Constant Power Discharge table*. Questa tabella riporta la potenza erogata della singola cella in funzione del numero di ore in cui si scarica la batteria e della tensione raggiunta a batteria scarica ($V_{bat,min}$).

Constant Power Discharge (Watts) at 25 °C (77°F)														
F.V/Time	20min	30min	45min	1h	2h	3h	4h	5h	6h	7h	8h	9h	10h	20h
1.85V/cell	660.9	523.1	401.2	350.1	224.1	171.3	142.5	123.5	107.0	94.9	85.8	78.5	74.3	40.6
1.80V/cell	748.9	578.8	439.1	384.4	241.5	182.9	150.5	129.3	111.9	99.0	89.7	82.4	77.5	42.2
1.75V/cell	831.6	629.3	469.5	408.4	255.1	192.8	157.2	133.7	115.4	102.3	92.4	84.8	78.9	43.0
1.70V/cell	886.4	669.6	496.8	431.3	269.2	200.2	161.8	137.4	119.3	105.5	95.0	86.9	80.7	43.5
1.67V/cell	911.1	687.0	510.3	443.6	274.7	205.7	165.3	139.9	120.9	106.7	96.1	87.9	81.6	43.9
1.60V/cell	976.3	729.2	545.1	468.5	284.4	212.9	171.0	143.8	123.5	108.7	97.7	89.6	83.0	44.5

Figura E.0.4: Constant Power Discharge table per la batteria LPG 2-400.

Leggendo questa tabella si possono fare alcune osservazioni di carattere generale:

- *più rapida è la scarica della batteria maggiore è la potenza erogata dalla singola cella;*
- *a pari velocità di scarica la potenza erogata dalla cella cresce al diminuire della $V_{bat,min}$;*
- *maggiore è la potenza di scarica e minore è l'energia totale erogata dalle batterie.*

Si decide di imporre un vincolo sulla $V_{bat,min}$ per limitare il numero di batterie, per l'impianto di Yahoo la **tensione minima della singola cella viene posta pari a 1,85 V**.

Scelto il valore della $V_{bat,min}$ si deve verificare che il numero di batterie $n_{BAT} = 175$, derivante dal rispetto del vincolo 1, permetta di soddisfare pure la condizione sulla $V_{BAT,min}$ (vincolo 2) e sulla $V_{BAT,max}$ (vincolo 3).

$$V_{BAT,min} = n_{BAT} \cdot V_{bat,min} = 175 \cdot 1,85V = 323,75V < 324V$$

Con 175 batterie non si riesce a rispettare il vincolo sulla tensione minima dell'inverter >>> si aumenta di uno il numero di batterie ($n_{BAT} = 176$) e si controllano i vincoli su $V_{BAT,max}$ e $V_{BAT,min}$.

$$V_{BAT,min} = n_{BAT} \cdot V_{bat,min} = 176 \cdot 1,85V = 325,6V > 324V$$

$$V_{BAT,max} = n_{BAT} \cdot V_{bat,max} = 176 \cdot 2,4V = 422,4V < 423V$$

Ricalcoliamo dunque la tensione nominale con il nuovo n_{BAT} :

$$V_{BAT,n} = 176 \cdot 2V = 352V$$

Verificato il rispetto dei primi 3 vincoli, restano da controllare le condizioni relative alla produzione energetica (vincoli 4 e 5) per poter affermare che il numero di batterie da installare è proprio 176.

Si ricordi che i valori di potenza erogata dalla singola cella, contenuti nella tabella di figura E.0.4, variano a seconda della capacità della batteria.

Capacità della batteria equivalente

Nella definizione della batteria ottimale è molto utile esprimere il DOD in funzione della capacità della batteria.

Il DOD può essere espresso così:

$$DOD = \frac{E_{el,BAT}}{V_{BAT,n} C_{BAT,n}} = \frac{E_{el,BAT}}{n_{BAT} \cdot V_{bat,n} \cdot C_{bat,n}} \quad (E.0.7)$$

Sarà molto difficile creare una batteria equivalente che dia precisamente DOD=30% dal momento che le capacità delle batterie sono standard (es. 100, 150, 200, 250 Ah etc.) e non possono essere scelte a piacere in modo da rispettare esattamente il DOD di progetto.

In questa espressione del DOD l'unica incognita è $C_{bat,n}$; nella successiva sottosezione si cercherà, al variare di questa grandezza, la batteria più economica che permetta di rispettare l'accoppiamento elettrico con l'inverter lavorando con un $DOD \approx 30\%$.

Scelta della batteria ottimale

Il dimensionamento dell'impianto e la scelta della batteria ottimale parte da alcuni dati fissi, che costituiscono il punto di partenza di tutti i successivi calcoli e considerazioni tecnico-economiche. Questi valori fissi, riportati nella successiva tabella, sono determinati da scelte progettuali e dai vincoli elettrici-energetici determinati dall'accoppiamento con l'inverter e il carico notturno.

VINCOLI per l'impianto di ACCUMULO		
<i>grandezza</i>	<i>simbolo</i>	<i>valore</i>
numero di batterie	$n_{BAT} []$	176
Tensione nominale batteria eq.	$V_{BAT,n} [V]$	352
Tensione nominale cella	$V_{bat,n} [V]$	2
Tensione massima (piena carica) batteria eq.	$V_{BAT,max} [V]$	422,4
Tensione massima (piena carica) cella	$V_{bat,max} [V]$	2,4
Tensione minima (in scarica) batteria eq.	$V_{BAT,min} [V]$	325,6
Tensione minima (in scarica) cella	$V_{bat,min} [V]$	1,85
Capacità nominale batteria eq.	$C_{BAT,n} [Ah]$	variabile
Capacità nominale cella	$C_{bat,n} [Ah]$	variabile
Ore di funzionamento ogni notte	$h_{BAT} [h]$	5
Energia da produrre ogni notte	$E_{el,BAT}(n_{BAT}) [kWh]$	≥ 25
N° cicli @ T=25°C	$cicli_{BAT,25} []$	2400
Depth of discharge @ 2400 cicli	$DOD_{@2400} [\%]$	30
Depth of discharge reale	$DOD_{reale} [\%]$	$f(C_{bat,n})$
Vita utile	$vita_{BAT} [anni]$	5
N° cicli in vita utile @ $T_{es,BAT} = 30^\circ C$	$cicli_{BAT,vu} []$	1825
Costo specifico batterie	$costo_{BAT} [€/kWh]$	150
Numero ricambi batterie in vita utile	$sost_{BAT} []$	5

Tabella E.1: Vincoli da rispettare nella scelta della batteria.

L'analisi tecnica-economica che porta a definire la batteria ottimale consiste nell'analizzare batterie al gel della LEOCH con capacità variabile e determinare la capacità che si dovrebbe installare per produrre $E_{el,BAT}$ in h_{BAT} con un DOD il più vicino possibile a 30%.

A questo punto si calcola il **costo della batteria equivalente** nel seguente modo:

$$costo_{BAT,tot} = \frac{V_{BAT,n}[V] \cdot C_{BAT,n}[Ah]}{1000} \cdot costo_{BAT}[\text{€}/kWh] \quad (E.0.8)$$

Nella successiva tabella vengono riportati i calcoli tecnico-economici per batterie al gel LEOCH di capacità compresa tra 300 Ah e 1000 Ah.

	LPG 2-150	LPG 2-200	LPG 2-300	LPG 2-400	LPG 2-500
$C_{bat,n}[Ah]$	144	200	300	400	500
$V_{bat,n}[V]$	2	2	2	2	2
$V_{bat,max}[V]$	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
$V_{bat,min}[V]$	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85
$vitabat[anni]$	5	5	5	5	5
$cicli_{bat}@25^{\circ}C$	2400	2400	2400	2400	2400
$DOD@2400[\%]$	30%	30%	30%	30%	30%
$E_{el,BAT}[kWh]$	25	25	25	25	25
$[kWh/cell] (5h)$	0,2085	0,3085	0,463	0,617	0,772
$n_{BAT}[/math>$	176	176	176	176	176
$V_{BAT,n}[V]$	352	352	352	352	352
$DOD_{reale}[\%]$	0,49	0,35	0,24	0,18	0,14
$E_{el,BAT}(n_{BAT})[kWh]$	36,7	54,3	81,5	108,6	135,9
$E_{BAT,n}[kWh]$	50,7	70,4	105,6	140,8	176
$costo_{BAT,tot}[\text{€}]$	7605	10560	15840	21120	26400

Tabella E.2: Costo delle batterie al gel LEOCH di varie capacità.

Osservando la tabella E.2 si sceglie la batteria da 300 Ah perché è quella più economica con DOD_{reale} vicini al $DOD@2400 = 30\%$. Scegliere quella da 200 Ah sarebbe rischioso perché non garantisce i 2400 cicli; allo stesso modo sarebbe sconsigliato optare per batterie con capacità maggiore di 300 Ah perché significherebbe sovradimensionare l'impianto, dal momento che $E_{el,BAT}(n_{BAT})$ sarebbe molto maggiore di 25 kWh.

La batteria da 300 Ah è dunque la batteria più economica che rispetta tutti i vincoli di accoppiamento con l'inverter consentendo di raggiungere i 2400 cicli.

La batteria al gel ottimale, per il sistema di accumulo della soluzione 3, risulta essere la **LEOCH LPG 2-300**.

Preventivo banco resistivo e quadro elettrico



Borgone, 17/02/2014
Offerta No. O140304/GU-az
 Ref.: Impianto Yaho

Spettabile
ELVI S.p.A.
 Att.: Sig. Michele Lanza
 23014 Delebio SO

Resa: FCA Borgone
Imballo: al costo
Garanzia: 2 anni
Consegna: 12 settimane lavorative dro
Pagamento: 30% all'ordine; 35 % a 15 giorni data fattura; saldo a 60 giorni data fattura

Spedizione: da definire
Valuta: €
Validità: 60 giorni
IVA: 22%

Descrizione	Qtà	Prezzo netto unitario
1) Gruppo Turbina-Generatore ECOWATT Mod. TBS Composto da: - Turbina Banki completamente in acciaio INOX AISI 316L mod. 1/1 - Generatore sincrono trifase senza spazzole eccitazione compound mod. A 8 - Piastra porta generatore fissata su guide scorrevoli con funzione di tendicinghia - Moltiplicatore di giri a cinghia dentata - Valvola manuale per la regolazione della portata - Valvola generale ad azionamento manuale - Controflangia per collegamento alla condotta - Telaio di base	1	€ 14.680,00 IVA esclusa
2) Regolatore elettronico con resistenze di dissipazione in acqua Mod. RMP6000/B Completo di: - Cassetta contenente la regolazione elettronica a microprocessore ed il controllo di potenza. - Protezione dalle sovratensioni (TVP) con segnalazione di guasto. - Fusibile di protezione del regolatore. - Led indicazione della potenza dissipata. - Connettore di potenza per collegamento alla resistenza di dissipazione. - Elementi dissipativi con potenza totale da 6 kW - Elementi riscaldanti in guaina inox	1	€ 1.650,00 IVA esclusa

./..segue 2




IREM SpA a socio unico
 Sede / Headquarters
 Via Abegg 75 – 10050 Borgone (Torino) ITALY
 Tel. +39 0119648.211 – Fax +39 0119648.222

Sede legale / Registered Office
 Via Rocciamelone 58
 10050 S.Antonino
 (Torino) ITALY

Cap.soc. EUR 1.080.000 int.vers.
 Registro Imprese TO – C.F. e P.IVA
 00389630013 – VAT No. IT00389630013
 e-mail: irem@irem.it - www.irem.it

Figura F.0.2: Preventivo banco resistivo di regolazione, IREM.



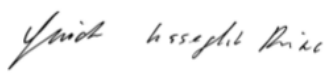
Borgone, 17/02/2014 Offerta No. O140304/GU-az Ref.: Impianto Yaho	Spettabile ELVI S.p.A. Att.: Sig. Michele Lanza 23014 Delebio SO
--	--




Descrizione	Qtà	Prezzo netto unitario
3) Quadro elettrico Mod. CM 7000 Completo di: - Strumentazione elettrica composta da: frequen- zimento, voltmetro, amperometri corrente gene- rata, amperometri corrente utilizzata. - Magnetotermico di protezione sulla linea di uscita - Allarme sonoro e luminoso di minima-massima tensione. - Contatto per segnalazione remota di allarme - Morsettiere di collegamento.	1	€ 1.563,00 IVA esclusa
PREZZO NETTO TOTALE (IVA esclusa)	1	€ 17.863,00

Dati tecnici:

- Tensione nominale: trifase-monofase 230 V 50 Hz
- Potenza elettrica generata: P= 4 -5,4 kW circa
- Potenza massima impianto: P= 6 kW
- Salto utile all'asse della turbina: H = 14,6 - 17,6 m
- Portata utilizzata: Q= 53,5 l/s
- Caratteristiche condotta: non indicata
- . lunghezza:
- . diametro: DN= mm
- . tipo: PN=

Costruito e collaudato secondo Norme CEI
 Certificazioni Aziendali: ISO 9001:2008 & ISO 14001:2004
 Il termine di consegna è indicativo.
 La data definitiva sarà confermata in fase di ordine.

IREM SpA
 Guido USSEGLIO PRINZI
 Responsabile Vendite


IREM SpA a socio unico Sede / Headquarters Via Abegg 75 - 10050 Borgone (Torino) ITALY Tel. +39 0119648.211 - Fax +39 0119648.222	Sede legale / Registered Office Via Roccamelone 58 10050 S. Antonino (Torino) ITALY	Cap.soc. EUR 1.080.000 int.vers. Registro Imprese TO - C.F. e P.IVA 00389630013 - VAT No. IT00389630013 e-mail: irem@irem.it - www.irem.it
---	--	--

Figura F.0.3: Preventivo quadro elettrico, IREM.

Listini prezzi tubazioni e giunti in PVC

TUBI IN PVC PER ACQUEDOTTI, IRRIGAZIONE, INDUSTRIA

LISTINO 2013-2

PVC RIGIDO PER CONDOTTE INTERRATE DI FLUIDI IN PRESSIONE (Norma UNI EN 1452)

Tubi di PVC-U Sigma 125 per condotte in pressione destinate al trasporto di acqua potabile, fluidi alimentari e per uso irriguo ed industriale a marchio IIP e KIVA secondo la norma UNI EN 1452, conformi alla Circolare del Ministero della sanità n. 102 del 2/12/1978 e del D.M. del 21/03/1973 (fluidi alimentari) nelle versioni PN 6-10-16.



CON ANELLO DI GIUNZIONE PREINSERITO.

Ø Est. mm.	PN 6 - SDR 33		PN 10 - SDR 26		PN 12,5 - SDR 21		PN 16 - SDR 13,6	
	Spessore	Euro/m.	Spessore	Euro/m.	Spessore	Euro/m.	Spessore	Euro/m.
63	2,0	1,94	3,0	2,82	3,8	3,55	4,7	4,25
75	2,3	2,69	3,6	4,04	4,5	5,10	5,6	6,03
90	2,8	3,72	4,3	5,30	5,4	6,60	6,7	7,91
	SDR 41		SDR 26		SDR 21		SDR 17	
110	2,7	4,44	4,2	6,42	5,3	8,04	6,6	9,70
125	3,1	5,81	4,8	8,26	6,0	10,25	7,4	12,37
140	3,5	7,28	5,4	10,42	6,7	13,01	8,3	15,53
160	4,0	9,42	6,2	13,66	7,7	17,05	9,5	20,27
180	4,4	11,74	6,9	17,03	8,6	21,42	10,7	25,67
200	4,9	14,43	7,7	21,12	9,6	26,52	11,9	31,69
225	5,5	18,25	8,6	26,54	10,8	33,50	13,4	40,19
250	6,2	22,90	9,6	32,94	11,9	40,98	14,8	49,35
280	6,9	28,44	10,7	41,18	13,4	51,71	16,6	62,15
315	7,7	35,79	12,1	52,56	15,0	64,96	18,7	78,85
355	8,7	47,34	13,6	69,99	16,9	85,65	21,1	105,75
400	9,8	60,18	15,3	89,03	19,1	109,84	23,7	134,00
500	12,3	95,26	19,1	140,07	23,9	172,44	29,7	208,31
630	PREZZI A RICHIESTA							

RACCORDI PVC STAMPATI / TERMOFORMATI / RINFORZATI

CURVA 90° M/F

D.	SDR26 PN10	SDR17 PN16
	Euro	Euro
63	20,34	25,71
75	24,89	33,17
90	35,41	48,54
110	46,64	62,77
125	60,74	85,61
140	84,79	121,47
160	104,68	146,75
180	217,99	338,64
200	252,79	366,71
225	341,64	487,62
250	395,56	615,32
280	776,44	1.084,09
315	1.010,85	1.333,15

CURVA 22°/30°/45° M/F

D.	SDR26 PN10	SDR17 PN16
	Euro	Euro
63	22,63	29,57
75	27,65	38,15
90	38,15	55,82
110	42,84	72,19
125	57,20	98,45
140	71,07	139,69
160	86,63	168,76
180	210,06	389,44
200	230,63	421,72
225	287,90	560,76
250	454,89	707,62
280	892,91	1.246,70
315	1.164,48	1.533,12

MANICOTTO SCORREVOLE

D.	SDR26 PN10	SDR17 PN16
	Euro	Euro
65	17,81	18,88
75	18,52	20,74
90	20,93	25,16
110	25,44	35,40
125	32,27	35,99
140	45,56	51,36
160	49,20	63,35
180	64,01	77,61
200	74,93	92,23
225	95,73	129,21
250	126,24	159,88
280	161,68	195,67
315	225,51	273,93
355	438,53	492,58
400	527,39	-

TEE 90° 3 BICCHIERI

D.	SDR26 PN10
Euro	
63	27,68
75	42,51
90	57,35
110	95,66
125	127,54
140	180,69
160	233,84
200	340,66

pagina 17



SEDE: Via Luigi Abbiati, 43 - 25131 BRESCIA - Telefono 030 9745811 - Fax 030 9748480
 FILIALE: Viale del Commercio, 53 - 37135 Verona (VR) - Telefono 045 501010 - Fax 045 582543
 FILIALE: Via Trento, 1 - 24060 S. Paolo d'Argon (BG) - Telefono 035 959511 - Fax 035 959462
 FILIALE: Via Dell'Agricoltura, 1 - 46010 Curtatone (MN) - Telefono 0376 348376 - Fax 0376 348384
 FILIALE: Via Francesco Cilea, 115/a - 25151 Milano (MI) - Telefono 02 255489 - Fax 02 25060643

Vieni a visitarci sul nostro sito: www.boldarino.com

Figura F.0.4: Preventivo giunti e tubazioni di PVC, Boldarino..

Datasheet batteria LPG 2-300



LPG SERIES-GEL Battery LPG2-300 (2V300AH)

Specification		
Nominal Voltage	2V	
Nominal Capacity(10HR)	300.0AH	
Dimension	Length	170±2mm (6.69 inches)
	Width	150±2mm (5.91 inches)
	Container Height	328±3mm (12.91 inches)
	Total Height (with Terminal)	337±3mm (13.27 inches)
	Approx Weight	Approx 19.0 kg (41.9lbs)
Terminal	T11	
Container Material	ABS	
Rated Capacity	320.0 AH/16.0A	(20hr, 1.80V/cell, 25°C/77°F)
	300.0 AH/30.0A	(10hr, 1.75V/cell, 25°C/77°F)
	258.0 AH/51.6A	(5hr, 1.75V/cell, 25°C/77°F)
	224.4 AH/74.8A	(3hr, 1.75V/cell, 25°C/77°F)
	176.0 AH/176.0A	(1hr, 1.67V/cell, 25°C/77°F)
Max. Discharge Current	2100A (5s)	
Internal Resistance	Approx 1.08mΩ	
Operating Temp. Range	Discharge	-20~55°C (-4~131°F)
	Charge	0~40°C (32~104°F)
	Storage	-20~50°C (-4~122°F)
Nominal Operating Temp. Range	25±3°C (77±5°F)	
Cycle Use	Initial Charging Current less than 75.0A. Voltage	
	2.4V~2.4V at 25°C(77°F)Temp. Coefficient -5mV/°C	
Standby Use	No limit on Initial Charging Current Voltage	
	2.25V~2.3V at 25°C(77°F)Temp. Coefficient -3mV/°C	
Capacity affected by Temperature	40°C (104°F)	103%
	25°C (77°F)	100%
	0°C (32°F)	86%
Self Discharge	Leoch LPG series batteries may be stored for up to 9 months at 25°C(77°F) and then a freshening charge is required. For higher temperatures the time interval will be shorter.	



Applications

- ◆ Telecommunications
- ◆ Solar system
- ◆ Wind power system
- ◆ Engine starting
- ◆ Wheelchair
- ◆ Floor cleaning machines
- ◆ Golf trolley
- ◆ Boats

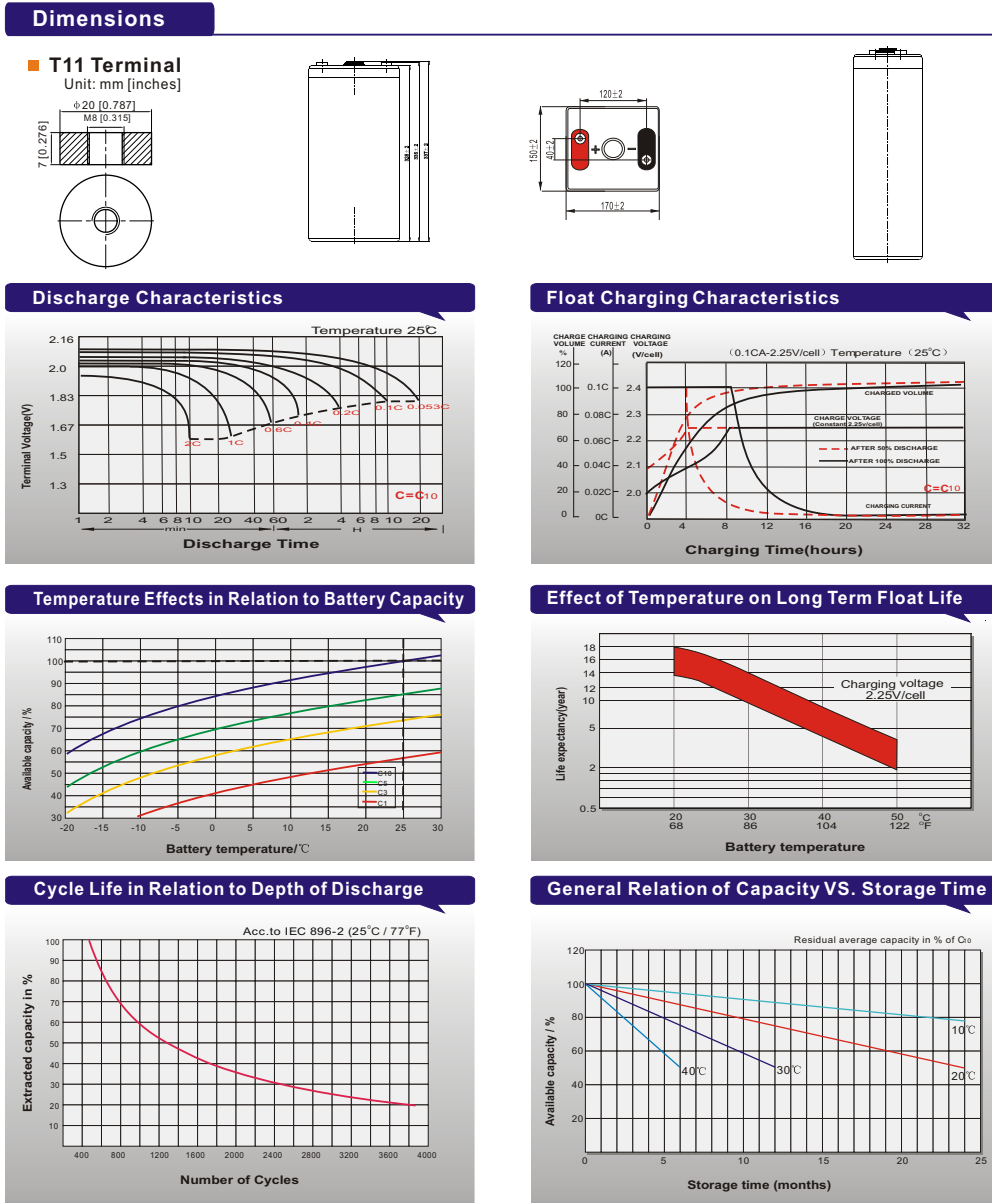


Constant Current Discharge (Amperes) at 25 °C (77°F)														
F.V/Time	20min	30min	45min	1h	2h	3h	4h	5h	6h	7h	8h	9h	10h	20h
1.85V/cell	261.0	205.2	156.4	135.9	86.7	66.1	54.8	47.3	40.8	36.1	32.6	29.8	28.2	15.36
1.80V/cell	299.7	229.2	172.8	150.0	93.9	70.8	58.1	49.7	42.9	37.8	34.2	31.3	29.4	16.00
1.75V/cell	336.6	252.0	186.4	160.2	99.5	74.8	60.8	51.6	44.4	39.2	35.3	32.3	30.0	16.32
1.70V/cell	362.7	270.0	198.0	169.8	105.5	77.9	62.8	53.2	45.9	40.5	36.3	33.1	30.7	16.55
1.67V/cell	377.1	280.8	205.2	176.0	108.2	80.4	64.4	54.3	46.7	41.1	36.8	33.6	31.1	16.70
1.60V/cell	408.6	300.0	220.4	186.9	112.5	83.6	66.8	56.0	47.8	41.9	37.5	34.3	31.7	16.94

Constant Power Discharge (Watts) at 25 °C (77°F)														
F.V/Time	20min	30min	45min	1h	2h	3h	4h	5h	6h	7h	8h	9h	10h	20h
1.85V/cell	495.6	392.3	300.9	262.6	168.1	128.5	106.9	92.6	80.2	71.2	64.4	58.8	55.7	30.4
1.80V/cell	561.6	434.1	329.4	288.3	181.1	137.1	112.8	97.0	83.9	74.2	67.3	61.8	58.1	31.6
1.75V/cell	623.7	472.0	352.1	306.3	191.3	144.6	117.9	100.3	86.6	76.7	69.3	63.6	59.2	32.2
1.70V/cell	664.8	502.2	372.6	323.5	201.9	150.1	121.3	103.1	89.5	79.1	71.2	65.1	60.5	32.7
1.67V/cell	683.3	515.3	382.7	332.6	206.0	154.3	124.0	104.9	90.6	80.1	72.1	65.9	61.2	32.9
1.60V/cell	732.2	546.9	408.8	351.4	213.3	159.7	128.2	107.8	92.6	81.5	73.2	67.2	62.3	33.3



Figura F.0.5: Datasheet LPG 2-300 (foglio 1/2).



Sales Office

<p>China sales office: Add: 5th Floor, Xinbaohui Bldg., Nanhai Blvd., Nanshan, Shenzhen, China. 518052 Tel: +86 755-86036060 (100 lines) Fax: +86 755-26067269 E-mail: export@leoch.com Http://www.leoch.com</p>	<p>North America sales office: Add: 19751 Descartes, Unit A, Foothill Ranch, CA 92610, USA Tel: 949-588-5853 Fax: 949-588-5966 E-mail: sales@leoch.us Http://www.leoch.us</p>	<p>Europe sales office: Add: 9B Wheatstone Park, Waterwells Business Park, Gloucester, GL2 2AQ, UK. Tel: +44(0) 01452 729428 Fax: +44(0) 01452-690125 E-mail: Sales.Europe@leoch.com</p>	<p>Singapore sales office: Add: No.53, Ubi Avenue 1, #03-21 Paya Ubi Industrial Park, Singapore 408934 Tel: + 65 6841 6629 E-mail: sales.sg@leoch.com</p>	<p>HongKong sales office: Add: Unit 3910, 39/F, Cable TV Tower, No.9 Hoi Shing Road, Tsuen Wan, N.T.H.K Tel: +852 3578 6666 E-mail: sales.hk@leoch.com</p>
---	--	---	--	---

Figura F.0.6: Datasheet LPG 2-300 (foglio 2/2).

Elenco delle figure

1.0.1 Carta politica dell’Africa	17
1.2.1 fonte IEA, 2011, <i>iea.org</i>	19
1.2.2 fonte IEA (International Energy Agency), 2011, <i>iea.org</i>	20
1.3.1 La centrale di Grand Inga (RDC)	24
1.3.2 Cisterna per la raccolta dell’acqua piovana installata in un istituto scolastico	25
1.3.3 Bambini che rientrano al villaggio con il loro carico d’acqua	26
2.1.1 posizione del Burkina Faso sulla mappa del continente africano.	29
2.1.2 Mappa del Burkina Faso.	29
2.1.3 Bandiera del Burkina Faso.	30
2.2.1 Le 13 regioni del Burkina Faso.	31
2.3.1 Tabella tratta dal documento “Electricity profile” redatto dall’istituto di statistica delle nazioni unite (UN data, United Nations Statistics Division).	33
2.4.1 La sede del Comune di Yaho	36
2.4.2 Disposizione dei villaggi che costituiscono la comunità rurale di Yaho	37
2.6.1 Soluzione a singola centrale e con quattro centrali.	42
3.1.1 Ipotetico schema d’impianto.	48
3.1.2 Grandezze fondamentali per un modulo FV e posizionamento nel caso di superficie d’installazione piana.	58
3.1.3 Elementi e dimensioni caratteristiche di un ipotetico serbatoio.	60
3.2.1 Innesto tra tubazione della condotta e serbatoio di monte.	62
4.0.1 Schema d’impianto della soluzione 1: “turbina Banki”.	67
4.1.1 Campi di funzionamento delle classi di turbine più utilizzate.	70
4.1.2 Campi di funzionamento delle varie turbine in base alla coppia (n_s ; ΔH_t).	71
4.1.3 Particolare della girante di una turbina Banki prodotta dalla IREM.	72
4.1.4 Differenze tra serie S e serie A.	73
4.1.5 Layout componenti del gruppo turbina-generatore IREM serie TBS.	74
4.1.6 Punto medio sul diagramma H,Q per le turbine IREM.	79
4.2.1 Tavola con dimensioni degli elementi della struttura del serbatoio.	81
4.2.2 Vista dal basso dell’interno del serbatoio: struttura a piastre con travi ribassate e pilastri.	82
4.3.1 Curve caratteristiche del sistema nelle tre condizioni di ΔZ_{pt} (min, med e max).	87
4.3.2 Curve caratteristiche della pompa centrifuga <i>KSB Etanorm 100-250, 1450 rpm</i>	89
4.3.3 Accoppiamento pompa <i>KSB Ø=257mm - impianto</i>	91

4.4.1	Dimensioni dei moduli <i>NA E-Class</i>	95
4.4.2	Caratteristiche elettriche e meccaniche moduli <i>NA E-Class</i> (fonte catalogo ILB).	96
4.4.3	Vista laterale del serbatoio di valle.	97
4.4.4	Vista dall'alto del serbatoio di valle.	98
5.0.1	Schema d'impianto della soluzione 2: "PaT".	109
5.1.1	Selection chart per le PaT di KSB.	111
5.1.2	Selection Charts per le PaT di Andritz.	111
5.1.3	Etanorm-Etanorm R: "Volute casing pumps" della KSB.	114
5.3.1	Curve caratteristiche del sistema nelle tre condizioni di ΔZ_{pl} (min, med e max).	118
5.3.2	Curve caratteristiche (in <i>pump mode</i>) della pompa <i>ETN 100-080-250, 1450 rpm</i>	119
5.3.3	Accoppiamento pompa <i>KSB $\varnothing=256mm$ - impianto</i>	120
5.6.1	Andamento della s.i.f. in funzione dell'ora per i mesi di febbraio e agosto.	128
5.6.2	Fotografia del gruppo elettrogeno HONDA EM6500S.	129
5.7.1	Planimetria generale.	131
5.7.2	Vista dall'alto del locale tecnico, disposizione spaziale dei componenti installati all'interno.	132
5.7.3	Vista in sezione dell'interno del locale tecnico (quote in cm).	133
5.7.4	Vista dall'esterno della copertura e vista interna con particolare della scala (quote in cm).	134
6.1.1	Curva di costo per il generatore (modalità emergenza + integrazione) e il campo FV.	139
6.3.1	Filtro a calza commerciale.	140
6.4.1	Scavo di monte per costruzione serbatoio.	144
6.4.2	Scavo di valle per costruzione serbatoio e locale tecnico.	145
6.4.3	Scavo per la condotta interrata.	146
6.4.4	NEW HOLLAND E 175C (monoblocco, penetratore 2200mm).	147
7.0.1	Componenti presenti nella soluzione 3.	153
7.1.1	L'impianto di accumulo della soluzione 3 (cerchiato in rosso).	154
7.1.2	Inverter-charger QCC di ELVI.	155
7.2.1	Produzione giornaliera del campo FV nel mese di agosto (anno 0-24).	159
8.2.1	Popokabaka (RDC), fonte Google Earth.	168
8.3.1	Curioso utilizzo di batterie esauste in Congo.	170
E.0.1	La batteria equivalente.	190
E.0.2	DOD=f (numero di cicli) per la batteria LPG 2-400.	192
E.0.3	Ciclo di scarica giornaliero della batteria.	193
E.0.4	Constant Power Discharge table per la batteria LPG 2-400.	194
F.0.1	Preventivo PaT, KSB.	198
F.0.2	Preventivo banco resistivo di regolazione, IREM.	199
F.0.3	Preventivo quadro elettrico, IREM.	200
F.0.4	Preventivo giunti e tubazioni di PVC, Boldarino.. . . .	201
F.0.5	Datasheet LPG 2-300 (foglio 1/2).	202

F.0.6 Datasheet LPG 2-300 (foglio 2/2). 203

Elenco delle tabelle

1.1	“ Key indicators”, fonte IEA, 2011, iea.org	18
1.2	“ Compound indicators”, fonte IEA, 2011, iea.org	18
1.3	Settori di consumo dell’energia elettrica, confronto UE e Africa, rielaborazione fonte IEA, 2011, iea.org	20
1.4	Electricity balances, confronto UE e Africa, rielaborazione fonte IEA, 2011, iea.org	21
2.1	Stima dei possibili utenti della rete elettrica (fonte: Mairie de Yaho).	38
2.2	Stima dei possibili utenti della rete elettrica (fonte: Mairie de Yaho).	39
2.3	Stima dei consumi diurni e notturni dei villaggi della comunità di Yaho	43
3.1	Valori del coefficiente di perdita concentrata $k_{c,i}$ per valvole, curve e collegamenti vari nelle tubazioni	55
3.2	Valori tipici dei coefficienti K_i per il calcolo del η_{BOS}	57
4.1	Dati generali d’impianto.	68
4.2	Caratteristiche della condotta.	76
4.3	Caratteristiche delle tubazioni della condotta (fonte: catalogo Boldarino [11]).	77
4.4	Prestazioni dell’impianto (sol.1) nella fase di turbinaggio.	79
4.5	Significato dei simboli delle dimensioni caratteristiche dei serbatoi.	82
4.6	Valori numerici delle dimensioni di alcuni componenti della struttura dei serbatoi di monte e valle.	83
4.7	Valori L a convergenza	83
4.8	Dimensioni finali dei serbatoi di monte e valle.	84
4.9	Valori delle grandezze contenute nell’equazione caratteristica del sistema.	87
4.10	Punti di funzionamento della pompa $\varnothing=257$	91
4.11	Grandezze per il calcolo dell’NPSH.	92
4.12	Stima di $NPSH_d$ nelle tre condizioni di funzionamento.	93
4.13	Confronto $NPSH_{r,\varnothing=257} - NPSH_d$	93
4.14	Calcolo dell’energia elettrica assorbita dalla pompa KSB $\varnothing 257\text{mm}$	95
4.15	Significato dei simboli relativi alle dimensioni del campo FV.	99
4.16	Massimo n° di moduli installabili sul serbatoio di valle.	100
4.17	Stima dei rendimenti del modulo $NA\ 230W$ dopo 5, 12, 18 e 25 anni di utilizzo.	101
4.18	Valori di $\Delta\eta_{mod}$ per le quattro fasce.	101
4.19	Valori dei coefficienti K_i usati per la stima di $\eta_{BOS,0}$	102
4.20	Valori annuali di η_{BOS} e η_{mod}	102
4.21	S.i.f. giornaliera per la località di Dedougou, Burkina Faso, (fonte:[13]).	103

5.1	Dati generali d'impianto.	112
5.2	Caratteristiche della condotta.	113
5.3	Pompa Etanorm $\varnothing=256$, 1500 rpm.	114
5.4	Prestazioni dell'impianto (sol.2) nella fase di turbinaggio.	114
5.5	Dimensioni finali dei serbatoi di monte e valle.	116
5.6	Valori delle grandezze contenute nell'equazione caratteristica del sistema.	117
5.7	Punti di funzionamento della pompa $\varnothing=256$	121
5.8	Stima di $NPSH_d$ nelle tre condizioni di funzionamento.	122
5.9	Confronto $NPSH_{r,\varnothing=256} - NPSH_d$	122
5.10	Calcolo dell'energia elettrica assorbita dalla pompa KSB $\varnothing256$ mm.	123
5.11	Valori delle grandezze che identificano le dimensioni caratteristiche del campo FV.	124
5.12	Rendimenti di sistema per le due soluzioni.	125
5.13	Valori stimati della s.i.f. oraria per la località di Dedougou.	127
5.14	Caratteristiche del gruppo elettrogeno HONDA EM 6500S.	129
5.15	Numero di fermi annuali dell'impianto.	130
5.16	Consumi del generatore in modalità gruppo d'emergenza.	130
6.1	Costo dell'impianto FV+ GEN nella condizione di ottimo economico.	138
6.2	Costo totale PaT+quadro elettrico.	139
6.3	Costo condotte e filtri.	141
6.4	Volume di calcestruzzo necessario per le opere edili.	142
6.5	Cemento e ferro necessari per serbatoi e casetta.	143
6.6	Legenda relativa alla fig.6.4.4.	148
6.7	Calcolo della durata del noleggio dell'escavatore.	148
6.8	Stima della malta necessaria per l'impermeabilizzazione.	149
6.9	Costo totale delle opere edili.	149
6.10	Costo totale della soluzione 2: "FV+PaT".	150
7.1	Caratteristiche elettriche-energetiche del carico notturno da soddisfare con il sistema di accumulo.	155
7.2	Caratteristiche elettriche dell'inverter-charger.	156
7.3	Costo dell'impianto FV+ GEN (sol.3).	160
7.4	Costo sistema di accumulo (Batterie+Inverter intelligente).	160
7.5	Costo del basamento in cls armato.	161
7.6	Costo totale della soluzione 3.	162
8.1	Incidenza delle singole voci di costo sul costo totale d'impianto (soluzione 2).	165
8.2	Incidenza delle singole voci di costo sul costo totale d'impianto (soluzione 3).	166
D.1	Metodo di calcolo della produzione elettrica del campo FV nel mese di gennaio.	180
D.2	Calcolo del deficit-surplus nella fase di pompaggio nel mese di gennaio.	181
D.3	Valori di partenza per il calcolo del costo del combustibile.	185
D.4	Tasso d'inflazione in Burkina Faso. Fonte: indexmundi.com.	185
D.5	Grandezze coinvolte nella determinazione di $N_{mod,ott}$	186
E.1	Vincoli da rispettare nella scelta della batteria.	195
E.2	Costo delle batterie al gel LEOCH di varie capacità.	196

Elenco dei simboli e degli acronimi

Simbolo	Grandezza	Unità di misura
A	area	$[m^2]$
C	capacità, costo	[Ah], [€]
D	diametro	[m]
d	distanza	[m]
DOD	depth of discharge	[%]
E	energia	[Wh]
f	frequenza	[Hz]
f_p	fattore di producibilità	[Wh/Wp]
g	accelerazione di gravità	$[m/s^2]$
G	irraggiamento	$[W/m^2]$
H	salto, prevalenza	[m]
h	ore, altezza	[h],[m]
I	corrente	[A]
J	cadente idraulico	$[m_{persi}/m]$
K	coeff. perdite FV	[/]
k_a	coeff. d'attrito	[/]
k_s	coeff. di Strickler	[/]
k	inflazione	[%]
L	lunghezza	[m]
l	larghezza	[m]
lat	latitudine	[°]
N	numero	[/]
n	numero, numero di gri	[/], [rpm]
$NPSH$	Net Positive Suction Head	[m]
n_s	numero di giri caratteristico	[/]
p	pressione, numero di poli	[Pa], [/]
P	potenza	[W]

Simbolo	Grandezza	Unità di misura
PC	present cost	[€]
Q	portata	[m^3/s]
R	coeff. statistico	[/]
Re	numero di Reynolds	[/]
s	spessore	[m]
sif	solar irradiance figure	[Wh/m^2gg]
SOC	state of charge	[%]
T	temperatura	[K]
t	tempo	[s]
v	velocità	[m/s]
V	volume, tensione	[m^3], [V]
Y	perdita di carico	[m]
Z	quota	[m]
z	percentuale crescita prezzo benzina	[%]

Simbolo (lettere greche)	Grandezza	Unità di misura
η	rendimento	[/]
ρ	massa volumica	[kg/m^3]
β	angolo di tilt	[°]
β	coeff. adim Gauckler Strickler	[/]
ϑ	90- β	[°]
μ	viscosità dinamica	[$kg/(m \cdot s)$]
λ	fattore di attrito, Colebrook	[/]
ν	viscosità cinematica	[m^2/s]
ϵ	scabrezza assoluta	[m]

Pedice	Cosa indica		Pedice	Cosa indica
<i>acc</i>	accesso		<i>max</i>	massimo
<i>al</i>	alternatore		<i>med</i>	medio
<i>asp</i>	aspirazione		<i>min</i>	minimo
<i>bat</i>	singola batteria		<i>mod</i>	modulo
<i>BAT</i>	batteria equivalente		<i>monte</i>	pelo libero monte
<i>BOS</i>	Balance Of System		<i>n</i>	nominale
<i>c</i>	carico		<i>nom</i>	nominale
<i>coll</i>	collina		<i>o</i>	organico
<i>comb</i>	combustibile		<i>occ</i>	occupato
<i>conc</i>	concentrata/e		<i>ott</i>	ottimale
<i>d</i>	disponibile		<i>p</i>	pompa, pilone, picco
<i>disp</i>	disponibile		<i>P</i>	pompa
<i>distr</i>	distribuite		<i>pl</i>	pelo libero
<i>e</i>	esterno		<i>pomp</i>	pompaggio
<i>el</i>	elettrica/o		<i>r</i>	rated, richiesto
<i>em</i>	emergenza		<i>s</i>	soletta, suolo, specifico
<i>es</i>	esercizio		<i>sat</i>	saturazione
<i>f</i>	fondazione		<i>sc</i>	scarico
<i>FV</i>	fotovoltaico		<i>serb</i>	serbatoio
<i>gen, GEN</i>	generatore		<i>sist</i>	sistema
<i>h</i>	h-esima ora		<i>t</i>	turbina, trave
<i>i</i>	interno,i-esimo anno		<i>tg</i>	turbina-generatore
<i>int</i>	integrazione		<i>tot</i>	totale
<i>inv</i>	inverter		<i>turb</i>	turbinaggio
<i>j</i>	j-esimo mese		<i>v</i>	fondo serb.valle, volumetrico
<i>lim</i>	limite		<i>valle</i>	pelo libero valle
<i>m</i>	fondo serb. monte, muro		<i>vu</i>	vita utile
<i>mar</i>	marigot		<i>y</i>	idraulico

Bibliografia

- [1] Dati preliminari del censimento 2006 dal sito dell'Institut National de la Statistique e de la Démographie.
- [2] AU, UPDEA, WEC, ICOLD, ICID, IHA, World declaration "Dams and Hydropower for African Sustainable Development", Parigi, 24 novembre 2008.
- [3] Enciclopedia Treccani, editore Treccani, 2013.
- [4] Dati dal Fondo Monetario Internazionale, ottobre 2013.
- [5] Renewable Energy and Energy Efficiency Partnership, found in section Burkina Faso-Energy, 28 May 2013.
- [6] ELVI group, Etude technique pour l'eletrificazione de la commune de Yaho et ses 9 localites, Ouagadougou, Gennaio 2013.
- [7] Cornetti G, Macchine Idrauliche, edizioni Il Capitello, 1^aedizione, Settembre 2006.
- [8] www.ksb.com
- [9] www.irem.it
- [10] www.andritz.com
- [11] http://www.boldarino.com/pdf/listino_prezzi_2013.pdf#page=18
- [12] www.oppo.it
- [13] <http://solarelectricityhandbook.com/solar-irradiance.html>
- [14] A.Williams, Centrifugal Pumps as turbines: a review of technology and applications, convegno Hydroenergia, Wroclaw, 2010.
- [15] B.H. Teuteberg, W.van Niekerk, Design of a pump-as-turbine microhydro system for abalone farm, Unversity of Stellenbosch, March 2010.
- [16] Graham VA, A method to generate synthetic hourly solar radiation globally, 1990.
- [17] Graham VA, A time series model for Kt with application to global synthetic weather generation, 1988.
- [18] Groppi F, Energia elettrica da fonti rinnovabili, editoriale il Delfino, prima edizione, 2009.