

**POLITECNICO DI MILANO**

**Facoltà di Ingegneria Civile, Ambientale e Territoriale**



**POLO REGIONALE DI LECCO**

**Master of Science in Civil Engineering**

**TITOLO : STUDIO DI FATTIBILITA' DI  
PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA  
FONTI RINNOVABILI ALL'INTERNO DI UN  
IMPIANTO DI DEPURAZIONE**

**Relatore : Prof. Gianfranco Becciu**

**Studente : Ivan Filippini**

**Matricola : 681563**

**Anno accademico : 2009-2010**

**Data discussione : 22/07/2010**



## **RINGRAZIAMENTI**

**Si ringrazia il Sign. Franco Luigi Cenini, Presidente della Società Lovero & Uniti S.p.a., in qualità di gestore dell'Impianto di Depurazione di Lovero, per le molteplici informazioni sull'impianto e per la cortese collaborazione fornite durante lo svolgimento della tesi.**



## **INDICE**

1.	INTRODUZIONE.....	3
1.1.	<b>Descrizione dello studio di fattibilità.....</b>	<b>3</b>
1.2.	<b>Descrizione impianto di depurazione.....</b>	<b>4</b>
1.2.1.	Consumo energetico impianto .....	7
2.	FRUTTAMENTO FONTE IDROELETTRICA .....	13
2.1.	<b>Energia da fonte idroelettrica.....</b>	<b>13</b>
2.2.	<b>Situazione idroelettrico in Italia ed Europa .....</b>	<b>14</b>
2.3.	<b>Descrizione dell'impianto idroelettrico .....</b>	<b>15</b>
2.4.	<b>Classificazione degli impianti idroelettrici .....</b>	<b>18</b>
2.5.	<b>Scelta della turbina .....</b>	<b>19</b>
2.5.1.	Determinazione del salto netto .....	19
2.5.2.	Determinazione della portata di progetto .....	21
2.5.3.	Descrizione della turbina tipo Coclea .....	33
2.5.4.	Descrizione della turbina tipo Cross-Flow .....	36
2.6.	<b>Stima della potenza nominale .....</b>	<b>38</b>
2.7.	<b>Stima dell'energia producibile.....</b>	<b>39</b>
2.7.1.	Confronto energia consumata e prodotta .....	40
2.8.	<b>Analisi economica .....</b>	<b>41</b>
2.8.1.	Costi totali .....	41
2.8.2.	Ricavi totali.....	42
2.9.	<b>Fattibilità economica .....</b>	<b>44</b>
3.	FRUTTAMENTO FONTE SOLARE.....	47
3.1.	<b>Energia da fotovoltaico .....</b>	<b>47</b>
3.2.	<b>Situazione fotovoltaico in Italia ed Europa.....</b>	<b>48</b>
3.3.	<b>Descrizione dell' impianto fotovoltaico.....</b>	<b>53</b>

<b>3.4.</b>	<b>Scelta dei moduli fotovoltaici .....</b>	<b>54</b>
<b>3.5.</b>	<b>Stima della potenza producibile .....</b>	<b>59</b>
3.5.1.	Stima della produttività con moduli SunPower E18-230 su copertura piana .....	59
3.5.2.	Stima della produttività con moduli SunPower E19-318 su copertura piana .....	66
3.5.3.	Stima della produttività con moduli SunPower E18-230 sulla falda di copertura	71
3.5.4.	Stima della produttività con moduli SunPower E19-318 sulla falda di copertura	76
3.5.5.	Confronto energia consumata e prodotta .....	82
<b>3.6.</b>	<b>Analisi economica .....</b>	<b>82</b>
3.6.1.	Costi totali .....	82
3.6.2.	Ricavi totali.....	84
<b>3.7.</b>	<b>Fattibilità economica .....</b>	<b>88</b>
<b>4.</b>	<b>STRUTTAMENTO FANGHI DELL'IMPIANTO .....</b>	<b>91</b>
<b>4.1.</b>	<b>Energia da biogas.....</b>	<b>91</b>
<b>4.2.</b>	<b>Situazione in Italia ed Europa .....</b>	<b>93</b>
<b>4.3.</b>	<b>Descrizione impianto a biogas.....</b>	<b>93</b>
<b>5.</b>	<b>STRUTTAMENTO FONTE EOLICA .....</b>	<b>95</b>
<b>5.1.</b>	<b>Energia da eolico.....</b>	<b>95</b>
<b>5.2.</b>	<b>Situazione in Italia ed Europa .....</b>	<b>97</b>
<b>5.3.</b>	<b>Descrizione impianto eolico .....</b>	<b>98</b>
<b>5.4.</b>	<b>Stima della potenza nominale .....</b>	<b>98</b>
5.4.1.	Confronto energia consumata e prodotta .....	104
<b>5.5.</b>	<b>Analisi economica .....</b>	<b>105</b>
5.5.1.	Costi totali .....	105
5.5.2.	Ricavi totali.....	105
<b>5.6.</b>	<b>Fattibilità economica .....</b>	<b>106</b>
<b>6.</b>	<b>CONSIDERAZIONI FINALI .....</b>	<b>107</b>

# 1. INTRODUZIONE

## 1.1. Descrizione dello studio di fattibilità

Attraverso questo studio, si cerca di ricavare energia elettrica sfruttando tutte le fonti rinnovabili che possono essere utilizzate all'interno dell'impianto esistente di depurazione delle acque in località Lovero, Provincia di Sondrio, gestito dalla Società "Lovero & Uniti".

I principali obiettivi che il presente studio si prefigge di raggiungere, sono riconducibili alle direttive guida del "Programma Energetico Nazionale" e precisamente:

- ✓ Sviluppo delle risorse nazionali.
- ✓ Protezione dell'ambiente e salvaguardia della salute.
- ✓ Diversificazione delle fonti energetiche.
- ✓ Garanzia di competitività del sistema produttivo.

La disponibilità di energia nella qualità e nella quantità oggi desiderata è un fattore chiave per lo sviluppo economico ed il benessere sociale, equazione questa alla cui soluzione può contribuire il costante sviluppo delle tecnologie più idonee per l'utilizzo di fonti rinnovabili comprese quelle non convenzionali.

Inoltre la liberalizzazione del mercato elettrico, offre opportunità ai gestori del servizio di ottenere sensibili risparmi sull'acquisto di energia elettrica, grazie all'auto-produzione parziale e/o totale.

Le fonti rinnovabili che si cercheranno di sfruttare per la produzione di energia elettrica, sono:

1. Idroelettrico: all'interno dell'impianto di depurazione sarà collocata nel punto più opportuno, una turbina appositamente dimensionata per la produzione di energia.
2. Fotovoltaico: allestimento di un piccolo impianto fotovoltaico costituito da vari moduli opportunamente calcolati per trasformare la quantità di radiazione luminosa disponibile in energia elettrica.
3. Biogas: introduzione all'interno dell'impianto di un opportuno digestore anaerobico per la produzione di gas, utile a creare energia.

4. Eolico: installazione di uno o più aereo-generatori per sfruttare al massimo il vento.

Per ognuna di queste fonti rinnovabili, oltre ad una breve descrizione del loro principale funzionamento, sarà eseguito un dimensionamento di massima degli elementi principali costituenti l'impianto, per poter stimare la quantità di energia producibile.

Saranno effettuate inoltre delle valutazioni in senso economico sulla fattibilità o meno dei singoli impianti, oltre ad un confronto globale tra l'energia consumata dall'intero impianto e l'energia potenzialmente producibile con lo sfruttamento delle diverse fonti rinnovabili.

## 1.2. Descrizione impianto di depurazione

L'impianto sorge in Valtellina, a circa 500 metri sul livello del mare; tale impianto raccoglie le acque sia da insediamenti civili sia da quelli produttivi provenienti da sette comuni valtellinesi, più precisamente sono il comune di Sondalo, Grosio, Grosotto, Mazzo di Valtellina, Tovo di Sant'Agata, Vervio, Lovero e Sernio, per un totale di circa 15000 residenti.



Figura 1.1 : Aereo fotogrammetrico della zona.



L'impianto di depurazione, attraverso una serie di trattamenti meccanici e biologici, è in grado di trattenere le sostanze inquinanti contenute nelle acque da depurare.

Questo trattamento è definito "Processo a fanghi attivi", di tipo aerobico condotto mediante una prolungata aerazione dello scarico in contatto con una numerosa popolazione batterica preconstituita.

Il processo di quest'impianto è a biomassa sospesa, dove le popolazioni batteriche responsabili del trattamento depurativo, sono presenti sotto forma di fiocchi tenuti in sospensione attraverso l'insufflazione d'aria.

Tale biomassa attiva è costituita da numerosi microrganismi (batteri, protozoi, larve d'insetti) prodotti continuamente all'interno del reattore in seguito alle reazioni biochimiche di degradazione del carbonio organico e d'utilizzazione dei nutrienti.

In sostanza il risultato che si ottiene da un impianto a fanghi attivi, è l'eliminazione della sostanza organica biodegradabile mediante trasformazione in materiale inerte ed in una soluzione fangosa concentrata di sostanza organica che dovrà essere sottoposta ad ulteriori interventi prima dello smaltimento finale.

Le principali fasi di trattamento dei reflui sono:

1. **Trattamento primario:** le acque in ingresso sono sottoposte a specifici trattamenti meccanici, quali grigliatura e compattazione generale, cercando di rimuovere i materiali grossolani con diametro superiore a 2 mm. Questa prima operazione permette di evitare danneggiamenti alle sezioni successive dell'impianto dove sono presenti diverse stazioni di pompaggio, oltre a ridurre l'accumulo dei solidi nelle tubazioni.
2. **Sollevamento generale:** attraverso delle pompe di sollevamento, il fluido è sottoposto a staccatura con la quale si eliminano le particelle aventi diametro fino a 2 mm, disoleatura con lo scopo di rimuovere grassi, oli, particelle di materiali sintetici che potrebbero ostacolare l'ossigenazione del liquame, infine avviene la disabbatura per rimuovere le restanti sabbie e solidi inerti.
3. **Parte centrale dell'impianto:** il cuore dell'impianto è costituito da due linee, di cui la prima di tipo combinato a forma circolare, mentre la seconda a fanghi attivi con vasche rettangolari.



*Figura 1.2: Vasca circolare tipo combinata.*



*Figura 1.3: Vasca rettangolare a fanghi attivi.*

In entrambe le vasche avvengono in sequenza i processi di pre-denitrificazione, denitrificazione, ossidazione primaria e secondaria con sedimentazione finale.

4. Linea acque: la parte liquida proveniente dalle due linee, passa in una vasca di defosfatazione, in un'altra di debatterizzazione, passano al misuratore di portata fino allo scarico finale dell'impianto.
5. Linea fanghi: la parte solida è invece ispessita, stabilizzata, disidratata; a questo punto sono raccolti i fanghi secchi per poi essere smaltiti in opportune aree di raccolta.

All'interno dell'impianto di depurazione, sono presenti numerose apparecchiature elettro – meccaniche, il cui funzionamento comporta un notevole consumo di energia elettrica.

### **1.2.1. Consumo energetico impianto**

Dalle letture delle fatture riguardanti la fornitura di energia elettrica relative agli anni 2006 – 2007 – 2008 – 2009, è possibile capire il notevole consumo energetico dell'impianto.

#### **✓ Consumo elettricità anno 2006**

<b>MESE</b>	<b>CONSUMO [KWh]</b>
GENNAIO	98120
FEBBRAIO	68640
MARZO	78029
APRILE	74484
MAGGIO	73700
GIUGNO	78787
LUGLIO	80166
AGOSTO	80908
SETTEMBRE	74782
OTTOBRE	78290
NOVEMBRE	81563
DICEMBRE	86047
<b>TOTALE</b>	<b>953516 [KWh]</b>

✓ **Consumo elettricità anno 2007**

<b>MESE</b>	<b>CONSUMO [KWh]</b>
GENNAIO	85858
FEBBRAIO	76095
MARZO	79632
APRILE	77947
MAGGIO	84705
GIUGNO	81177
LUGLIO	83869
AGOSTO	75980
SETTEMBRE	57526
OTTOBRE	81532
NOVEMBRE	92296
DICEMBRE	101112
<b>TOTALE</b>	<b>977729 [KWh]</b>

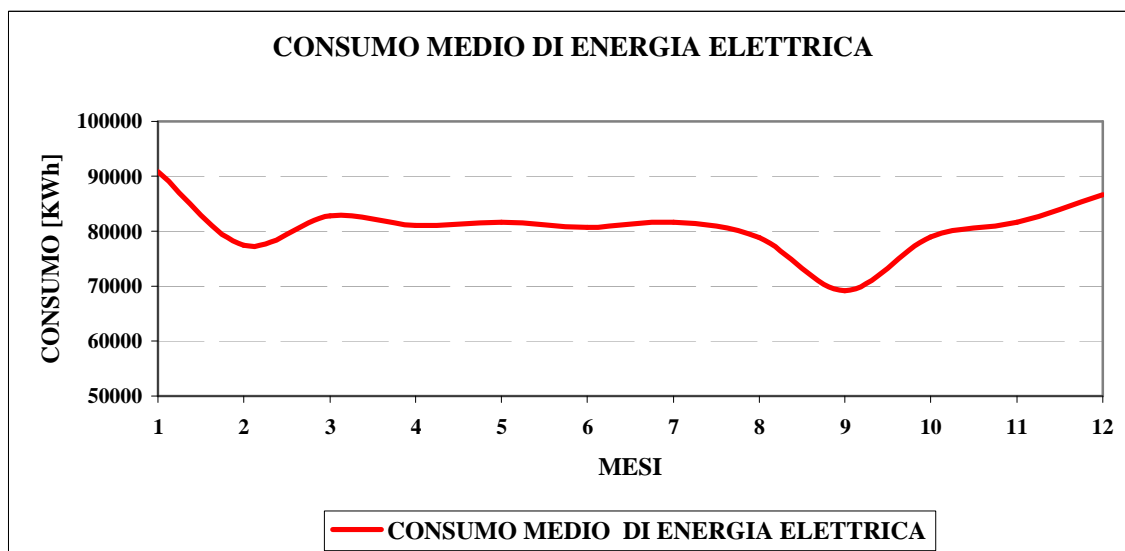
✓ **Consumo elettricità anno 2008**

<b>MESE</b>	<b>CONSUMO [KWh]</b>
GENNAIO	99797
FEBBRAIO	92511
MARZO	95657
APRILE	94117
MAGGIO	93151
GIUGNO	91468
LUGLIO	87971
AGOSTO	81865
SETTEMBRE	70083
OTTOBRE	77034
NOVEMBRE	75844
DICEMBRE	78067
<b>TOTALE</b>	<b>1037565 [KWh]</b>

✓ **Consumo elettricità anno 2009**

MESE	CONSUMO [KWh]
GENNAIO	79708
FEBBRAIO	72445
MARZO	77637
APRILE	77715
MAGGIO	74918
GIUGNO	71268
LUGLIO	74370
AGOSTO	76590
SETTEMBRE	74246
OTTOBRE	78915
NOVEMBRE	76645
DICEMBRE	81138
<b>TOTALE</b>	<b>915595 [KWh]</b>

Eseguendo una media aritmetica di consumo di energia elettrica nei vari mesi dei quattro anni analizzati, si è ricavato un consumo medio annuo di energia pari a 971101 KWh, come riassunto nel grafico allegato.



Da un punto di vista economico, la fornitura di energia elettrica comporta alla Società che gestisce l'impianto una spesa media annua di 142752 €.

Un'ulteriore spesa che la Società deve sostenere riguarda lo smaltimento sia del grigliato sia dei fanghi secchi, derivati dai vari processi di sedimentazione; anche in questo caso sono note le quantità.

✓ **Produzione media di grigliato**

MESE	PRODUZIONE [Kg]
GENNAIO	2760
FEBBRAIO	1810
MARZO	2450
APRILE	2840
MAGGIO	1890
GIUGNO	1300
LUGLIO	1520
AGOSTO	1520
SETTEMBRE	1820
OTTOBRE	2540
NOVEMBRE	2050
DICEMBRE	2210
<b>TOTALE</b>	<b>24710 [Kg]</b>

✓ **Produzione media di fanghi**

MESE	PRODUZIONE [Kg]
GENNAIO	75840
FEBBRAIO	66340
MARZO	63840
APRILE	69060
MAGGIO	45920
GIUGNO	44660

LUGLIO	66400
AGOSTO	20120
SETTEMBRE	67600
OTTOBRE	46700
NOVEMBRE	23720
DICEMBRE	46320
<b>TOTALE</b>	<b>636520 [Kg]</b>

La spesa media annua per il trasporto e smaltimento è pari a:

✓ Grigliato:  $178.18 \frac{\text{€}}{\text{tonn}} \times 24.71 \text{ tonn} = 4403 \text{ €}$

✓ Fanghi secchi:  $112 \frac{\text{€}}{\text{tonn}} \times 636.52 \text{ tonn} = 71290 \text{ €}$





## **2. SFRUTTAMENTO FONTE IDROELETTRICA**

### **2.1. Energia da fonte idroelettrica**

Lo scopo principale è quello di produrre energia elettrica da fonte energetica rinnovabile quale quella idraulica nello spirito delle leggi numero 308 del 29 maggio 1982 e numero 9-10 del 9 gennaio 1991.

Nella maggior parte dei paesi industrializzati, ed in particolare nel nostro, quella idrica è la principale fonte di energia rinnovabile per la cui trasformazione in energia elettrica ci si avvale di una tecnologia molto avanzata e ben collaudata, che può permettere di trarre il massimo rendimento in modo naturale ed intelligente da consistenti potenzialità energetiche attualmente inutilizzate.

Questo obiettivo, come è stato ampiamente dimostrato dai dati statistici di questo ultimo trentennio, è conseguibile solo con il superamento della limitativa e riduttiva strategia che legava la pianificazione energetica nazionale al solo parametro economico del minimo costo del Chilowattora.

Questa tendenza è stata invertita con una manifesta e concreta volontà politica che il Parlamento Italiano ha codificato con Leggi numero 308/82, 9/91 e 10/91 emanando le vigenti *“norme sul contenimento dei consumi energetici e lo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia”*.

Volontà politica questa che vuole promuovere, nel più rigoroso rispetto ambientale, il recupero di energia idraulica attualmente inutilizzata, nel generale interesse di contenere il tributo nazionale pagato per le importazioni di energia, ma principalmente con lo scopo di ridurre l'inquinamento generato dalla combustione di idrocarburi, dall'emissione di biossido di carbonio, principale responsabile dell'effetto serra.

## **2.2. Situazione idroelettrico in Italia ed Europa**

L'idroelettrico, ad oggi, è la più importante fonte rinnovabile utilizzata nella produzione di energia elettrica a livello italiano, europeo e mondiale.

Attualmente, secondo i dati generali sul bilancio dell'energia elettrica pubblicati da Terna, l'idroelettrico in Italia, sia grande che piccolo, rappresenta il 15,2% dell'energia elettrica netta totale generata, consentendo una riduzione nelle emissioni di anidride carbonica di oltre 70 milioni di tonnellate l'anno.

Ma mentre i grandi impianti idroelettrici convenzionali richiedono l'uso di estese superfici, con notevoli costi ambientali e sociali, un piccolo impianto idroelettrico, se opportunamente progettato, si integra facilmente nell'ecosistema locale.

Se si considera il solo piccolo idroelettrico si ha sul territorio nazionale una potenza installata di circa 2.500 MW su un totale di potenza idroelettrica installata di circa 18000 MW.

Secondo una valutazione a lungo termine, entro l'anno 2020 si prevede un aumento di produzione di energia idroelettrica totale di circa 6,15 TWh (terawattora pari a  $6.15 \times 10^{12}$  Wh) e cioè un incremento del 17% rispetto ai valori attuali.

La medesima valutazione attribuisce al solo mini-idroelettrico 4,93 dei suddetti 6,15 TWh il che indica un incremento del 60% tra il 2010 ed il 2020.

Al fine di promuovere lo sviluppo energetico da fonti rinnovabili, in anni recenti il prezzo è stato fissato dai governi nazionali e supportato da alcune direttive dell'Unione Europea che, consapevoli dei benefici ambientali delle fonti rinnovabili, hanno provveduto ad aumentare il buy-back.

Tutto ciò fornisce al settore idroelettrico ed in particolare al piccolo idroelettrico delle solide basi di partenza per un grande sviluppo futuro a breve e lungo termine.

### 2.3. Descrizione dell'impianto idroelettrico

Un impianto idroelettrico è in grado di convertire l'energia potenziale di una massa d'acqua che defluisce naturalmente con una certa differenza di quota, in energia elettrica nel punto più basso dell'impianto, dove è collocata la centrale.

Eseguendo un'attenta analisi dello sviluppo del tracciato alti-planimetrico dell'intera area su cui si sviluppa l'impianto di depurazione, non sono presenti al suo interno dei salti disponibili da poter sfruttare per la produzione di energia elettrica.

L'unico punto dell'impianto dal quale si possa pensare di ricavare energia è la sua sezione finale; attualmente in tale sezione è presente un elemento prefabbricato circolare in cemento dal quale fuoriesce l'acqua depurata.



*Figura 2.1: Scarico finale dell'impianto di depurazione delle acque.*

L'acqua percorre un breve tratto d'alveo naturale di circa 160 metri per poi immettersi nel bacino artificiale creato dalla presenza a valle di uno sbarramento di proprietà dell'Anas utilizzato per la produzione di energia idroelettrica.



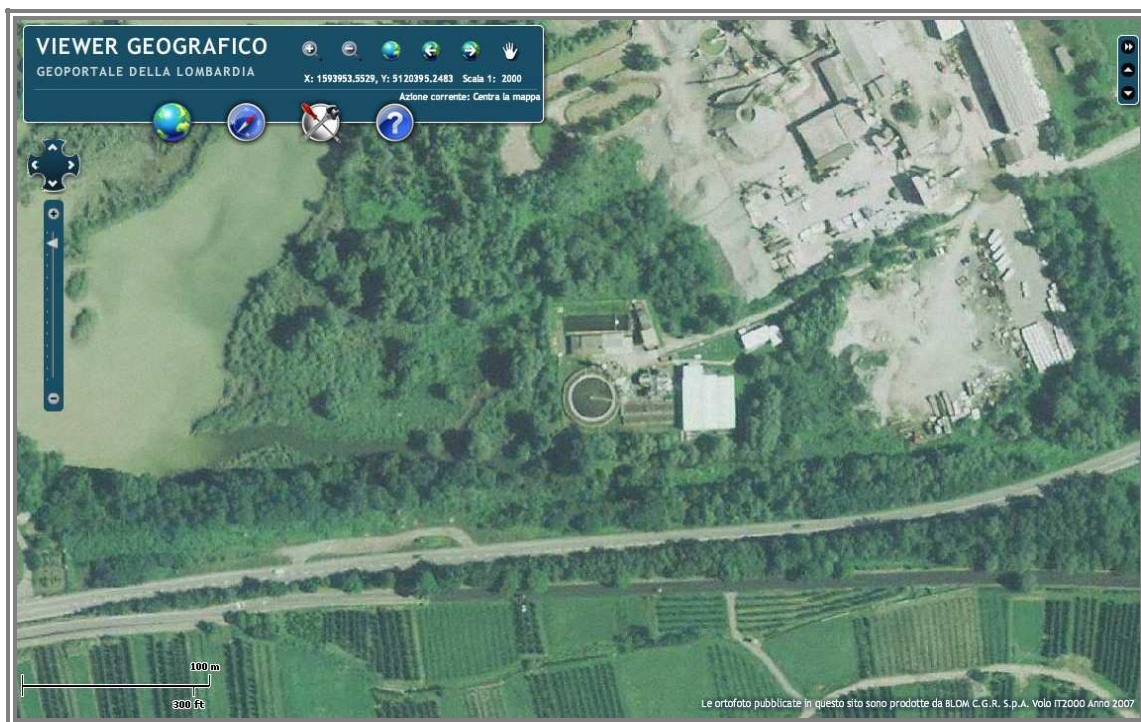


Figura 2.2:Aereo fotogrammetrico della zona in scala 1:2000.



Figura 2.3:Aereo fotogrammetrico della zona in scala 1:5000.





*Figura 2.4: Sbarramento dell'alveo a valle.*

La realizzazione di questo piccolo impianto idroelettrico, comporta la costruzione di una vasca di carico appena dopo la sezione finale dell'impianto di depurazione; dalla vasca, parte una condotta in acciaio lungo l'intero alveo naturale, dove nella sezione finale, appena prima di immettersi nel bacino artificiale, sarà installata una turbina per la produzione di energia elettrica.

## 2.4. Classificazione degli impianti idroelettrici

Gli impianti idroelettrici sono generalmente classificati in funzione del salto disponibile, della portata utilizzata e della potenza installata.

Per quanto riguarda il salto disponibile, gli impianti possono essere suddivisi in quattro categorie:

- ✓ Altissima caduta: con un salto disponibile al di sopra di 1000 m;
- ✓ Alta caduta: salto compreso tra i 100 - 1000 m;
- ✓ Media caduta: salto compreso tra i 30 - 100 m;
- ✓ Bassa caduta: con salto disponibile inferiore di 30 m.

L'impianto oggetto di studio ha un salto disponibile inferiore ai 30 metri, perciò viene definito impianto a bassa caduta.

In funzione della portata utilizzata esistono le seguenti categorie:

- ✓ Grandissima portata: portata utilizzata al di sopra di  $1000 \frac{m^3}{s}$ ;
- ✓ Grande portata: portata compresa tra i  $100 - 1000 \frac{m^3}{s}$ ;
- ✓ Media portata: portata compresa tra i  $10 - 100 \frac{m^3}{s}$ ;
- ✓ Piccola portata: portata utilizzata al di sotto di  $10 \frac{m^3}{s}$ .

Il nostro impianto ha una portata inferiore ai  $10 \frac{m^3}{s}$ , perciò viene definito impianto di piccola portata.

Considerando invece la potenza installata si distinguono le categorie:

- ✓ Grandi impianti idroelettrici: per potenze installate al di sopra di 10 MW;
- ✓ Piccoli impianti idroelettrici: per potenze installate al di sotto di 10 MW;
- ✓ Mini impianti: per potenze installate comprese tra i 0,1 - 1 MW;
- ✓ Micro impianti: per potenze installate comprese tra i 0,005 - 0,1 MW;
- ✓ Pico impianti: per potenze installate al di sotto di 5 kW.

Il nostro impianto ha una potenza installata inferiore a 5 KW, per cui viene definito pico impianto.

## 2.5. Scelta della turbina

La turbina idraulica è un dispositivo meccanico che ha lo scopo di trasformare l'energia potenziale dell'acqua in energia meccanica rotazionale e cioè in lavoro.

Tale lavoro meccanico può essere direttamente convertito in energia elettrica se all'albero della turbina è accoppiato un generatore.

Nella determinazione della potenza ricavabile da una turbina idraulica, si può evidenziare come un grande salto idrico può compensare una portata modesta e viceversa: infatti il flusso d'acqua relativamente basso di un ruscello di montagna, che tuttavia può presentare un dislivello di varie centinaia di metri, può produrre più energia della grande massa d'acqua di un fiume che però supera solo il salto di uno sbarramento.

Per ottenere un rendimento ottimale dell'impianto, è necessario dimensionarlo secondo un adeguato dislivello e secondo una portata specifica.

### 2.5.1. Determinazione del salto netto

Il primo passo per una scelta oculata della turbina, è calcolare il salto netto ( $H_U$ ) dell'intero impianto; tale salto netto è dato dalla differenza tra il salto naturale ( $H$ ) e la sommatoria delle perdite di carico ( $\Delta H$ ) presenti lungo l'intero percorso ( $H_U = H - \Delta H$ ).

Il salto naturale lo otteniamo come differenza tra il pelo dell'acqua nella sezione d'uscita della nuova vasca di carico e la quota di ingresso della turbina; dalle planimetrie in nostro possesso tale dislivello vale circa 4 metri.

La sommatoria delle perdite di carico distribuite lungo la condotta si ottengono moltiplicando la cadente  $J$  che rappresenta la perdita di energia per unità di peso e di percorso, per la lunghezza totale della condotta.  $\Delta H = J \times L$ .

Le perdite di carico distribuite sono funzione dalle modalità con cui avviene il movimento del fluido e dipendono dalla densità e viscosità del fluido, dal diametro della condotta, dalla scabrezza della superficie interna della condotta e dalla velocità del fluido.

Esistono diverse formule pratiche per una stima delle perdite di carico, per esempio la formula di Chezy:

$$J = \frac{V^2}{\chi^2 \times R} \quad \text{dove:}$$

- V: velocità del fluido all'interno della condotta.
- $\chi$  : coefficiente dimensionale  $\left[ \frac{m^{\frac{1}{3}}}{\text{sec}} \right]$  che dipende dal raggio idraulico e dalle caratteristiche del materiale costituente la condotta; tale coefficiente viene calcolato con la seguente espressione  $\chi = K_s \times R^{\frac{1}{6}}$  in cui  $K_s$  indica l'indice di scabrezza funzione del tipo di canale.
- R: raggio idraulico espresso come rapporto tra area e perimetro bagnato, che per le tubazioni circolari è pari al diametro fratto 4.

Determinazione delle perdite di carico distribuite:

$$\text{Portata media di progetto } Q = 0.1 \frac{m^3}{\text{sec}};$$

$$\text{Diametro della condotta } D = 0.40 \text{ m};$$

$$\text{Area sezione circolare } A = \frac{\pi \times D^2}{4} = \frac{\pi \times (0.4)^2}{4} = 0.126 \text{ m}^2;$$

$$\text{Velocità del fluido } V = \frac{Q}{A} = \frac{0.1 \frac{m^3}{\text{sec}}}{0.126 m^2} = 0.796 \frac{m}{\text{sec}};$$

$$\text{Raggio idraulico } R = \frac{D}{4} = \frac{0.40}{4} m = 0.1 \text{ m};$$

$$\text{Coefficiente di Strickler } K_s = \frac{1}{n} = \frac{1}{0.012} = 83.33 \text{ ipotizzando una condotta in acciaio};$$

$$\text{Coefficiente } \chi = K_s \times R^{\frac{1}{6}} = 83.33 \times (0.1)^{\frac{1}{6}} = 56.77 \frac{m^{\frac{1}{3}}}{\text{sec}};$$



La cadente  $J$  vale:

$$J = \frac{V^2}{\chi^2 \times R} = \frac{0.796^2 \frac{m^2}{\text{sec}^2}}{56.77^2 \left( \frac{m^{\frac{1}{3}}}{\text{sec}} \right)^2 \times 0.1m} = 0.0019$$

La sommatoria delle perdite di carico distribuite lungo la condotta valgono  $\Delta H = J \times L = (0.0019 \times 160) \text{ m} = 0.314$  metri.

È possibile determinare il salto netto  $(H_v = H - \Delta H) = (4 - 0.314) \text{ m} = 3.69$  metri.

### 2.5.2. Determinazione della portata di progetto

Per scegliere in modo corretto la turbina è necessario determinare anche la portata in gioco; un unico valore di portata non ha significato, in quanto è necessario conoscere il regime delle portate, preferibilmente rappresentate dalla curva delle durate ottenuta dai dati idrometrici oppure da studi idrologici, antecedenti alla scelta della turbina.

Grazie alla presenza di un misuratore di portata nella sezione finale dell'impianto di depurazione, per ogni giorno in cui vengono effettuate le misurazioni, conosciamo il volume d'acqua passante.

Eseguendo la differenza di volume tra due giorni successivi, si ottiene il volume d'acqua comulato nell'arco delle 24 ore; a titolo d'esempio si allegano le letture delle portate riferite all'anno 2008 – 2009.

Per motivi di lunghezza non sono indicati i volumi misurati in tutti e 365 giorni annui, ma solamente alcuni di essi.

Tabella dei volumi d'acqua misurati nell'anno 2008:

<b>GIORNI</b>	<b>VOLUME MISURATO [mc]</b>	<b>VOLUME V [mc]</b>	<b>PORTATA [mc/h]</b>	<b>PORTATA [mc/sec]</b>
1/3/2008	470853			
1/4/2008	477713	6860	285.83	0.0794
1/7/2008	492385	14672	611.33	0.1698
1/8/2008	499711	7326	305.25	0.0848
1/9/2008	504705	4994	208.08	0.0578
1/10/2008	512032	7327	305.29	0.0848
1/11/2008	516845	4813	200.54	0.0557
1/14/2008	534856	18011	750.46	0.2085
1/15/2008	542823	7967	331.96	0.0922
1/16/2008	549065	6242	260.08	0.0722
1/17/2008	555275	6210	258.75	0.0719
1/18/2008	561370	6095	253.96	0.0705
1/21/2008	578633	17263	719.29	0.1998
1/22/2008	583254	4621	192.54	0.0535
1/23/2008	590961	7707	321.13	0.0892
1/24/2008	596321	5360	223.33	0.0620
1/25/2008	603490	7169	298.71	0.0830
1/28/2008	621515	18025	751.04	0.2086
1/29/2008	627755	6240	260.00	0.0722
1/30/2008	635393	7638	318.25	0.0884
1/31/2008	640657	5264	219.33	0.0609
2/1/2008	647360	6703	279.29	0.0776
2/5/2008	673428	26068	1086.17	0.3017
2/6/2008	679888	6460	269.17	0.0748
2/7/2008	685025	5137	214.04	0.0595
2/8/2008	691293	6268	261.17	0.0725
2/11/2008	711803	20510	854.58	0.2374
2/12/2008	717325	5522	230.08	0.0639
2/13/2008	723728	6403	266.79	0.0741
2/14/2008	729758	6030	251.25	0.0698
2/15/2008	737238	7480	311.67	0.0866
2/20/2008	768987	31749	1322.88	0.3675
2/21/2008	775120	6133	255.54	0.0710
2/22/2008	782380	7260	302.50	0.0840
2/25/2008	799947	17567	731.96	0.2033
2/26/2008	804221	4274	178.08	0.0495
2/27/2008	810613	6392	266.33	0.0740
2/28/2008	814398	3785	157.71	0.0438
2/29/2008	820630	6232	259.67	0.0721
3/3/2008	834870	14240	593.33	0.1648
3/4/2008	841197	6327	263.63	0.0732
3/6/2008	851287	10090	420.42	0.1168
3/7/2008	855224	3937	164.04	0.0456
3/10/2008	871551	16327	680.29	0.1890
3/11/2008	875910	4359	181.63	0.0505
3/12/2008	881856	5946	247.75	0.0688

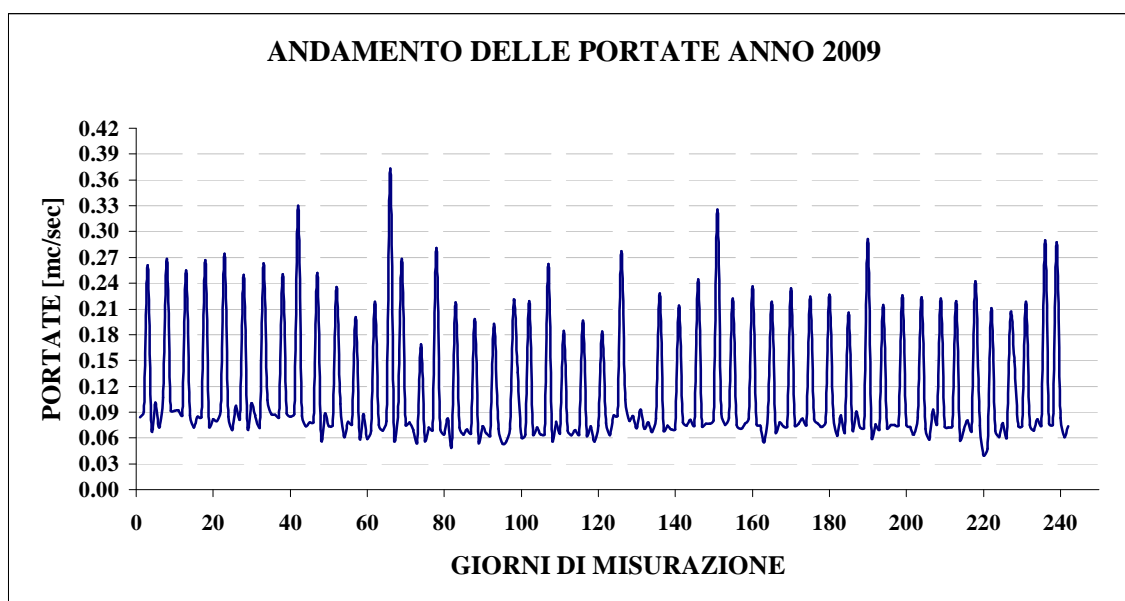
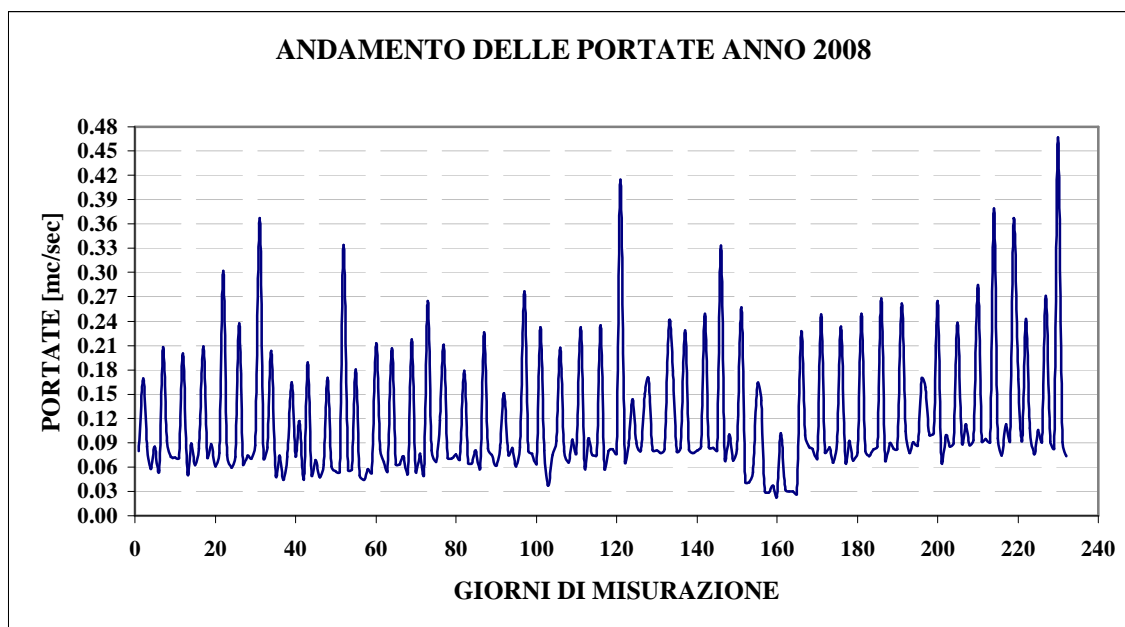
10/13/2008	2124656	21501	895.88	0.2489
10/14/2008	2131546	6890	287.08	0.0797
10/15/2008	2137868	6322	263.42	0.0732
10/16/2008	2144973	7105	296.04	0.0822
10/17/2008	2152346	7373	307.21	0.0853
10/20/2008	2175523	23177	965.71	0.2683
10/21/2008	2181526	6003	250.13	0.0695
10/22/2008	2189224	7698	320.75	0.0891
10/23/2008	2196369	7145	297.71	0.0827
10/24/2008	2203435	7066	294.42	0.0818
10/27/2008	2226020	22585	941.04	0.2614
10/28/2008	2235031	9011	375.46	0.1043
10/29/2008	2241718	6687	278.63	0.0774
10/30/2008	2249522	7804	325.17	0.0903
10/31/2008	2257008	7486	311.92	0.0866
11/3/2008	2271556	14548	606.17	0.1684
11/5/2008	2285225	13669	569.54	0.1582
11/6/2008	2293824	8599	358.29	0.0995
11/7/2008	2302634	8810	367.08	0.1020
11/10/2008	2325528	22894	953.92	0.2650
11/11/2008	2331336	5808	242.00	0.0672
11/12/2008	2339932	8596	358.17	0.0995
11/13/2008	2347295	7363	306.79	0.0852
11/14/2008	2355019	7724	321.83	0.0894
11/17/2008	2375575	20556	856.50	0.2379
11/18/2008	2383331	7756	323.17	0.0898
11/19/2008	2393097	9766	406.92	0.1130
11/20/2008	2400559	7462	310.92	0.0864
11/21/2008	2408590	8031	334.63	0.0930
11/24/2008	2433164	24574	1023.92	0.2844
11/25/2008	2441088	7924	330.17	0.0917
11/26/2008	2449234	8146	339.42	0.0943
11/27/2008	2457037	7803	325.13	0.0903
12/1/2008	2489767	32730	1363.75	0.3788
12/2/2008	2497998	8231	342.96	0.0953
12/3/2008	2504379	6381	265.88	0.0739
12/4/2008	2514084	9705	404.38	0.1123
12/5/2008	2522148	8064	336.00	0.0933
12/9/2008	2553804	31656	1319.00	0.3664
12/11/2008	2568408	14604	608.50	0.1690
12/12/2008	2576462	8054	335.58	0.0932
12/15/2008	2597419	20957	873.21	0.2426
12/16/2008	2606728	9309	387.88	0.1077
12/17/2008	2613281	6553	273.04	0.0758
12/18/2008	2622440	9159	381.63	0.1060
12/19/2008	2630322	7882	328.42	0.0912
12/22/2008	2653717	23395	974.79	0.2708
12/23/2008	2661617	7900	329.17	0.0914
12/24/2008	2668798	7181	299.21	0.0831
12/29/2008	2709087	40289	1678.71	0.4663
12/30/2008	2716930	7843	326.79	0.0908
12/31/2008	2723283	6353	264.71	0.0735

Tabella dei volumi d'acqua misurati nell'anno 2009:

<b>GIORNI</b>	<b>VOLUME MISURATO [mc]</b>	<b>VOLUME V [mc]</b>	<b>PORTATA [mc/h]</b>	<b>PORTATA [mc/sec]</b>
1/7/2009	2779371			
1/8/2009	2786616	7245	301.88	0.0839
1/9/2009	2794470	7854	327.25	0.0909
1/12/2009	2817018	22548	939.50	0.2610
1/13/2009	2823049	6031	251.29	0.0698
1/14/2009	2831770	8721	363.38	0.1009
1/15/2009	2838022	6252	260.50	0.0724
1/16/2009	2847256	9234	384.75	0.1069
1/19/2009	2870465	23209	967.04	0.2686
1/20/2009	2878356	7891	328.79	0.0913
1/21/2009	2886250	7894	328.92	0.0914
1/22/2009	2894200	7950	331.25	0.0920
1/23/2009	2901676	7476	311.50	0.0865
1/26/2009	2923727	22051	918.79	0.2552
1/27/2009	2931183	7456	310.67	0.0863
1/28/2009	2937386	6203	258.46	0.0718
1/29/2009	2944726	7340	305.83	0.0850
1/30/2009	2951995	7269	302.88	0.0841
2/2/2009	2975063	23068	961.17	0.2670
2/3/2009	2981332	6269	261.21	0.0726
2/4/2009	2988378	7046	293.58	0.0816
2/5/2009	2995227	6849	285.38	0.0793
2/6/2009	3003119	7892	328.83	0.0913
2/9/2009	3026833	23714	988.08	0.2745
2/10/2009	3034173	7340	305.83	0.0850
2/11/2009	3040178	6005	250.21	0.0695
2/12/2009	3048579	8401	350.04	0.0972
2/13/2009	3055732	7153	298.04	0.0828
2/16/2009	3077305	21573	898.88	0.2497
2/17/2009	3083551	6246	260.25	0.0723
2/18/2009	3092196	8645	360.21	0.1001
2/19/2009	3099646	7450	310.42	0.0862
2/20/2009	3105955	6309	262.88	0.0730
2/23/2009	3128714	22759	948.29	0.2634
2/24/2009	3137708	8994	374.75	0.1041
2/25/2009	3145310	7602	316.75	0.0880
2/26/2009	3152813	7503	312.63	0.0868
2/27/2009	3160084	7271	302.96	0.0842
3/2/2009	3181732	21648	902.00	0.2506
3/3/2009	3189374	7642	318.42	0.0884
3/4/2009	3196677	7303	304.29	0.0845
3/5/2009	3204284	7607	316.96	0.0880
3/9/2009	3232779	28495	1187.29	0.3298
3/10/2009	3240143	7364	306.83	0.0852
3/11/2009	3246509	6366	265.25	0.0737
3/12/2009	3253263	6754	281.42	0.0782
3/13/2009	3260029	6766	281.92	0.0783
3/16/2009	3281800	21771	907.13	0.2520

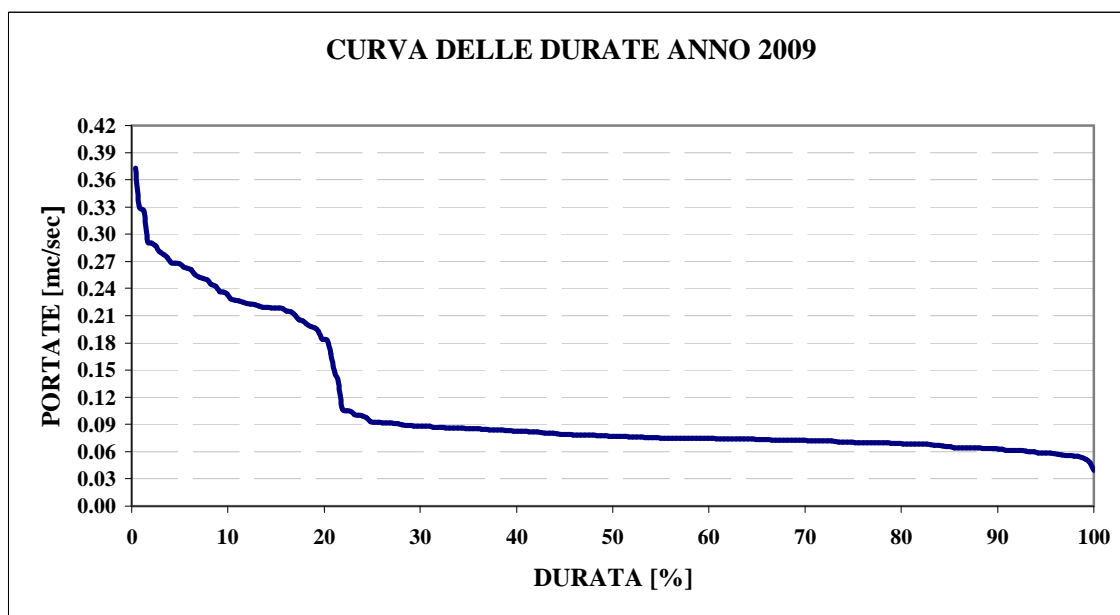
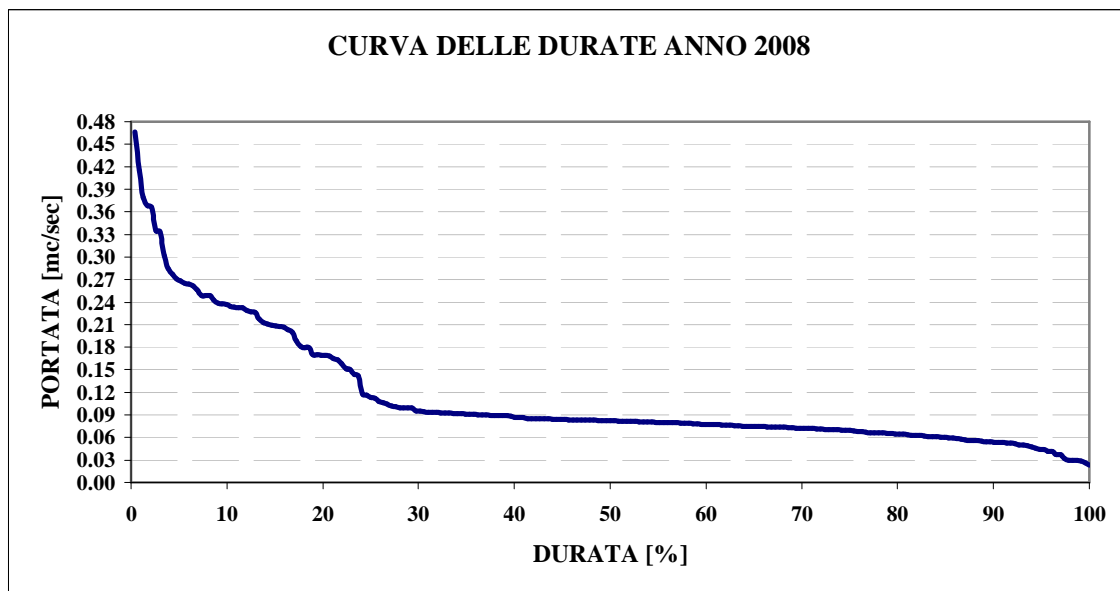
10/13/2009	4587868	25192	1049.67	0.2916
10/14/2009	4593072	5204	216.83	0.0602
10/15/2009	4599649	6577	274.04	0.0761
10/16/2009	4605656	6007	250.29	0.0695
10/19/2009	4624211	18555	773.13	0.2148
10/20/2009	4630406	6195	258.13	0.0717
10/21/2009	4636870	6464	269.33	0.0748
10/22/2009	4643325	6455	268.96	0.0747
10/23/2009	4649779	6454	268.92	0.0747
10/26/2009	4669301	19522	813.42	0.2259
10/27/2009	4675812	6511	271.29	0.0754
10/28/2009	4682094	6282	261.75	0.0727
10/29/2009	4687624	5530	230.42	0.0640
10/30/2009	4694912	7288	303.67	0.0844
11/2/2009	4714218	19306	804.42	0.2234
11/3/2009	4720288	6070	252.92	0.0703
11/4/2009	4725316	5028	209.50	0.0582
11/5/2009	4733320	8004	333.50	0.0926
11/6/2009	4739912	6592	274.67	0.0763
11/9/2009	4759115	19203	800.13	0.2223
11/11/2009	4765399	6284	261.83	0.0727
11/12/2009	4771660	6261	260.88	0.0725
11/13/2009	4777990	6330	263.75	0.0733
11/16/2009	4796940	18950	789.58	0.2193
11/17/2009	4801973	5033	209.71	0.0583
11/18/2009	4807995	6022	250.92	0.0697
11/19/2009	4814919	6924	288.50	0.0801
11/20/2009	4820816	5897	245.71	0.0683
11/24/2009	4841752	20936	872.33	0.2423
11/25/2009	4848192	6440	268.33	0.0745
11/26/2009	4851587	3395	141.46	0.0393
11/27/2009	4855726	4139	172.46	0.0479
11/30/2009	4873944	18218	759.08	0.2109
12/1/2009	4879848	5904	246.00	0.0683
12/2/2009	4885123	5275	219.79	0.0611
12/3/2009	4891792	6669	277.88	0.0772
12/4/2009	4897062	5270	219.58	0.0610
12/7/2009	4914720	17658	735.75	0.2044
12/9/2009	4927572	12852	535.50	0.1488
12/10/2009	4933939	6367	265.29	0.0737
12/11/2009	4940327	6388	266.17	0.0739
12/14/2009	4959204	18877	786.54	0.2185
12/15/2009	4965668	6464	269.33	0.0748
12/16/2009	4971600	5932	247.17	0.0687
12/17/2009	4978633	7033	293.04	0.0814
12/18/2009	4985078	6445	268.54	0.0746
12/22/2009	5010156	25078	1044.92	0.2903
12/23/2009	5016742	6586	274.42	0.0762
12/24/2009	5023243	6501	270.88	0.0752
12/28/2009	5048086	24843	1035.13	0.2875
12/29/2009	5055311	7225	301.04	0.0836
12/30/2009	5060592	5281	220.04	0.0611
12/31/2009	5066980	6388	266.17	0.0739

Il tutto è riassunto nei grafici allegati in cui si evidenzia l'andamento delle portate in ordine strettamente cronologico, riferite all'anno 2008-2009.

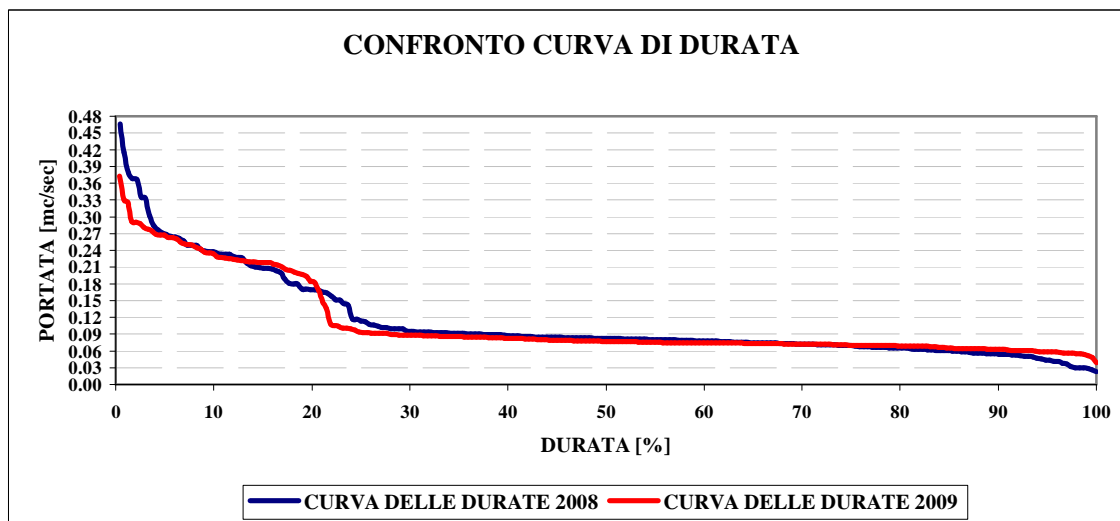


Per stabilire il valore corretto della portata di progetto è necessario tracciare la curva delle durate delle portate denominata FDC (Flow Duration Curve): essa mostra, per una particolare sezione lungo un corso d'acqua, la porzione di tempo (durata [%]) durante il quale la portata è uguale o supera un dato valore.

Si può facilmente ottenere partendo dall'idrogramma ed organizzando i dati in senso decrescente anziché cronologicamente come fatto in precedenza.



Di seguito si riporta l'andamento delle curve di durata nei due anni oggetto di studio su un unico grafico in modo da determinare se esiste una corrispondenza tra le portate:



Come si può notare le due curve di durata hanno un andamento abbastanza confrontabile, perciò possono essere considerate curve caratteristiche per estrapolare il valore della portata media annua, utile a calcolare la portata di progetto, tenendo conto naturalmente della portata minima compatibile con il tipo di turbina e del deflusso minimo vitale (DMV), utile a preservare l'habitat acquatico; la portata di progetto si ottiene sottraendo al valore della portata media annua, il DMV.

Per tradizione il DMV è il principale oggetto di discussione tra investitori da una parte e pescatori, ambientalisti ed associazioni per la conservazione dell'ambiente dall'altra.

Le regole sono generalmente stabilite a livello nazionale e fissano solamente dei valori minimi; questo ha permesso alle autorità locali di porre dei nuovi minimi e, in molti casi, sono stati introdotti dei DMV con valori irragionevolmente alti.

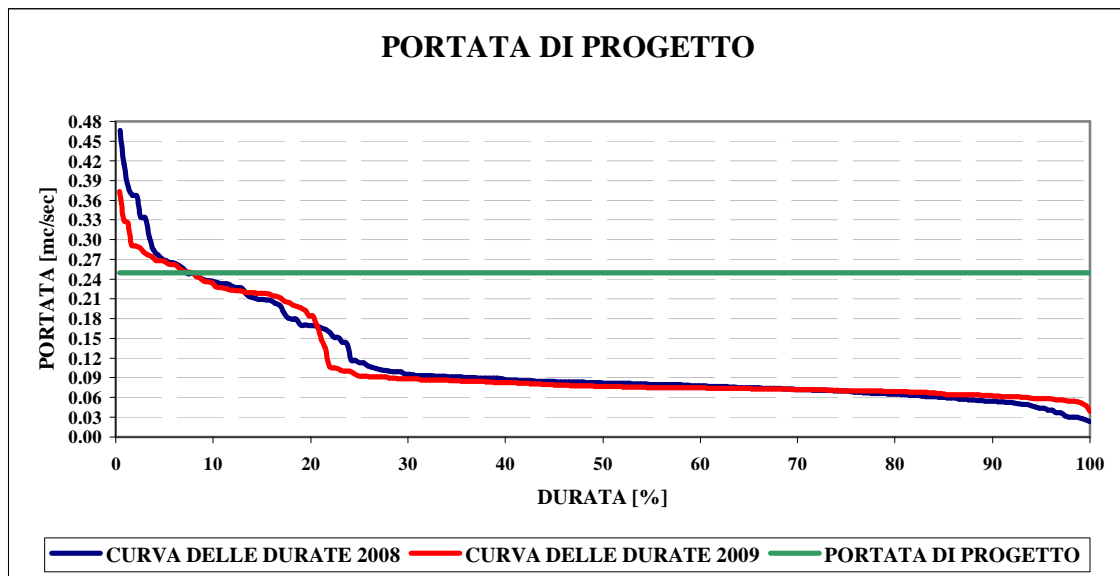
In seguito all'approvazione della Direttiva 2000/60/CE, le autorità di bacino stanno assumendo un comportamento sempre più maturo nella definizione di questo parametro.

Mentre in passato le leggi nazionali determinavano il DMV come una percentuale della portata interna media annua, le autorità di bacino studiano i differenti tratti del corso d'acqua includendo dati idrologici, dati sulla fauna selvatica e modelli mono e bidimensionali sulla qualità dell'acqua e delle piante acquatiche.



Nel nostro caso, il tratto di alveo naturale che si è venuto a creare a seguito dello scarico dell'impianto di depurazione, è privo di qualsiasi tipo di fauna e piante acquatiche, è ragionevole perciò considerare un valore del deflusso minimo vitale pari a  $0 \frac{m^3}{sec}$ .

In questo caso il valore della portata di progetto è pari al valore della portata media annua, che si determina analizzando la curva delle durate, scegliendo un valore di portata in modo da ottenere un volume turbinabile ottimale.



Dai grafici delle curve di durata, si è scelta una portata di progetto di  $0.25 \frac{m^3}{sec}$ ; non è conveniente dimensionare la turbina per portate minori, perchè si avrebbe un volume turbinabile molto inferiore rispetto a quello realmente disponibile, ma nemmeno usare una portata maggiore in quanto non si ha un aumento proporzionale del volume d'acqua che possa essere turbinato.

Per esempio scegliendo una portata di progetto pari a  $0.50 \frac{m^3}{sec}$ , pari al doppio della precedente, si può visualizzare dal grafico che il volume disponibile non raddoppia, ma aumenta di una piccola percentuale, perciò è sconsigliabile optare per questa scelta di portata.

Non risulta nemmeno corretto dimensionare la turbina utilizzando la portata media giornaliera di progetto in tempo di secco  $Q_{24}$ :

$$Q_{24} = \varphi \times \frac{P_n \times d_n}{86400 \text{ sec}} \text{ dove:}$$

- $\varphi$  rappresenta il coefficiente d'afflusso in fogna, pari a 0.80;
- $P_n$  sono il numero di abitanti equivalenti dei sette comuni dai quali provengono le acque; per determinare tale valore si applica la seguente formula:

$$\text{Abitanti Equivalenti} = \frac{BOD_5 \left( \frac{\text{grammi}}{\text{giorno}} \right)}{\text{Coeff. Abit. Equiv.} \left( \frac{\frac{\text{grammi}}{\text{giorno}}}{\text{Abit. Equiv.}} \right)} \times \text{Fattore Correttivo}$$

La domanda di ossigeno biochimico ( $BOD_5$ ) vale  $100 \frac{\text{mg}}{\text{l}} = 100 \frac{\text{grammi}}{\text{m}^3}$ , la portata media annua vale  $0.1 \frac{\text{m}^3}{\text{sec}} = 8640 \frac{\text{m}^3}{\text{giorno}}$ , il coefficiente degli abitanti equivalenti è pari a 80, mentre il fattore correttivo vale 1.50.

$$\text{Abitanti Equivalenti} = \frac{8640 \frac{\text{m}^3}{\text{giorno}} \times 100 \frac{\text{grammi}}{\text{m}^3}}{60 \left( \frac{\frac{\text{grammi}}{\text{giorno}}}{\text{Abit. Equiv.}} \right)} \times 1.50 = 21600 \text{ abitanti equivalenti.}$$

- $d_n$  dotazione idrica pari a  $350 \frac{\text{litri}}{\text{abite} \times \text{giorno}}$ ;

$$Q_{24} = \varphi \times \frac{P_n \times d_n}{86400 \text{ sec}} = 0.80 \times \frac{21600 \text{ ab} \times 350 \frac{\text{litri}}{\text{ab} \times \text{giorno}}}{86400 \frac{\text{sec}}{\text{giorno}}} = 70.0 \frac{\text{litri}}{\text{sec}} = 0.070 \frac{\text{m}^3}{\text{sec}}$$

valore inferiore rispetto alla portata di progetto fissata a  $0.25 \frac{\text{m}^3}{\text{sec}}$ .

Va ricordato inoltre che le turbine di nuova generazione (per esempio coclea, cross-flow, semi-kaplan, kaplan, ecc) che si possono utilizzare su questi tipi di impianti, mantengono le loro efficienze anche per forti parzializzazioni della portata, fino a valori di 15-20 % delle portate di progetto.

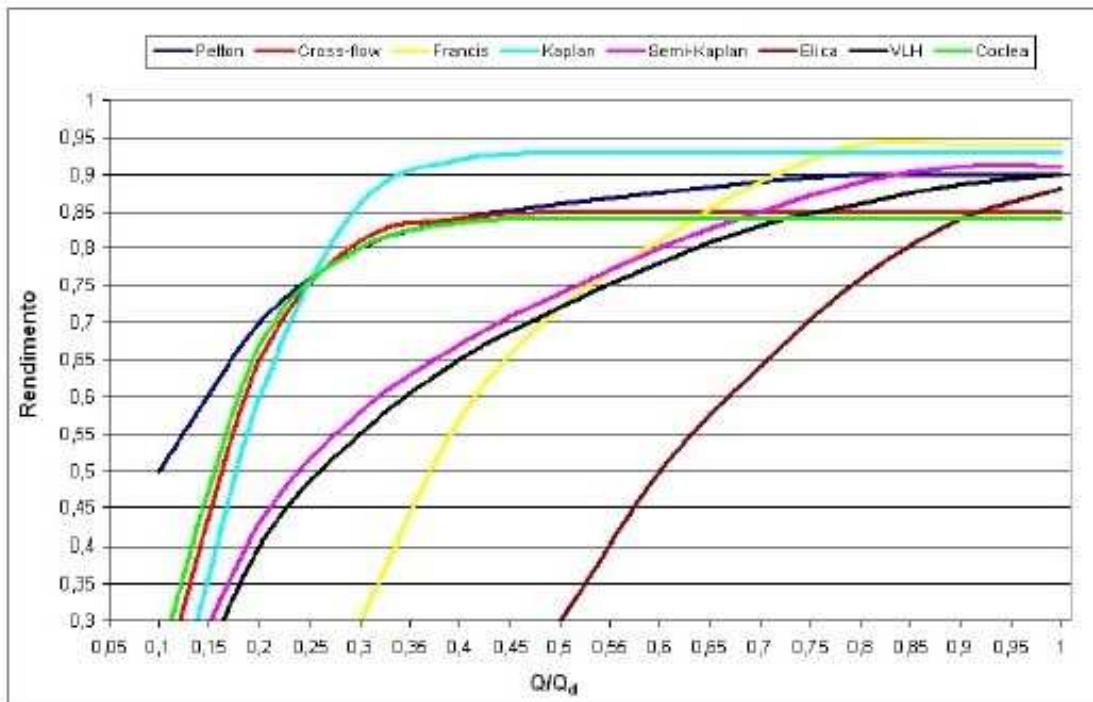


Figura 2.5: Rendimento delle turbine in funzione di parzializzazioni di portata

Determinati i valori di portata e di salto:

- ✓ Portata di progetto pari a  $250 \frac{\text{litri}}{\text{sec}} = 0.25 \frac{\text{m}^3}{\text{sec}}$ .
- ✓ Salto netto  $H_V = 3.69$  metri.

È possibile scegliere il tipo di turbina che meglio si addice secondo la Figura allegata che riassume i range di salti e portate disponibili.

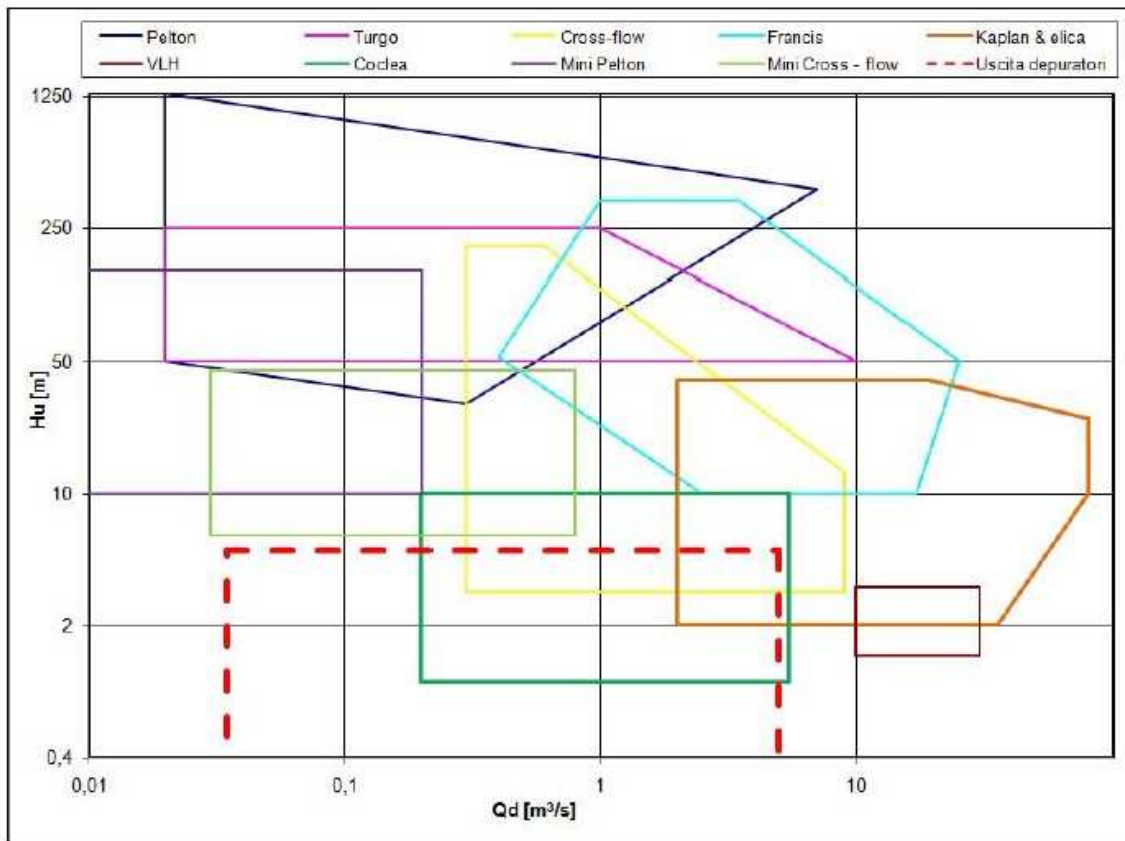


Figura 2.6: Range di salti e portate in uscita da impianti di depurazione, con portate espresse in mc/sec.

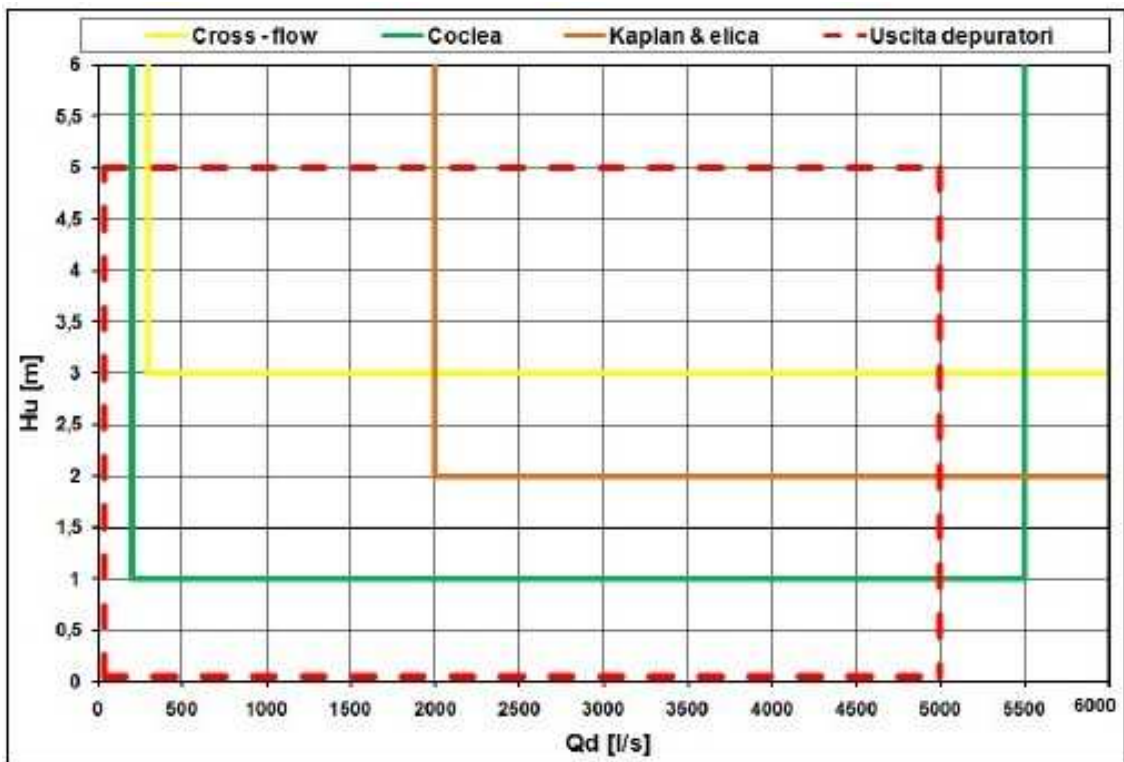


Figura 2.7: Range di salti e portate in uscita da impianti di depurazione, con portate espresse in litri/sec.

Dai seguenti diagrammi possiamo notare che la turbina che meglio si avvicina alle caratteristiche di portata e salto disponibile, sono le turbine tipo Coclea, oppure Cross-flow.

### 2.5.3. Descrizione della turbina tipo Coclea

Questo tipo di macchina agisce secondo un principio molto semplice, inverso rispetto alla millenaria vite di Archimede.

La coclea, detta anche vite di Archimede, è un dispositivo usato inizialmente per sollevare liquidi e solidi; la macchina nella sua funzione originale è composta da una grossa vite posta all'interno di un tubo.

La parte inferiore del tubo è immersa nel liquido o nel solido, dopodichè, ponendo in rotazione la vite, ogni passo raccoglie un certo quantitativo di materiale (liquido o solido), che è sollevato lungo la spirale fino ad uscire dalla parte superiore.

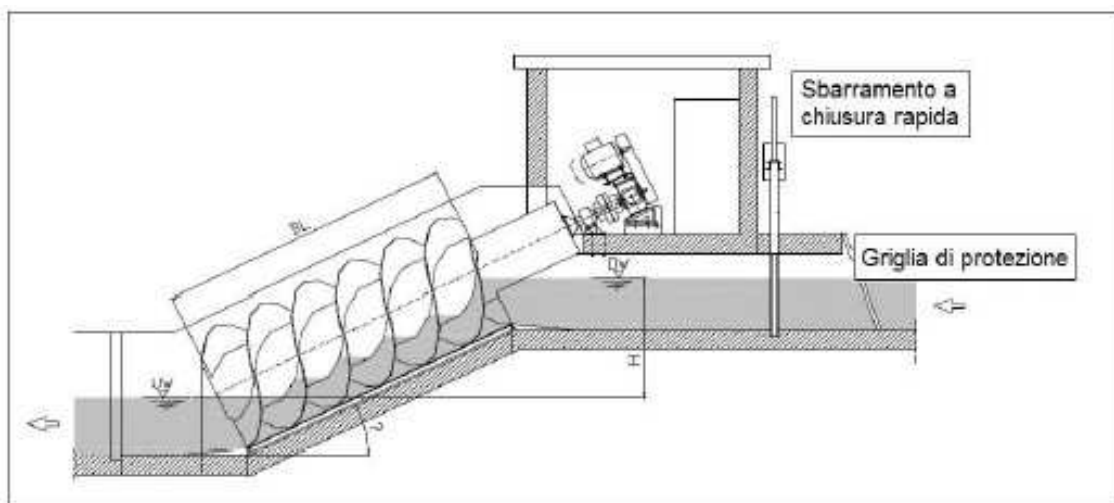


Figura 2.8: Schema tipico di una coclea idraulica.

L'energia per la rotazione originariamente veniva fornita dalla forza umana oppure animale.

Applicando però lo stesso principio ma in maniera inversa è possibile utilizzare l'energia potenziale posseduta da un fluido per la produzione di energia elettrica.

La coclea idraulica lavora grazie alla forza di gravità; rientra infatti nella categoria delle

macchine a gravità e non è né ad azione né a reazione: l'acqua scende all'interno delle camere dal livello più alto fino a quello più basso, con un movimento relativamente lento.

La forza di gravità, che in questo modo agisce sull'acqua durante la caduta, esercita un movimento torcente sull'albero di trasmissione che produce così energia meccanica che viene poi trasformata in elettricità.

La portata ed il salto disponibili vengono tenuti in debita considerazione perché stabiliscono, in fase di progetto, le dimensioni e la potenza generabile con la coclea.

E' da sottolineare come variazioni ed instabilità del livello e delle quantità d'acqua, sia a monte sia a valle dell'impianto, influiscano solamente in maniera secondaria e non causino nessun problema al funzionamento e al conseguente esercizio della coclea.

Per questo motivo non è richiesta nessuna regolazione, in quanto la turbina si adatta automaticamente alla frequenza di rete e alla portata d'acqua; ovviamente se il flusso si modifica si modificheranno anche i rendimenti energetici.

I vantaggi nell'utilizzo della coclea idraulica per la produzione di energia rinnovabile sono numerosi, dal punto di vista ambientale ed impiantistico.

Per quanto riguarda gli aspetti ambientali, una vite idraulica è inseribile nel contesto territoriale con un limitato impatto paesaggistico e con un basso impatto per le acque e per la fauna ittica.



Figura 2.9: <possibile configurazione finale di u impianto con coclea idraulica.

Infine, un valore aggiunto dal punto di vista ambientale può essere riscontrato nella maggiore ossigenazione dell'acqua che migliora così la sua qualità a valle

dell'impianto.

La realizzazione di un impianto con questo tipo di macchine richiede un minor costo d'investimento iniziale, in conseguenza alle minori opere murarie basilari: non sono necessarie variazioni al corso fluviale naturale, a differenza delle tradizionali turbine che richiedono, nella maggior parte dei casi, lavori di costruzione nel sottosuolo della zona dello scarico a valle e lavori di innalzamento nella zona a monte dell'impianto.

Ragionando anche a lungo termine, grazie alla loro robustezza e resistenza all'usura, possono rappresentare un ottimo investimento.

Non è richiesto l'utilizzo di griglie a maglia fine usate nelle turbine e nelle ruote ad acqua per il filtraggio dell'acqua da detriti; i corpi e il materiale galleggiante possono oltrepassare la coclea senza ostacoli e senza danni per l'impianto.

In estrema sintesi una coclea negli anni richiede pochissimi interventi quindi si hanno brevissimi periodi di fermo macchina.

L'unico grosso elemento negativo nella realizzazione di un impianto micro-idro con coclea è dato dai rendimenti ottenibili, più bassi rispetto alle altre turbine.

E' inoltre necessario l'utilizzo di un moltiplicatore di giri per poter aumentare le velocità di rotazione in entrata al generatore, dati i limitati numeri di giri al minuto della turbina in fase di lavoro.

Per quanto riguarda poi altri aspetti negativi questi non sono paragonabili ai vantaggi sopra elencati.

A volte si rende necessaria una copertura sia dell'apparecchiatura elettromeccanica sia della vite per minimizzare l'inquinamento acustico prodotto, in particolare se l'impianto sorge nelle vicinanze di edifici o zone abitate.

#### 2.5.4. Descrizione della turbina tipo Cross-Flow

Le turbine Cross – flow, dette anche turbine Banki – Michell in onore dei loro inventori, e le mini Cross – flow, sono composte dalle solite due parti fondamentali: distributore e girante.

La girante è costituita da due o più dischi circolari paralleli, uniti tra loro mediante una serie di lame curvate che rappresentano le pale.



Figura 2.10: Girante di una turbina Cross – flow.

Il distributore invece ha una sezione rettangolare e scarica il getto d'acqua lungo tutte la lunghezza della ruota (girante); la forma del getto è rettangolare, larga e non molto profonda.

Il flusso liquido colpisce le lame poste sul bordo superiore della ruota, scorre sopra di esse, le oltrepassa, entra nello spazio vuoto tra le lame superiori ed inferiori, colpisce dall'interno le lame inferiori, le attraversa ed esce dalla parte opposta, dopo aver ceduto alle lame la sua energia.



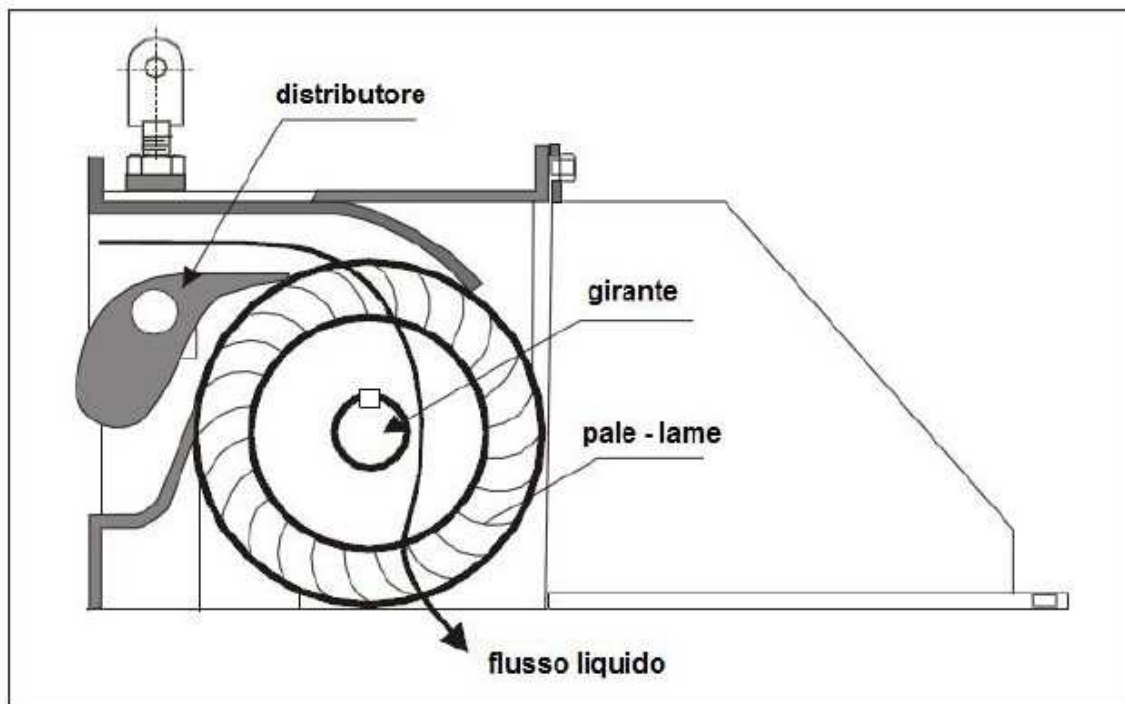


Figura 2.11: Schema di funzionamento di una turbina Cross – flow.

Il percorso che deve seguire il flusso d'acqua è soggetto ad un cambio di direzione (cross-flow = flusso incrociato) nella zona vuota tra il primo (sopra) ed il secondo (sotto) passaggio attraverso le lame, questo cambio di direzione porta a delle perdite dovute a vortici ed urti ed a conseguenti diminuzioni nei rendimenti.

I campi di applicazione delle turbine Cross – flow sono molteplici, infatti, sotto il profilo progettuale ed economico, risultano molto semplici da installare e si utilizzano con una gamma molto ampia di portate.

## 2.6. Stima della potenza nominale

La quantità di energia elettrica potenzialmente producibile con questo tipo di impianti, si ottiene dalla seguente relazione:

$$P = \eta \times \rho \times g \times H_U \times Q \text{ dove:}$$

- $\eta$  = rendimento della turbina [%]
- $\rho$  = densità dell'acqua a temperatura ambiente =  $1000 \frac{Kg}{m^3}$ ;
- $g$  = accelerazione di gravità =  $9,81 \frac{m}{s^2}$ ;
- $H$  = salto [m], meglio definito come salto netto  $H_U = 3.69$  metri.
- $Q$  = portata di progetto pari a  $250 \frac{litri}{sec} = 0.25 \frac{m^3}{sec}$ .
- $P$ : potenza dell'impianto espressa in KW.

L'unico fattore che resta da definire è il rendimento delle turbine; in generale, il rendimento  $\eta$  è definito come il rapporto tra la potenza meccanica trasmessa all'asse turbina e la potenza idraulica assorbita nelle condizioni di salto ( $H_U$ ) e di portata ( $Q_d$ )

di progetto:

$$\eta = \frac{P_{MECCANICA}}{P_{IDRAULICA}}$$

In generale l'efficienza è garantita dal produttore che la verifica secondo dei Codici Internazionali.

Nella tabella riportata di seguito sono indicati i massimi valori di rendimento ricavabili dalle varie macchine idrauliche; i dati sono stati forniti dai rispettivi produttori.

TIPO DI TURBINA	RENDIMENTO MASSIMO [%]
Pel ton ad un getto e mini Pelton	0.89
Pel ton a più getti	0.90
Turgo	0.85
Cross – flow e mini Cross – flow	0.84
Francis	0.94
Kaplan a doppia regolazione	0.93
Semi – Kaplan	0.91
VLH	0.90
Coclee idrauliche	0.84

Come si nota dalla tabella, il rendimento sia della turbina tipo Coclea Idraulica che la cross-flow, sono simili, perciò da un punto di vista del calcolo della potenza nominale è indifferente la scelta di una, rispetto all'altra.

$$P = \eta \times \rho \times g \times H \times Q = 0.84 \times 1000 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3} \times 9.81 \frac{\text{m}}{\text{sec}^2} \times 3.69 \text{ metri} \times 0.25 \frac{\text{m}^3}{\text{sec}} = 7601.77 \text{ W}$$

= 7.602 KW questa indica la potenza nominale installata in questo impianto.

## 2.7. Stima dell'energia producibile

Il valore dell'energia lorda media annua espressa in KWh in uscita dall'impianto, si determina con la seguente formula:  $E = \eta_{tot} \times \rho \times g \times H_U \times Q_d$  in cui oltre ai termini espressi in precedenza è presente il fattore  $\eta_{tot}$  che indica il rendimento totale dell'impianto, pari al prodotto del rendimento della turbina (84 %), del generatore (94%), del moltiplicatore (97 %) e del trasformatore (92 %), per un rendimento totale pari a  $\eta_{tot} = (0.84 \times 0.94 \times 0.97 \times 0.92) = 0.71 = 71 \%$ .

$$E = \eta_{tot} \times \rho \times g \times H_U \times Q_d = 0.71 \times 1000 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3} \times 9.81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2} \times 3.69 \text{ m} \times 0.25 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} = 6.43 \text{ KWh.}$$

Resta ora da stimare nell'arco di un anno, il numero di ore in cui l'energia prodotta è pari all'energia ricavata dalla precedente formula.

Considerando che:

- ✓ la costanza dei salti utili netti;
- ✓ la grande versatilità delle turbine scelte come potenziali installazioni, capaci di sviluppare buoni rendimenti anche per considerevoli parzializzazioni di portata;
- ✓ l'assunzione di un rendimento globale della conversione energetica piuttosto basso;
- ✓ la possibilità di distacco temporaneo per manutenzione e problemi vari,

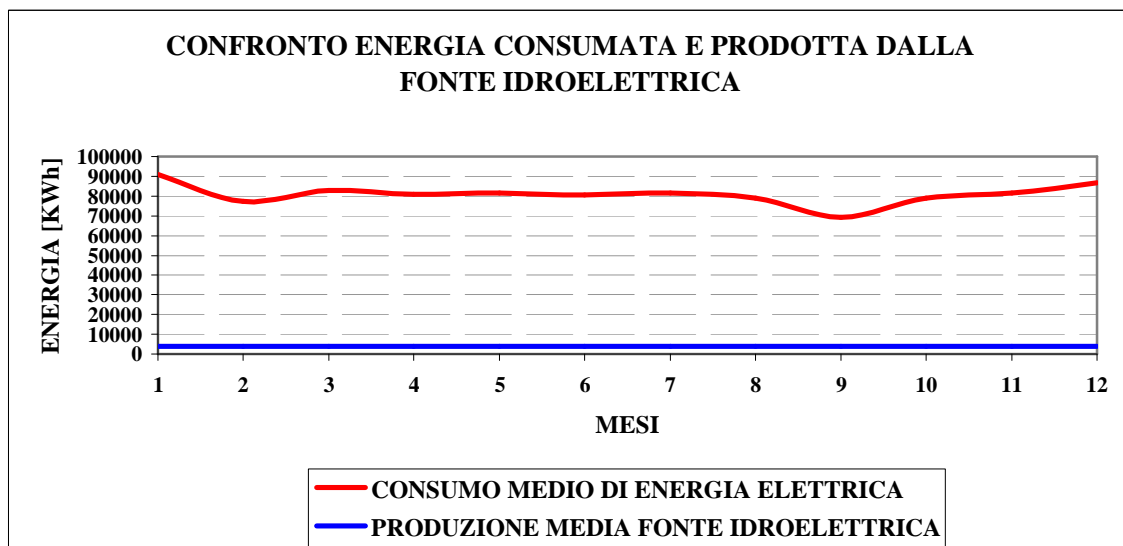
è possibile ipotizzare una fornitura costante di energia pari ad  $E$  (calcolata in precedenza) per un tempo corrispondente a 7500 ore ogni anno di esercizio, circa 86% delle ore disponibili nell'arco dei 365 giorni.

Il calcolo dell'energia totale annua ottenibile con questo tipo di impianto vale:

$$Energia = 6.43 \text{ KWh} \times 7500 \frac{h}{annue} = 48190 \frac{KWh}{annui}$$

### 2.7.1. Confronto energia consumata e prodotta

Il consumo medio annuo di energia elettrica per il funzionamento dell'impianto è pari a 971101 KWh, mentre l'energia producibile annualmente attraverso lo sfruttamento dell'impianto idroelettrico è di 48190 KWh.



Come si può notare, si ottiene una produzione media annua pari al 5 % del fabbisogno energetico totale dell'impianto.

## 2.8. Analisi economica

L'obiettivo dell'analisi economica è quello di pervenire ad un primo strumento per la valutazione dei principali parametri di redditività dell'investimento, in funzione delle caratteristiche dei siti e dell'apparecchiatura elettromeccanica installata, quindi delle potenze nominali ricavabili.

I principali parametri da analizzare sono: i costi delle opere civili ed idrauliche, il costo dell'apparecchiatura elettromeccanica, i costi accessori (connessione alla rete, esercizio e manutenzione, costi di progettazione, ecc) mentre i ricavi sono quelli ottenibili dagli incentivi statali per la produzione di energia da fonti rinnovabili e dalla vendita dell'energia prodotta.

### 2.8.1. Costi totali

Per la realizzazione dell'impianto è necessario sostenere i seguenti costi:

- ✓ Costi per le opere civili e idrauliche, comprensivi della realizzazione della vasca di carico e di tutte le opere edili in calcestruzzo utili per una corretta realizzazione dell'impianto, circa 35000 €.
- ✓ Costi per la realizzazione della condotta con tubazioni diametro 400 mm, in acciaio di qualità Fe 510, con opportune saldatura, rispondenti alle Norme UNI 6363/84; il costo unitario è di  $230 \frac{\text{€}}{\text{metro}}$ , per un totale di  $230 \frac{\text{€}}{\text{metro}} \times 160 \text{ metri}$   
= 36800 €.
- ✓ Costi per le apparecchiature meccaniche: il costo unitario vale  

$$\text{Costi} = 33236 \times P^{-0.58338} \times H_v^{-0.113901} =$$

$$= 33236 \times 7.602^{-0.58338} \times 3.69^{-0.113901} = 8772.20 \frac{\text{€}}{\text{KW}}$$
 di potenza nominale installata; il costo totale per l'intero equipaggiamento elettromeccanico costituito da turbine, moltiplicatore, generatore, alternatore è di  

$$8772.20 \frac{\text{€}}{\text{KW}} \times 7.602 \text{ KW} = 66686 \text{ €}.$$
- ✓ Costo di allacciamento alla rete elettrica, comprendente la costruzione di una nuova linea elettrica di collegamento tra l'impianto e la rete di distribuzione esistente; costi di tutte le varie apparecchiature di controllo e regolazione,

rappresentano di solito il 20 % dell'investimento totale, circa pari a 30000 €.

- ✓ Costi di progettazione, esercizio e gestione dell'impianto durante il suo funzionamento (canoni di concessione, oneri di manutenzione periodica e straordinaria), costi amministrativi e gestionali, costi legati all'assicurazione, amministrazione, equivalgono a circa il 10 % della spesa totale, pari a 20000 €.

Per un totale delle spese di 188486 €; in linea di massima sono rispettate le distribuzioni teoriche dei costi relativi agli impianti mini idroelettrici come meglio specificati nel grafico seguente.

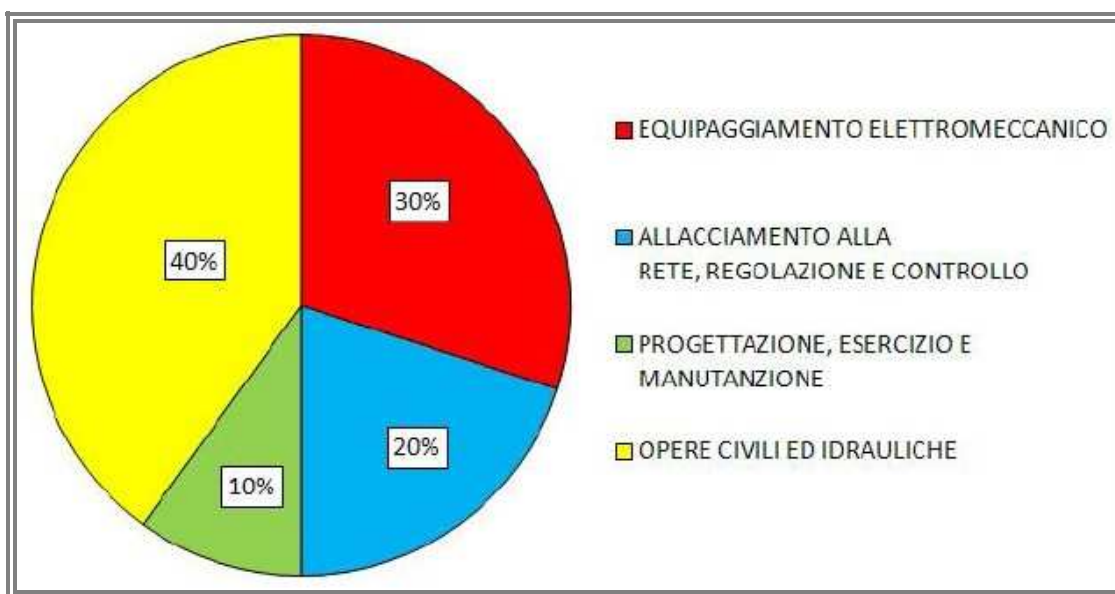


Figura 2.12: Distribuzione di massima dell'investimento per un impianto mini idroelettrico.

## 2.8.2. Ricavi totali

L'insieme dei ricavi che si ottengono dalla produzione e vendita dell'energia elettrica, sono normati dal D.M. 18-12-2008, emanato dal Ministero dello sviluppo economico, per l'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai sensi dell'articolo 2, comma 150, della legge 24 dicembre 2007, n. 244.

Secondo tale decreto, l'energia elettrica immessa in rete con impianti alimentati da fonte idroelettrica, di potenza nominale media annua non superiore a 1 MW entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007, in alternativa ai certificati verdi, il produttore ha diritto, previa sua richiesta, ad una tariffa fissa onnicomprensiva di entità

variabile determinata sulla base della tabella 3 allegata alla legge finanziaria 2008 per un periodo di 15 anni.

Tali tariffe sono dette “onnicomprensive” in quanto il loro valore include sia la componente incentivante sia la componente relativa alla remunerazione derivante dalla vendita dell’energia immessa nella rete elettrica.

Sino al termine del periodo di incentivazione, dunque, le tariffe costituiscono l’unica fonte di remunerazione della generazione elettrica da fonte rinnovabile; terminato il periodo di incentivazione permane naturalmente la possibilità di valorizzare l’energia elettrica prodotta (vendita dell’energia elettrica immessa in rete, autoconsumo o scambio sul posto).

Si allega di seguito la tabella 3 della Legge finanziaria 2008:

<b>FONTI</b>	<b>ENTITA' DELLA TARIFFA [euro cent/KWh]</b>
1_ Eolica per impianti di tagli inferiori a 200 KW	30
2_ Solare	Vedi paragrafo
3_ Geotermica	20
4_ Moto ondoso e maremotrici	34
5_ Idraulica diversa da quella del punto precedente	22
6_ Rifiuti biodegradabili, biomasse diverse di cui al punto successivo	22
7_ Biomasse e biogas prodotti da attività agricola, allevamento e foreste da filiera corta	Vedi paragrafo
8_ Gas di discarica e gas residuati dai processi di depurazione e biogas diversi da quelli del punto precedente	18

Dalla tabella si ricava che la tariffa onnicomprensiva è pari a 0.22 € per ogni KWh di energia prodotta valida per i primi 15 anni di esercizio.

Avendo ottenuto una produzione annua di 48190 KWh, si ottiene un ricavo annuo pari a

$$0.22 \frac{\text{€}}{\text{KWh}} \times 48190 \text{ KWh} = 10602 \text{ €}.$$

## 2.9. Fattibilità economica

Per valutare se l'impianto idroelettrico risulta fattibile da un punto di vista strettamente economico, si va a determinare il costo unitario medio di produzione di energia elettrica e si confronta con il valore medio di cessione dell'energia.

Il costo unitario medio di produzione di energia elettrica si ottiene eseguendo il rapporto tra la somma dei costi annui e la producibilità annua.

Nell'ipotesi che l'intero investimento iniziale sia coperto integralmente da un mutuo, si ottiene che la singola rata annua vale:

$$\text{Rata} = \left[ C_1 \times \frac{T}{1 - (1 + T)^{-A}} \right] \text{ dove:}$$

- $C_1$  : capitale investito, corrispondente alla somma delle spese necessarie, pari a 188486 €;
- $T$  : interesse a tasso fisso, ipotizzato del 5 %;
- $A$  : durata del mutuo espresso in anni, pari a 15 anni.

$$\text{Rata annua} = \left[ 188486 \text{ €} \times \frac{0.05}{1 - (1 + 0.05)^{-15}} \right] = 18159.17 \frac{\text{€}}{\text{Anni}}.$$

La producibilità annua è pari a 48190 KWh.

Il costo unitario medio di produzione di energia elettrica vale  $\frac{18159.17 \text{ €}}{48190 \text{ KWh}} = 0.38 \frac{\text{€}}{\text{KWh}}$ , mentre la tariffa onnicomprensiva è pari a  $0.22 \frac{\text{€}}{\text{KWh}}$ .

Essendo il costo unitario medio di produzione maggiore della tariffa onnicomprensiva, l'impianto con queste ipotesi di finanziamento non è sostenibile da un punto di vista economico.



Eseguendo lo stesso procedimento di calcolo, ma con una durata del mutuo pari a 45 anni, si ottiene:

$$\text{Rata annua} = \left[ 188486 \text{ €} \times \frac{0.05}{1 - (1 + 0.05)^{-45}} \right] = 10604.55 \frac{\text{€}}{\text{Annuo}}.$$

La producibilità annua è sempre pari a 48190 KWh.

Il costo unitario medio di produzione di energia elettrica vale  $\frac{10604.55 \text{ €}}{48190 \text{ KWh}} = 0.22 \frac{\text{€}}{\text{KWh}}$ , uguale al valore della tariffa onnicomprensiva; solamente con le ipotesi di finanziamento di 45 anni e nel caso in cui vengano riconosciute le stesse tariffe onnicomprensive anche dopo i 15 anni di funzionamento dell'impianto, si raggiunge una parità tra costi e benefici.



## 3. SFRUTTAMENTO FONTE SOLARE

### 3.1. Energia da fotovoltaico

La tecnologia fotovoltaica consente di trasformare direttamente in energia elettrica l'energia associata alla radiazione solare.

Essa sfrutta il cosiddetto effetto fotovoltaico, basato sulle proprietà di alcuni materiali semiconduttori (il più utilizzato è il silicio, elemento molto diffuso in natura) che, opportunamente trattati, sono in grado di generare elettricità se colpiti da radiazione luminosa, senza alcun bisogno di elementi meccanici in azione.

Il dispositivo elementare capace di operare una conversione dell'energia solare si definisce cella fotovoltaica ed è in grado di produrre una potenza di circa 1,5 Watt in condizioni standard, vale a dire quando si trova ad una temperatura di 25° C ed è sottoposta ad una radiazione pari a  $1000 \frac{W}{m^2}$ ; il componente base, commercialmente disponibile, è invece il modulo composto da più celle collegate ed incapsulate.

Più moduli fotovoltaici, collegati in serie e in parallelo, formano le sezioni di un impianto, la cui potenza può variare da poche centinaia di Watt a milioni di Watt.

La corretta esposizione all'irraggiamento solare dei moduli fotovoltaici rappresenta un fattore chiave al fine di ottenere delle ottime prestazioni dell'impianto in termini di producibilità di energia elettrica; per esempio in Italia l'esposizione ottimale è verso Sud con un'inclinazione di circa 30-35° gradi.

Nel territorio italiano un impianto fotovoltaico da 1 kWp (potenza nominale), ottimamente orientato ed inclinato, installato su una struttura fissa è capace, passando da Nord al Sud, di una produzione specifica variabile tra 1.000 e 1.400 kWh per ogni kWp installato.

La configurazione dell'impianto prevede l'inserimento a valle dei moduli fotovoltaici di un inverter che trasforma la corrente continua generata dalle celle in corrente alternata direttamente utilizzabile dagli utenti. Infine il sistema è completato da una struttura di sostegno per fissare i moduli alla superficie d'installazione: terreno, tetto, facciata, parete, ecc; la struttura può essere fissa oppure mobile, in grado di seguire il sole lungo il suo percorso giornaliero durante l'intero anno.

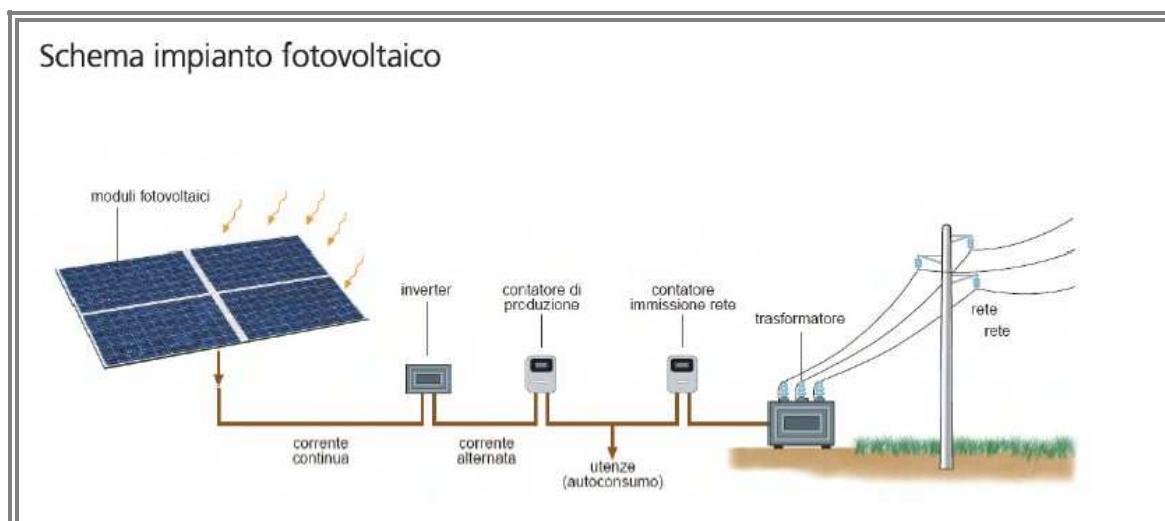


Figura 3.1: Sezione schematica impianto eolico.

I vantaggi dei sistemi fotovoltaici sono la modularità, le esigenze di manutenzione ridotte in quanto l'impianto è privo di elementi mobili, non produce rumore, il funzionamento è semplice, e soprattutto un impatto ambientale veramente basso, tranne che nel caso in cui l'intero impianto fotovoltaico sarà disposto a terra occupando vaste zone di superficie.

Bisogna inoltre precisare che ogni KWh prodotto dal sistema fotovoltaico evita l'emissione in atmosfera di anidride carbonica in quanto sarebbero bruciati mediamente l'equivalente di 2.56 KWh sotto forma di fossili e di conseguenza emessi nell'aria 0.53 Kg di anidride carbonica.

Ultima considerazione da fare è che gli impianti fotovoltaici producono maggiore energia durante il giorno, quando le tariffe elettriche sono più elevate e quando è maggiore il fabbisogno energetico dell'ipotetica azienda.

### 3.2. Situazione fotovoltaico in Italia ed Europa

Il parco impianti da fonte solare tipo fotovoltaico installati in Italia, al 31 dicembre 2009, annovera 71.284 unità, per una potenza installata di 1.142,3 MW; rispetto l'anno precedente il 2009 ha visto i parchi impianti più che duplicarsi sia in termini di numerosità sia di potenza.

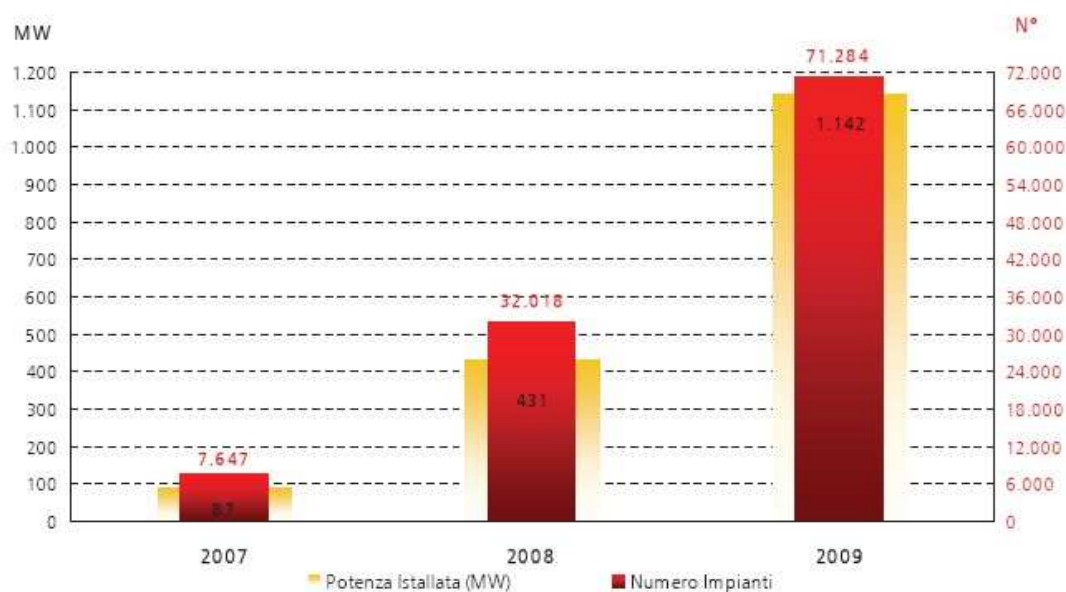
Un'ulteriore evoluzione sia in termini di numerosità che di potenza è avvenuta anche tra il 2007 e il 2008, infatti gli impianti esistenti a fine 2008 sono circa 5 volte di più

rispetto a quelli installati a fine 2007.

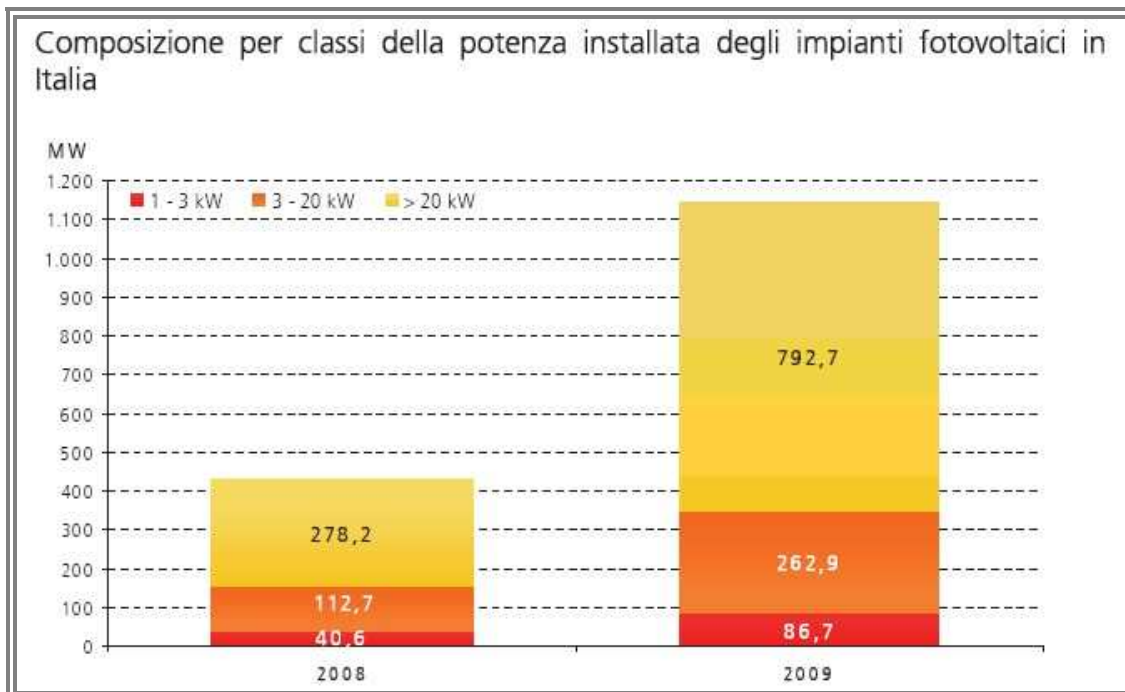
### Potenza e numerosità degli impianti fotovoltaici in Italia

Regione	2008		2009		'09 / '08 %	
	n°	MW	n°	MW	n°	MW
Piemonte	2.655	32,7	5.777	81,3	+118	+149
Valle d'Aosta	38	0,3	96	1,0	+153	+240
Lombardia	5.148	49,8	10.814	126,3	+110	+154
Trentino Alto Adige	1.691	33,7	3.723	63,7	+120	+89
Veneto	3.052	28,8	6.867	78,3	+125	+172
Friuli Venezia Giulia	1.683	12,9	3.491	29,1	+107	+125
Liguria	445	3,8	934	7,8	+110	+105
Emilia Romagna	3.420	39,8	6.657	95,0	+95	+139
Toscana	2.251	28,9	4.973	54,8	+121	+90
Umbria	791	18,4	1.645	33,9	+108	+84
Marche	1.367	24,8	2.820	62,0	+106	+150
Lazio	1.873	22,8	4.302	85,1	+130	+273
Abruzzo	608	9,9	1.370	24,3	+125	+146
Molise	92	1,1	230	8,5	+150	+676
Campania	627	15,5	1.710	31,7	+173	+105
Puglia	2.496	53,3	5.290	214,4	+112	+302
Basilicata	284	4,6	966	29,2	+240	+535
Calabria	637	17,6	1.657	29,1	+160	+65
Sicilia	1.557	17,4	3.760	45,2	+141	+160
Sardegna	1.303	15,5	4.202	41,5	+222	+168
<b>ITALIA</b>	<b>32.018</b>	<b>431,6</b>	<b>71.284</b>	<b>1.142,3</b>	<b>+123</b>	<b>+165</b>

### Evoluzione della potenza e della numerosità degli impianti fotovoltaici in Italia



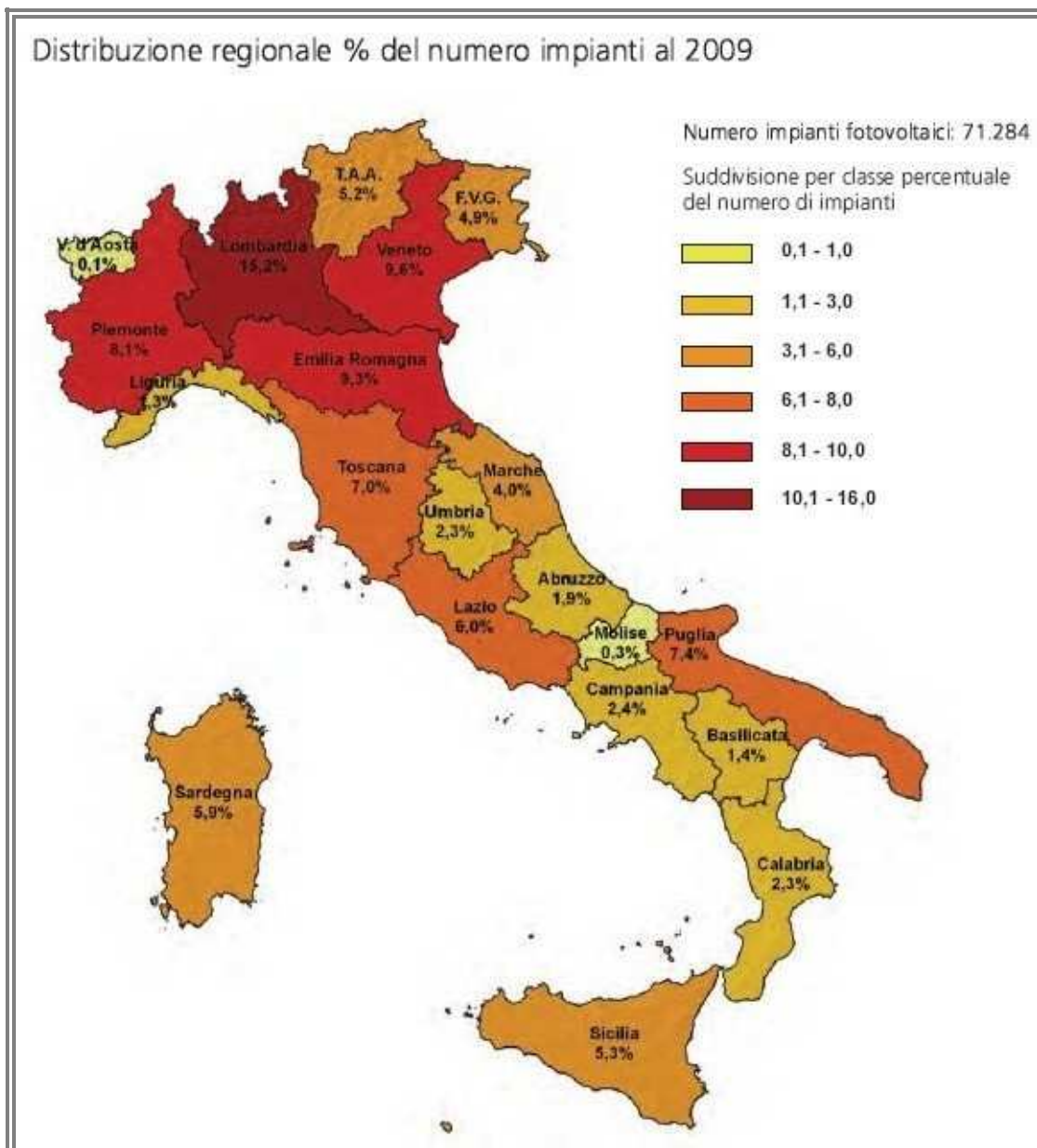
Nel particolare dei 39.266 nuovi impianti ben 19.485, circa il 50%, hanno potenza compresa tra 3 e 20 kW; un ulteriore 43% è costituito dagli impianti piccoli (1-3 kW) e solamente il 7% è la quota di quelli maggiori di 20 kW.



Come si può notare dal grafico allegato, abbiamo una diversa scomposizione per classi di potenza del parco fotovoltaico italiano nel 2008 e nel 2009.

E' evidente come, mentre le classi tra 1-3 kW e 3-20 kW poco più raddoppiano la loro potenza installata, la classe comprendente gli impianti con potenza maggiore di 20 kW passi da 278,2 MW installati a 792,7 fino quasi a triplicare rispetto l'anno precedente.

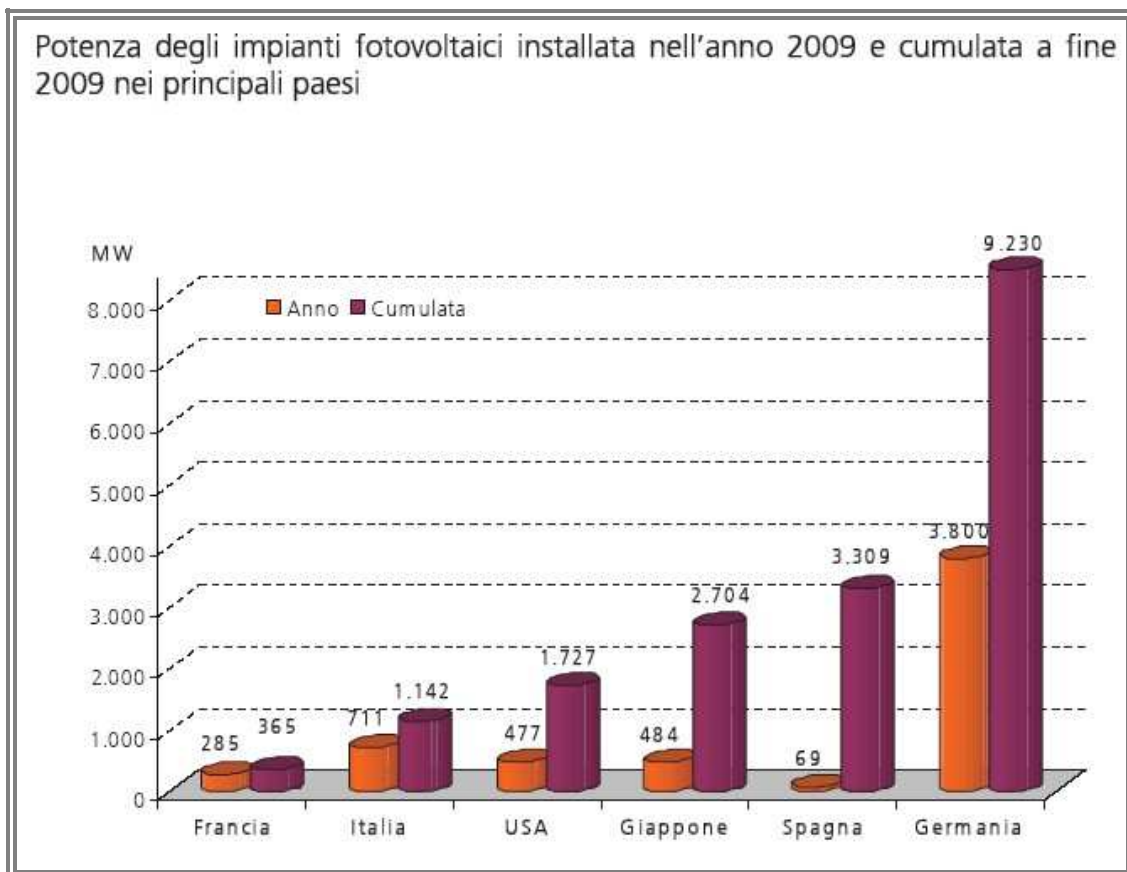
Non solo aumenta la potenza installata degli impianti appartenenti alla classe >20 kW, ma aumenta del 32% rispetto al 2008 anche la loro dimensione media; subisce una riduzione del 3% la classe compresa tra 3 e 20 kW e cresce del 3% la potenza media dei piccoli impianti.



La mappa tematica descrive la distribuzione regionale della numerosità degli impianti in Italia.

Le regioni del Nord rappresentano circa il 54% delle installazioni, quelle del sud il 27% ed infine le regioni del centro il 19%.

La regione con il maggior numero di impianti è la Lombardia (15,2%) seguita da Veneto (9,6%) ed Emilia Romagna (9,3%); al sud si distingue la Puglia con il 7,4% e al centro la Toscana al 7%.



Nella graduatoria mondiale di nuova potenza installata nel corso dell'anno, l'Italia, grazie all'incentivazione del Conto Energia, è salita dal quarto posto del 2008 al secondo posto del 2009 (con 711 nuovi MW installati), dopo la Germania (3.800 nuovi MW installati).

I dati, pubblicati dall'European Photovoltaic Industry Association (EPIA), mostrano come invece la Spagna abbia subito una battuta d'arresto nello sviluppo di questo mercato, infatti la nuova potenza installata è stata di soli 69 MW.

Quanto alla potenza cumulata a fine 2009, l'Italia continua ad essere al quinto posto a livello mondiale, mentre la Germania continua a staccare la Spagna, secondo paese nella classifica, di circa 6 GW di potenza installata.



### 3.3. Descrizione dell' impianto fotovoltaico

Analizzando l'area su cui sorge l'intero impianto di depurazione, non sono state trovate delle vaste zone libere utili al posizionamento dei pannelli fotovoltaico.



Figura 3.2: Aereo fotogrammetrica in scala 1:1000.

Non resta che installare l'impianto direttamente sulla copertura di una struttura esistente; la copertura degli uffici è piuttosto ridotta, mentre la copertura delle vasche rettangolari a fanghi attivi è realizzata con elementi prefabbricati semi-curvi che male si adattano come base d'appoggio ai pannelli fotovoltaici.

Si è deciso pertanto di realizzare una nuova copertura sulla vasca circolare della linea combinata, che tutto oggi risulta scoperta.

Questa nuova copertura, oltre a permettere l'installazione dei pannelli, permette di porre rimedio alla diminuzione dell'effetto biologico di depurazione con perciò un abbassamento dei rendimenti, a causa delle temperature rigide durante i periodi invernali.

Per realizzare la nuova copertura, si è pensato di costruire una serie di pilastri, con i rispettivi plinti di fondazione attorno alla vasca circolare, in modo tale da creare una corretta base d'appoggio alla struttura in acciaio portante, senza qualsiasi tipo di iterazione con la porzione di vasca esistente.

Sono state ipotizzate due tipi di coperture:

- 1) Una nuova copertura in acciaio completamente orizzontale, con una superficie utile di circa 900 mq, sulla quale saranno montati i pannelli con le loro rispettive strutture portanti, installate a debita distanza le une dalle altre per non creare coni d'ombra e quindi avere una diminuzione della produttività.
- 2) Una nuova copertura a due falde, di cui quella esposta a Sud di maggiore metratura pari a circa 600 mq, utile a essere ricoperta interamente di pannelli fotovoltaici, mentre la falda esposta a Nord sarà completata con il solo manto di copertura.

### **3.4. Scelta dei moduli fotovoltaici**

Da un'analisi dei moduli fotovoltaici presenti sul mercato, si è scelto di utilizzare i moduli fotovoltaici SunPower, in quanto sono più efficienti, generano più energia per unità di superficie, fino a 50% in più rispetto ai moduli convenzionali

Di questa casa costruttrice sono stati presi in considerazione due serie di moduli:

- ✓ Modulo fotovoltaico SunPower E18/230: utilizza 72 celle solari con tecnologia back-contact e fornisce un'efficienza di conversione totale del 18.5 %; ha una potenza nominale pari a 230 W misurato in condizioni di prova standard.
- ✓ Modulo fotovoltaico SunPower E19/318 : utilizza 96 celle solari con tecnologia back-contact e fornisce un'efficienza di conversione totale del 19.5 %; ha una potenza nominale pari a 318 W misurato in condizioni di prova standard.

Di seguito si allegano le due rispettive schede tecniche.


### VANTAGGI

**Altissima efficienza**  
I Moduli Fotovoltaici SunPower® sono i moduli fotovoltaici più efficienti disponibili sul mercato.

**Più energia**  
I nostri moduli generano più energia per unità di superficie: fino a 50% in più rispetto ai moduli convenzionali e 100% in più rispetto ai moduli a pellicola sottile.


**Riduzione dei costi di installazione**  
Ogni modulo produce più energia e questo consente di installare meno moduli risparmiando tempo e denaro.

**Un design solido e affidabile**  
Il modulo fotovoltaico è in grado di funzionare in modo affidabile nelle più diverse configurazioni di montaggio grazie alla comprovata qualità dei materiali impiegati, alla struttura anteriore in vetro temprato e al solido telaio anodizzato.



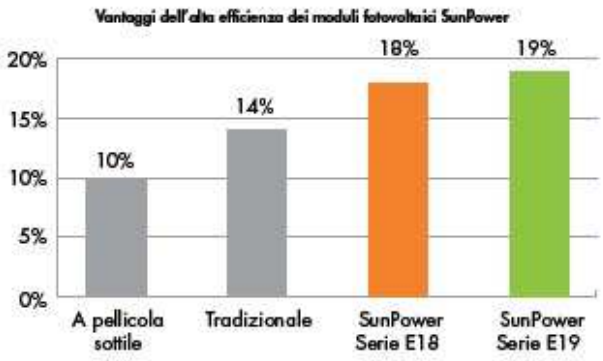
**SERIE**  
**E18**

**Il Modulo Fotovoltaico SunPower® 230 fornisce un'altissima efficienza e prestazione.** Utilizzando 72 celle solari con tecnologia back-contact, il modulo fotovoltaico SunPower 230 fornisce un'efficienza di conversione totale del 18,5%. Il coefficiente ridotto di tensione-temperatura del modulo e le eccezionali prestazioni in condizioni di bassa luminosità garantiscono una produzione energetica eccezionale per watt di picco di potenza.




**SPR-230E-WHT-D**

**Vantaggi dell'alta efficienza dei moduli fotovoltaici SunPower**



Modulo	Efficienza (%)
A pellicola sottile	10%
Tradizionale	14%
SunPower Serie E18	18%
SunPower Serie E19	19%



Dati Elettrici		
Misure in condizioni di prova standard (STC): irraggiamento 1000W/m <sup>2</sup> , AA 1,5 a temperatura della cella 25°C		
Potenza nominale (+5/-3%)	P <sub>nom</sub>	230 W
Efficienza	$\eta$	18,5 %
Tensione di punto di massima potenza	V <sub>mpp</sub>	40,5 V
Corrente di punto di massima potenza	I <sub>mpp</sub>	5,68 A
Tensione a vuoto	V <sub>oc</sub>	48,2 V
Corrente di cortocircuito	I <sub>sc</sub>	6,05 A
Tensione massima del sistema	IEC	1000 V
Coefficiente di temperatura	Potenza (P)	-0,38% / K
	Tensione (V <sub>oc</sub> )	-132,5mV / K
	Corrente (I <sub>sc</sub> )	3,5mA / K
NOCT		45° C +/-2° C
Corrente nominale del fusibile		20 A
Limite di corrente inversa (3 stringhe)	I <sub>l</sub>	15,1 A

Dati Elettrici		
Misure alla temperatura operativa nominale della cella (NOCT): irraggiamento 800W/m <sup>2</sup> , 20° C, vento 1 m/s		
Potenza nominale	P <sub>nom</sub>	171 W
Tensione di punto di massima potenza	V <sub>mpp</sub>	37,3 V
Corrente di punto di massima potenza	I <sub>mpp</sub>	4,57 A
Tensione a vuoto	V <sub>oc</sub>	45,1 V
Corrente di cortocircuito	I <sub>sc</sub>	4,90 A

Condizioni Operative di Prova	
Temperatura	-40° C a +85° C
Carico max:	550kg/m <sup>2</sup> (5400 Pa) fronte, es. nave 245 kg / m <sup>2</sup> (2400 Pa) fronte e retro, es. vento
Risistenza all'Impatto:	Grandine - 25 mm a 23 m/s

Garanzie e Certificazioni	
Garanzie	25 anni di garanzia sulla potenza 10 anni di garanzia sul prodotto
Certificazioni	IEC 61215 Ed. 2, IEC 61730 (SC1)

Dati Meccanici			
Celle solari	72 celle solari SunPower in silicio monocristallino con tecnologia back-contact	Cavi di uscita	Lunghezza dei cavi 1000 mm / connettori MultiContact (MC4)
Vetro anteriore	Vetro temperato ad alta trasparenza	Telata	In lega di alluminio anodizzato tipo 6063 (nero)
Scatola di giunzione	IP-65 con 3 diodi bypass 32 x 155 x 128 (mm)	Peso	15,0 kg

Dimensioni	
	<p>→ Parti per la messa a terra</p> <p>MM (IN)</p> <p>2X 300 [7.85] 2X 30 [1.18] 2X 577 [22.71] 2X 1200 [47.24] 10 Ø4.4 [26] 8X Ø4.2 [17] 4X 180 [7.07] 4X 251 [9.89] 2X 11.0 [43] 6X 754 [29.69] 4X 302 [12.69] 2X 91.5 [36.02] 2X 1535 [60.43] 2X 199.5 [7.85] 4X 12 [47]</p>

**ATTENZIONE: PRIMA DI USARE IL PRODOTTO LEGGERE ATTENTAMENTE LE ISTRUZIONI RELATIVE ALL'INSTALLAZIONE E ALLA SICUREZZA.**  
Per maggiori informazioni consultare il sito web [www.sunpowercorp.it](http://www.sunpowercorp.it)

SUNPOWER e il logo SUNPOWER sono marchi o marchi registrati di SunPower Corporation.  
© febbraio 2010 SunPower Corporation. Tutti i diritti riservati. Ci riserviamo di modificare senza preavviso i dati contenuti nello presente scheda tecnica.

[www.sunpowercorp.it](http://www.sunpowercorp.it)  
Documento 800140679 Rev\*\* / AA\_07




### VANTAGGI

**Altissima efficienza**  
I Moduli Fotovoltaici SunPower® sono i moduli fotovoltaici più efficienti disponibili sul mercato.

**Più energia**  
I nostri moduli generano più energia per unità di superficie: fino a 50% in più rispetto ai moduli convenzionali e 100% in più rispetto ai moduli a pellicola sottile.


**Riduzione dei costi di installazione**  
Ogni modulo produce più energia e questo consente di installare meno moduli risparmiando tempo e denaro.


**Un design solido e affidabile**  
Il modulo fotovoltaico è in grado di funzionare in modo affidabile nelle più diverse configurazioni di montaggio grazie alla comprovata qualità dei materiali impiegati, alla struttura anteriore in vetro temprato e al solido telaio anodizzato.



SPR-318E-WHT-D

SERIE

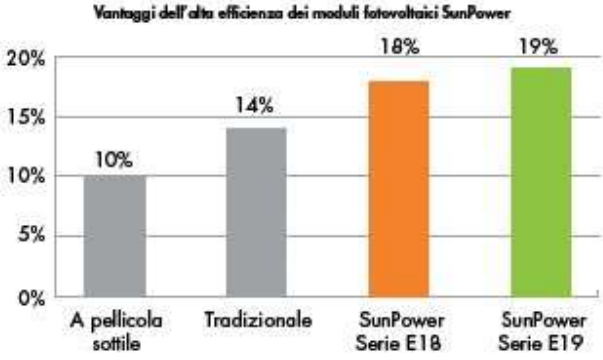








**Il modulo fotovoltaico più potente del mondo.**

Il Modulo Fotovoltaico SunPower® 318 fornisce un'altissima efficienza e prestazione. Utilizzando 96 celle solari con tecnologia back-contact, il modulo fotovoltaico SunPower 318 fornisce un'efficienza di conversione totale del 19,5%. Il ridotto coefficiente di tensione-temperatura del modulo, il vetro antiriflesso, e le eccezionali prestazioni in condizioni di bassa luminosità garantiscono una produzione energetica eccezionale per watt di picco di potenza.

**Vantaggi dell'alta efficienza dei moduli fotovoltaici SunPower**



Tecnologia	Efficienza (%)
A pellicola sottile	10%
Tradizionale	14%
SunPower Serie E18	18%
SunPower Serie E19	19%

Dati Elettrici		
Misure effettuate in prova standard (ST) Irraggiamento: 1000 W/m <sup>2</sup> , AM 1.5 e temperatura della cella: 25°C		
Potenza nominale (+5/-3%)	$P_{nom}$	318 W
Efficienza	$\eta$	19,5 %
Tensione di punto di massima potenza	$V_{mpp}$	54,7 V
Corrente di punto di massima potenza	$I_{mpp}$	5,82 A
Tensione a vuoto	$V_{oc}$	64,7 V
Corrente di cortocircuito	$I_{sc}$	6,20 A
Tensione massima del sistema	EC	1000 V
Coefficiente di temperatura	Potenza (P)	-0,38% / K
	Tensione ( $V_{oc}$ )	-176,6mV / K
	Corrente ( $I_{sc}$ )	3,5mA / K
NOCT		45° C +/- 2° C
Corrente nominale del fusibile		15 A
Limite di corrente inversa (3 stringhe)	$I_r$	15,5 A

Dati Elettrici		
Misure di temperatura operate durante la vita NOCT Irraggiamento: 1000 W/m <sup>2</sup> , 20°C, vento 1 m/s		
Potenza nominale	$P_{nom}$	236 W
Tensione di punto di massima potenza	$V_{mpp}$	50,4 V
Corrente di punto di massima potenza	$I_{mpp}$	4,69 A
Tensione a vuoto	$V_{oc}$	60,6 V
Corrente di cortocircuito	$I_{sc}$	5,02 A

Dati Meccanici	
Celle solari	96 celle solari SunPower in silicio monocristallino con tecnologia back-contact
Vetro anteriore	Vetro temperato anti-riflettente ad alta trasparenza
Scatola di giunzione	P-65 con 3 diodi bypass 32 x 155 x 128 (mm)
Cavi di uscita	Lunghezza dei cavi 1000 mm / connettori MultiContact (MC4)
Telaio	In lega di alluminio anodizzato tipo 6063 (nero)
Peso	18,6 kg

Condizioni Operative di Prova	
Temperatura	-40° C a +85° C
Carico max.	550 kg / m <sup>2</sup> (5400 Pa), parte anteriore (ad es. neve) con le configurazioni di montaggio specificate 245 kg / m <sup>2</sup> (2400 Pa), fronte e retro, es. vento
Resistenza all'impeto	Grandine - 25 mm a 23 m/s

Garanzie e Certificazioni	
Garanzia	25 anni di garanzia sulla potenza 10 anni di garanzia sul prodotto
Certificazioni	IEC 61215 Ed. 2, IEC 61730 (SC1)

### Dimensioni

→ Fori per la neve e vento

**ATTENZIONE: PRIMA DI USARE IL PRODOTTO LEGGERE ATTENTAMENTE LE ISTRUZIONI RELATIVE ALL'INSTALLAZIONE E ALLA SICUREZZA.**  
 Per maggiori informazioni consultare il sito web [www.sunpowercorp.it](http://www.sunpowercorp.it)

SUNPOWER è il logo SUNPOWER sono marchi o marchi registrati di SunPower Corporation.  
 © febbraio 2010 SunPower Corporation. Tutti i diritti riservati. Il contenuto di qualsiasi altro documento è del copyright della presente scheda tecnica.

[www.sunpowercorp.it](http://www.sunpowercorp.it)  
 Documen #001-60035 Rev 1.1 / AA\_3

### 3.5. Stima della potenza producibile

Per stimare la quantità di energia elettrica producibile, calcolata in conformità ai dati radiometrici, devono essere rispettate le seguenti condizioni:

$$P_{CC} > 0.85 \times P_{nom} \times \frac{I}{I_{STC}} \text{ dove:}$$

- $P_{CC}$  : è la potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico.
- $P_{nom}$  : è la potenza nominale del generatore fotovoltaico, determinata dalla somma delle singole potenze elettriche di ciascun modulo costituente il generatore; tali potenze sono misurate in Condizioni di Prova Standard, cioè rilevate secondo un protocollo definito dalle norme CEI EN 60904-1 e CEI EN 62108.
- $I$  : irraggiamento espresso in  $\frac{W}{m^2}$  misurato sul piano dei moduli; rappresenta la potenza solare relativa ad una superficie d'area unitaria.
- $I_{STC}$  = pari a  $1000 \frac{W}{m^2}$  è l'irraggiamento in condizioni di prove standard.

Nota la potenza in corrente continua, si calcola la potenza attiva in corrente alternata misurata all'uscita del gruppo di conversione ( $P_{ca}$ ), pari a  $P_{ca} > 0.9 \times P_{CC}$ .

Con queste formule otteniamo una stima di massima della produttività dell'impianto, poi grazie al Sistema Applicativo di stima fotovoltaica proposto dalla Commissione Europea (PVGIS), si ottiene una valutazione più precisa.

#### 3.5.1. Stima della produttività con moduli SunPower E18-230 su copertura piana

Per eseguire una corretta stima di produzione elettrica fotovoltaica è necessario identificare le coordinate dell'intervento oggetto di studio:

- Latitudine: 46° 13' 55''
- Longitudine: 10° 13' 04''
- Altitudine: 495 metri sul livello del mare.

È necessario inoltre definire i seguenti parametri:

- ✓ Potenza nominale del modulo fotovoltaico SunPower E18/230 pari a 230 W.
- ✓ Dimensioni del pannello fotovoltaico pari a 156 cm x 80 cm.
- ✓ Inclinazione ed esposizione dei moduli: viene presa un'inclinazione ottimale pari a  $34^\circ$  con esposizione verso Sud.
- ✓ Determinazione del numero massimo di pannelli fotovoltaici che possono essere installati sulla copertura. Di seguito si allega uno schema rappresentativo della distribuzione dei pannelli, tenendo in considerazione che tra una fila e la successiva è necessario lasciare una distanza minima in modo da non ridurre la producibilità causa la presenza di coni d'ombra.

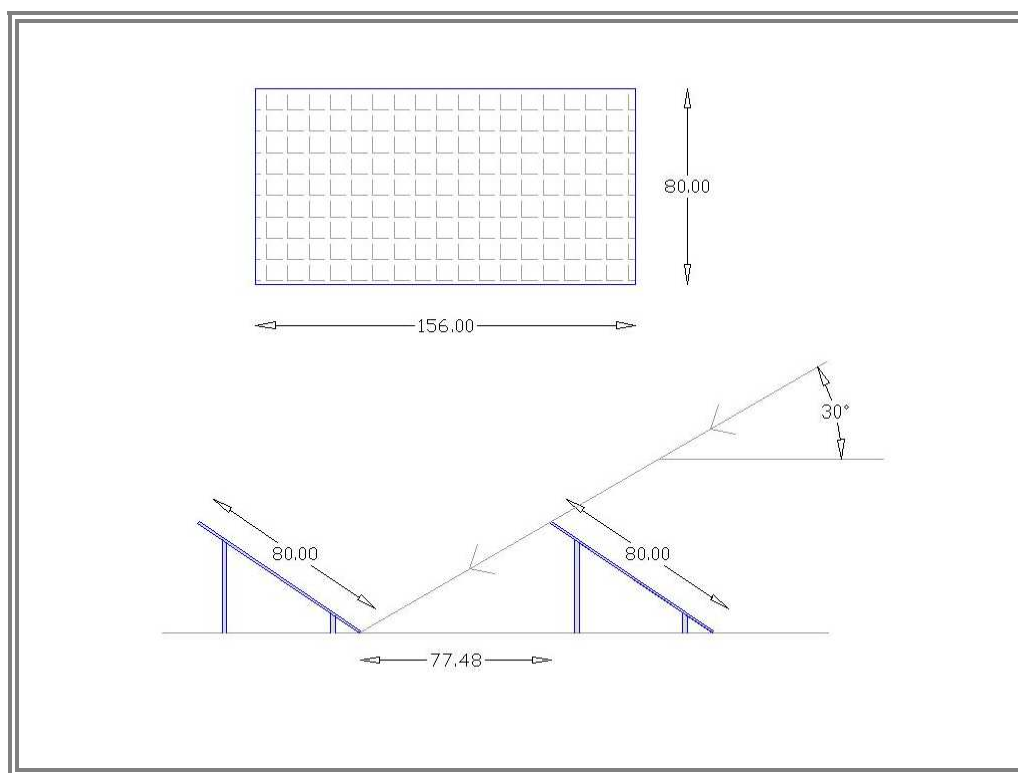


Figura 3.3: Sezione schematica posizionamento pannelli.



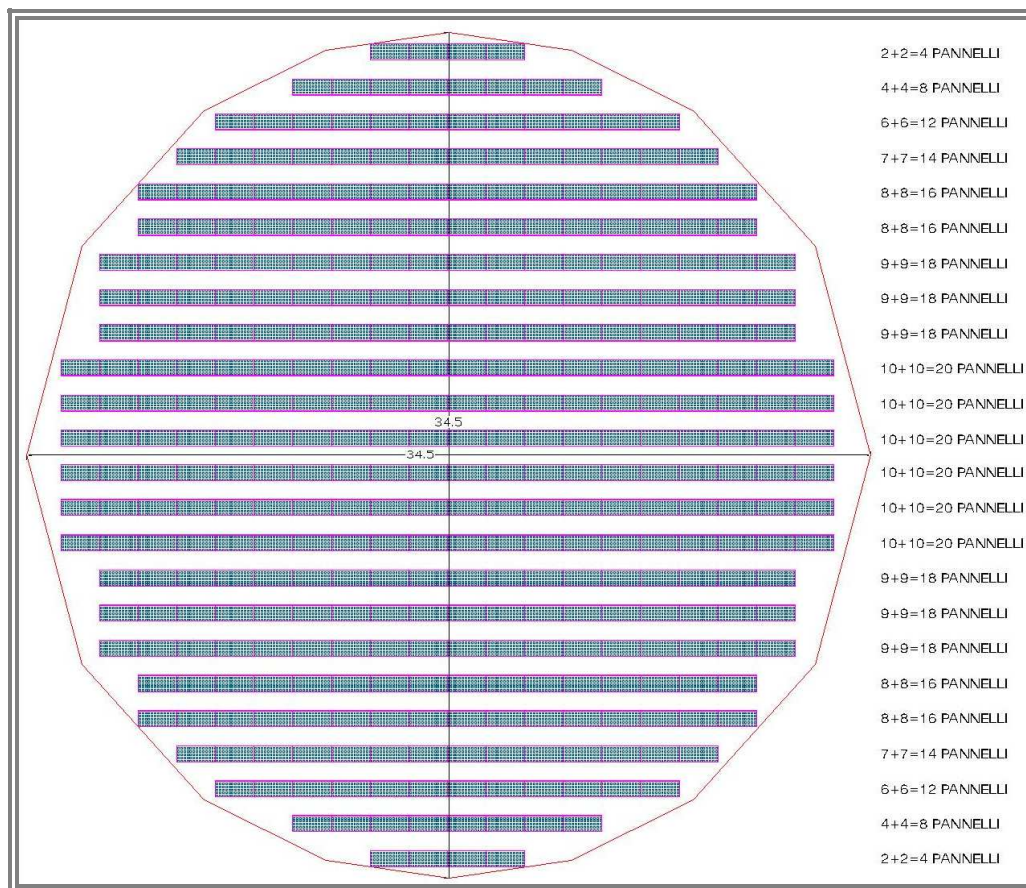


Figura 3.4: Planimetria schematica posizionamento pannelli.

Nella planimetria in ogni fila sono indicati il numero massimo di pannelli potenzialmente installabili in funzione dello spazio disponibile; in totale sono presenti 368 pannelli fotovoltaici.

Noto il numero di pannelli si ricava facilmente la potenza massima installata o potenza nominale del generatore fotovoltaico, in quanto è pari al prodotto tra la potenza nominale del singolo modulo fotovoltaico per il numero dei pannelli inseriti

$$P_{installata} = 230 \frac{W}{pannello} \times 368 \text{ pannelli} = 84640 \text{ Wp} = 84.64 \text{ KWp.}$$

- ✓ Irraggiamento totale annuo pari a  $1467 \frac{KWh}{m^2}$  dato dalla somma dei singoli irraggiamenti mensili ottenuti tramite una corretta simulazione.

MESE	IRRAGGIAMENTO MENSILE $\left(\frac{KWh}{m^2}\right)$	IRRAGGIAMENTO GIORNALIERO $\left(\frac{KWh}{m^2}\right)$
GENNAIO	60	1.9
FEBBRAIO	87	3.1
MARZO	139	4.5
APRILE	157	5.2
MAGGIO	164	5.3
GIUGNO	173	5.8
LUGLIO	178	5.8
AGOSTO	160	5.2
SETTEMBRE	133	4.4
OTTOBRE	99	3.2
NOVEMBRE	63	2.1
DICEMBRE	54	1.7
<b>MEDIA ANNUA</b>	<b>122</b>	<b>4.0</b>
<b>IRRAGG. TOTALE ANNUO</b>	<b>1467</b>	

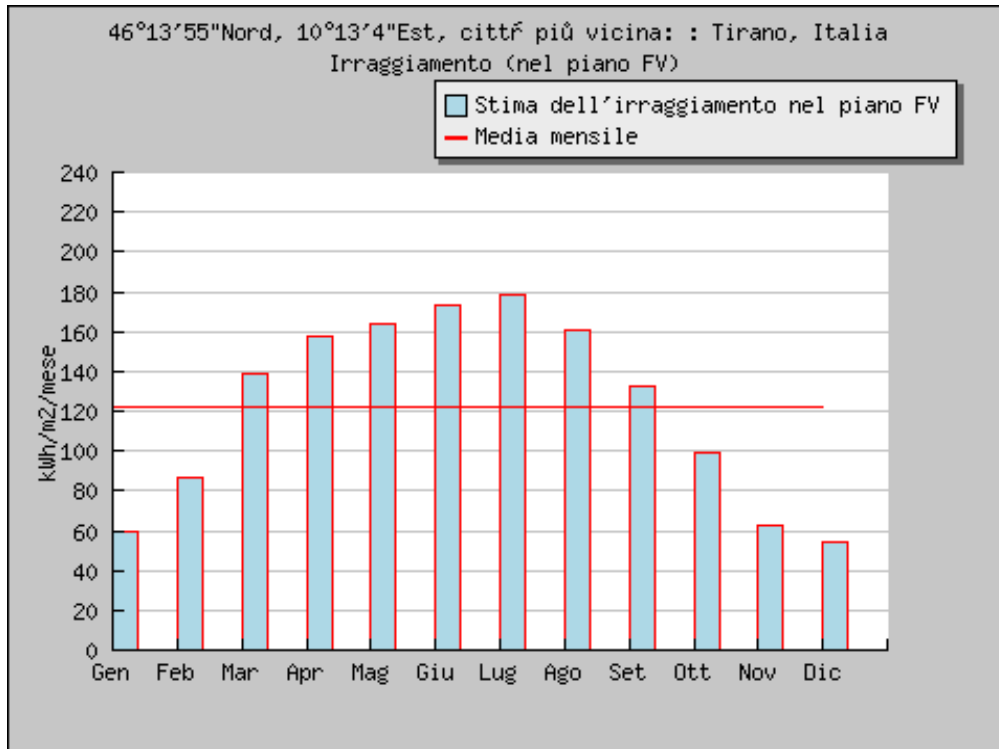


Figura 3.5: Stima irraggiamento medio mensile.

Stima di massima della potenza attiva in corrente alternata misurata all'uscita del gruppo di conversione:  $P_{ca} > 0.9 \times P_{CC}$ , dove  $P_{CC} > 0.85 \times P_{nom} \times \frac{I}{I_{STC}}$

$$P_{CC} = 0.85 \times 86.64 \text{ KWp} \times \frac{1467000 \frac{\text{Wh}}{\text{m}^2}}{1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} = 105541.80 \text{ KWh}$$

$$P_{ca} > (0.90 \times 105541.80) \text{ KWh} = 94987.66 \text{ KWh potenza attiva in corrente alternata.}$$

### Stima di produzione elettrica fotovoltaica utilizzando il Sistema Applicativo.

Tecnologia moduli	<b>SILICIO CRISTALLINO</b>
Potenza massima installata (KWp)	<b>84.64</b>
Stima perdite del sistema (%)	<b>14.0</b>
Inclinazione dei moduli	<b>34.0°</b>
Orientamento dei moduli	<b>SUD</b>

Potenza nominale del sistema FV: 84.6 kW (silicio cristallino)

Inclinazione dei moduli: 34.0°

Orientamento (azimuth) dei moduli: 0.0°

Stima delle perdite causate dalla temperatura: 6.5% (usando dati di temperatura locali)

Perdite stimate causate dall'effetto angolare di riflessione: 2.8%

Altre perdite (cavi, inverter, etc.): 14.0%

Totale delle perdite di sistema FV: 23.3%

La tabella ed il grafico allegati mostrano la stima di energia elettrica che si può aspettare ogni mese da un sistema fotovoltaico con i parametri ipotizzati.

<b>MESE</b>	<b>PRODUZIONE MENSILE (KWh)</b>	<b>PRODUZIONE GIORNALIERA (KWh)</b>
GENNAIO	4122	133
FEBBRAIO	6012	215
MARZO	9377	302
APRILE	10499	350
MAGGIO	10666	344
GIUGNO	11129	371
LUGLIO	11442	369
AGOSTO	10331	333
SETTEMBRE	8733	291
OTTOBRE	6603	213
NOVEMBRE	4300	143
DICEMBRE	3698	119
<b>MEDIA ANNUA</b>	<b>8076</b>	<b>266</b>
<b>PRODUZIONE ANNUALE (KWh)</b>	<b>96913</b>	

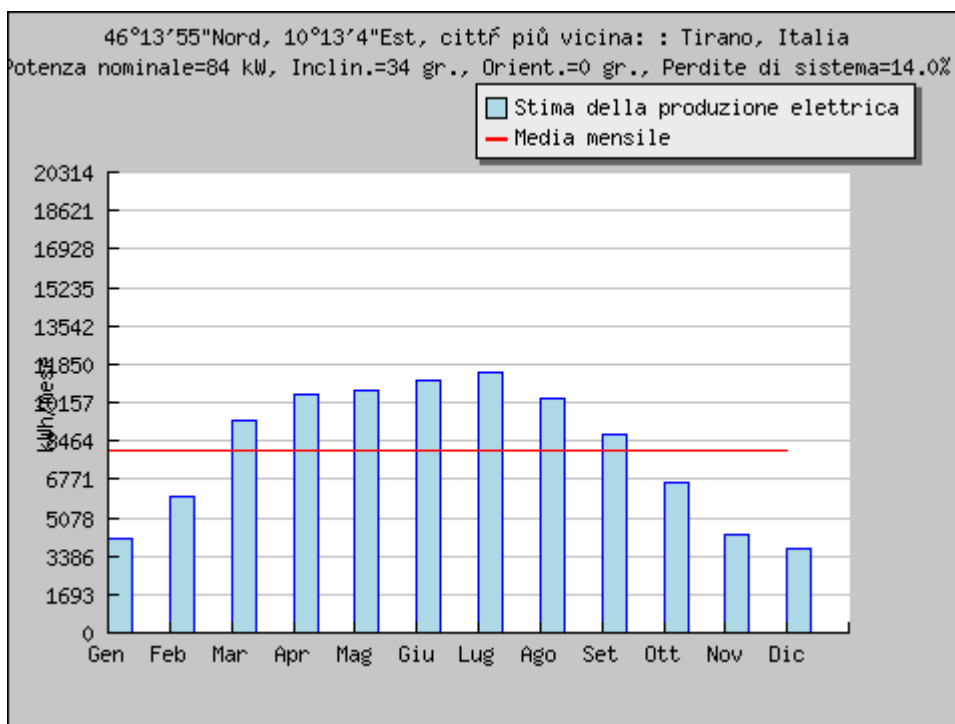


Figura 3.6: Stima della produzione media.

Da questa stima, utilizzando moduli fotovoltaici SunPower E18/230 su copertura piana, si ottiene una produzione media annua di 96913 KWh > 94987.66 KWh ottenuti nella stima di massima.

### 3.5.2. Stima della produttività con moduli SunPower E19-318 su copertura piana

Anche in questa stima, come nella precedente, è necessario definire i seguenti parametri:

- ✓ Potenza nominale del modulo fotovoltaico SunPower E19/318 pari a 318 W.
- ✓ Dimensioni del pannello fotovoltaico pari a 156 cm x 105 cm.
- ✓ Inclinazione ed esposizione dei moduli: viene presa un'inclinazione ottimale pari a  $34^\circ$  con esposizione verso Sud.
- ✓ Determinazione del numero massimo di pannelli fotovoltaici che possono essere installati sulla copertura. Di seguito si allega uno schema rappresentativo della distribuzione dei pannelli, tenendo in considerazione che tra una fila e la successiva è necessario lasciare una distanza minima in modo da non ridurre la producibilità causa la presenza di coni d'ombra.

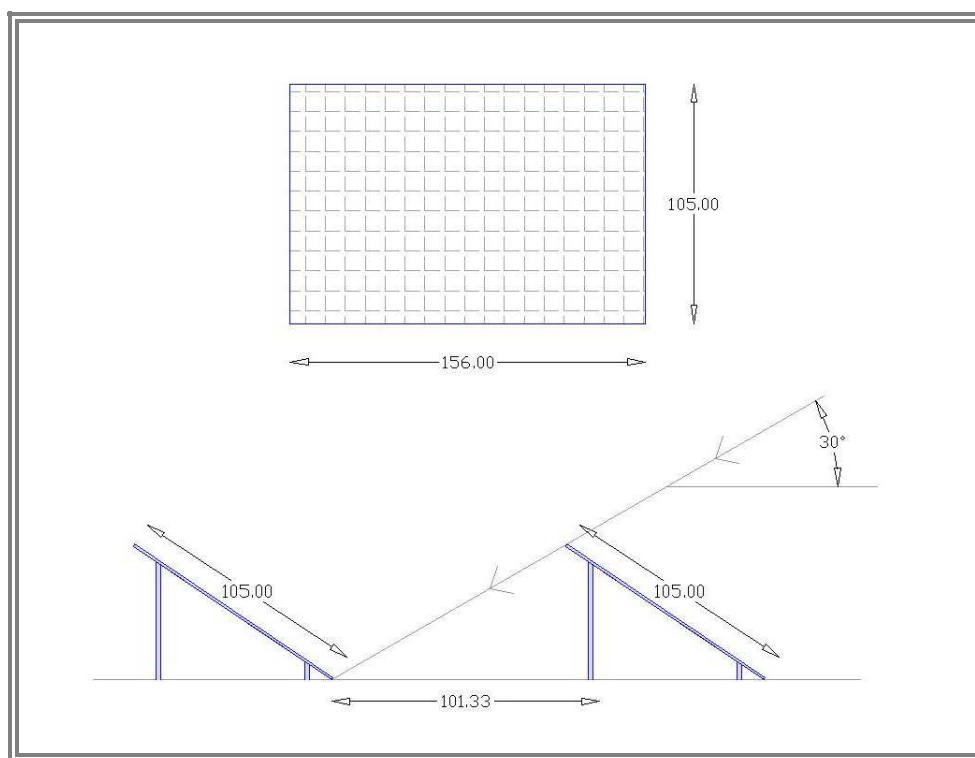


Figura 3.7: Sezione schematica posizionamento pannelli.

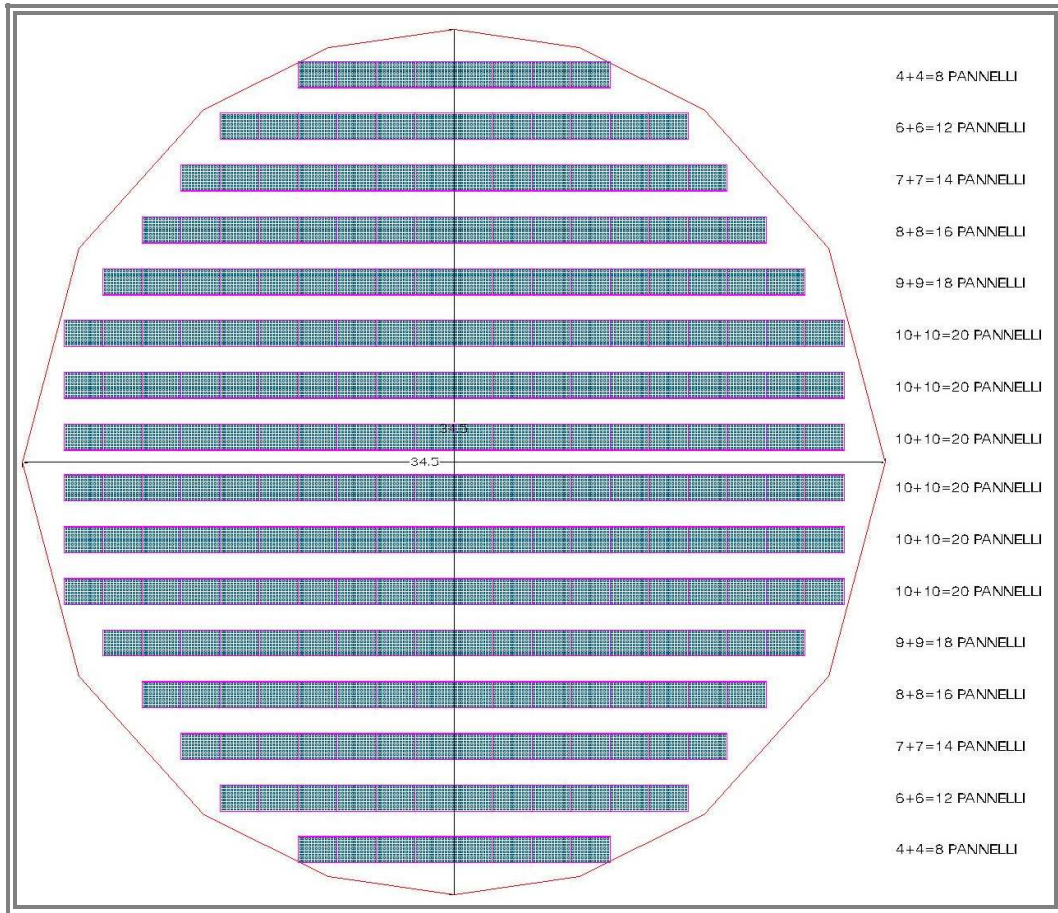


Figura 3.8: Planimetria schematica posizionamento pannelli.

Nella planimetria in ogni fila sono indicati il numero massimo di pannelli potenzialmente installabili in funzione dello spazio disponibile; in totale sono presenti 256 pannelli fotovoltaici.

Noto il numero di pannelli si ricava facilmente la potenza massima installata o potenza nominale del generatore fotovoltaico, in quanto è pari al prodotto tra la potenza nominale del singolo modulo fotovoltaico per il numero dei pannelli inseriti

$$P_{installata} = 318 \frac{W}{pannello} \times 256 \text{ pannelli} = 81408 \text{ Wp} = 81.41 \text{ KWp.}$$

- ✓ Irraggiamento totale annuo pari a  $1467 \frac{KWh}{m^2}$  ottenuto come nel caso precedente.

Stima di massima della potenza attiva in corrente alternata misurata all'uscita del

gruppo di conversione:  $P_{ca} > 0.9 \times P_{CC}$ , dove  $P_{CC} > 0.85 \times P_{nom} \times \frac{I}{I_{STC}}$

$$P_{CC} = 0.85 \times 81.408 \text{ KWp} \times \frac{1467000 \frac{Wh}{m^2}}{1000 \frac{Wh}{m^2}} = 101511.70 \text{ KWh}$$

$P_{ca} > (0.90 \times 101511.70) \text{ KWh} = 91360.54 \text{ KWh}$  potenza attiva in corrente alternata.

### Stima di produzione elettrica fotovoltaica utilizzando il Sistema Applicativo.

Tecnologia moduli	<b>SILICIO CRISTALLINO</b>
Potenza massima installata (KWp)	<b>81.40</b>
Stima perdite del sistema (%)	<b>14.0</b>
Inclinazione dei moduli	<b>34.0°</b>
Orientamento dei moduli	<b>SUD</b>

Potenza nominale del sistema FV: 81.40 kW (silicio cristallino)

Inclinazione dei moduli: 34.0°

Orientamento (azimuth) dei moduli: 0.0°

Stima delle perdite causato dalla temperatura: 6.5% (usando dati di temperatura locali)

Perdite stimate causate dall'effetto angolare di riflessione: 2.8%

Altre perdite (cavi, inverter, etc.): 14.0%

Totale delle perdite di sistema FV: 23.3%



La tabella ed il grafico allegati mostrano la stima di energia elettrica che si può aspettare ogni mese da un sistema fotovoltaico con i parametri ipotizzati.

<b>MESE</b>	<b>PRODUZIONE MENSILE (KWh)</b>	<b>PRODUZIONE GIORNALIERA (KWh)</b>
GENNAIO	3965	128
FEBBRAIO	5782	207
MARZO	9019	291
APRILE	10098	337
MAGGIO	10259	331
GIUGNO	10704	357
LUGLIO	11005	355
AGOSTO	9937	321
SETTEMBRE	8399	280
OTTOBRE	6351	205
NOVEMBRE	4136	138
DICEMBRE	3557	115
<b>MEDIA ANNUA</b>	<b>7768</b>	<b>255</b>
<b>PRODUZIONE ANNUALE (KWh)</b>	<b>93212</b>	

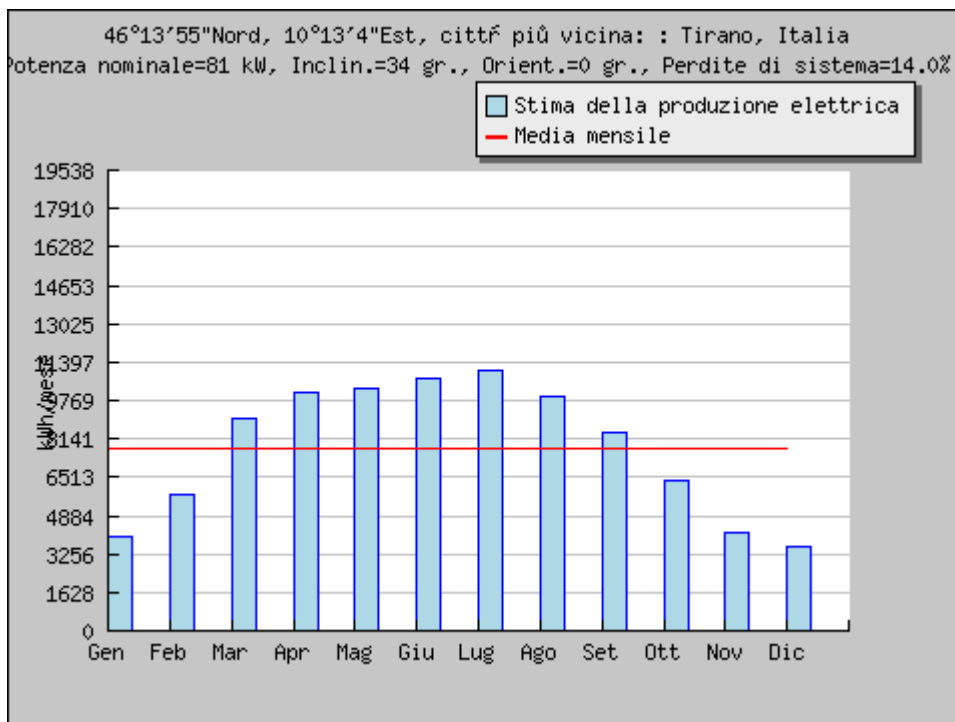


Figura 3.9: Stima della produzione media.

Da questa stima, utilizzando moduli fotovoltaici SunPower E18/230 su copertura piana, si ottiene una produzione media annua di 93212 KWh > 91360.54 KWh ottenuti nella stima di massima.

### **3.5.3. Stima della produttività con moduli SunPower E18-230 sulla falda di copertura**

Viene eseguita la stessa stima di produzione elettrica fotovoltaica, come fatta in precedenza; in questo caso si ipotizza di installare i pannelli direttamente sull'intera falda esposta a Sud.

Anche in questa stima, è necessario definire i seguenti parametri:

- ✓ Potenza nominale del modulo fotovoltaico SunPower E18/230 pari a 230 W.
- ✓ Dimensioni del pannello fotovoltaico pari a 156 cm x 105 cm.
- ✓ Inclinazione ed esposizione dei moduli: i pannelli, essendo posizionati direttamente sulla falda, senza nessuna struttura portante, devono avere la stessa inclinazione della falda e orientamento a Sud. Per motivi architettonici non viene superata l'inclinazione della falda oltre i 22 ° dai quali si ottiene un'altezza accettabile del colmo della copertura; per ottenere l'inclinazione ottimale di 34 ° l'altezza del colmo risulta essere troppo elevata con un impatto ambientale negativo.
- ✓ Determinazione del numero massimo di pannelli fotovoltaici che possono essere installati sulla copertura; in questa seconda scelta progettuale non occorre mantenere una certa distanza tra una fila e la successiva in quanto i pannelli, montati direttamente sulla falda, non creano dei coni d'ombra tra le varie file.



Stima di massima della potenza attiva in corrente alternata misurata all'uscita del

gruppo di conversione:  $P_{ca} > 0.9 \times P_{CC}$ , dove  $P_{CC} > 0.85 \times P_{nom} \times \frac{I}{I_{STC}}$

$$P_{CC} = 0.85 \times 107.18 \text{ KWp} \times \frac{1443000 \frac{\text{Wh}}{\text{m}^2}}{1000 \frac{\text{Wh}}{\text{m}^2}} = 131461.6 \text{ KWh}$$

$P_{ca} > (0.90 \times 131461.60) \text{ KWh} = 118315.50 \text{ KWh}$  potenza attiva in corrente alternata.

### Stima di produzione elettrica fotovoltaica utilizzando il Sistema Applicativo.

Tecnologia moduli	<b>SILICIO CRISTALLINO</b>
Potenza massima installata (KWp)	<b>107.10</b>
Stima perdite del sistema (%)	<b>14.0</b>
Inclinazione dei moduli	<b>22.0°</b>
Orientamento dei moduli	<b>SUD</b>

Potenza nominale del sistema FV: 107.10 kW (silicio cristallino)

Inclinazione dei moduli: 22.0°

Orientamento (azimuth) dei moduli: 0.0°

Stima delle perdite causato dalla temperatura: 6.4 % (usando dati di temperatura locali)

Perdite stimate causate dall'effetto angolare di riflessione: 3.0 %

Altre perdite (cavi, inverter, etc.): 14.0%

Totale delle perdite di sistema FV: 23.3%

La tabella ed il grafico allegati mostrano la stima di energia elettrica che si può aspettare ogni mese da un sistema fotovoltaico con i parametri ipotizzati.

<b>MESE</b>	<b>PRODUZIONE MENSILE (KWh)</b>	<b>PRODUZIONE GIORNALIERA (KWh)</b>
GENNAIO	4723	152
FEBBRAIO	6992	250
MARZO	11347	366
APRILE	13219	441
MAGGIO	13890	448
GIUGNO	14647	488
LUGLIO	14961	483
AGOSTO	13180	425
SETTEMBRE	10733	358
OTTOBRE	7837	253
NOVEMBRE	4949	165
DICEMBRE	4170	135
<b>MEDIA ANNUA</b>	<b>10054</b>	<b>331</b>
<b>PRODUZIONE ANNUALE (KWh)</b>	<b>120648</b>	

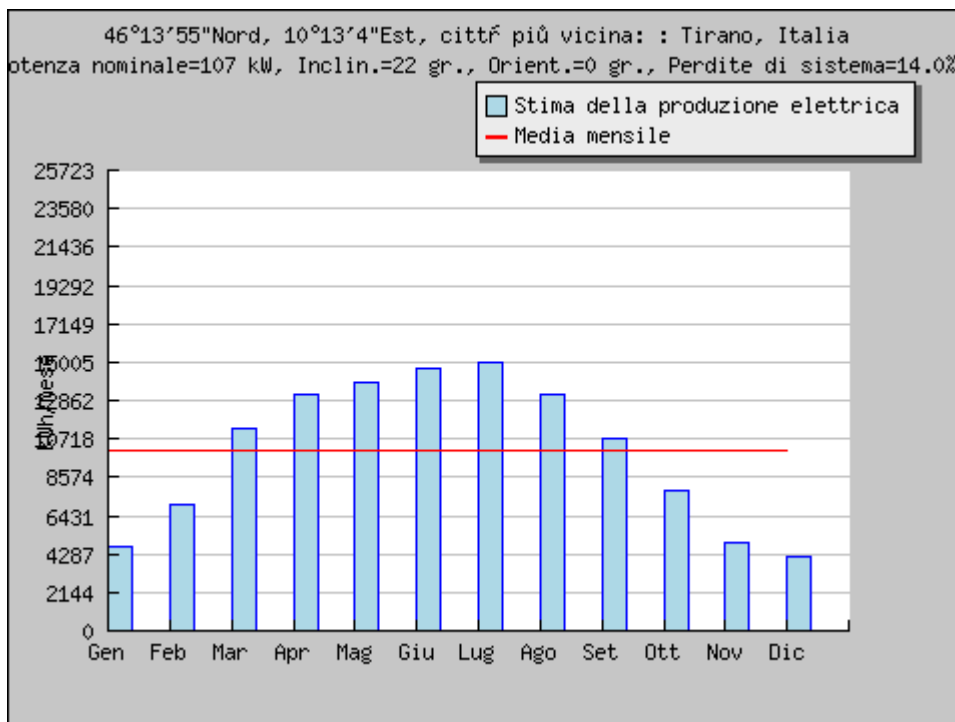


Figura 3.11: Stima della produzione media.

Da questa stima, utilizzando moduli fotovoltaici SunPower E18/230 sulla falda di copertura, si ottiene una produzione media annua di 120648 KWh > 118315.50KWh ottenuti nella stima di massima.

### 3.5.4. Stima della produttività con moduli SunPower E19-318 sulla falda di copertura

Anche in questa stima, è necessario definire i seguenti parametri:

- ✓ Potenza nominale del modulo fotovoltaico SunPower E19/318 pari a 318 W.
- ✓ Dimensioni del pannello fotovoltaico pari a 156 cm x 105 cm.
- ✓ Inclinazione ed esposizione dei moduli: come nel caso precedente si ha inclinazione di pannelli di 22 ° con orientamento a Sud.
- ✓ Determinazione del numero massimo di pannelli fotovoltaici che possono essere installati sulla copertura.

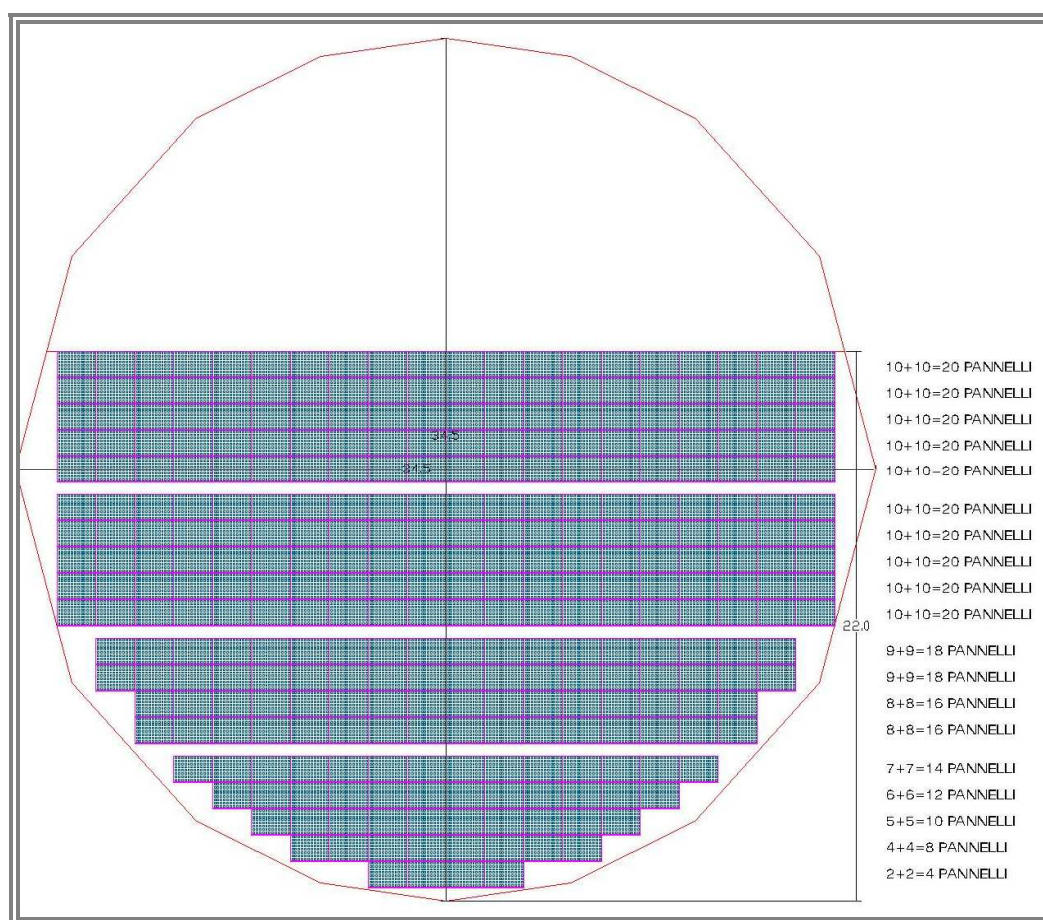


Figura 3.12: Planimetria schematica posizionamento pannelli.

Nella planimetria, in ogni fila sono indicati il numero massimo di pannelli potenzialmente installabili in funzione dello spazio disponibile; in totale sono presenti 316 pannelli fotovoltaici.



$$P_{installata} = 318 \frac{W}{\text{pannello}} \times 316 \text{ pannelli} = 100488 \text{ Wp} = 100.488 \text{ KWp.}$$

- ✓ Irraggiamento totale annuo pari a  $1443 \frac{KWh}{m^2}$  ottenuto come nel caso precedente.

Stima di massima della potenza attiva in corrente alternata misurata all'uscita del

gruppo di conversione:  $P_{ca} > 0.9 \times P_{CC}$ , dove  $P_{CC} > 0.85 \times P_{nom} \times \frac{I}{I_{STC}}$

$$P_{CC} = 0.85 \times 100.488 \text{ KWp} \times \frac{1443000 \frac{Wh}{m^2}}{1000 \frac{Wh}{m^2}} = 123253.60 \text{ KWh}$$

$P_{ca} > (0.90 \times 123253.60) \text{ KWh} = 110928.20 \text{ KWh}$  potenza attiva in corrente alternata.

#### Stima di produzione elettrica fotovoltaica utilizzando il Sistema Applicativo.

Tecnologia moduli	<b>SILICIO CRISTALLINO</b>
Potenza massima installata (KWp)	<b>100.40</b>
Stima perdite del sistema (%)	<b>14.0</b>
Inclinazione dei moduli	<b>22.0°</b>
Orientamento dei moduli	<b>SUD</b>

Potenza nominale del sistema FV: 100.40 kW (silicio cristallino)

Inclinazione dei moduli: 22.0°

Orientamento (azimuth) dei moduli: 0.0°

Stima delle perdite causato dalla temperatura: 6.4 % (usando dati di temperatura locali)

Perdite stimate causate dall'effetto angolare di riflessione: 3.0 %

Altre perdite (cavi, inverter, etc.): 14.0%

Totale delle perdite di sistema FV: 23.3%

La tabella ed il grafico allegati mostrano la stima di energia elettrica che si può aspettare ogni mese da un sistema fotovoltaico con i parametri ipotizzati.

<b>MESE</b>	<b>PRODUZIONE MENSILE (KWh)</b>	<b>PRODUZIONE GIORNALIERA (KWh)</b>
GENNAIO	4428	143
FEBBRAIO	6556	234
MARZO	10639	343
APRILE	12394	413
MAGGIO	13022	420
GIUGNO	13732	458
LUGLIO	14027	452
AGOSTO	12357	399
SETTEMBRE	10062	335
OTTOBRE	7348	237
NOVEMBRE	4640	155
DICEMBRE	3909	126
<b>MEDIA ANNUA</b>	<b>9426</b>	<b>310</b>
<b>PRODUZIONE ANNUALE (KWh)</b>	<b>113115</b>	

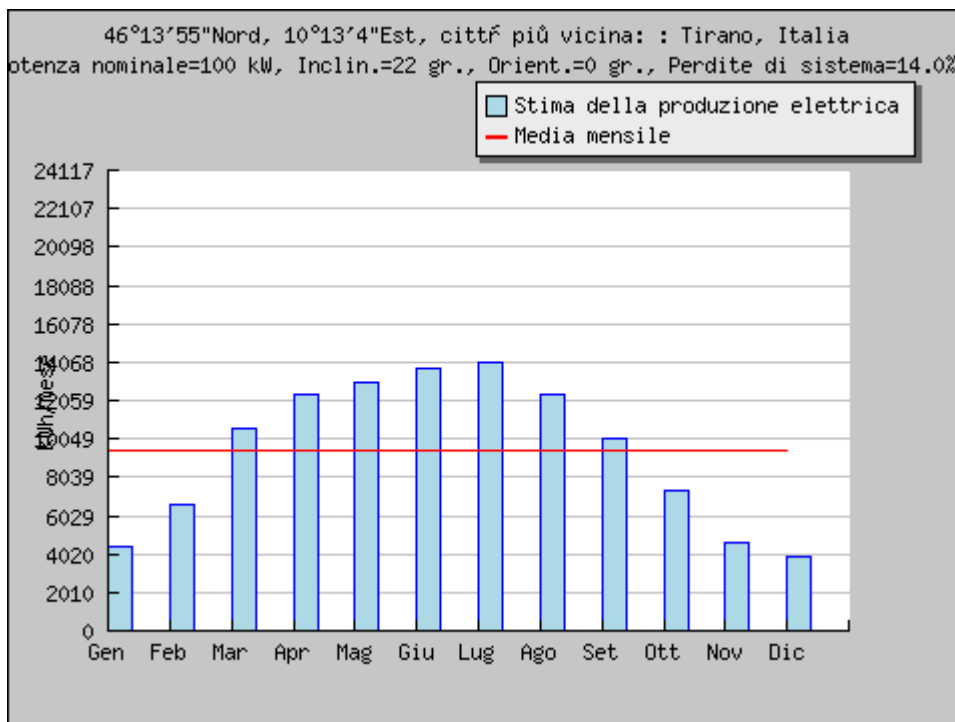
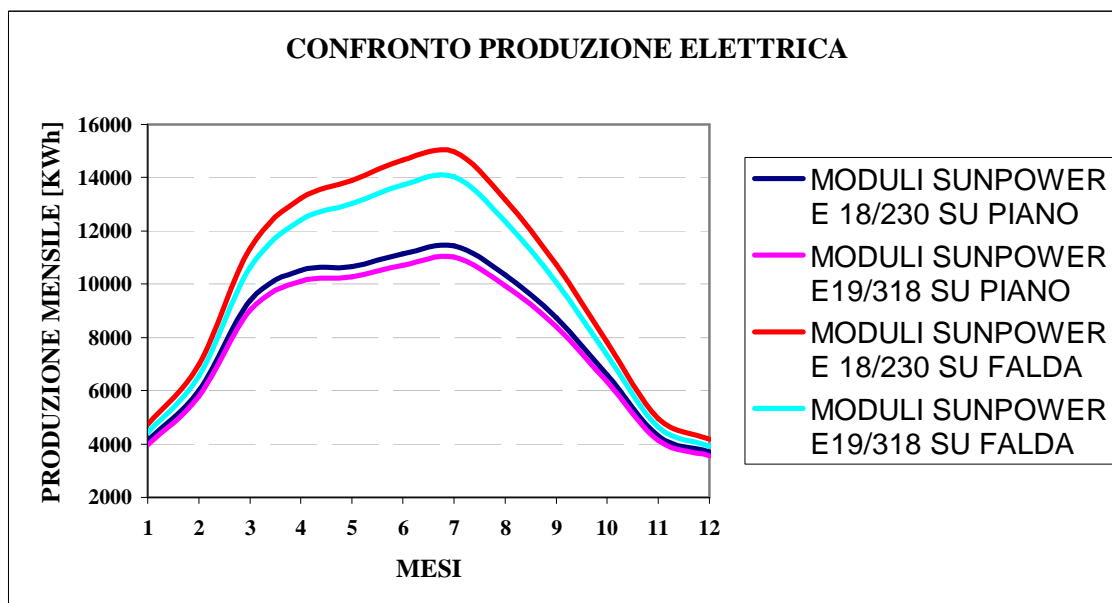


Figura 3.13: Stima della produzione media.

Da questa stima, utilizzando moduli fotovoltaici SunPower E19/318 sulla falda della copertura, si ottiene una produzione media annua di 113115 KWh > 110928.20 KWh ottenuti nella stima di massima.

Di seguito si sintetizza la produzione annua di energia elettrica in funzione della tipologia di modulo fotovoltaico utilizzato ed in funzione della copertura su cui verrà installato.

TIPO MODULO FOTOV.	TIPO DI COPERTURA	NUMERO PANNELLI	POTENZA NOMINALE IMPIANTO	INCL. PANN.	STIMA POD. ANNUA
Modulo fotovoltaico SunPower E18/230	Copertura piana (900 mq. utili)	368	84.64 KW p	34 °	96913 KWh
<b>Modulo fotovoltaico SunPower E18/230</b>	<b>Copertura a falda (600 mq. utili)</b>	<b>466</b>	<b>107.18 KW p</b>	<b>22 °</b>	<b>120648 KWh</b>
Modulo fotovoltaico SunPower E19/318	Copertura piana (900 mq. utili)	256	81.408 KW p	34 °	93212 KWh
Modulo fotovoltaico SunPower E19/318	Copertura a falda (600 mq. utili)	316	100.49 KW p	22 °	113115 KWh



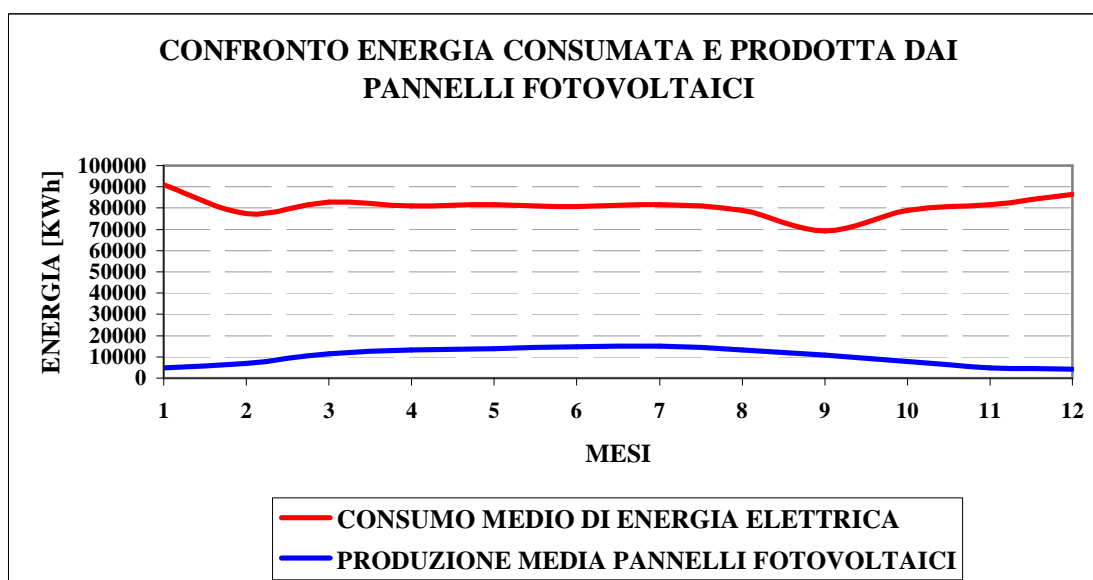
Nonostante sulla copertura piana si abbia a disposizione una superficie utile per installare i pannelli di 900 mq, contro i 600 mq. della copertura a falda, il numero di pannelli che è possibile installare sulla copertura a falda sono maggiori rispetto all'altra, in quanto non è necessario prevedere una distanza minima tra una fila e la successiva.

Un maggior numero di pannelli, significa una potenza nominale dell'impianto maggiore, con una maggiore produzione annua di energia elettrica.

Come si può notare dal grafico, la tipologia che permette una produzione di energia maggiore è quella utilizzando moduli SunPower E 18/230 su falda.

### 3.5.5. Confronto energia consumata e prodotta

Il consumo medio annuo di energia elettrica per il funzionamento dell'impianto è pari a 971101 KWh, mentre l'energia producibile annualmente attraverso lo sfruttamento dei pannelli fotovoltaici è di 120648 KWh.



Come si può notare, si ottiene una produzione media annua pari al 13 % del fabbisogno energetico totale dell'impianto.

### 3.6. Analisi economica

L'obiettivo dell'analisi economica, come in precedenza, è quello di pervenire ad un primo strumento per la valutazione dei principali parametri di redditività dell'investimento, in funzione dell'impianto installato, quindi delle potenze ricavabili.

#### 3.6.1. Costi totali

Analisi dei costi per la realizzazione dell'impianto composto da 466 moduli fotovoltaici SunPower E18/230 montati sulla copertura in falda con inclinazione 22°.

- ✓ Costo moduli fotovoltaici, è pari a  $4130 \frac{\text{€}}{\text{KWP}_{\text{INSTALLATA}}}$ , perciò avendo previsto 466 moduli, si ha una  $P_{\text{installata}} = 230 \frac{\text{W}}{\text{pannello}} \times 466 \text{ pannelli} = 107180 \text{ W p} = 107.18 \text{ KW p}$ .
- $\text{Costo} = 4130 \frac{\text{€}}{\text{KWP}_{\text{INSTALLATA}}} \times 107.18 \text{KWP} = 442653.40 \text{ €}$ .
- ✓ Costi dei componenti principali, ricavati sulla base di impianti già eseguiti
- Convertitori : 30000 €
  - Sistema elettrico : 40000 €
  - Struttura di sostegno franco cantiere : 42000 €
  - Elementi quali sistema acquisizione dati, trasporto elementi: 4000 €
- ✓ Montaggio in opera dei pannelli fotovoltaici : 35000 €.
- ✓ Sviluppo del progetto nelle varie fasi preliminare, definitivo ed esecutivo, direzione lavori, assistenza, pari a 20000 €.
- ✓ Costi per le opere civili, quali allestimento del cantiere, fornitura e posa in opera delle strutture sia di fondazione sia di elevazione, fornitura, lavorazione e posa del ferro per le opere in cemento armato, a corpo circa 51300 €.
- ✓ Fornitura e posa in opera della struttura portante e nuova copertura in acciaio a corpo circa 130000 €.

Riassumendo la somma dei costi relativi all'installazione dei soli pannelli fotovoltaici è pari a 593653 €, ai quali bisogna aggiungere il costo per la realizzazione della nuova struttura portante pari a 181300 €.

### 3.6.2. Ricavi totali

Determinata la quantità di energia annua producibile con l'impianto fotovoltaico oggetto di studio, applichiamo un degrado annuo dello 0.25 % dovuto al logorio dell'impianto e otteniamo la seguente producibilità.

<b>MESI</b>	<b>PRODUZIONE E 18/230 SU FALDA [KWh]</b>	<b>PRODUZIONE E 18/230 SU FALDA CON DEGRADO ANNUO [KWh]</b>
<b>GENNAIO</b>	4723	4711.19
<b>FEBBRAIO</b>	6992	6974.52
<b>MARZO</b>	11347	11318.63
<b>APRILE</b>	13219	13185.95
<b>MAGGIO</b>	13890	13855.27
<b>GIUGNO</b>	14647	14610.38
<b>LUGLIO</b>	14961	14923.60
<b>AGOSTO</b>	13180	13147.05
<b>SETTEMBRE</b>	10733	10706.17
<b>OTTOBRE</b>	7837	7818.41
<b>NOVEMBRE</b>	4949	4936.63
<b>DICEMBRE</b>	4170	4159.57
<b>TOTALE</b>	120648	120346.38

Il GSE (Gestore Servizi Energetici) incentiva la produzione di energia elettrica con impianti fotovoltaici tramite il meccanismo del Conto Energia (CE), con tariffe incentivanti differenziate in relazione alla classe di potenza e alla tipologia di integrazione dell'impianto.

Per quanto riguarda la classe di potenza è stato previsto un impianto fotovoltaico utilizzando moduli SunPower E18/230 con potenza dell'impianto pari a 120648 KWh.

Secondo il decreto del 1 giugno 2010 possono beneficiare delle tariffe beneficianti gli impianti fotovoltaici che entrano in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2010 ed in possesso dei seguenti requisiti:



- ✓ Potenza nominale non inferiore ad 1 KW: il nostro impianto ha una potenza nominale di 107.18 KW, maggiore di 1.
- ✓ Conformità alle pertinenti norme tecniche richiamate nell'allegato 1, cioè i moduli fotovoltaici devono essere provati e verificati da lavoratori accreditati, per le specifiche prove necessarie alla verifica dei moduli, in conformità alla norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025. Tali laboratori devono essere accreditati da organismi di certificazione appartenenti all'EA e gli impianti fotovoltaici devono essere realizzati con componenti che assicurino l'osservanza delle prestazioni descritte nella guida CEI 82-25. Come si può notare dalle schede tecniche dei moduli fotovoltaici oggetto di studio anche questo requisito risulta essere conforme.
- ✓ Impianti fotovoltaici realizzati con componenti di nuova costruzione o comunque non già impiegati in altri impianti così come stabilito dal decreto ministeriale 2 marzo 2009; il nostro impianto essendo di nuova generazione è conforme.
- ✓ Impianti collegati alla rete elettrica da un unico punto di connessione, non condiviso con altri impianti fotovoltaici; anche questo ultimo requisito risulta essere adeguato.

Le tariffe incentivanti si applicano agli impianti solari fotovoltaici che entrano in esercizio a seguito di interventi di nuova costruzione, in data successiva al 31 dicembre 2010.

L'energia elettrica prodotta dagli impianti fotovoltaici che entrano in esercizio entro il 31 dicembre 2011, hanno diritto alla tariffa incentivante di cui alla tabella A allegata; l'energia elettrica invece prodotta dagli impianti fotovoltaici che entrano in esercizio nel 2012 e 2013 hanno diritto alla tariffa di cui alla tabella A, colonna C, decurtata del 6% all'anno.

Di seguito si allega la tabella A con indicazione delle tariffe incentivanti:

TABELLA A

Intervallo di potenza	TARIFFA CORRISPONDENTE					
	A)		B)		C)	
	Impianti entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2010 ed entro il 30 aprile 2011		Impianti entrati in esercizio in data successiva al 30 aprile 2011 ed entro il 31 agosto 2011		Impianti entrati in esercizio in data successiva al 31 agosto 2011 ed entro il 31 dicembre 2011	
	Impianti fotovoltaici realizzati sugli edifici	altri impianti fotovoltaici	Impianti fotovoltaici realizzati sugli edifici	altri impianti fotovoltaici	Impianti fotovoltaici realizzati sugli edifici	altri impianti fotovoltaici
[kW]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
1 ≤ P ≤ 3	0,402	0,362	0,391	0,347	0,380	0,333
3 < P ≤ 20	0,377	0,339	0,360	0,322	0,342	0,304
20 < P ≤ 200	0,358	0,321	0,341	0,303	0,323	0,285
200 < P ≤ 1000	0,355	0,314	0,335	0,309	0,314	0,266
P > 1000	0,351	0,313	0,327	0,289	0,302	0,264

La tariffa di  $0,341 \frac{\text{€}}{\text{KWh}}$ , individuata sulla base della tabella A, è riconosciuta per 20 anni a decorrere dalla data di entrata in esercizio dell'impianto ed è costante in moneta corrente per tutto il periodo di incentivazione.

All'articolo 11 sempre del suddetto decreto, vengono specificati i requisiti degli impianti per i quali è possibile beneficiare delle tariffe incentivanti:

- ✓ Potenza nominale non inferiore ad 1 KW e non superiore a 5 MW: il nostro impianto ha una potenza nominale di 107.18 KW, perciò tale requisito è positivo.
- ✓ Conformità alle pertinenti norme tecniche richiamate nel allegato 1, sempre come descritte nelle pagine precedenti.
- ✓ Pannelli realizzati con moduli e componenti che rispondono a particolari requisiti costruttivi e modalità di installazione. In specifico è necessario rispettare le seguenti caratteristiche:

- Moduli e componenti speciali, devono essere sviluppati specificatamente per integrarsi e sostituire elementi architettonici di edifici;
- moduli e componenti che introducano significative innovazioni di carattere tecnologico e prestazionale;
- moduli progettati e realizzati industrialmente per svolgere funzioni architettoniche quali protezione dell'edificio, tenuta d'acqua, impermeabilizzazione della struttura edilizia sottesa, buona tenuta meccanica.

Inoltre i pannelli devono essere installati secondo le seguenti modalità:

- i moduli devono sostituire i componenti architettonici degli edifici;
  - i moduli devono comunque svolgere una funzione di rivestimento di parte dell'edificio;
  - da un punto di vista estetico, il sistema fotovoltaico deve comunque inserirsi armoniosamente nel disegno architettonico dell'edificio.
- ✓ Impianti fotovoltaici realizzati con componenti di nuova costruzione o comunque non già impiegati in altri impianti così come stabilito dal decreto ministeriale 2 marzo 2009.
- ✓ Impianti collegati alla rete elettrica da un unico punto di connessione, non condiviso con altri impianti fotovoltaici; anche questo ultimo requisito risulta essere superato.

Le tariffe incentivanti si applicano agli impianti solari fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative che entrano in esercizio a seguito di interventi di nuova costruzione, in data successiva al 31 dicembre 2010.

L'energia elettrica prodotta dagli impianti fotovoltaici che entrano in esercizio entro il 31 dicembre 2011, hanno diritto alla tariffa incentivante di cui alla tabella B allegata; l'energia elettrica invece prodotta dagli impianti fotovoltaici che entrano in esercizio nel 2012 e 2013 hanno diritto alla tariffa di cui alla tabella B, decurtata del 2 % all'anno.

Questo è uno dei motivi per il quale conviene installare un impianto fotovoltaico entro il 31 dicembre 2011, perché poi le tariffe con cui viene pagata l'energia diminuiscono.

Di seguito si allega la tabella B con indicazione delle tariffe incentivanti:

**TABELLA B**

<b>INTERVALLO DI POTENZA</b>		<b>Tariffa corrispondente</b>
[kW]		[€/kWh]
A)	$1 \leq P \leq 20$	0,44
B)	$20 < P \leq 200$	0,40
C)	$P > 200$	0,37

Tale tariffa, individuata sulla base della tabella B, è riconosciuta per 20 anni a decorrere dalla data di entrata in esercizio dell'impianto ed è costante in moneta corrente per tutto il periodo di incentivazione.

L'impianto oggetto di studio, ha tutti i requisiti conformi per poter rientrare tra quelli che possono beneficiare della tariffa incentivante, corrispondente a  $0.40 \frac{\text{€}}{\text{KWh}}$ .

Avendo una produzione annua pari a 120346 KWh, si ottiene un ricavo annuo pari a

$$\text{Ricavo} = 0.40 \frac{\text{€}}{\text{KWh}} \times 120346 \text{ KWh} = 48138.40 \text{ €}.$$

### 3.7. Fattibilità economica

Per valutare se l'impianto fotovoltaico risulta fattibile da un punto di vista strettamente economico, come in precedenza si determina il costo unitario medio di produzione di energia elettrica e si confronta con il valore medio di cessione dell'energia.

Si esegue un primo studio di fattibilità economica, prendendo in considerazione solamente il costo per l'impianto fotovoltaico e si determina il numero degli anni dopo i quali si raggiunge la parità tra costi e ricavi; poi si fa una seconda analisi in cui si prende in considerazione, oltre al costo dell'impianto fotovoltaico, anche il costo della realizzazione della nuova copertura.

1) Fattibilità economica considerando solamente l'impianto fotovoltaico:

$$Rata = \left[ C_I \times \frac{T}{1 - (1 + T)^{-A}} \right] \text{ dove:}$$

- $C_I$  : capitale investito, corrispondente alla somma di tutte le spese necessarie, pari a 593653 €.
- $T$  : interesse a tasso fisso, ipotizzato del 5 %.
- $A$  : durata del mutuo espresso in anni, pari a 20 anni.

$$Rata\ annua = \left[ 593653 \times \frac{0.05}{1 - (1 + 0.05)^{-20}} \right] = 47636.25 \frac{\text{€}}{\text{Anni}}$$

La producibilità annua è pari a 120346 KWh.

Il costo unitario medio di produzione di energia elettrica vale  $\frac{47636.25 \text{ €}}{120346 \text{ KWh}} = 0.38 \frac{\text{€}}{\text{KWh}}$ , mentre la tariffa incentivante è pari a  $0.40 \frac{\text{€}}{\text{KWh}}$ .

Essendo il costo unitario medio di produzione minore della tariffa incentivante, l'impianto con queste ipotesi di finanziamento è sostenibile da un punto di vista economico, nell'arco dei 20 anni.

La produzione minima necessaria atta a garantire l'economicità dell'investimento è pari a

$$a \quad \text{Produzione minima} = \frac{\text{Costi annui}}{\text{Incentivo}} = \frac{47636.25 \frac{\text{€}}{\text{Anni}}}{0.40 \frac{\text{€}}{\text{KWh}}} = 119090 \text{ KWh}; \text{ tale valore}$$

rappresenta il 94.3 % della produzione media annua attesa, pertanto l'impianto è sostenibile da un punto di vista economico, ma non ci sono molti margini di sicurezza.

2) Fattibilità economica considerando oltre al costo dell'impianto fotovoltaico, anche il costo della realizzazione della nuova copertura:

$$Rata = \left[ C_I \times \frac{T}{1 - (1 + T)^{-A}} \right] \text{ dove:}$$

- $C_I$  : capitale investito, corrispondente alla somma di tutte le spese necessarie, pari a 774953 €.
- $T$  : interesse a tasso fisso, ipotizzato del 5 %.
- $A$  : durata del mutuo espresso in anni, pari a 20 anni.

$$\text{Rata annua} = \left[ 774953 \times \frac{0.05}{1 - (1 + 0.05)^{-20}} \right] = 62184.23 \frac{\text{€}}{\text{Annuo}}$$

La producibilità annua è pari a 120346 KWh.

Il costo unitario medio di produzione di energia elettrica vale  $\frac{62184.23 \text{ €}}{120346 \text{ KWh}} = 0.49 \frac{\text{€}}{\text{KWh}}$ , mentre la tariffa incentivante è pari a  $0.40 \frac{\text{€}}{\text{KWh}}$ .

Essendo il costo unitario medio di produzione maggiore della tariffa incentivante, l'impianto con queste ipotesi di finanziamento non è sostenibile da un punto di vista economico.

Per ottenere una parità tra costi e benefici, sono necessari 30 anni di funzionamento.

## **4. SFRUTTAMENTO FANGHI DELL'IMPIANTO**

### **4.1. Energia da biogas**

La parte organica presente nell'impianto di depurazione, può essere sfruttata per la produzione di energia, introducendo all'interno della struttura un digestore anaerobico; quest'ultimo permette lo sviluppo di un processo biologico piuttosto complesso, per mezzo del quale, in assenza di ossigeno, la sostanza organica viene trasformata in biogas, costituito principalmente da metano e anidride carbonica.

Il processo chimico della fermentazione decompone il carbonio legato alle molecole organiche delle sostanze; il carbonio si lega successivamente agli atomi dell'idrogeno, componendo in tal modo il metano.

La percentuale di metano nel biogas varia a seconda del tipo di sostanza organica digerita e delle condizioni di processo, da un minimo del 50% fino all'80% circa.

Tale processo di fermentazione prevede varie fasi e benchè possa riguardare potenzialmente tutte le sostanze organiche, le più indicate e le più impiegate sono i liquami zootecnici, oltre ai rifiuti domestici organici.

Affinché il processo abbia luogo è necessaria l'azione di diversi gruppi di microrganismi, in grado di trasformare la sostanza organica in composti intermedi, principalmente acido acetico, anidride carbonica ed idrogeno, utilizzabili dai microrganismi metanigeni che concludono il processo producendo il metano.

I microrganismi anaerobi presentano basse velocità di crescita e basse velocità di reazione e quindi occorre mantenere ottimali, per quanto possibile, le condizioni dell'ambiente di reazione.

Bisogna far in modo che alcuni parametri fondamentali quali la temperatura della sostanza, l'azoto, il carbonio, il pH, il tempo di permanenza in digestione, abbiano dei valori ben definiti e stiano sempre in un determinato rapporto tra di loro .

Il pH ottimale, ad esempio, è intorno a 7 – 7.5, la temperatura ottimale di processo è intorno ai 35°C con tempi di residenza di 14-30 giorni, se si opera con batteri mesofili, o intorno a 55°C, se si utilizzano batteri termofili con tempi di residenza inferiori ai 14-16 giorni; per operare in condizioni termicamente controllate le pareti del digestore devono essere opportunamente isolate e l'interno del digestore deve essere riscaldato.

Altro fattore da non sottovalutare riguarda le caratteristiche con cui la sostanza organica arriva al digestore, infatti deve conservare le qualità di biodegradabilità.

Nonostante questi accorgimenti, i tempi di processo sono relativamente lunghi se confrontati con quelli di altri processi biologici; tuttavia il vantaggio del processo è che la materia organica opportunamente convertita porta alla produzione finale di una fonte rinnovabile di energia, sotto forma di un gas combustibile ad elevato potere calorifico.

I dati ricavati da prove di laboratorio a lungo termine, in condizioni normali del reattore anaerobico si raggiungono livelli di trasformazione della sostanza organica in gas biologico variabili tra il 70 e il 90% della biodegradabilità massima in funzione dello stato della sostanza a disposizione.

Bassi livelli di trasformazione in biogas possono essere imputabili a basse temperature, a tempi di ritenzione idraulica troppo corti (o a carichi organici troppo elevati) in funzione della temperatura di processo, a cattivi comportamenti idrodinamici del reattore con formazione di zone morte e flussi di by-pass tra entrata e uscita o alla presenza di sostanze inibenti o antibiotiche in elevate concentrazioni.

Il biogas prodotto è raccolto direttamente nella parte superiore del digestore mediante una copertura a cupola gasometrica; tale cupola ha forma di semicilindro ed è realizzata da varie membrane:

- ✓ Quella più interna ha il compito di racchiudere il biogas in una camera a contatto con il liquame.
- ✓ Quella intermedia è in contatto con l'esterno lungo i bordi laterali ed evita che il biogas possa eventualmente miscelarsi con l'aria contenuta nel volume racchiuso tra la membrana intermedia e quella più esterna, che rimane sempre gonfia.

Attraverso un'apposita condotta collegata alla copertura del digestore, il gas prodotto e recuperato è avviato ad un impianto di cogenerazione, che bruciando il biogas produce energia elettrica e calore.

Parte del calore prodotto viene recuperato ed utilizzato per mantenere un'ottimale temperatura all'interno del digestore; invece la sostanza organica in uscita dal digestore, risulta stabilizzata e deodorizzata, pronta per essere stoccata in appositi siti.



## **4.2. Situazione in Italia ed Europa**

Nel nostro Paese, l'aspetto ambientale ed il carico di azoto, assumono una notevole importanza e possono giocare un ruolo fondamentale nel promuovere o limitare lo sviluppo di biogas "zootecnico".

Un censimento condotto nel 1999 mostrava che 72 impianti di biogas funzionavano con liquami zootecnici in Italia; cinque di questi sono impianti centralizzati e 67 sono impianti aziendali.

La quasi totalità degli impianti è localizzata nelle regioni del nord (39 in Lombardia, 7 in Emilia Romagna, 12 in Trentino Alto Adige).

In Europa invece la diffusione della digestione anaerobica è iniziata nel settore della stabilizzazione dei fanghi di depurazione e attualmente si stimano circa 2.000 digestori operativi, circa 400 impianti producono biogas trattando acque reflue industriali ad alto carico organico e 500 impianti recuperano biogas dalle discariche per rifiuti urbani.

Sono inoltre 2.500 circa i digestori anaerobici operanti sui liquami zootecnici nei paesi dell'UE, in particolare in Germania, seguita da Danimarca, Austria, Italia e Svezia.

## **4.3. Descrizione impianto a biogas**

Analizzando la quantità e qualità dei fanghi ottenuti nei vari processi di depurazione dell'impianto oggetto di studio, non esiste la possibilità di introdurre un digestore anaerobico per la produzione di biogas e quindi di energia.

Il motivo principale è imputabile ai fanghi che sono molto stabilizzati, provengono principalmente da insediamenti civili, non sono fortemente biodegradabili, quindi male si adattano allo sfruttamento in questo senso.



## 5. SFRUTTAMENTO FONTE EOLICA

### 5.1. Energia da eolico

Un impianto eolico è costituito da uno o più generatori eolici che trasformano l'energia cinetica del vento in energia elettrica.

Al di là delle particolarità che differenziano alcune macchine eoliche rispetto ad altre, in linea generale tutti gli aereogeneratori ad asse orizzontale condividono i medesimi principi di funzionamento.

Le pale iniziano a muoversi quando il vento raggiunge la velocità minima di avvio variabili in funzione della taglia del generatore; di solito per piccoli generatori eolici come quelli che si andranno a studiare, sono sufficienti velocità del vento molto basse, anche soltanto di  $2-3 \frac{m}{sec}$ .



Figura 5.1: Esempi di impianti fotovoltaici.

Come si può notare dalla figura, il rotore è collegato ad un albero di trasmissione, che ruota all'interno della navicella; grazie alla presenza di un generatore elettrico l'energia rotazionale, cioè quella meccanica, dell'albero di trasmissione si trasforma in energia elettrica.

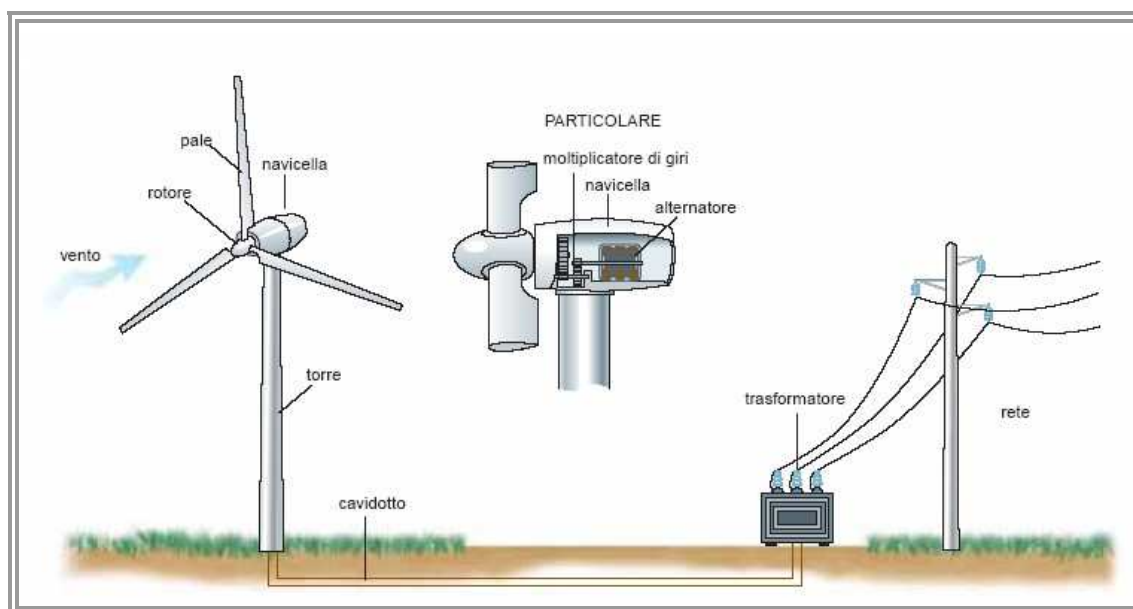


Figura 5.2: Schematizzazione generatore eolico.

In impianti piuttosto piccoli, le pale sono caratterizzate da un'elevata velocità di rotazione, perciò non viene mai inserito il cosiddetto moltiplicatore di giri.

All'aumentare della velocità del vento corrisponde un progressivo aumento della potenza istantanea erogata dalla macchina, fino al raggiungimento della velocità nominale, cioè la velocità con la quale il generatore raggiunge la potenza di targa.

Negli ultimi anni lo sfruttamento della fonte eolica ha avuto un notevole impulso, infatti la forte crescita è stata accompagnata da un'importante evoluzione tecnologica come pure da una notevole diminuzione dei costi, basti pensare che un moderno impianto eolico è cento volte più potente di quanto non fosse vent'anni fa.

I moderni aereogeneratori sono in grado di assecondare la direzione del vento ruotando il rotore e la navicella rispetto all'asse della torre; vi è quindi la possibilità di una rotazione a 360° degli elementi mobili per una maggiore efficienza dell'impianto.

Tutti i generatori eolici possiedono dei sistemi più o meno sofisticati di regolazione e controllo, in grado di adeguare istantaneamente le condizioni di lavoro della macchina al variare della velocità e della direzione dei venti. Sono inoltre dotati di sistemi frenanti

e di altri meccanismi che proteggono il buon funzionamento e l'integrità della turbina in caso di vento eccessivo.

## 5.2. Situazione in Itali a ed Europa

Secondo dati recenti la potenza eolica totale presente in Italia risulta essere pari a circa 760 MW, corrispondenti ad un totale di oltre 1.350 aerogeneratori.

Campania e Puglia sono in testa nelle realizzazioni, seguite da Abruzzo, Sardegna, Basilicata, Molise e Sicilia. Per quanto modesta rispetto alla produzione elettrica nazionale complessiva, nel 2001 la produzione da fonte eolica è stata pari a circa 1.150 GWh.



L'Italia si colloca al quinto posto nella U.E. per potenza installata di energia eolica; questo dato è però piuttosto negativo in quanto siamo molto lontani rispetto ai paesi caratterizzati da un'alta energia eolica installata.

Molti paesi del Nord Europa sfruttano i forti venti per creare energia, il paese a più largo consumo di energia eolica è la Danimarca, seguita da Germania, Olanda e Spagna; questo blocco di Paesi europei coprono circa 84 % dell'intero settore eolico europeo.

### **5.3. Descrizione impianto eolico**

Analizzando l'area occupata dall'impianto di depurazione, le zone disponibili per l'installazione di una torre eolica, sono piuttosto scarse.

L'unico punto in cui è possibile pensare di installare un generatore eolico è la zona antistante gli uffici direzionali.

Si è scelto di installare un generatore eolico alto 25 metri, con una potenza nominale di 200 KW.

### **5.4. Stima della potenza nominale**

Per poter fare una stima realistica della produzione energetica annua di un impianto eolico, è necessario incrociare la curva di potenza del generatore con i dati relativi alle caratteristiche specifiche del vento; quest'ultimo parametro è ricavabile solamente in seguito all'installazione di una stazione anemonica, in grado di registrare le velocità di venti per un determinato arco temporale.

Per effettuare una stima della producibilità complessiva annua, è stato utilizzato l'"Atlante eolico dell'Italia" che fornisce dati e informazioni riguardanti la distribuzione delle risorse eoliche sul territorio italiano, aiutando ad individuare delle aree che possono essere interessanti per lo sfruttamento energetico.

Mediante l'uso di modelli matematici tenendo conto, per quanto possibile, degli effetti negativi causa i rilievi montani e le rugosità superficiali del terreno, è stata ottenuta una simulazione dei campi di vento, con la stesura di alcune cartine riassuntive.

Sia per quanto riguarda la velocità media annua del vento, che la producibilità specifica, all'interno dell'Atlante eolico dell'Italia sono stati distinti tre raggruppamenti, rispettivamente da 25 – 50 – 80 metri di altezza delle pale eoliche rispetto alla superficie di base di riferimento.

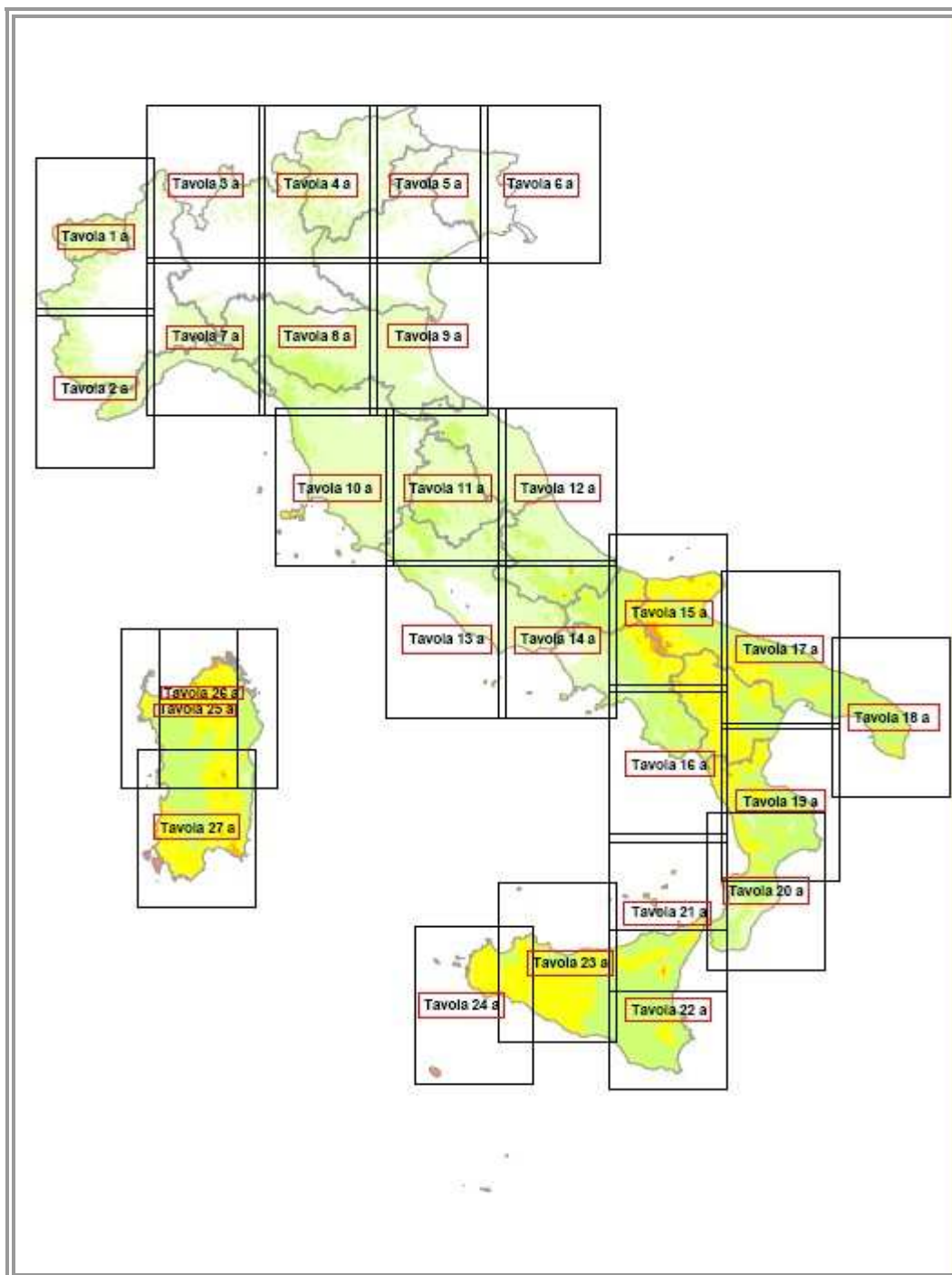


Figura 5.3: Mappa Italia con indicazione della velocità media del vento a 25 metri.







Come si può notare dalle schede tecniche allegate, il sito oggetto di una eventuale installazione di generatori eolici è caratterizzato da una velocità media del vento pari a 5

$$\frac{m}{sec}$$

Anche per valutare gli aspetti energetici, non essendo a conoscenza dei valori della velocità del vento mensilmente, si fa ancora riferimento all'Atlante eolico che offre le carte di producibilità, in particolare fa riferimento alla producibilità specifica, intesa come produzione media annua di un generatore eolico rapportata alla sua potenza nominale.

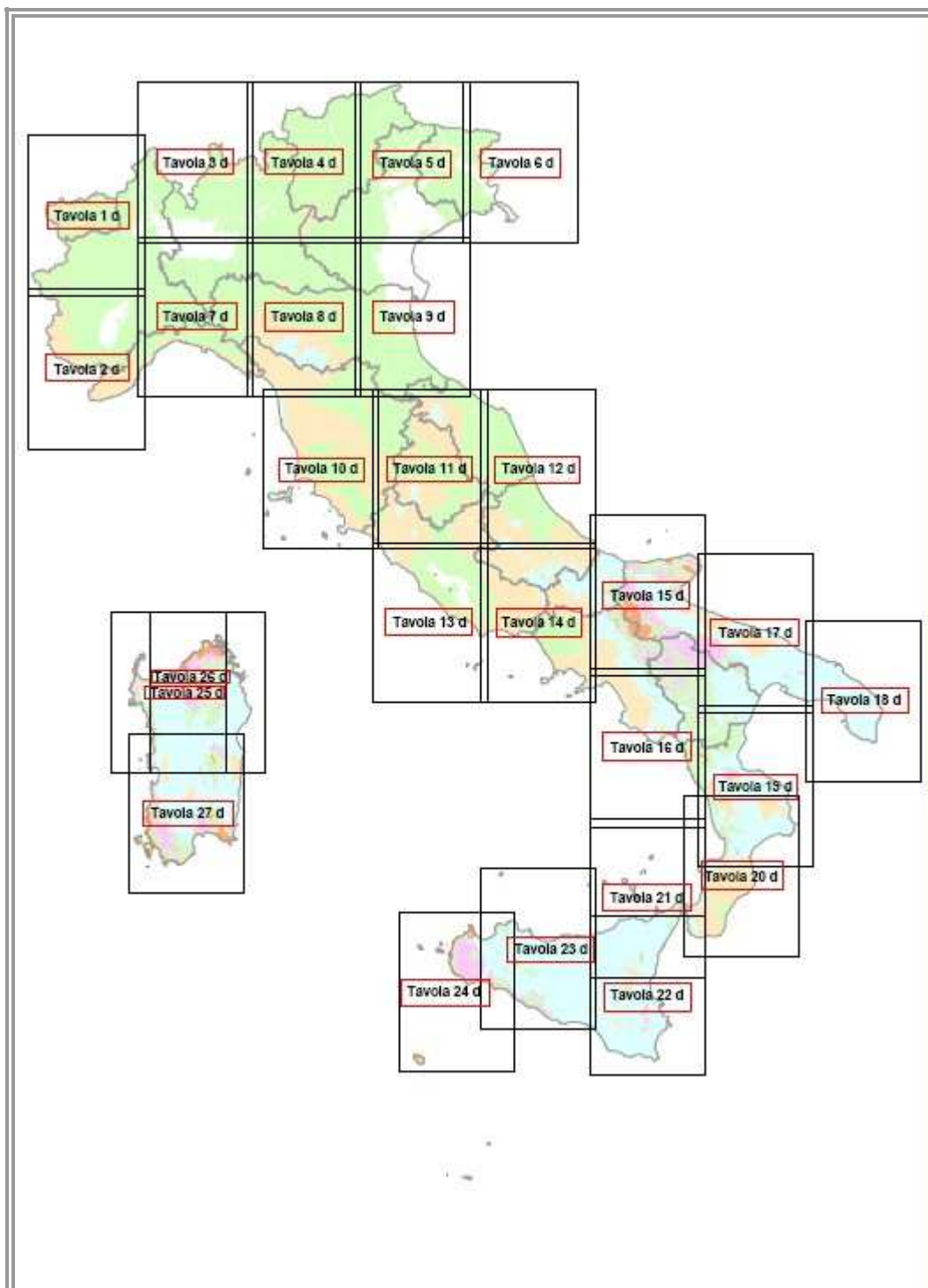


Figura 5.5: Mappa Italia con indicazione della produzione media del vento a 25 metri.



Figura 5.6: Mappa zona Valtellina con indicazione della produzione media del vento a 25 metri.

Come si può notare dalle schede tecniche allegate, il sito oggetto è caratterizzato da una producibilità specifica di circa  $700 \frac{MWh}{MW}$ .

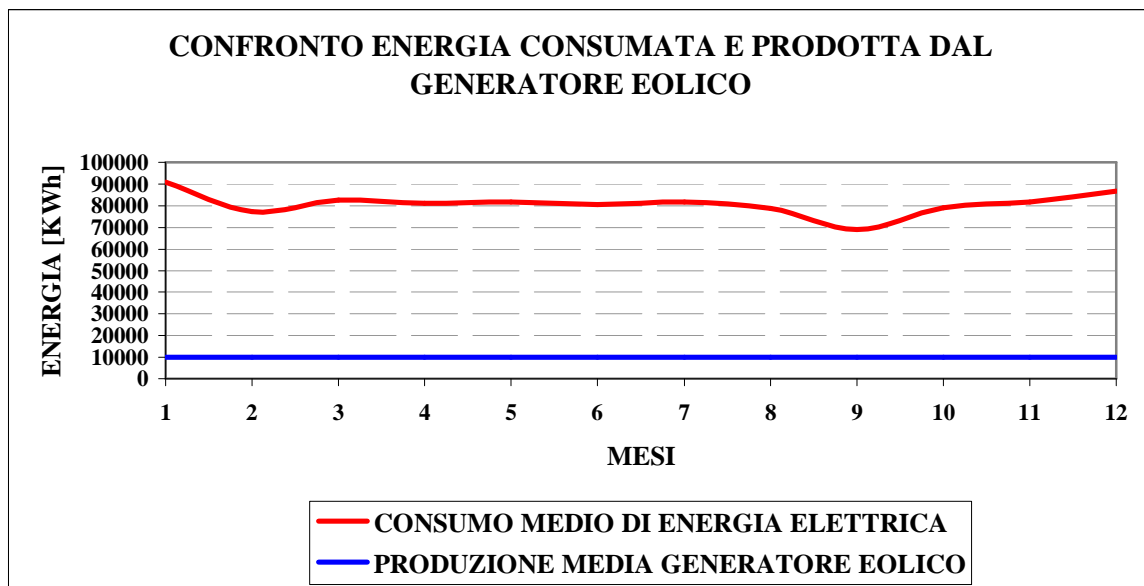
Questo valore di producibilità è teorico, cioè senza considerare le perdite di carico di alcun tipo; ipotizzando di perdere un quantitativo di energia pari al 15 % per il passaggio da producibilità teorica a quella effettiva otteniamo una producibilità pari a  $595 \frac{MWh}{MW}$ .

Per un impianto eolico di potenza nominale di 200 KW, è possibile stimare la produzione annua di energia elettrica:

$$Pr oduzione = 595 \frac{MWh}{MW} \times \left( \frac{200}{1000} \right) MW = 119 \text{ MWh} = 119000 \text{ KWh.}$$

#### 5.4.1. Confronto energia consumata e prodotta

Il consumo medio annuo di energia elettrica per il funzionamento dell'impianto è pari a 971101 KWh, mentre l'energia producibile annualmente attraverso lo sfruttamento del generatore eolico è di 119000 KWh.



Come si può notare, si ottiene una produzione media annua pari al 12.2 % del fabbisogno energetico totale dell'impianto.

## 5.5. Analisi economica

### 5.5.1. Costi totali

Il costo di un generatore eolico dipende da tanti fattori, infatti oltre alla semplice fornitura e installazione di tutto il materiale, un fattore importante dipende dall'accessibilità all'area di cantiere in quanto bisogna movimentare dei pezzi di dimensioni abbastanza grandi; in tal senso l'area oggetto di intervento è accessibile senza particolari restrizioni sulle dimensioni degli elementi trasportati, perciò in prima approssimazione è possibile stimare il costo dell'intero impianto, moltiplicando la

potenza espressa in KWh del generatore eolico per  $1000 \frac{\text{€}}{\text{KWh}}$ ; avendo un impianto

eolico di potenza nominale pari a 200 KW, si ottiene  $1000 \frac{\text{€}}{\text{KWh}} \times 200 \text{KW} = 200000 \text{€}$ .

### 5.5.2. Ricavi totali

Per quanto riguarda i ricavi è necessario, come per i casi precedenti, affidarsi alla Legge Finanziaria 2008, la quale ha introdotto un nuovo schema di incentivazione, cui è possibile aderire in alternativa al sistema dei certificati verdi, a beneficio esclusivo degli impianti entrati in esercizio dopo il 31/12/2007, aventi potenza nominale media annua non superiori a 200 KW.

La tariffa onnicomprensiva per questo tipo di impianto eolico è pari a  $0.30 \frac{\text{€}}{\text{KWh}}$ , che

moltiplicato per la produzione media annua di 119000 KWh, si ottiene un ricavo annuo

pari a  $0.30 \frac{\text{€}}{\text{KWh}} \times 119000 \text{KWh} = 35700 \text{€}$ .

## 5.6. Fattibilità economica

Per valutare se l'impianto eolico risulta fattibile da un punto di vista strettamente economico, si va a determinare il costo unitario medio di produzione di energia elettrica e lo si confronta con il valore medio di cessione dell'energia.

Nell'ipotesi che l'intero investimento iniziale sia coperto integralmente da un mutuo, si ottiene che la singola rata annua vale:

$$Rata = \left[ C_I \times \frac{T}{1 - (1 + T)^{-A}} \right] \text{ dove:}$$

- $C_I$  : capitale investito, corrispondente alla somma di tutte le spese necessarie, pari a 200000 €.
- $T$  : interesse a tasso fisso, ipotizzato del 5 %.
- $A$  : durata del mutuo espresso in anni, pari a 15 anni.

$$Rata \text{ annua} = \left[ 200000 \times \frac{0.05}{1 - (1 + 0.05)^{-15}} \right] = 30944.36 \frac{\text{€}}{\text{Annuo}}$$

La producibilità annua è pari a 119000 KWh.

Il costo unitario medio di produzione di energia elettrica vale  $\frac{30944.36 \text{ €}}{119000 \text{ KWh}} = 0.26 \frac{\text{€}}{\text{KWh}}$ , mentre la tariffa onnicomprensiva è pari a  $0.30 \frac{\text{€}}{\text{KWh}}$ .

Il costo unitario è inferiore al valore della tariffa, perciò da un punto di vista economico l'impianto è fattibile; è utile inoltre determinare la produzione minima necessaria atta a garantire l'economicità dell'investimento e si ottiene suddividendo i costi totali annui per il valore della tariffa:

$$Pr \text{ oduzione minima} = \frac{\text{Costi annui}}{\text{Incentivo}} = \frac{30944.36 \text{ €}}{0.30 \frac{\text{€}}{\text{KWh}}} = 103148 \text{ KWh}; \text{ tale valore}$$

rappresenta 86.6 % della produzione media annua attesa, pertanto assicura la completa sostenibilità dell'impianto anche in funzione di eventuali variazioni di producibilità per diminuzioni della velocità del vento.



## 6. CONSIDERAZIONI FINALI

In conclusione è possibile riassumere i dati di produzione media annua di energia elettrica sfruttando le tre diverse fonti rinnovabili:

- 1) Impianto idroelettrico : produzione media annua di energia elettrica pari a 48190

$$\frac{KWh}{annui}$$

- 2) Impianto fotovoltaico : produzione media annua di energia elettrica pari a

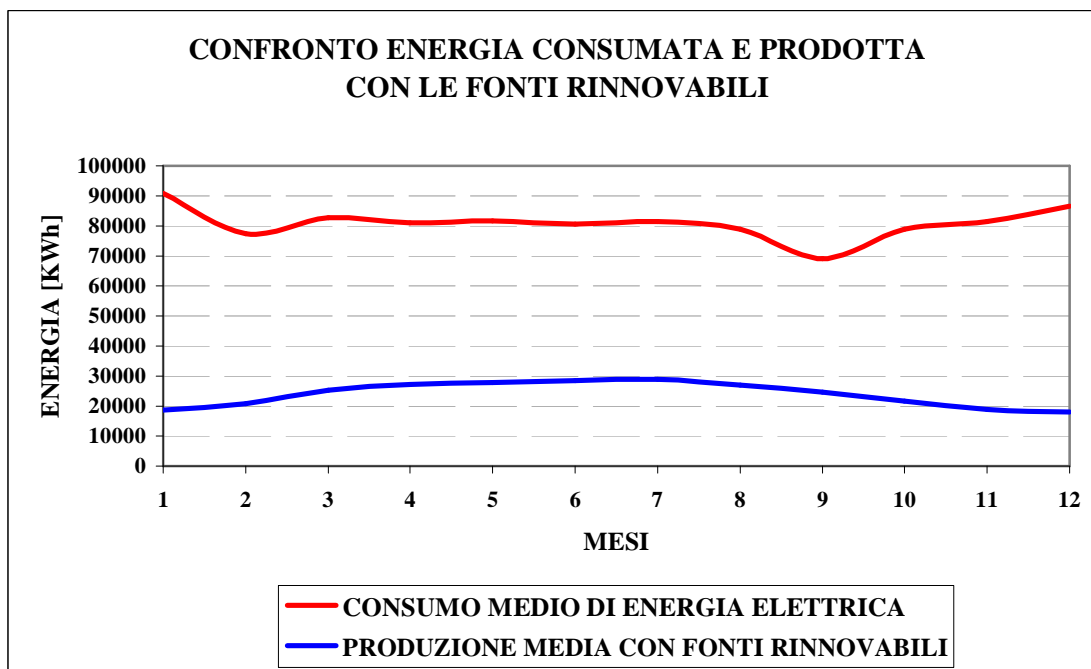
$$120346 \frac{KWh}{annui}$$

- 3) Impianto eolico : produzione media annua di energia elettrica pari a 119000

$$\frac{KWh}{annui}$$

Per un totale di energia prodotta pari a  $287536 \frac{KWh}{annui}$ .

Dall'analisi fatte nel capitolo 1, il consumo medio annuo dell'intero impianto di depurazione è di  $971101 \frac{KWh}{annui}$ .



Come si può notare dal grafico, la produzione media annua con fonti rinnovabili copre circa il 30 % dell'intero fabbisogno energetico dell'impianto di depurazione.

Resta ora da capire in quanti anni si ottiene una parità tra costi e benefici economici sfruttando tutte le fonti energetiche previste.

Nella situazione attuale, la società che gestisce l'impianto deve corrispondere all'ente erogatore di energia elettrica, una somma pari a  $142752 \frac{\text{€}}{\text{annui}}$  per acquistare  $971101$

$\frac{\text{KWh}}{\text{annui}}$ , per un costo unitario di circa  $0.147 \frac{\text{€}}{\text{KWh}}$ .

Nella situazione di sfruttamento delle fonti rinnovabili, la società deve prevedere, oltre alla spesa di acquisto dell'energia elettrica ad un prezzo unitario di  $0.147 \frac{\text{€}}{\text{KWh}}$ , una rata annua per coprire l'investimento sostenuto per la realizzazione dei vari impianti, ma ottiene anche un ricavo annuo per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Le rate annue per rientrare dall'investimento sostenuto per finanziare la realizzazione degli impianti valgono:

- 1) Impianto idroelettrico : rata di  $18159 \frac{\text{€}}{\text{annui}}$  per i primi 15 anni.
- 2) Impianto fotovoltaico : rata di  $62184 \frac{\text{€}}{\text{annui}}$  per i primi 20 anni.
- 3) Impianto eolico : rata di  $30944 \frac{\text{€}}{\text{annui}}$  per i primi 15 anni.

Gli incentivi che la società riceve per la produzione di energia da fonti rinnovabili, valgono:

- 1) Impianto idroelettrico :  $48190 \frac{\text{KWh}}{\text{annui}} \times 0.22 \frac{\text{€}}{\text{KWh}} = 10602 \frac{\text{€}}{\text{annui}}$  per i primi 15 anni.
- 2) Impianto fotovoltaico :  $120346 \frac{\text{KWh}}{\text{annui}} \times 0.40 \frac{\text{€}}{\text{KWh}} = 48138 \frac{\text{€}}{\text{annui}}$  per i primi 20 anni.
- 3) Impianto eolico :  $119000 \frac{\text{KWh}}{\text{annui}} \times 0.30 \frac{\text{€}}{\text{KWh}} = 35700 \frac{\text{€}}{\text{annui}}$  per i primi 15 anni.



Noto l'importo delle rate annue per il finanziamento dei tre impianti, noto il valore degli incentivi ricevuti, nota la spesa da sostenere per l'acquisto di energia elettrica, è possibile ricostruire un grafico in cui si visualizza il momento dove avviene la parità tra costi nelle due diverse situazioni.

Nel fare questa previsione, è stato ipotizzato che al termine del periodo utile in cui sono garantiti gli incentivi, lo Stato per rafforzare ulteriormente le linee guida del Programma Energetico Nazionale, riproponga le stesse misure di incentivazione pari a  $0.22 \frac{\text{€}}{\text{KWh}}$  per l'idroelettrico,  $0.40 \frac{\text{€}}{\text{KWh}}$  per il fotovoltaico e  $0.30 \frac{\text{€}}{\text{KWh}}$  per eolico.

È opportuno però introdurre, dopo i vent'anni di funzionamento degli impianti, una riduzione della loro producibilità annua ipotizzata del 40 %, con perciò una riduzione dei ricavi a disposizione della stessa percentuale.

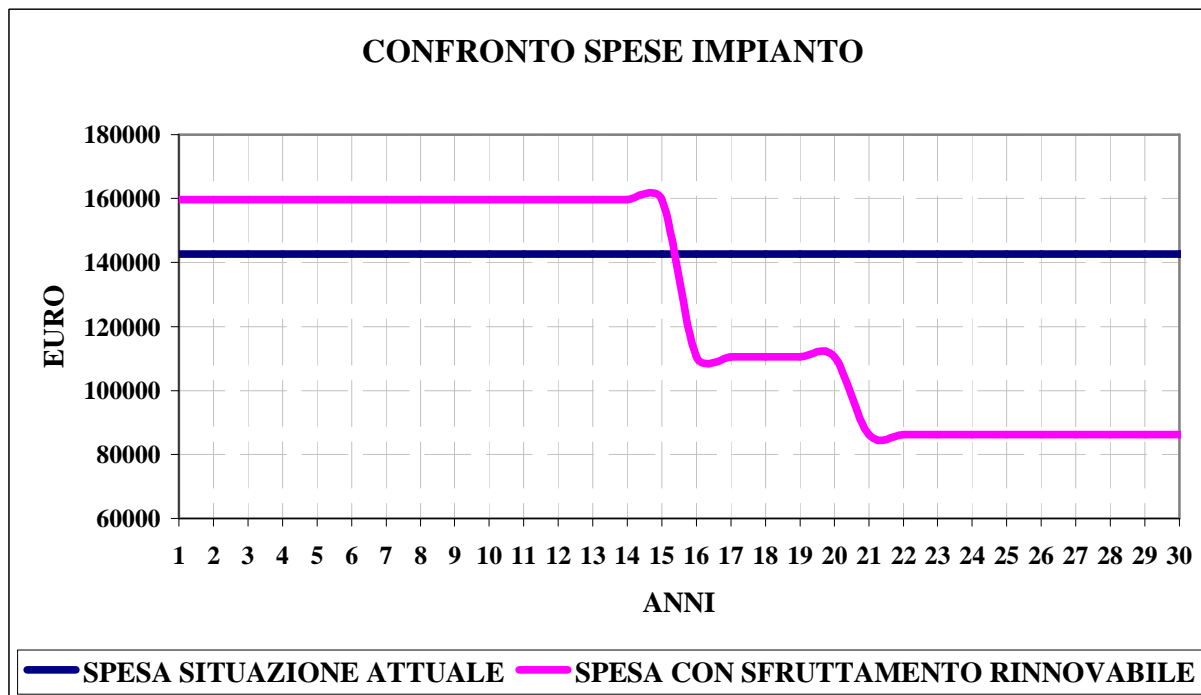
A favore di sicurezza, anche il costo unitario di acquisto dell'energia non è stato aumentato, ma tenuto costante al valore di acquisto attuale pari a  $0.147 \frac{\text{€}}{\text{KWh}}$  per tutto il periodo.

Tabella riassuntiva delle rate annue da pagare:

<b>ANNI</b>	<b>ACQUISTO ENERGIA [€]</b>	<b>RATA ANNUA IDROELETT. [€]</b>	<b>RATA ANNUA FOTOVOLT. [€]</b>	<b>RATA ANNUA EOLICO [€]</b>
1	142752	18159	62184	30944
2	142752	18159	62184	30944
3	142752	18159	62184	30944
4	142752	18159	62184	30944
5	142752	18159	62184	30944
6	142752	18159	62184	30944
7	142752	18159	62184	30944
8	142752	18159	62184	30944
9	142752	18159	62184	30944
10	142752	18159	62184	30944
11	142752	18159	62184	30944
12	142752	18159	62184	30944
13	142752	18159	62184	30944
14	142752	18159	62184	30944
15	142752	18159	62184	30944
16	142752	0	62184	0
17	142752	0	62184	0
18	142752	0	62184	0
19	142752	0	62184	0
20	142752	0	62184	0
21	142752	0	0	0
22	142752	0	0	0
23	142752	0	0	0
24	142752	0	0	0
25	142752	0	0	0
26	142752	0	0	0
27	142752	0	0	0
28	142752	0	0	0
29	142752	0	0	0
30	142752	0	0	0
31	142752	0	0	0

Tabella riassuntiva degli incentivi annui ricevuti:

<b>ANNI</b>	<b>INCENTIVO IDROELETT. [€]</b>	<b>INCENTIVO FOTOVOLT. [€]</b>	<b>INCENTIVO EOLICO [€]</b>
1	10602	48138	35700
2	10602	48138	35700
3	10602	48138	35700
4	10602	48138	35700
5	10602	48138	35700
6	10602	48138	35700
7	10602	48138	35700
8	10602	48138	35700
9	10602	48138	35700
10	10602	48138	35700
11	10602	48138	35700
12	10602	48138	35700
13	10602	48138	35700
14	10602	48138	35700
15	10602	48138	35700
16	10602	48138	35700
17	10602	48138	35700
18	10602	48138	35700
19	10602	48138	35700
20	10602	48138	35700
21	6361.2	28882.8	21420
22	6361.2	28882.8	21420
23	6361.2	28882.8	21420
24	6361.2	28882.8	21420
25	6361.2	28882.8	21420
26	6361.2	28882.8	21420
27	6361.2	28882.8	21420
28	6361.2	28882.8	21420
29	6361.2	28882.8	21420
30	6361.2	28882.8	21420
31	6361.2	28882.8	21420



Da un punto di vista economico, è utile capire dopo quanti anni la Società che gestisce l'impianto ottiene un'uguaglianza tra le spese ottenute nella situazione attuale e le spese con i ricavi ottenuti nel caso di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile.

Da un'analisi del grafico, è possibile capire che tra il 22° ed il 23° anno di funzionamento degli impianti si ottiene una parità di spesa nelle due situazioni sopra descritte.

Quindi la Società ha un risparmio pari alla differenza tra le due curve, cioè di 56663  $\frac{\text{€}}{\text{annui}}$  per ogni anno di sfruttamento di energia rinnovabile, solamente dal 23° anno in poi.

Oltre all'analisi strettamente economica, è necessario anche valutare gli effetti positivi che si ottengono con l'introduzione di impianti a fonte rinnovabile, quali una riduzione di emissioni di sostanze nocive nell'ambiente.