# POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale
in Ingegneria Energetica e Nucleare

Tesi di Laurea Magistrale

# Valutazione della sostenibilità energetica delle tecnologie dell'energia solare


**Relatori:**

Prof. Bernardo Ruggeri

Dott. Carlos Enrique Gomez Camacho

**Candidato**

Loris Demateis Raveri


Anno Accademico 2020/2021

# Sommario

1 Introduzione ..... 1
1.1 Obiettivo tesi ..... 2
1.2 Lo stato dell'arte nel campo della Net Energy Analysis (NEA) ..... 2
2 Energy Sustainability Analysis ..... 4
2.1 Confini dell'analisi ..... 4
2.2 Energy Sustainability Index ..... 5
2.3 Analogical Model ..... 6
2.4 Energy Return on Invested and Energy Payback Time ..... 8
2.4.1 Riferimenti di letteratura dell'EROI ..... 9
3 Overview tecnologie solari ..... 12
3.1 Parabolic trough power plants ..... 12
3.1.1 Storia della tecnologia dei PTPP ..... 12
3.1.2 Concentrazione solare ..... 13
3.1.3 Tipologie di PTPP ..... 14
3.1.3.1 Ciclo indiretto ..... 14
3.1.3.2 Ciclo diretto ..... 15
3.1.4 Componenti del PTPP ..... 17
3.1.4.1 Collettore solare ..... 17
3.1.4.2 Accumulatore termico ..... 21
3.1.4.3 Blocco di potenza ..... 22
3.2 Impianto fotovoltaico ..... 23
3.2.1 Storia del fotovoltaico ..... 23
3.2.2 Funzionamento della cella solare ..... 24
3.2.2.1 Tipologie di celle fotovoltaiche ..... 28
3.2.3 Moduli fotovoltaici ..... 31
3.2.4 Impianti fotovoltaici ..... 32
3.2.4.1 Impianti fotovoltaici stand alone ..... 32
3.2.4.2 Impianti fotovoltaici connessi alla rete ..... 33
4 Caso studio ESA applicato alle tecnologie solari ..... 34
4.1 Casi studio PTPP ..... 34
4.1.1 PTPP a ciclo indiretto ..... 38
4.1.1.1 Descrizione componenti dell'impianto ..... 38
4.1.1.2 Costruzione dell'impianto ..... 40
4.1.1.3 Operation and maintenance ..... 45
4.1.1.4 Decommissioning and amortization ..... 47
4.1.2 PTPP ciclo diretto ..... 48
4.1.2.1 Descrizione componenti dell'impianto ..... 48

4.1.2.2 Costruzione dell'impianto .....49
4.1.2.3 Operation and maintenance .....53
4.1.2.4 Decommissioning and amortization.....54
4.2 Caso studio impianto fotovoltaico.....55
4.2.1 Descrizione componenti dell'impianto.....57
4.2.2 Costruzione dell'impianto .....58
4.2.3 Operation and maintenance .....62
4.2.4 Decommissioning and amortization.....64
5 Risultati e discussione.....65
6 Conclusioni.....69
7 Lista dei simboli .....71
8 Indice delle Tabelle.....73
9 Indice delle figure.....74
10 Riferimenti bibliografici .....76

## Abstract

L'elaborato si pone l'obiettivo di valutare la sostenibilità energetica di varie tecnologie solari. Per valutare la sostenibilità energetica in questa tesi viene usato un approccio LCA cioè " Life Cycle Analysis" che analizza tutti i principali flussi di energia prodotti e consumati da una data tecnologia consentendo quindi di capire se questa tecnologia può essere considerata sostenibile dal punto di vista energetico. Questo avviene solo nel caso in cui tale tecnologia è in grado di produrre più energia di quella che consuma. La valutazione eseguita è un ESA (Energy Sustainability Analysis), che si avvale di tre metriche chiavi: ESI, "Energy Sustainability Index", EROI, "Energy Return on Invested" ed EPT, "Energy Payback Time". Nella prima parte della tesi viene descritta la metodologia utilizzata e le tecnologie solari oggetto di studio. Nello specifico le tecnologie solari analizzate sono di due tipi: parabolic trough power plants e gli impianti fotovoltaici.
Successivamente vengono presi in considerazione tre casi di studio: i) un parabolic trough power plant a ciclo indiretto che utilizza come fluido termovettore il synthetic thermo oil e un sistema di accumulo termico di molten salt; ii) il secondo caso esaminato è un parabolic trough power plant a ciclo diretto che utilizza come fluido termovettore l'acqua, che si trasforma in vapore, non è presente l'accumulo termico; iii) l'ultimo caso analizza un impianto fotovoltaico connesso alla rete. Per poter procedere con la valutazione energetica di questi casi è necessario analizzare le componenti che costituiscono i singoli impianti al fine di ottenere i materiali/chemicals che li compongono. Inoltre, per una valutazione più completa, sono prese in causa anche le fasi di costruzione, operazione e smantellamento dei singoli impianti. Attraverso il CED "cumulative energy demand" questi parametri sono convertiti in energia primaria equivalente e di conseguenza possono essere utilizzati per calcolare gli indici citati in precedenza.

Al termine dell'elaborato vengono confrontati gli indici dei tre impianti presi in esame identificando così quello più energeticamente sostenibile e individuando le criticità che incidono maggiormente sulla sostenibilità.

## Abstract

The present work aims to evaluate the energy sustainability of various solar technologies. For evaluate energy sustainability, an LCA approach is used in this thesis, i.e., "Life Cycle analysis" which analyzes all the main energy flows produced and consumed by a given technology, thus to understand if this technology can be considered sustainable from an energy point of view. This only happens if this technology is able to produce more energy than it consumes. The evaluation takes place through three different indices: ESI, "Energy Sustainability Index", EROI, "Energy Return on Invested" and EPT, "Energy Payback Time". The first part of the thesis describes the methodology used and the solar technologies under study. Specifically, the solar technologies analyzed are: parabolic trough power plants and photovoltaic systems.

Subsequently three case studies are taken into consideration: i) an indirect cycle parabolic power plant that uses synthetic thermo oil as a heat transfer fluid and a thermal storage of molten salts; ii) the second case examined is a direct cycle parabolic power station that uses water as the heat transfer fluid, which turns into steam, there is no thermal storage; iii) the last case analyzes a photovoltaic system connected to the grid. In order to proceed with the energy evaluation of these cases it is necessary to analyze the components that make-up the individual systems in order to obtain the materials that compose them. In addition, for a more complete evaluation, the construction, operation and dismantling phases of the individual plants are also taken into consideration. Through the “cumulative energy demand” CED these parameters are converted into equivalent primary energy and consequently can be used to calculate the indices mentioned above.

At the end of the report, the indices of the three plants examined are compared, thus identifying the most energy-sustainable one and identifying the critical issues that have the greatest impact on sustainability.

# 1 Introduzione

"*Humanity has the ability to make development sustainable to ensure that it meets the needs of the present without compromising the ability of future generations to meet their own needs. The concept of sustainable development does imply limits - not absolute limits but limitations imposed by the present state of technology and social organization on environmental resources and by the ability of the biosphere to absorb the effects of human activities. But technology and social organization can be both managed and improved to make way for a new era of economic growth. [...]. Sustainable global development requires that those who are more affluent adopt life-styles within the planet's ecological means - in their use of energy, for example. Further, rapidly growing populations can increase the pressure on resources and slow any rise in living standards; thus sustainable development can only be pursued if population size and growth are in harmony with the changing productive potential of the ecosystem*." [1].

Queste frasi sono state estrapolate dal "Rapporto Brundtland", un documento scritto nel 1987 dalla Commissione mondiale per l'ambiente e lo sviluppo, in cui viene introdotto il concetto di sviluppo sostenibile.

Negli ultimi anni, la sostenibilità ambientale ha assunto un'importanza crescente a causa delle preoccupazioni riguardanti il cambiamento climatico, le emissioni antropiche di gas serra e il riscaldamento globale; così nel mondo c'è una continua ricerca di risorse energetiche alternative e di tecnologie sostenibili per la produzione di energia.

La sostenibilità energetica è legata al concetto di servizio energetico, qui inteso come la quantità di energia richiesta dall'utente finale come energia utile. Alcuni esempi di servizio energetico sono mostrati in **figura 1.1**[2].

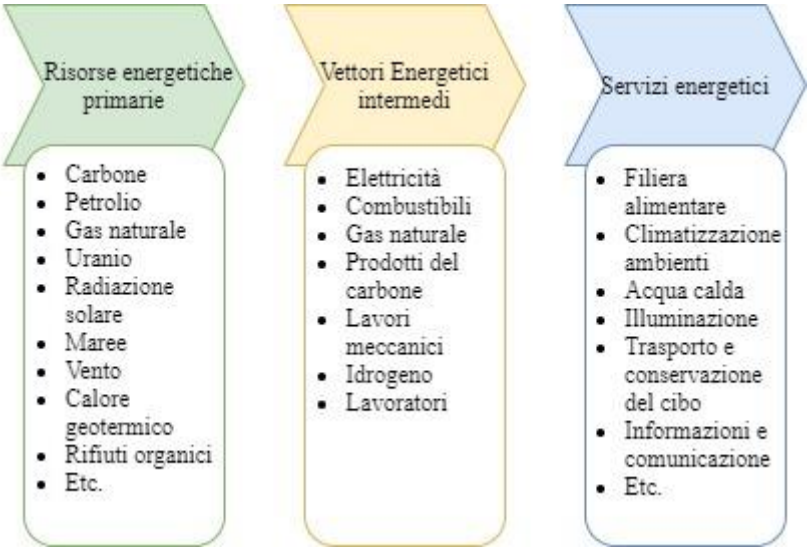


**Figure 1.1** Schema generale dei flussi di energia. Tratto da [2] con modifiche.

La produzione di energia utile per coprire il fabbisogno energetico della società può avvenire sia da fonti energetiche non rinnovabili (carbone, petrolio, gas naturale ecc ...) o da fonti

rinnovabili (sole, vento ecc ...). La conversione di queste fonti in energia utile può includere la produzione di vettori energetici da trasportare o stoccare (energia intermedia) fino a quando finalmente verranno distribuite ai consumatori. La quantità di energia che scorre tra un blocco e l'altro dipende dalla tecnologia utilizzata, di conseguenza è necessario stabilire un approccio che possa confrontare le prestazioni di queste trasformazioni su un piano comune.

## 1.1 Obiettivo tesi

L'obiettivo di questa tesi è quello di eseguire un'analisi della sostenibilità energetica (Energy Sustainability Analysis) e confrontare tre diverse scelte di tecnologie energetiche basate sul solare. Ciò può essere ottenuto attraverso un approccio LCA "Life Cycle analysis", che tiene conto di tutti i principali flussi di energia prodotti e consumati da una data tecnologia, al fine di capire se tale tecnologia è in grado di produrre energia utile durante tutto il suo ciclo di vita per soddisfare i servizi energetici. All'interno del bilancio energetico dell'ESA, esistono alcune relazioni tra i flussi energetici chiave che servono a caratterizzare le prestazioni energetiche delle tecnologie in studio, ad esempio: ESI, "Energy Sustainability Index", EROI, "Energy Return on Invested" ed EPT, "Energy Payback Time".

Le tre tipologie di impianto prese in analisi sono un impianto fotovoltaico e due parabolic trough power plants. Il primo impianto di parabolic trough è a ciclo indiretto con fluido termovettore il synthetic thermo oil e un sistema di accumulo termico a due serbatoi di molten salt, il secondo è invece un impianto a ciclo diretto che presenta acqua come fluido termovettore e non ha accumulo termico. L'impianto fotovoltaico preso in analisi è connesso alla rete ed è di grandi dimensioni (5 $MW_p$).

Nel capitolo Energy Sustainability Analysis viene descritta in maniera approfondita la metodologia utilizzata e inoltre vengono definiti tutti gli indici usati per la valutazione dei casi considerati.

In Overview tecnologie solari si definiscono le due tecnologie solari utilizzate in questa tesi come caso studio; si descrivono i principi fisici dietro a queste tecnologie, le tipologie di impianti e i componenti che li costituiscono.

Nel capitolo successivo vengono descritti i tre casi studio oggetto della tesi e vengono esaminati tramite la metodologia ESA.

Seguono i risultati ottenuti e le conclusioni dell'elaborato dove si evidenziano e si confrontano i risultati ottenuti nei casi studio esaminati.

## 1.2 Lo stato dell'arte nel campo della Net Energy Analysis (NEA)

L'Energy Sustainability Analysis (ESA) o l'analisi della sostenibilità energetica è una valutazione energetica appartenente alla Net Energy Analysis che si occupa di comprendere se il sistema analizzato è in grado di produrre più energia rispetto alla quota investita nella tecnologia stessa, per far ciò viene analizzato l'intero ciclo di vita del sistema partendo dalla costruzione e dai materiali/chemicals utilizzati, proseguendo con l'analisi della durata utile dell'impianto e infine tenendo conto anche dell'ammortizzamento dello stesso. L'indice più

utilizzato per valutare la sostenibilità è l'EROI che consiste in un valore adimensionale che esprime il ritorno energetico ottenuto dall'investimento energetico speso. In questa tesi, come precedentemente accennato, viene utilizzato l'indice EROI così come altri indicatori chiave per valutare le prestazioni energetiche degli impianti presi in considerazione.

Un altro strumento facente parte della NEA è l'analisi di *input-output* definita dall'economista russo Wassily Leontief [3] usata per esaminare, dal punto di vista statistico, l'interdipendenza tra le industrie di uno stato in ambito produttivo. Questa valutazione è piuttosto di tipo economico ed è stata applicata anche in ambito energetico per valutare e migliorare l'efficienza energetica di un sistema. L'analisi viene effettuata attraverso la tavola input-output o tavola delle interdipendenze settoriali che offre una raffigurazione del sistema energetico nella sua totalità, valutando tutti i flussi di energia presenti e l'impatto di essi sull'intero sistema.

# 2 Energy Sustainability Analysis

Già nel 1976 Nicholas Georgescu-Roegen [4] sosteneva che, analogamente ai sistemi biologici, una tecnologia energetica per essere sostenibile deve essere in grado di produrre più energia di quella necessaria per il suo funzionamento. In altre parole, una tecnologia è sostenibile se produce un'energia in eccesso come energia utile.

L'ESA considera diversi tipi di spesa energetica, sulla base del modello di produzione di *stocks/flows* e *funds/services* di Georgescu-Roegen [5]. Quest'ultimo fatto è importante per valutare la prestazione delle scelte tecnologiche basate sull'uso dell'energia diretta utile al funzionamento della tecnologia e sull'energia indiretta che è l'energia spesa per produrre materiali/chemicals per costruire l'impianto, oltre a combustibili ed elettricità. Poiché ogni scelta tecnologica può presentare schemi particolari di produzione e consumo di energia, nonché di materiali/chemicals, i risultati dell'ESA sono degli indicatori che mettono in relazione certi flussi energetici chiave del processo e che forniscono una panoramica delle prestazioni energetiche. Nel senso più ampio, l'ESA punta a misurare il potenziale della fornitura di servizi energetici sostenibili mediante questi indicatori, quali ESI, EROI ed EPT. Per quantificare i principali flussi di energia coinvolti in ogni caso, viene utilizzato un approccio LCA impostando i limiti di analisi appropriati e scegliendo una procedura di inventario adeguata.

## 2.1 Confini dell'analisi

Uno degli aspetti più critici dell'LCA è rappresentato dalla scelta corretta dei confini analitici. Uno dei modi più pratici per impostare i limiti adeguati è disegnare o costruire un modello analogico, chiamato tipicamente "Analogical Model" (AM). Questo modello serve a rappresentare i flussi energetici chiave che attraversano i confini tecnologici, i *funds/services* che devono essere presenti affinché il processo abbia luogo ed esso potrebbe anche includere rilevanti contributi esterni. L'ESA considera principalmente i limiti tecnologici per valutare l'uso dell'energia interna di una data tecnologia, tuttavia rileva anche i flussi di energia esterna che passano attraverso i relativi confini. Un esempio dei flussi energetici rilevanti dell'AM sono rappresentati nella **figura 2.1** [6].

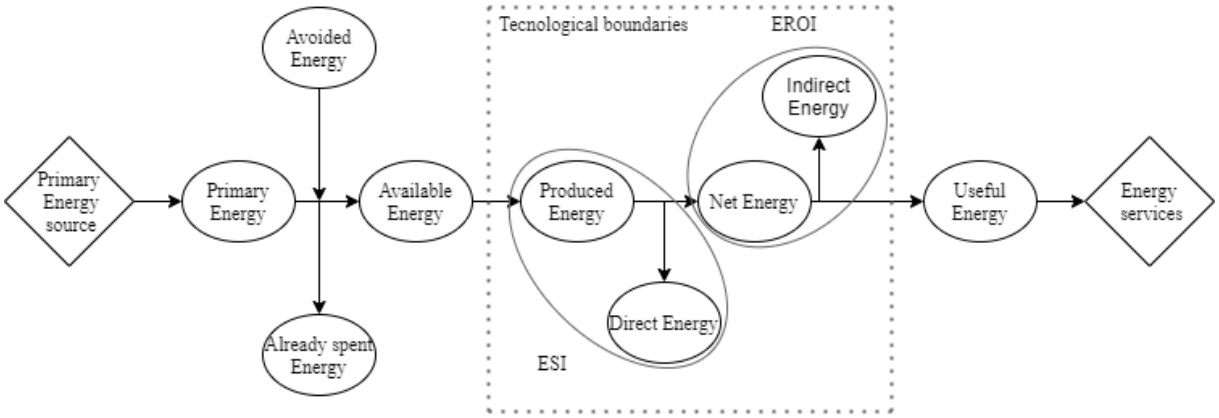


**Figure 2.1** Diagramma di flusso del modello analogico. Tratto da [6] con modifiche.

## 2.2 Energy Sustainability Index

ESI "*Energy Sustainability Index*" è un indice adimensionale, viene calcolato come un rapporto energetico che punta a confrontare due grandezze fisiche di energia: l'energia prodotta ($E_{prod}$) e l'energia diretta spesa ($E_{dir}$). In base al processo analizzato, che potrebbe includere importanti contributi energetici esterni affinché le fonti energetiche arrivino al confine analitico, vengono considerati anche altri due contributi: alredy spent energy ($E_{already\ spent}$) e avoided energy ($E_{avoided}$) [6].

Alredy spent energy equivale all'energia già spesa per produrre la risorsa che si sta utilizzando. Ad esempio, se una tecnologia è alimentata a gas naturale, alredy spent energy rappresenta quella parte di energia che è stata adoperata per l'estrazione e il trasporto della risorsa al punto di impiego. Ovviamente, se una certa tecnologia utilizza il sole, che arriva direttamente al confine tecnologico senza alcun particolare contributo antropico, questo termine non sarà presente.

Mentre avoided energy corrisponde all'energia risparmiata come ad esempio in un impianto che utilizza i rifiuti urbani come risorsa. Quindi, in questo caso l'energia evitata è un contributo energetico che si è evitato di spendere, ad esempio, per lo stoccaggio e lo smaltimento degli stessi in discarica.

Questi due termini energetici ($E_{already\ spent}$ e $E_{avoided}$) potrebbero svolgere un ruolo importante nel bilancio energetico complessivo. Pertanto, devono essere utilizzate per il calcolo dell'energia effettivamente disponibile, ($E_{available} = E_{Prod} - E_{already\ spent} + E_{avoided}$) che rappresenta la quantità massima di energia che la tecnologia potrebbe in linea teorica produrre. Sono inoltre utilizzati nella formulazione di ESI:

$$ESI = \frac{E_{Prod} - E_{already\ spent} + E_{avoided}}{E_{dir}} \tag{2.1}$$

Il calcolo dell'ESI è uno passo cruciale per determinare la sostenibilità energetica di una tecnologia. Infatti, solo un ESI maggiore di uno indica un processo che potrebbe essere sostenibile. Risulta quindi necessario effettuare uno studio oculato e valutazioni più accurate tenendo conto dell'energia indiretta necessaria per la costruzione e il funzionamento dell'impianto. Un valore di ESI inferiore a uno indica che la tecnologia in esame richiede per il suo utilizzo più energia diretta di quella che può produrre, di conseguenza è già insostenibile. Il passaggio successivo dell'ESA è il calcolo dell'energia netta o net energy ($E_{net}$), che è la differenza tra l'energia prodotta e l'energia diretta spesa, per cui nel caso in cui ESI sia minore di uno, net energy ha valore zero o negativo.

Per un calcolo accurato dell'ESI, è necessario utilizzare le condizioni di funzionamento medie o stazionarie, in alternativa nel caso ci siano variazioni significative nell'energia prodotta o nell'energia diretta del processo bisogna utilizzare dati raccolti in diverse condizioni operative. Come, ad esempio, per una risorsa rinnovabile dove le condizioni atmosferiche influenzano la produzione energetica, si devono utilizzare una serie di dati su ampia scala temporale.

## 2.3 Analogical Model

AM "Analogical Model" è usato per organizzare tutte le quote energetiche che partecipano al processo, in aggiunta all'energia prodotta e all'energia diretta. AM consiste in una rappresentazione analitica del processo, entro i limiti scelti, per determinare i contributi energetici ($E_{ind,\,i}$) dell'energia indiretta ($E_{ind}$) utilizzando l'equazione (2.2), dove *n* rappresenta il numero degli elementi considerati nell'analisi. La **tabella 2.1** mostra tutte le componenti presenti nell'energia indiretta [6].

$$E_{ind} = \sum_{i=1}^{n} E_{ind,i} \tag{2.2}$$

**Table 2.1** Componenti rilevanti dell'energia indiretta [6].

| $E_{ind,i}$ | **Descrizione** |
|---|---|
| $E_{chem}$ | Energia indiretta utilizzata per produrre i chemicals del processo |
| $E_{mat}$ | Energia indiretta utilizzata per produrre i materiali del processo |
| $E_{ind\ to\ prod\ edir}$ | Energia indiretta usata per produrre e utilizzare l'energia diretta del processo |
| $E_{maint}$ | Energia indiretta utilizzata per scopi di manutenzione |
| $E_{labor}$ | Energia indiretta utilizzata per sostenere il lavoro umano |
| $E_{constr}$ | Energia indiretta utilizzata per la costruzione |
| $E_{decomm}$ | Energia indiretta utilizzata per il decommisioning |
| $E_{amort}$ | Energia indiretta destinata all'ammortamento di materiali/chemicals dell'impianto sostitutivo |

Alcuni di questi elementi sono difficili da stimare e l'importanza di ogni componente dipende dalla tecnologia analizzata. Il calcolo dell'energia indiretta permette l'utilizzo di un parametro che consente di esprimere tutti i flussi in forma di energia. Questo può essere ottenuto attraverso il GER "gross energy demand" o il CED "cumulative energy demand". Il GER è la quota energetica totale necessaria per produrre un bene o un servizio. Invece il CED, nel caso in cui la materia esaminata sia un vettore energetico, è la somma del GER più l'energia presente nella materia prima stessa . La massa totale di materiali/chemicals ($m_{mat}$ e $m_{chem}$) utilizzati per tutta la vita del sistema vengono calcolate sulla base dei dati disponibili in letteratura oppure sono stimati mediante equazioni di progettazione di base se i dati non sono completamente disponibili. Questi elementi vengono utilizzati per il calcolo di $E_{mat}$ ed $E_{chem}$, come segue:

$$E_{mat} = \sum_{i=1}^{n} CED_i \cdot m_{mat,i} \tag{2.3}$$

$$E_{chem} = \sum_{i=1}^{n} CED_i \cdot m_{chem,i} \tag{2.4}$$

Dove $m_{mat}$ rappresenta la quantità di un determinato materiale, espressa in kg, necessaria al processo; Il $CED_i$ è un parametro che tiene conto di tutti i contributi energetici spesi durante tutto il ciclo di vita del materiale ed è espresso in unità di energia equivalente $MJ_{eq}/kg$; $m_{chem}$ e $CED_i$ hanno lo stesso significato del caso precedente, ma ovviamente si riferiscono ai chemicals. I $CED_i$ utilizzati in questa tesi sono stati scelti dal database *Ecoinvent v.2.2* presente in *SimaPro v.7.2*. Tramite l'AM è possibile identificare i vari componenti, rivelando quelli più limitanti, consentendo così modifiche, perfezionamenti o sostituzioni.

L'energia utilizzata per sostenere il lavoro umano ($E_{labor}$) è difficile da valutare, di conseguenza molti studi la tralasciano. Invece per evitare errori nella stima dell'ESA è importante considerarla soprattutto per i casi in cui potrebbe giocare un ruolo importante nel bilancio energetico complessivo; ad esempio, il contributo energetico del lavoro nei sistemi fotovoltaici è vicino allo zero, mentre il contributo del lavoro è significativo nella coltivazione della canna da zucchero per la produzione di etanolo. Al contrario, negli impianti di produzione di energia su larga scala, i consumi energetici dei lavoratori tendono ad essere molto bassi rispetto agli altri flussi energetici, ma potrebbero diventare significativi in strutture di piccola e media dimensione. Sebbene una quantificazione approfondita della quota di $E_{labor}$ possa essere ambigua, una prima approssimazione potrebbe, ad esempio, prendere il contributo del lavoro includendo il valore del fabbisogno calorico per il supporto biologico della vita, il consumo energetico sia diretto che indiretto necessario per produrre, veicolare, conservare e preparare il cibo e tutte le altre forme dirette e indirette di consumi energetici legati alle attività quotidiane (riscaldamento, aria condizionata, trasporti, divise, ricreazione, ecc.). Ovviamente questi ultimi elementi sono i più difficili da valutare [6].

Riferendosi all'intero ciclo di vita dell'impianto in analisi, i componenti $E_{maint}$, $E_{constr}$ e $E_{decomm}$ danno una visione ampia della prestazione energetica attraverso le diverse fasi di vita della tecnologia in analisi. Trascurarne la costruzione e il decommissioning (fasi inevitabili del progetto) può portare a ignorare grandi contributi energetici, perché questi sono elementi chiave nel calcolo dell'ESA. $E_{decom}$ è un termine difficile da stimare a causa dei diversi materiali/chemicals e anche delle normative locali sul riciclaggio e lo smaltimento degli stessi; consultando precedenti studi LCA e conoscendo i materiali/chemicals analizzati si può comunque stimare questo elemento.

$E_{ind\ to\ prod\ edir}$ è l'energia necessaria per la produzione dell'energia diretta del processo. Ad esempio, per un impianto che utilizza energia elettrica diretta dalla rete, bisogna calcolare l'energia indiretta spesa per la sua produzione (costruzione e gestione della centrale termoelettrica, trasformatori, ecc.).

$E_{amort}$ esprime l'energia indiretta per l'ammortamento, cioè l'energia necessaria per la ricostruzione dell'impianto dopo il suo smantellamento in una qualsiasi parte del mondo per garantire la stessa produzione di energia. Questo contributo è la somma di materiali/chemicals sotto forma di energia ($E_{mat}$ e $E_{chem}$) durante la vita dell'impianto.

## 2.4 Energy Return on Invested and Energy Payback Time

Attraverso lo step precendente, l'AM, si può calcolare il valore aggregato dell'energia indiretta, quindi, ora è possibile calcolare l'energia netta ($E_{net}$) e l'energia utile ($E_{useful}$) mediante queste due diverse formule:

$$E_{net} = E_{prod} - E_{dir} \tag{2.5}$$

$$E_{useful} = E_{net} - E_{Ind} \tag{2.6}$$

Come introdotto in precedenza, $E_{net}$ è la differenza tra l'energia prodotta e l'energia diretta spesa.
Useful Energy è definita come l'energia prodotta e effettivamente messa a disposizione della società da una determinata tecnologia, si calcola sottraendo l'energia indiretta a quella netta.
Questi due parametri sono utilizzati per il calcolo dell'EROI e dell'EPT:

$$EROI = \frac{E_{net}}{E_{ind}} \tag{2.7}$$

$$EPT = \frac{E_{ind}}{\frac{E_{net}}{m}} \tag{2.8}$$

L'EROI viene determinato come il rapporto tra l'energia netta che un impianto produce durante il suo ciclo vitale e l'energia indiretta spesa, di conseguenza essendo una relazione tra due grandezze espresse in termini di energia è adimensionale. Solo un processo con un EROI maggiore di uno dovrebbe essere considerato energeticamente sostenibile.

L'EPT confronta l'energia indiretta totale richiesta nella vita dell'impianto con il tasso medio annuo di produzione netta di energia, che viene ottenuto dividendo l'energia netta totale per gli anni di vita utile ($m$). EPT è utile per conoscere il tempo necessario affinché il sistema in analisi rimborsi l'energia indiretta che è stata sottratta ad altri scopi sociali per la costruzione e il suo funzionamento [2].

È fondamentale evidenziare la differenza concettuale tra EROI ed efficienza energetica di una tecnologia che invece è connessa al primo e al secondo principio della termodinamica.
Ad esempio si consideri uno scambiatore di calore in cui due fluidi hanno temperature diverse con scambi di energia termica: l'efficienza dello scambiatore viene definita come il rapporto tra la potenza termica scambiata tra i due fluidi e la potenza termica massima scambiabile, mentre la valutazione dell'EROI esige invece di calcolare l'energia prodotta, l'energia diretta spesa (da un sistema di pompaggio per inviare il fluido all'interno dello scambiatore), e l'energia indiretta spesa per la costruzione di tutti i componenti delle apparecchiature.

### 2.4.1 Riferimenti di letteratura dell'EROI

Alcune delle metriche sopra presentate sono state utilizzate in contesti diversi. In effetti, le procedure di contabilità energetica, che sono inquadrate all'interno della famiglia NEA, possono essere applicate ad analisi su piccola o larga scala, utilizzando approcci top-down o bottom-up. Numerosi autori hanno provato a calcolare l'EROI di diverse fonti energetiche seguendo un approachio top-doown e utilizzando dati nazionali aggregati, come nell'articolo di Lambert et al. [7], dove sono riportati il valore medio e la deviazione standard dell'EROI di alcuni combustibili, come mostrato in **figura 2.2**. La deviazione standard, rispetto al valore medio, è stata calcolata perché nei vari studi analizzati sono stati evidenziati EROI molto differenti sebbene abbiano seguito un approccio simile e utilizzato dei limiti analitici equivalenti. Il carburante con il valore EROI maggiore risulta essere il carbone, che ha un valore medio di 45±2,5 . Il gas naturale, come il petrolio, ha un valore EROI di 20±1. Un'altra tendenza che si può apprezzare è quella dei combustibili prodotti utilizzando biomasse, come etanolo o biodiesel, che hanno invece valori molto più bassi, anche inferiori a uno.

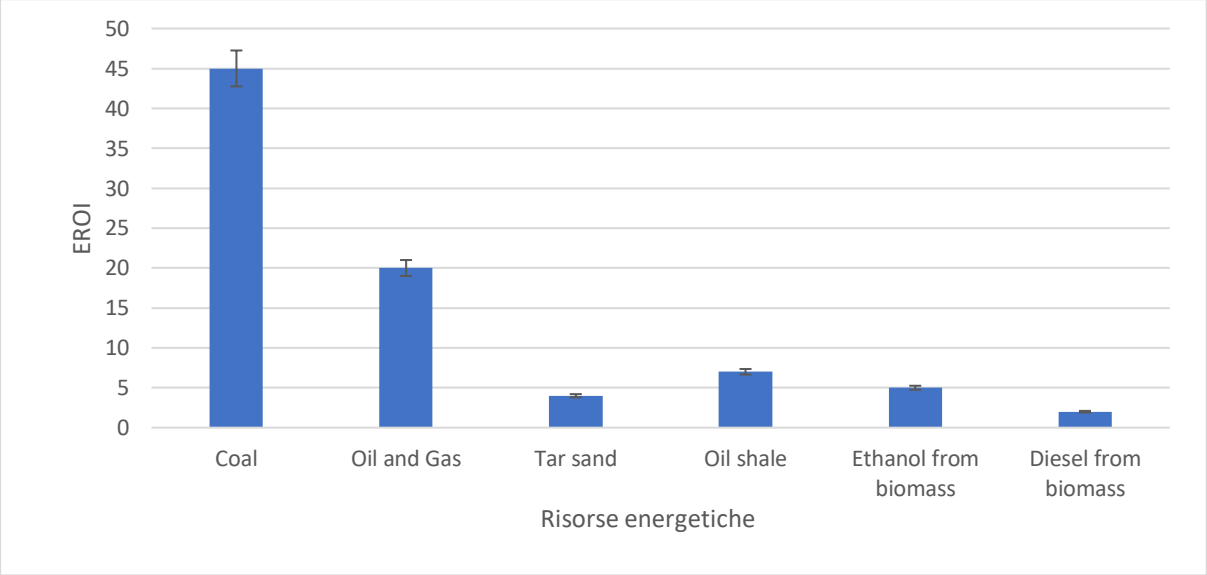


**Figure 2.2** Valore medio e deviazione standard dell'EROI di alcuni combustibili. Tratto da [6] con modifiche.

Nel medesimo elaborato viene effettuata anche una valutazione dell'EROI di alcune tecnologie utilizzate per la generazione di elettricità. E vengono presi in considerazione sia gli impianti che utilizzano combustibili fossili, come le centrali termoelettriche tradizionali e le centrali nucleari, sia gli impianti che sfruttano l'energia rinnovabile. La **figura 2.3** riporta i risultati ricavati: le centrali idroelettriche sono quelle che presentano l'EROI maggiore con un valore medio di 84. Tutte le altre tecnologie invece hanno un valore di EROI inferiore a 25. In particolare, l'eolico ha un EROI di circa 20, 14 per le centrali nucleari, le centrali a carbone hanno un EROI medio di circa 11 e l'impianto solare fotovoltaico di 10.

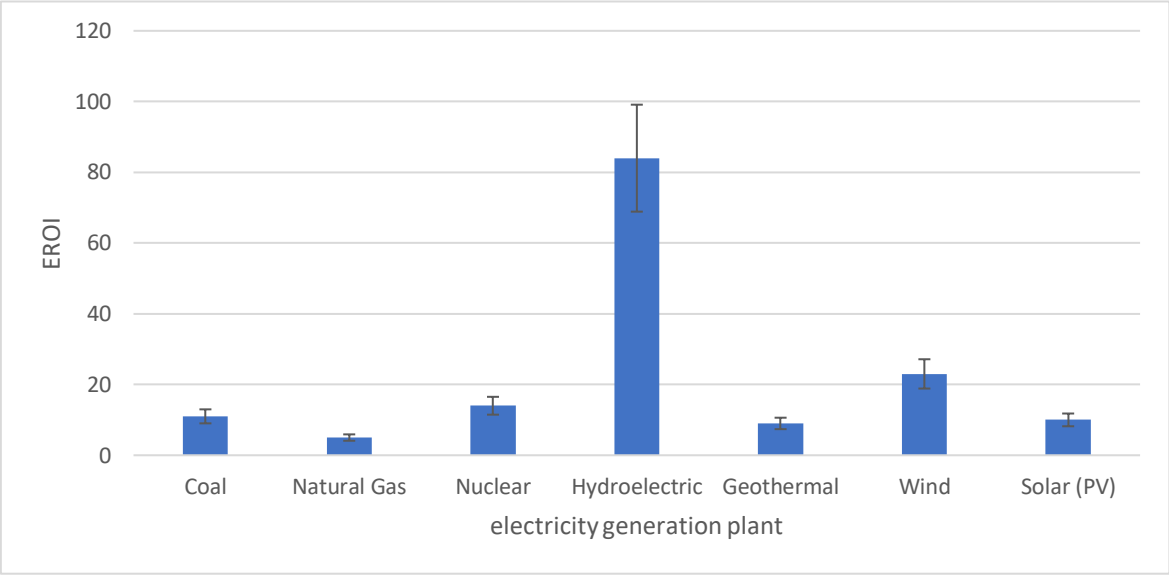


**Figure 2.3** Valore medio e deviazione standard dell'EROI di alcune tecnologie per la generazione di elettricità. Tratto da [6] con modifiche.

Nell'articolo esaminato si nota che i valori di EROI presenti in letteratura sul solare fotovoltaico mostrano differenze nelle ipotesi e metodologie utilizzate e di conseguenza nei valori di EROI calcolati. I valori, le ipotesi e i parametri inclusi sono spesso ambigui e differiscono da studio a studio.

Invece Raugei et al. [8] hanno presentato un articolo in cui hanno analizzato vari sistemi fotovoltaici calcolando EROI ed EPT. In particolare, sono state considerate celle solari in silicio monocristallino, silicio policristallino, silicio amorfo e tellururo di cadmio. In questo articolo l'EROI è calcolato come il rapporto tra la produzione netta annua di energia elettrica, espressa in termini di energia primaria equivalente, e l'energia per la costruzione e il fine vita dell'impianto fotovoltaico, espressa in termini di CED (rinnovabile e non-rinnovabile) . La **figura 2.4** mostra i risultati ottenuti.

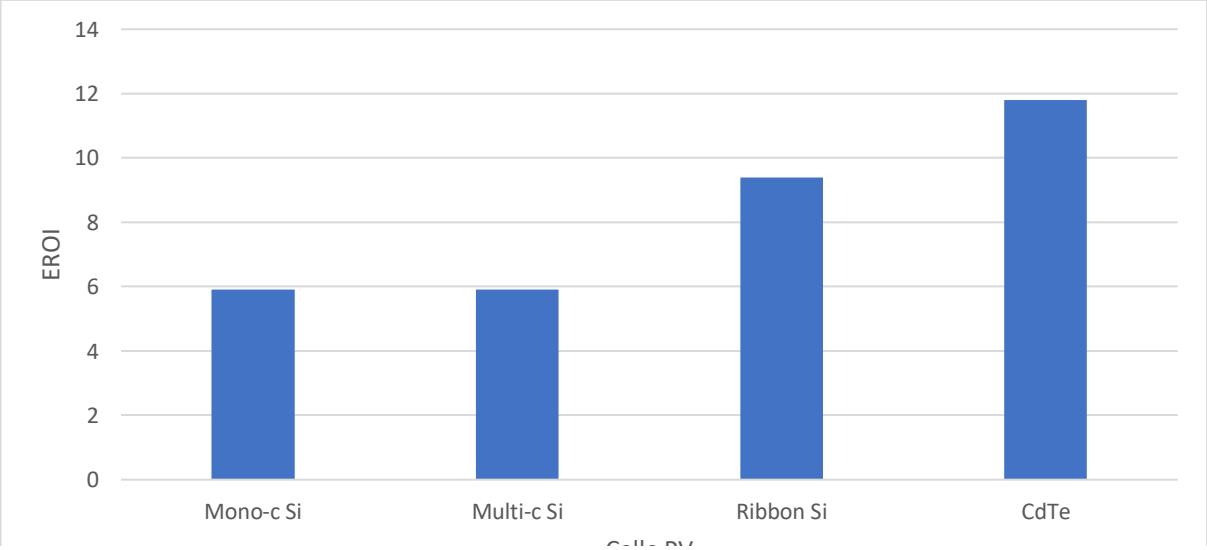


**Figure 2.4** EROI di sistemi di solare fotovoltaico. Da [7] con modifiche.

Per quanto riguarda i parabolic trough power plants de Castro et al. [9] hanno raccolto una serie di EROI che partano da 7.4 per arrivare a 67.6 con un valore medio EROI di circa 24.

Dall'analisi degli studi proposti è evidente che non esiste una prassi, una procedura univoca per la determinazione dell'EROI seguita da tutti i ricercatori; di conseguenza dato un certo carburante o una certa tecnologia è possibile trovare in letteratura valori non corrispondenti tra loro. Basti pensare che lo stesso calcolo dell'energia indiretta può essere fatto scegliendo di considerare o meno alcuni parametri; ad esempio, si può decidere di considerare o meno l'energia per la realizzazione dell'impianto, l'energia per il sostentamento dei lavoratori. Il calcolo dell'EROI è quindi decisamente condizionato dalle molteplici varietà di energie dirette e indirette che si decide di inserire nell'analisi. La **figura 2.5** [10] mostra un esempio dei diversi flussi di energia che possono essere considerati nel calcolo dell'EROI. Ovviamente più termini vengono esaminati, più accurata sarà l'analisi, minore sarà il valore dell'EROI.

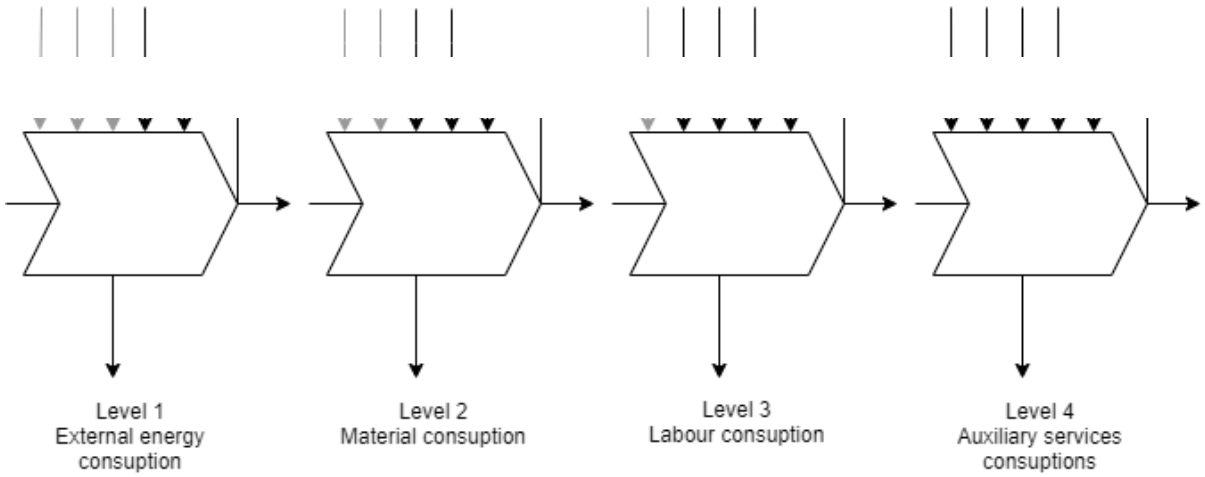


**Figure 2.5** Considerazioni di diversi parametri del sistema per il calcolo dell'energia indiretta . Tratto da [9] con modifiche.

Salendo i vari livelli si aggiungono sempre più energie indirette, aumentando così il denominatore della formula dell'EROI. Quindi, il valore di EROI diminuisce all'aumentare dei livelli. Pertanto, per confrontare diverse tecnologie, è essenziale dichiararne le energie indirette e dirette considerate al fine di avere valori di EROI comparabili.

# 3 Overview tecnologie solari

In questo capitolo vengono illustrati i funzionamenti e i principi fisici alla base delle tecnologie solari prese in esame e in aggiunta, per comprendere i concetti alla base di questa tesi, vengono definiti i vari componenti che li costituiscono.

## 3.1 Parabolic trough power plants

Parabolic trough power plant (PTPP) è un importante tema di interesse nel panorama delle fonti energetiche rinnovabili. La produzione di energia elettrica e termica tramite sistemi PTPP sta crescendo in capacità, conoscenza tecnologica e competitività.

PTPP è una tecnologia inclusa nella categoria di produzione di energia solare termica a concentrazione (CSP). La capacità globale di CSP è cresciuta dell'11% nel 2019 a 6,2 GW (vedi **figura 3.1**) con 600 MW di capacità in completamento, circa il 45% di questo è attribuibile al PTPP [11] che è tuttavia il principale contributo alla capacità installata di CSP. Il maggior produttore di energia attraverso questa tecnologia è la Spagna, anche per questo motivo si è deciso di ipotizzarla come sede per i vari calcoli.

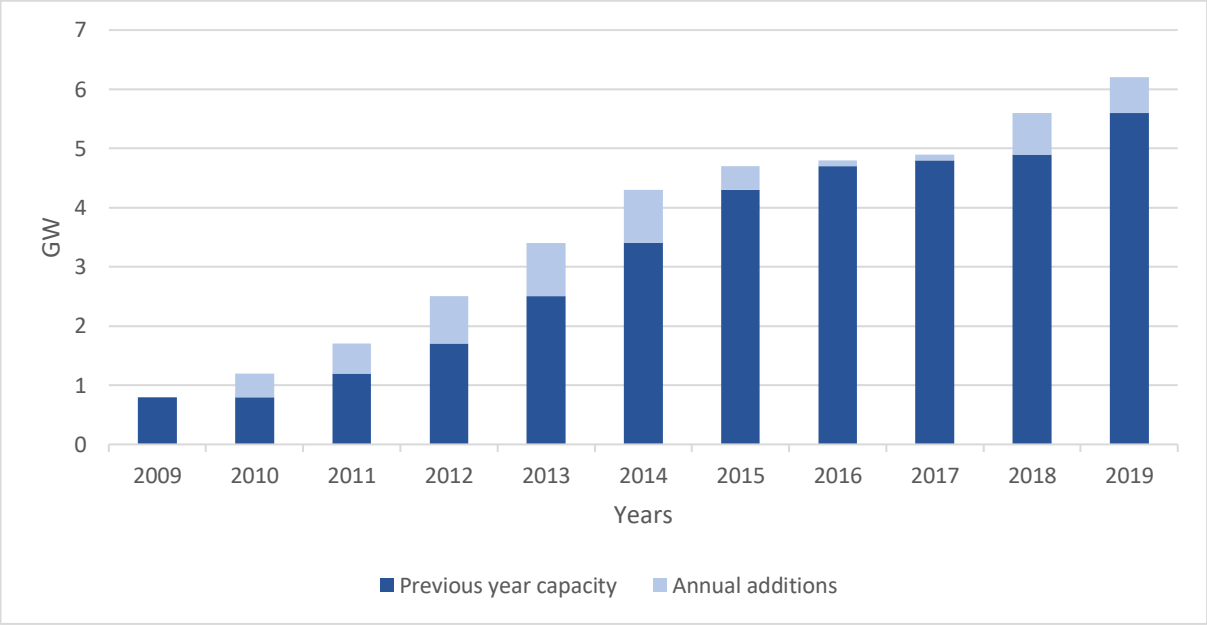


**Figure 3.1** Capacità globale di CSP e aggiunte annuali, 2009-2019. Da [11] con modifiche.

### 3.1.1 Storia della tecnologia dei PTPP

Nel 1880 John Ericsson costruì il primo parabolic trough conosciuto [12], lo usò per alimentare un motore ad aria. L'interesse per la tecnologia del parabolic trough è rimasto sopito fino al 1977, quando la crisi petrolifera ha spinto la ricerca verso nuove modalità di produzione di elettricità. Il Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti ha finanziato lo sviluppo di diversi sistemi utili allo sviluppo dello stesso parabolic trough. Nel 1985 e nel 1986 vengono inaugurati

SEGS I e II, i primi PTPP commerciali, che entrarono in funzione nel deserto del Mojave in California.

Fino agli anni '90 sono stati costruiti nove impianti negli Stati Uniti, ma poi il prezzo del petrolio a buon mercato e gli alti costi di installazione di questa tecnologia hanno fermato la costruzione di nuove strutture. Fino a quando nel 2007 è stato inaugurato Nevada Solar One con una capacità di 64 $MW_e$.

Il primo PTPP commerciale in Europa è Andasol I con una capacità di 50 MW, genera elettricità dal dicembre 2008 su un'altura vicino alle montagne della Sierra Nevada, nella provincia spagnola di Granada. Successivamente, Andasol II e Andasol III sono stati costruiti con la stessa capacità del precedente e nelle immediate vicinanze. Le centrali Andasol sono state le prime centrali CSP ad avere grandi sistemi di accumulo termico con 7,5 ore di autonomia a pieno carico. Grazie alla legislazione del paese, che ha sovvenzionato questa produzione di elettricità rinnovabile, la Spagna è diventata senza dubbio il leader di mercato a livello mondiale.

Stati Uniti e Spagna sono senza dubbio i due paesi leader per capacità da quando la tecnologia è stata commercializzata per la prima volta, ma ora ci sono anche diversi impianti in funzione, in costruzione o in fase di pianificazione in India, Cina, Egitto, Algeria, Marocco, Australia e altri paesi.

### 3.1.2 Concentrazione solare

Le tecnologie di energia solare a concentrazione, come i PTTP, producono elettricità concentrando la direct normal irradiance che è la quantità di radiazione solare ricevuta, per unità di superficie, da una superficie sempre perpendicolare ai raggi che provengono in linea retta dalla direzione del sole alla sua corrente posizione nel cielo. L'irraggiamento così concentrato permette di riscaldare un liquido, solido o gas che viene poi utilizzato in un processo a valle per la generazione di elettricità. Nel PTPP questa concentrazione avviene in linea. Il rapporto di concentrazione è uno dei paramenti fondamentali del collettore. Questo perché influisce sulla temperatura di esercizio del PTPP e di conseguenza sull'energia elettrica prodotta dall'impianto. Il rapporto di concentrazione ($C$) è definito come il rapporto tra la densità del flusso radiante sulla linea focale, o sull'immagine del sole ($G_{im}$), con l'irraggiamento diretto all'apertura del collettore ($G_{b,ap}$):

$$C = \frac{G_{im}}{G_{b,ap}} \tag{3.1}$$

Questo rapporto di concentrazione si riferisce a un momento specifico perché l'irraggiamento varia durante la giornata. Per ovviare a questo problema si considera un rapporto di concentrazione medio che è il rapporto tra l'irraggiamento medio sulla linea focale e l'irraggiamento normale diretto. Esiste un modo più semplice per calcolare il rapporto di concentrazione medio cioè il rapporto di concentrazione geometrico ($C_g$) che è definito come il rapporto tra l'area di apertura del collettore $A_{ap,c}$ e l'area di apertura del ricevitore $A_{ap,r}$:

$$C_g = \frac{A_{ap,c}}{A_{ap,r}} \tag{3.2}$$

Questo rapporto di concentrazione nei PTPP può raggiugere un valore di 82 nei sistemi reali mentre il valore massimo ottenibile teoricamente è pari a 107,5 [12].

### 3.1.3 Tipologie di PTPP

Esistono due diverse tipologie di PTPP, che si differenziano per la modalità attraverso cui il calore viene trasferito al blocco di generazione elettrica. Questa differenza viene anche evidenziata dalla tipologia di fluido termovettore utilizzata. Le due tipologie sono il ciclo indiretto e il ciclo diretto.

#### 3.1.3.1 Ciclo indiretto

Nel ciclo indiretto sono presenti due fluidi: l'heat transfer fluid (HTF) che funziona da fluido termovettore e l'acqua, che trasformata in vapore attraverso uno scambiatore di calore con l'HTF, produce energia elettrica in una turbina a vapore.

L'HTF alla temperatura di esercizio dell'impianto deve essere allo stato liquido, ciò significa avere una temperatura di evaporazione sufficientemente alta in modo da non evaporare alle alte temperature che potrebbero essere raggiunte nel campo solare [11]. Altra caratteristica consigliabile per gli HTF è una bassa temperatura di congelamento così da non dover aggiungere nessuna protezione antigelo per quando le temperature nel campo solare diminuiscono. Un altro importante requisito dell'HTF è che ci sia stabilità termica sufficiente per sopportare le alte temperature di esercizio (niente cracking termico). Di conseguenza sono la temperatura di evaporazione e la stabilità termica che determinano la massima temperatura di funzionamento di un HTF. Visto che il compito di un HTF è quello di accumulare e veicolare grandi quantità di energia termica, è necessaria un'elevata capacità termica specifica. Siccome l'HTF trasferisce questa energia termica all'acqua, è importante avere anche un'elevata conduttività termica così che i processi di trasferimento del calore avvengano velocemente. Inoltre, una bassa viscosità riduce l'energia di pompaggio che è uno dei principali consumi elettrici dell'impianto. Chiaramente è indispensabile avere dei costi d'investimento contenuti e una sufficiente disponibilità. Infine, non è da trascurare l'importanza di utilizzare materiali ecocompatibili e componenti a bassa infiammabilità e bassa esplosività. Alcuni aspetti sopra elencati sono più importanti di altri, come ad esempio la temperatura di evaporazione e la stabilità termica, perché determinano la temperatura massima del ciclo del vapore, che a sua volta stabilisce l'efficienza del blocco di potenza. In **tabella 3.1** vengono riportati alcuni fluidi utilizzati e le loro principali caratteristiche.

**Table 3.1** Principali caratteristiche degli HTF [12].

| HTF | T max [°C] | Capacità termica [J/kg/K] | Conducibilità termica [W/m/K] | Costo |
|---|---|---|---|---|
| Mineral oil | 300 | 2600 | 0,12 | Basso |
| Synthetic oil | 400 | 2300 | 0,11 | Alto |
| Silicon oil | 400 | 2100 | 0,1 | Alto |
| Nitride salt | 450 | 1500 | 0,5 | Moderato |
| Molten salt | 565 | 1600 | 0,5 | Basso |

Ci sono diversi tipi di HTF come il synthetic thermo oil, il mineral oil o il molten salt ma il più usato in assoluto è il synthetic thermo oil. Il synthetic thermo oil è una miscela eutettica di

ossido di bifenile/difenile ed è utilizzato nei PTPP da più di 25 anni. Questo sembra indicare che la tecnologia è affidabile.
Il synthetic thermo oil soddisfa abbastanza bene i requisiti elencati in precedenza; infatti, è liquido fino a 12 °C, rendendo non necessaria la protezione dal gelo e può essere acquistato facilmente.
Però, presenta alcune limiti:
- La temperatura massima di esercizio è di circa 400 °C. Oltre questa temperatura, potrebbe subire il cracking termico, quindi la temperatura del vapore è limitata a circa 370 °C diminuendo l'efficienza del blocco elettrico.
- Deve essere sostituito periodicamente a causa dei processi di invecchiamento che nè modificano la struttura.
- Il prezzo è piuttosto elevato tanto che si stima che il 5% dei costi di investimento per le centrali Andasol è stato dedicato al synthetic thermo oil.
- I costi elevati e anche le alte pressioni di vapore alle temperature di esercizio impediscono che sia utilizzato come fluido per l'accumulo termico.
- Il synthetic thermo oil è meno ecocompatibile rispetto ad altri fluidi utilizzabili.
Quest'ultimo aspetto lo rende pericoloso per l'ambiente nel caso in cui si verifichino delle perdite dell'impianto.

Come abbiamo sottolineato pocanzi il synthetic thermo oil, nonostante alcuni limiti è l'olio maggiormente utilizzato. Tra gli altri HTF sopra citati troviamo:
Il mineral oil che è stato utilizzato nel primo impianto SEGS, ha una caratteristica che lo rende poco impiegabile, infatti, diventa instabile a temperature superiori ai 300 °C.
Per quanto riguarda il molten salt, il suo utilizzo è ancora oggetto di analisi; esso è costituito da una miscela eutettica composta dal 60% di $NaNO_3$ e dal 40% $KNO_3$.
Il vantaggio principale del molten salt è che resiste a temperature molto elevate 450-550 °C.
Inoltre, è molto economico e disponibile in grande quantità, non è tossico e non è infiammabile.
Tuttavia, ha un alto punto di congelamento, ciò significa che è necessario sviluppare delle strategie per evitare il congelamento della miscela di sali.

### 3.1.3.2 Ciclo diretto

Nel ciclo diretto invece è presente un solo fluido cioè l'acqua che funziona sia da HTF e anche nel ciclo rankine per produrre energia elettrica. Questi impianti vengono chiamati Direct Steam Generation "DSG", appunto perché l'acqua durante il passaggio nel collettore viene trasformata in vapore. A causa di una serie di difficoltà costruttive, elencate successivamente, non si sono costruiti molti impianti con questa tecnologia; il primo impianto commerciale è stato costruito a Kanchanaburi in Thailandia.

Questa tipologia di impianto come precedentemente menzionato ha alcune difficoltà costruttive ma anche una serie di vantaggi:
- Il vapore all'interno del collettore usato come fluido termovettore consente temperature più elevate perché non si rischia il cracking termico (come nel caso del syntethic thermo oil). Di conseguenza si ha un aumento dell'efficienza del blocco elettrico.
- Nell'impianto sono presenti meno componenti rispetto al ciclo indiretto perché essendo presente un solo fluido viene resa superflua la presenza degli scambiatori di calore per trasportare il calore dal fluido termovettore al vapore.
- L'acqua è molto più economica del syntethic thermo oil che, come enunciato poco sopra, risulta essere molto costoso.

- Le perdite termiche sono notevolmente ridotte grazie agli scambiatori di calore evitati.
- Utilizzando il vapore come fluido termovettore si riduce la temperatura media nel collettore e anche se la temperatura finale risulta più alta, questo fa sì che si riducano ulteriormente le perdite termiche. Questo accade perché nella maggior parte dei collettori l'ebollizione viene realizzata durante il processo a una temperatura ridotta e solamente dove si realizza il surriscaldamento del vapore si ha una temperatura maggiore.
- L'acqua inoltre è più rispettosa dell'ambiente rispetto al synthetic thermo oil e le sue perdite non causano problemi ambientali. Inoltre, avendo una temperatura di congelamento più bassa si riduce la presenza di protezione antigelo.

La principale problematica per cui il ciclo diretto nei PTPP non è molto utilizzato è l'alta pressione del vapore nei collettori che è di difficile impiego a causa del movimento dei ricevitori e delle connessioni presenti tra loro.
Un altro limite è che non esistono ancora in commercio accumuli termici di grandi dimensioni per questa tecnologia, invece sono disponibili solo accumuli termici di piccole dimensioni e quindi di breve durata.
Nei sistemi di generazione diretta di vapore il controllo del campo solare è più difficile a causa della presenza di acqua che si trasforma in vapore nei collettori.
Per risolvere questo problema sono stati valutati tre tipi diversi di circolazione del fluido nel solar field che sono: flusso continuo, iniezione e ricircolo. Queste tre modalità sono mostrate in **figura 3.2**.

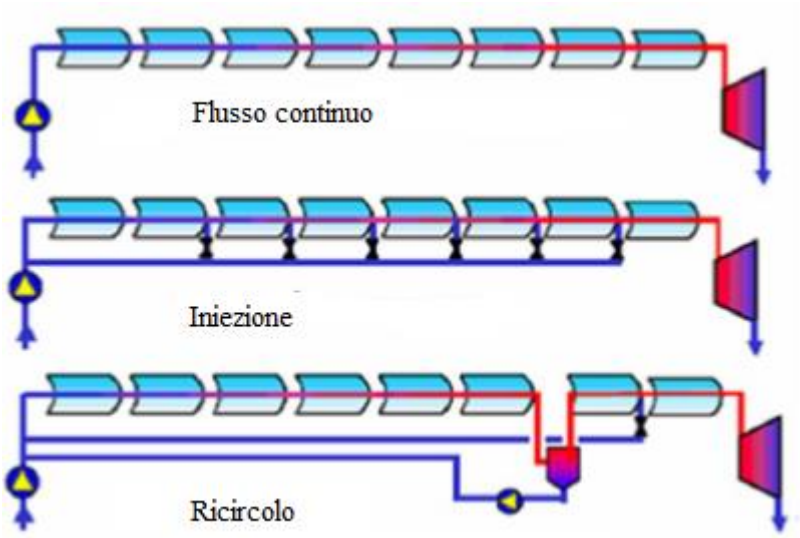


**Figure 3.2** Diversi tipologie di circolazione del fluido negli impianti DSG. Modificato da [12].

La circolazione del fluido a iniezione si è dimostrata la più efficace nei PTPP a ciclo diretto perché grazie ad un separatore di vapore posto nel solar field si separa la zona di evaporazione da quella di surriscaldamento. Questo fa sì che le varie zone siano più stabili e si ha un maggior controllo sul solar field riducendo lo stress termico dei collettori e quindi il funzionamento è più sicuro. Come si evince dalla figura l'acqua non evaporata viene pompata indietro all'inizio del ciclo producendo un ricircolo. Per questo motivo questa tecnologia viene chiama a ricircolo. Questa metodologia può essere usata anche per generare vapore saturo.

Nel primo impianto commerciale a Kanchanaburi in Thailandia viene prodotto vapore surriscaldato attraverso 12 circuiti di evaporazione e 7 circuiti usati per surriscaldare il vapore.

In questi circuiti sono combinati i metodi di ricircolo e iniezione. Questo permette un maggior controllo dei parametri anche in condizioni fluttuanti. La modalità di ricircolo assicura che i collettori nel campo solare dell'evaporatore siano ben raffreddati e che la pressione del sistema sia costante. Il concetto di iniezione consente una migliore stabilità della temperatura del vapore surriscaldato. I parametri di funzionamento sono 330 °C e 30 bar. In queste condizioni l'impianto raggiunge un'efficienza del 26% [12].

### 3.1.4 Componenti del PTPP

Il flusso di energia in un PTPP segue i seguenti passaggi:

la radiazione solare diretta (fonte di energia primaria) viene concentrata e convertita in energia termica che viene a sua volta ceduta al vapore pressurizzato, per poi trasformarsi in energia cinetica. L'energia cinetica viene trasformata in energia elettrica che rappresenta il prodotto finale della centrale. L'energia di radiazione solare viene convertita in energia termica dal ricevitore. Il fluido termovettore e l'accumulatore termico sono vettori dell'energia termica. Il generatore di vapore utilizza l'energia termica per ottenere dell'acqua il vapore pressurizzato; il sistema di raffreddamento ha lo scopo di completare il ciclo liquido / gassoso riconvertendo il vapore in acqua. La turbina a vapore, attraverso l'espansione del vapore, produce energia cinetica e infine, il generatore elettrico converte l'energia cinetica in energia elettrica, che può essere fornita alla rete. La **figura 3.3** mostra i componenti principali dell'impianto e li individua nella rispettiva trasformazione energetica.

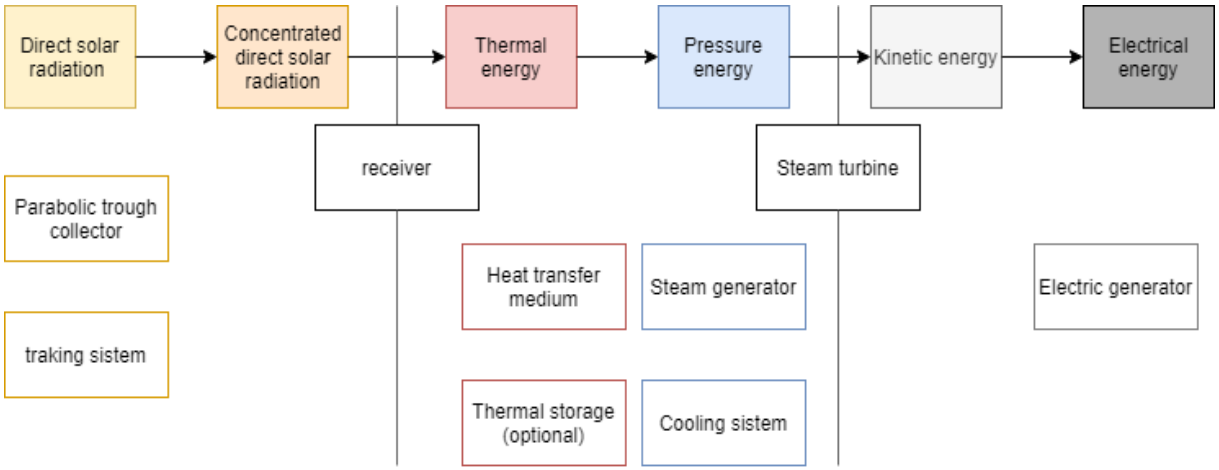


**Figure 3.3** Principali componenti dell'impianto e loro rispettiva trasformazione energetica. Tratto da [12] con modifiche.

#### 3.1.4.1 Collettore solare

Il collettore è composto da diversi elementi: specchio, struttura portante, sistema di tracciamento solare, ricevitore e fluido termovettore.

L'aspetto più importante dei materiali dello specchio è rappresentato dalle sue proprietà riflettenti. La riflettività indica la frazione della radiazione incidente che viene riflessa dalla superficie che quindi deve essere la più elevata possibile. La riflettività è diversa per le diverse lunghezze d'onda, quindi in questo caso viene considerata quella dello spettro solare.

Gli specchi parabolici più comuni sono specchi in vetro rivestiti di argento. Dopo più di dieci anni di utilizzo, gli specchi non hanno mostrato quasi nessuna diminuzione della riflettività speculare, per questo, sono considerati affidabili nel tempo. Il metodo utilizzato per produrre tale vetro è il float glass method [12] , durante questo processo il vetro fuso scorre in continuo su un bagno di stagno liquido, questo garantisce un'altissima uniformità.

Gli specchi possiedono una struttura multistrato. Quindi, come già specificato, il primo strato sotto il vetro è lo strato riflettente, cioè il rivestimento d'argento. Uno strato protettivo di rame viene applicato allo strato d'argento, a cui inoltre vengono aggiunte tre vernici epossidiche: una mano di fondo, una mano di finitura intermedia e una protettiva. La prima e la seconda vernice contengono una certa percentuale di piombo. Lo spessore dello specchio completo va da 4 a 5 mm. La **figura 3.4** mostra la struttura multistrato dello specchio *Flabeg*.

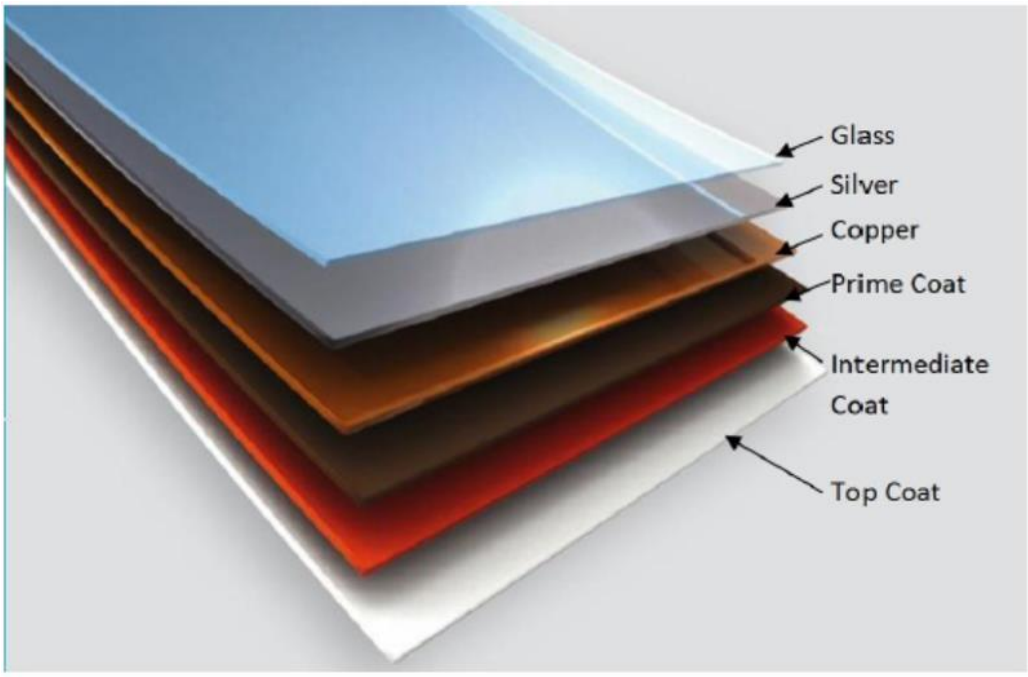


**Figure 3.4** Specchio multistrato Flabeg [12].

La maggior parte degli specchi parabolici è composta da diversi moduli. Sul retro del modulo dello specchio sono incollati dei tamponi in ceramica che hanno un dado per il serraggio sulla struttura portante in metallo. La tecnica più comune per la produzione degli specchi parabolici nei PTTP è quella appena descritta con specchi rigidi, ma è presente anche un sistema scelto da *Solarlite GmbH* dove vengono utilizzati moduli di vetro più sottili e flessibili.

La struttura portante ha la funzione di mantenere gli specchi nella giusta posizione, per dare stabilità e consentire un preciso tracciamento della luce solare. Per assolvere queste funzioni le strutture devono soddisfare alcuni requisiti costruttivi, tra cui i requisiti di rigidità che sono molto elevati, perché ogni deviazione dalla parabolica ideale della forma del collettore causa perdite nell'efficienza ottica del sistema. Inoltre, essendo sottoposta a diversi carichi, la struttura deve essere in grado di resistere; tra questi, il carico predominante è quello derivante dall'azione del vento. Un'elevata rigidità consente strutture più lunghe così da ridurre il numero di piloni e unità di tracciamento, riducendo così i costi. La struttura deve essere anche leggera per consentire l'utilizzo di basi meno pesanti e meccanismi di tracciamento meno energivori e complicati. Infatti, uno dei consumi elettrici maggiori in un PTPP è il sistema di tracciamento. Rispetto ad altri impianti energetici, questo tipo di sistema ha un alto consumo di energia

elettrica diretta, appunto legato al sistema di tracciamento e al pompaggio del fluido termovettore. Una costruzione leggera è anche meno soggetta ad alterazioni nel tempo dovute al proprio peso. Il campo solare è la parte più costosa, in termini economici, di un PTPP, per esempio nelle centrali Andasol in Spagna il campo solare copre il 30% dei costi totali [12], quindi una riduzione dei costi del campo solare ha un effetto importante sul totale.

La struttura portante di un collettore solare è composta da:

- Un'unità principale che è una struttura in tubi o telai in acciaio o alluminio.
- Punti di ancoraggio dello specchio sulla struttura.
- Supporto del ricevitore.
- Struttura per il fissaggio ai piloni.
- Piloni tra cui sono presenti anche quelli delle fondamenta.

I vari componenti del collettore vengono trasportati separatamente e poi assemblati successivamente nel sito dell'impianto.

Questi componenti sono presenti nel collettore Eurotrough che viene mostrato in **figura 3.5** con una foto e in **figura 3.6** con una rappresentazione schematica dei suoi componenti appena descritti.

**Figure 3.5** Modulo collettore Eurotrough.

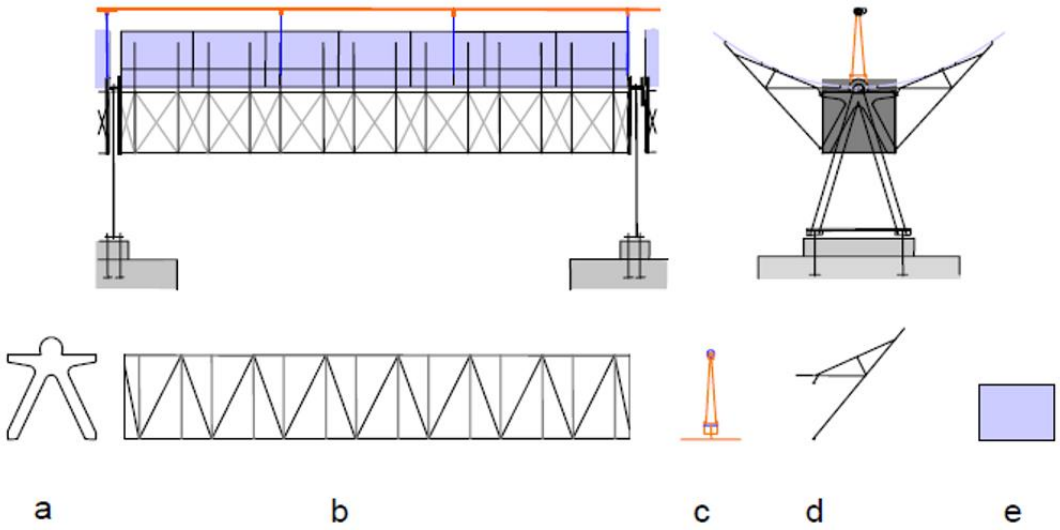


**Figure 3.6** Elementi strutturali del modulo Eurotrough: (a) piastre terminali anteriori e posteriori per il montaggio su piloni, (b) struttura del telaio, (c) supporti del ricevitore, (d) braccio a sbalzo, (e) specchio. Modificato da [12].

Le parabole dei collettori devono seguire il sole per mantenere continua la concentrazione della radiazione solare diretta. Questo tipo di collettori, posizionati in linea, hanno un sistema di tracciamento solare a un asse. Il movimento del collettore è consentito da un'unica unità che sposta un gruppo di collettori. Per esempio, il gruppo del collettore Eurotrough raggiunge i 150 m. I sistemi di tracciamento solare devono essere abbastanza potenti da spostare gruppi così grandi mantenendoli nella posizione corretta anche in presenza di vento, per questo scopo viene usato un attuatore idraulico. Il sistema di tracciamento solare del collettore necessita di informazioni sull'orientamento del sole. Nell'Eurotrough, la posizione del sole viene calcolata con un algoritmo matematico. Un controller centrale registra le condizioni ambientali, come la velocità del vento. Nel caso di peggioramento delle condizioni climatiche che impediscano il corretto funzionamento, i collettori vengono spostati in una posizione di sicurezza, che è quasi verticale, con una leggera inclinazione degli specchi verso il basso, questo avviene anche nelle ore notturne.

I ricevitori per PTPP svolgono l'importante ruolo di convertire la radiazione solare in calore. Di conseguenza, sono importanti l'elevato assorbimento delle radiazioni e le basse perdite termiche del materiale utilizzato. Uno dei più importanti fattori da tenere in considerazione nella progettazione del ricevitore è l'espansione che subisce a causa delle variazioni di temperatura tra lo stato di funzionamento e quello di non funzionamento. Ogni tubo ha la stessa lunghezza del modulo e quindi sono necessarie delle giunzioni che permettono l'espansione termica agli estremi.

Il ricevitore deve soddisfare diversi requisiti geometrici e fisici. La radiazione riflessa deve colpire la superficie dell'assorbitore, il che implica vincoli geometrici. La radiazione inoltre deve essere convertita il più possibile in calore e le perdite ottiche e termiche sulle superfici del ricevitore dovrebbero essere limitate il più possibile; vengono quindi utilizzati rivestimenti e isolamenti termici speciali per raggiungere questi obiettivi.

Il ricevitore è composto da: tubo assorbitore, tubo di vetro sottovuoto e da un gruppo di ulteriori elementi costruttivi specifici, come mostrato in **figura 3.7**.

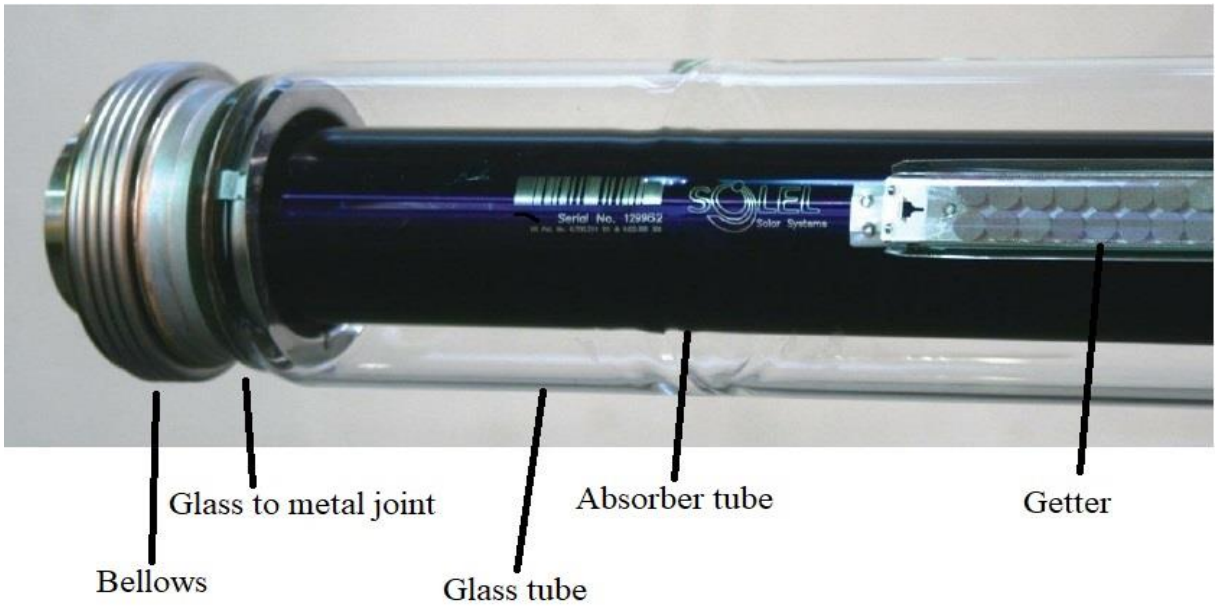


**Figure 3.7** Struttura di un ricevitore. Modificato da [12].

Il tubo assorbitore serve appunto per assorbire la radiazione solare concentrata, è realizzato in acciaio inossidabile e per raggiungere un elevato assorbimento delle radiazioni e una bassa perdita di calore radiativo viene rivestito con vernici selettive di tipo cermet, esso è un materiale costituito da nanoparticelle metalliche incorporate in una matrice ceramica.

L'obiettivo di una bassa dispersione termica convettiva e anche conduttiva viene raggiunto inserendo come protezione un tubo di vetro attorno al tubo assorbitore. Questo impedisce all'aria di fluire attorno al tubo assorbitore. Nel tubo di vetro viene garantito il vuoto in modo da ridurre ulteriormente la dispersione termica convettiva e conduttiva. I tubi di vetro sono fatti di vetro borosilicato e hanno uno speciale rivestimento antiriflesso che garantisce una bassa riflettività della guaina di vetro [12].

Tra gli elementi costruttivi specifici uno dei più importanti è il getter che ha la funzione di mantenere il vuoto nel tubo di vetro. In modo specifico serve per assorbire l'idrogeno prodotto nei processi di craking del thermal oil. Altri importanti componenti sono i soffietti posti alle estremità del ricevitore per risolvere il problema delle variazioni di temperatura precedentemente esposto e il compensatore metallico posto tra il tubo di vetro e il soffietto che deve avere lo stesso coefficiente termico del vetro per ridurre al minimo le forze di trazione tra loro.

Il fluido termovettore serve per accumulare l'energia termica nei collettori e a trasportarla al blocco di generazione elettrica. Come descritto precedentemente esistono due modalità per produrre l'energia termica.

### 3.1.4.2 Accumulatore termico

Il sistema di accumulo termico è composto, in termini generali, dai seguenti elementi: il fluido che accumula l'energia termica cioè il nitrate salt, i serbatoi di stoccaggio, gli scambiatori di calore synthetic thermo oil – nitrate salt e le pompe di circolazione del nitrate salt.

Le miscele di nitrate salt inorganico sono i fludi preferiti per gli accumuli termici grazie alla combinazione favorevole di densità, calore specifico, reattività chimica molto bassa, tensione di vapore e costo. In **tabella 3.2** vengono riportati i valori di queste caratteristiche.

**Table 3.2** Caratteristiche principali del nitrate salt.

| | **Densità [kg/m$^3$]** | **Calore specifico[J/kg/K]** | **Tensione di vapore [Pa]** | **Costo [$/kg]** |
|---|---|---|---|---|
| **Nitrate salt** | 1880 | 1500 | <0,01 | 0,40 - 0,90 |

La miscela più utilizzata è un sale composto da NaNO3 (60%) e KNO3 (40%) definito come molten salt. La temperatura di congelamento della miscela è di 220 °C che è inferiore di circa 80 °C rispetto alle temperature di funzionamento. Per questa ragione e per il suo basso costo è il sale più utilizzato [13].

La bassa pressione di vapore di nitrate salt permette di utilizzare serbatoi di grandi dimensioni che funzionano a pressione atmosferica. I serbatoi sono realizzati in acciaio e utilizzano tetti autoportanti; le pareti e il tetto sono isolati attraverso dei blocchi di materiali ceramici isolanti. Le fondamenta sono costituite dai seguenti strati: lastra di cemento, fondazione termica, isolamento in schiuma di vetro, mattoni refrattari isolanti, rivestimento in lamiera di acciaio sottile e sabbia. Il peso delle pareti e del tetto del serbatoio è sostenuto da una struttura circolare perimetrale di mattoni refrattari isolanti.

### 3.1.4.3 Blocco di potenza

Il blocco di potenza dei PTPP di solito funziona come nelle centrali elettriche convenzionali a combustibili fossili, ma generalmente le turbine a vapore devono essere progettate diversamente. Le ragioni sono principalmente dovute ai frequenti cambi di carico e alle condizioni variabili del vapore; anche avere brevi tempi di avvio nelle turbine porta un aumento della produzione di energia elettrica. La generazione del vapore viene solitamente suddivisa in tre fasi: preriscaldamento, evaporazione e surriscaldamento. Quando non c'è generazione diretta di vapori nei collettori, si realizza utilizzando uno scambiatore di calore tra l'acqua/vapore e il molten salt del serbatoio caldo del sistema di accumulo termico o con l'HTF. Avere alta temperatura e pressione del vapore porta ad un’elevata efficienza termodinamica e una maggiore potenza erogata. Solitamente, per il raffreddamento del vapore si usa una torre di raffreddamento convenzionale.

## 3.2 Impianto fotovoltaico

La domanda del solare fotovoltaico è in continuo aumento e sta diventando l'opzione più favorevole per la produzione di elettricità nel mondo. Il decennio 2009-2010 si è concluso con una forte domanda in Europa, Stati Uniti e nei mercati emergenti del globo compensando la mancata crescita del panorama cinese negli ultimi anni. Escludendo la Cina, che ha la potenza installata maggiore, il mercato globale per il solare fotovoltaico è cresciuto di circa il 44% nel 2019 [11]. Come evidenziato dalla **figura 3.8** negli ultimi 10 anni si è passato da una potenza installata di 23 GW ad una di 627 GW.

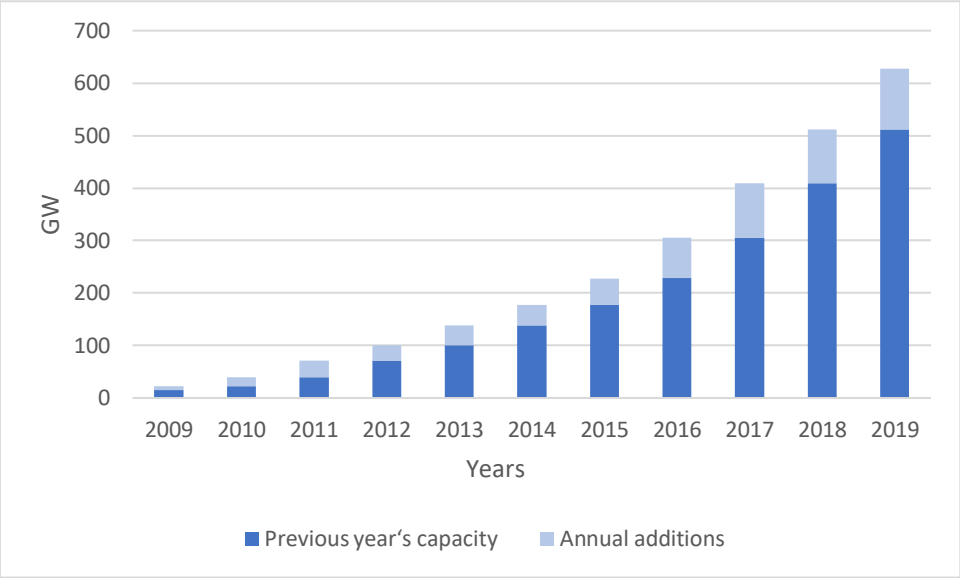


**Figure 3.8** Capacità globale del solare fotovoltaico e aggiunte annuali, 2009-2019. Da [11] con modifiche.

### 3.2.1 Storia del fotovoltaico

Nel 1839 il fisico Alexandre Edmond Becquerel scopre casualmente l'effetto fotovoltaico attraverso un elettrodo immerso in una soluzione conduttiva esposta alla luce [14], successivamente nel 1887, W.G. Adams e R.E. Day osservarono l'effetto fotovoltaico nel selenio solidificato e pubblicarono anche un articolo sulla cella al selenio. Nel 1883 fu Charles Fritts a sviluppare per primo una cella solare funzionante con un rendimento minore dell'1% usando selenio ricoperto da un sottile strato di oro. Ovviamente visto il basso rendimento non si ha un ritorno di investimento in applicazioni commerciali.

Nel periodo dal 1905 al 1950 furono poste le basi teoriche per il funzionamento del fotovoltaico e dei potenziali miglioramenti. Gli eventi chiave di questo periodo furono la teoria dei fotoni di Einstein, l'adattamento del metodo di crescita di monocristalli di metallo di Czochralski per produrre il silicio monocristallino e lo sviluppo della teoria delle bande per cristalli singoli di elevata purezza nei semiconduttori.

Nel 1954 viene annunciata la prima cella solare al silicio da parte di Bell Labs con circa il 6% di efficienza creata da Gerald L. Pearson, Daryl M. Chapin e Calvin S. Fuller successivamente brevettata nel 1957 con un'efficienza dell'8%. Nel 1958 viene lanciato nello spazio il primo satellite alimentato ad energia solare il Vanguard I.

Dal 1960 al 1980 grazie anche alla crisi petrolifera di quegli anni, le celle solari fotovoltaiche hanno ricevuto un grande sostegno da parte degli Stati Uniti soprattutto per le applicazioni spaziali e poi successivamente per quelle terrestri (anni '70).

Nel ventennio successivo causa la risoluzione della crisi petrolifera e della conseguente riduzione dell'importanza dell'indipendenza energetica vi è stato un rallentamento nella crescita del solare fotovoltaico altresì legato al costo elevato di questa tecnologia.

Nel nuovo secolo grazie alla presa di coscienza sul global warming e sugli inquinanti prodotti dalle fonti non rinnovabili, le celle fotovoltaiche come abbiamo visto nel grafico precedente hanno guadagnato sempre più importanza nella produzione di energia elettrica. Questo è dovuto anche al fatto che molte nazioni come Germania e Italia hanno elargito sussidi governativi associati all'utilizzo di questa tecnologia.

### 3.2.2 Funzionamento della cella solare

La cella solare o fotovoltaica è l'elemento cardine dei sistemi fotovoltaici perché in essa avviene la conversione diretta della radiazione solare in energia elettrica. Questa conversione energetica viene ottenuta sfruttando le proprietà dei semiconduttori. Per il processo di conversione, è necessario conoscere la struttura a bande di energia dell'atomo e la generazione di coppie elettrone – lacuna. La banda di energia è l'insieme dei livelli energetici posseduti dagli elettroni ed è composta da: banda di valenza, costituita dall'insieme degli elettroni coinvolti nel legame chimico; banda di conduzione, costituita dagli elettroni aventi un livello energetico, superiore al precedente, in modo da permettere la loro circolazione nel reticolo cristallino e la banda proibita detta "energy gap", che rappresenta il salto energetico necessario all'elettrone per passare dalla banda di valenza alla banda di conduzione [15].

Nei materiali semiconduttori la differenza energetica tra la banda di valenza e quella di conduzione tipica dei materiali conduttori è piccola, a differenza dei materiali isolanti, per cui gli elettroni passano facilmente nella banda di conduzione nel caso in cui ricevano energia sufficiente dall'esterno, come si osserva in **figura 3.9**.

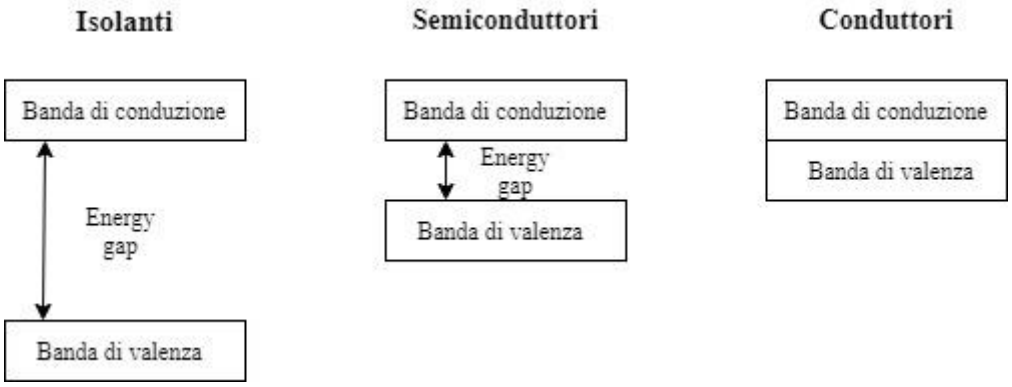


**Figure 3.9** Bande di energia delle diverse tipologie di materiali.

Se la cella solare viene esposta alla luce si produce l'effetto fotovoltaico. L'effetto fotovoltaico si manifesta attraverso l'assorbimento di un fotone, cioè un quanto di radiazione elettromagnetica, che abbia sufficiente energia da far trasferire un elettrone presente nella banda di valenza di un materiale semiconduttore nella banda di conduzione lasciando quindi una lacuna nella banda di valenza. L'elettrone e la lacuna generati possono produrre una corrente elettrica nel caso in cui siano separati da un campo elettrico, altrimenti si ricombinerebbero in maniera casuale. Ogni materiale ha una sua energia minima che permette di liberare gli elettroni dalla banda di valenza, di conseguenza se questa energia è più bassa, si ha una frazione di energia solare maggiore utilizzata e quindi di corrente, così i fotoni con insufficiente energia attraversano il materiale senza essere assorbiti. Bisogna anche considerare che se l'energia dei fotoni è più alta, allora aumenterà anche la tensione di circuito aperto e considerando che la potenza è il prodotto della corrente per la tensione si deve trovare il giusto compromesso. Sono stati presi in considerazione materiali con energie comprese fra 1,0 eV e 1,8 eV, ma i migliori in termini assoluti hanno energie comprese fra 1.4 e 1.5 eV. Il silicio ha un'energia minima di 1,1 eV, l'Arseniuro di Gallio (GaAs) di 1,43 eV, l'Arseniuro di Gallio e Alluminio (AlxGa1-xAs) di 1,7 eV [15].

La cella è composta da una sottile fetta di materiale semiconduttore, tipicamente silicio (Si). L'atomo di silicio è costituito da un totale di 14 elettroni di cui 4 sono elettroni di valenza, che possono partecipare alle interazioni con altri atomi. Il silicio viene "drogato" attraverso ridotte quantità di atomi trivalenti, come ad esempio boro con drogaggio positivo "p" e sull'altro lato con atomi pentavalenti come il fosforo con drogaggio negativo "n". La regione di tipo p ha un eccesso di lacune, invece la regione di tipo n ha un eccesso di elettroni. Come detto precedentemente, se la cella viene esposta alla luce i fotoni che hanno sufficiente energia producono due portatori di carica liberi: l'elettrone libero e la lacuna libera.

Gli elettroni in eccesso ottenuti dall'assorbimento dei fotoni da parte del materiale vengono divisi dal campo elettrico interno dalle lacune, e vengono spinti in direzioni opposte gli uni rispetto alle altre. Gli elettroni dopo aver passato la giunzione p-n non riescono più a tornare indietro, perché il campo elettrico impedisce loro di invertire il "senso di marcia", così si forma un flusso ordinato di elettroni. In **figura 3.10** viene mostrata la giunzione p-n [16].

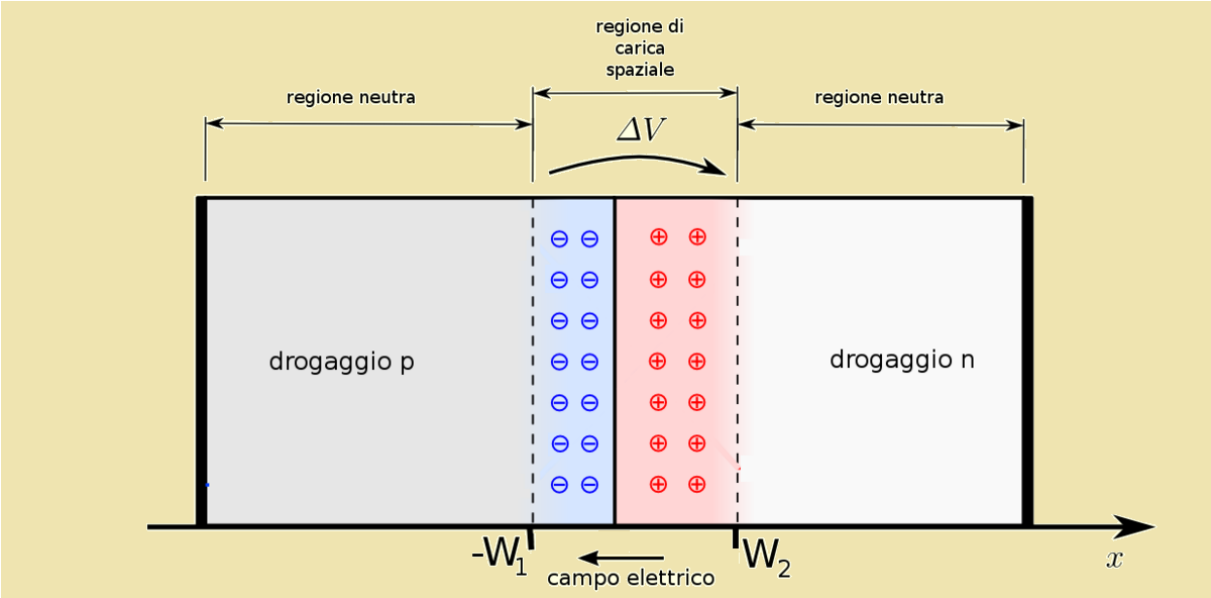


**Figure 3.10** Giunzione p-n. Modificato da [16]

In assenza di un circuito elettrico, le cariche si accumulano alle estremità della cella creando una differenza di potenziale che corrisponde alla tensione di circuito aperto. Per ottenere un circuito chiuso devo connettere la giunzione ad un conduttore esterno. Quindi la corrente fluisce dallo strato p, a potenziale maggiore, verso lo strato n, a potenziale minore, alimentando il carico, fino a quando la cella è illuminata dalla radiazione solare. La corrente, così, viene erogata con continuità come corrente continua. La zona di silicio che fornisce la corrente è la più vicina alla giunzione p-n, mentre nelle zone distanti si formano cariche elettriche, ma mancando il campo elettrico non ricombinano perché non sono in movimento.

Il movimento di elettroni prodotto dalla luce attraverso la banda proibita è considerato come una corrente di elettroni, detta propriamente corrente di generazione. Come abbiamo già detto, questa corrente è orientata dal campo di giunzione, quindi gli elettroni si muovono da p a n. Questo movimento è opposto alla diffusione.

In primo luogo, il comportamento elettrico della cella solare viene rappresentato come un generatore ideale di corrente, proporzionale all'irradianza, e da un diodo reale collegati tra loro in antiparallelo. Un circuito più aderente alla realtà comprende oltre agli elementi già citati anche due elementi dissipativi: una resistenza connessa in parallelo $R_{sh}$ ed una in serie $R_s$ al circuito precedente come mostrato in **figura 3.11**.

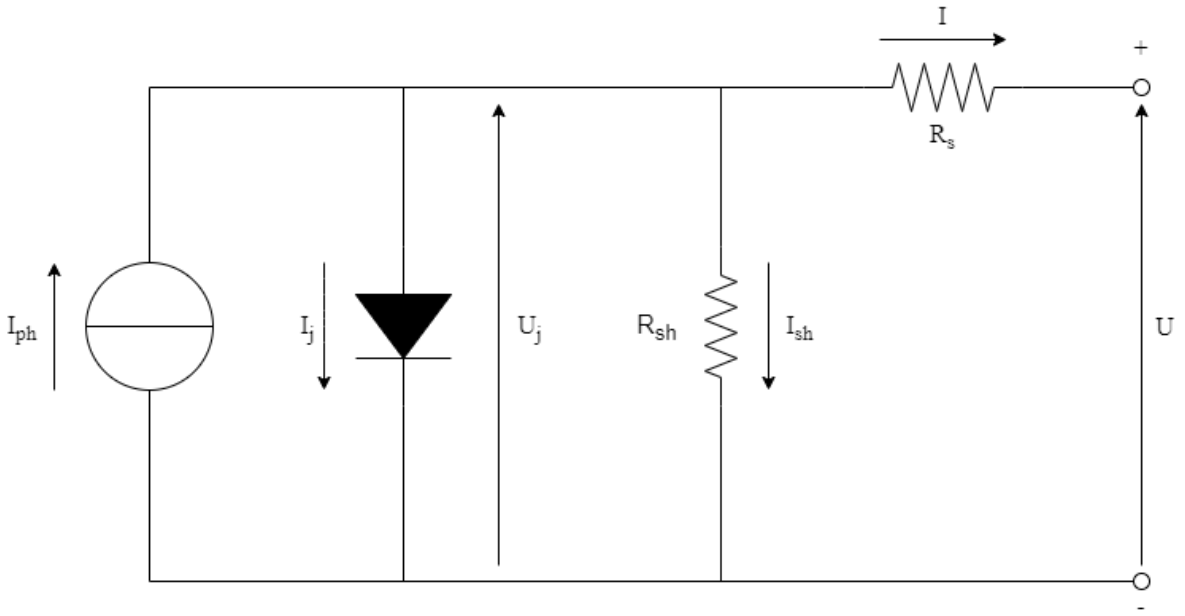


**Figure 3.11** Circuito equivalente cella solare. Modificato da [14].

La resistenza $R_{sh}$ è la corrente di dispersione superficiale tra piastra e griglia e sulle superfici laterali della cella solare. Queste superfici vengono isolate nel miglior modo possibile durante la fabbricazione della cella per ridurre questa resistenza. Invece, la resistenza $R_s$ è la somma della resistenza volumica del semiconduttore, delle resistenze di contatto e di quelle proprie degli elettrodi. In pratica, la quota prevalente in $R_s$ è data dalla resistenza dell'elettrodo frontale a forma di griglia. Tale griglia è costituita da "busbar" (2 o 3 nelle celle attuali) e da "finger" che servono per le connessioni tra le celle mediante saldatura. I fingers captano i contributi di corrente fotovoltaica, prodotti su tutta la superficie della cella, esposta alla luce.

Fissando l'irradianza e la temperatura, si può individuare una curva I(V) e di conseguenza si può tracciare il grafico della potenza (P) estratta tramite:

$$P = V \cdot I \tag{3.3}$$

Considerando V=0 la corrente è massima e viene detta $I_{sc}$, corrente di corto circuito, per I=0 la tensione è massima cioè $V_{oc}$, tensione di circuito aperto. La potenza P ha un massimo nel punto MPP, Maximum Power Point. Corrente e tensione nel MPP sono dette $I_m$ e $V_m$. Nella **figura 3.12** vengono mostrati la curva I(V) e la P.

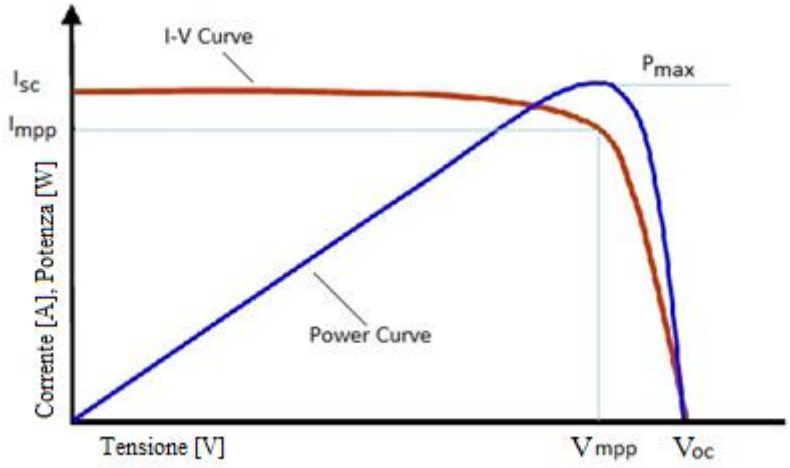


**Figure 3.12** Curva I-V e curva della Potenza. Modificato da [14].

In una cella solare la conversione della potenza radiante di ingresso in potenza elettrica è associata a perdite dovute a vari fattori:

- Riflessione e mascheramento della superficie della cella (~10%). Parte delle radiazioni che arrivano sulla superficie della cella vengono riflesse o impattano contro la griglia frontale. Per ridurre questi effetti negativi vengono utilizzano trattamenti antiriflesso e si minimizza la superficie della griglia.
- Eccesso di energia dei fotoni incidenti (~30%). Una parte dei fotoni assorbiti possiede una energia superiore a quella necessaria per generare coppie elettrone – lacuna, e di conseguenza questa energia in eccesso degrada in calore.
- Difetto di energia dei fotoni incidenti (~20%). Non tutti i fotoni incidenti hanno una energia sufficiente per generare una coppia elettrone - lacuna. Quindi, i fotoni che hanno energia inferiore alla soglia imposta dal materiale usato per produrre la cella vengono assorbiti sotto forma termica.
- Fattore di ricombinazione (~2%). Non tutte le coppie elettrone - lacuna sono mantenute separate dal campo elettrico di giunzione, ma una parte di esse si ricombina cedendo la propria energia sotto forma termica. L'entità di questa perdita dipende dalle impurità e dai difetti del materiale.
- Fattore di forma (~20%). Non tutta l'energia elettrica prodotta viene ceduta al circuito esterno ma parte di essa viene dissipata nel diodo e nelle resistenze $R_s$ e $R_{sh}$. Questo determina la tipica deformazione della curva I(V) caratteristica della cella rispetto all'andamento rettangolare.

Con la tecnologia attuale le celle fotovoltaiche possono raggiungere un rendimento di conversione del 10-20%, dove per rendimento di conversione si intende il rapporto tra la potenza massima erogabile e la potenza incidente ($P_i$) sulla superficie della cella di area A.

$$P_i = G \cdot A \tag{3.4}$$

In una cella solare la potenza primaria di ingresso in una cella è indipendente dalla potenza assorbita dal carico e ha un valore costante per un certo luogo e date condizioni meteorologiche. L'aumento di temperatura della cella decresce con il carico, in modo lieve, a causa del basso rendimento di conversione, mente raggiunge il valore massimo in condizioni di circuito aperto.

I carichi utilizzati hanno bisogno di tensioni e correnti superiori a quelle fornite dalle singole celle. Di conseguenza per raggiungere i livelli di potenza richiesti bisogna collegare tra loro più celle solari in serie e/o in parallelo. Una causa di perdite, tipica della tecnologia fotovoltaica, è quella del "mismatching" (diversità) delle curve I(V), sia per tolleranze di fabbricazione sia per ombratura concentrata su alcune celle.

### 3.2.2.1 Tipologie di celle fotovoltaiche

Negli anni partendo dalle prime celle a silicio cristallino arrivando ad oggi si sono sviluppate molte altre tipologie di celle fotovoltaiche. La discriminante attraverso cui le tecnologie sono qualificate dipende dal tipo di materiale utilizzato per l'assorbimento della luce. Distingueremo così due diverse categorie a cui possono appartenere le celle: a base di wafer e a film sottile. Le prime sono prodotte su wafer semiconduttori e non esigono substrati aggiuntivi anche se generalmente, allo scopo di determinare una maggiore protezione e una stabilità meccanica, i moduli vengono rivestiti in vetro. Invece le celle a film sottile sono composte da film semiconduttori depositati su substrati quali vetro, plastica o metallo. In **figura 3.13** vengono mostrati moduli fotovoltaici con varie tipologie di celle fotovoltaiche [17].

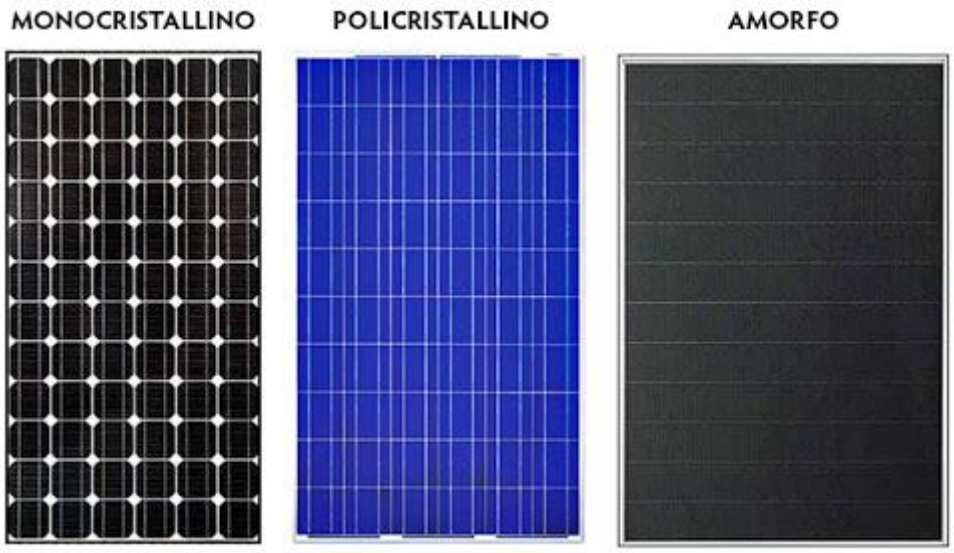


**Figure 3.13** Moduli fotovoltaici con varie tipologie di celle fotovoltaiche. Modificato da [17]

Tra le celle a base di wafer possiamo distinguere tre diverse tipologie:

Le prime che sono senza dubbio le più diffuse e le più sviluppate sono quelle a base di silicio e rispecchiano circa il 90% dell'intera produzione globale. Esse si dividono in celle al silicio monocristallino e multicristallino, con rispettive quote di mercato del 35% e 55% nel 2014 [15]. I singoli cristalli cilindrici vengono prodotti attraverso il metodo Czochralski o tramite il float-zone. Invece i cristalli di silicio policristallino sono formati tramite il casting. I blocchi risultanti vengono tagliati in wafer da 150-180 μm. L'altra grande differenza che influenza le prestazioni delle due diverse celle è come vengono orientati i cristalli. In quelle multicristalline, i cristalli che costituiscono il reticolo sono orientati in modo casuale e offrono un rendimento inferiore, intorno al 10-15%. Nelle celle a silicio monocristallino abbiamo una disposizione ordinata dei cristalli che costituiscono il reticolo e il silicio utilizzato presenta meno di un'impurità per ogni miliardo di atomi. Sono inoltre caratterizzate da un rendimento di conversione dell'energia da luminosa a elettrica più alto rispetto alle precedenti intorno al 15-21% .Tuttavia, il silicio utilizzato nella loro produzione ha un grado di purezza molto elevato e per ottenerlo sono necessari diversi passaggi, nei vari step è inevitabile un elevato spreco di materiale che porta a un aumento dei costi non riducibili.

L'arseniuro di gallio (GaAs) grazie ad una elevato assorbimento, un energy gap adattabile allo spettro solare e una perdita di energia non radiativa molto bassa è un eccellente candidato per la conversione dell'energia solare. Una tecnica detta decollo epitassiale crea film GaAs sottili e flessibili e ammortizza i costi del substrato riutilizzando wafer di GaAs, ma non è stata ancora applicata a produzioni di grande entità. I costi dei materiali sono molto alti e quindi questo può limitare la diffusione su larga scala.

Le celle solari multigiunzione utilizzano una pila di due o più celle a giunzione singola con energy gap differenti per assorbire la luce in modo efficiente attraverso lo spettro solare riducendo al minimo le perdite termiche. Queste celle sono composte da semiconduttori del gruppo III (Al, Ga, In) e da elementi del gruppo V (N, P, As, Sb) e possono formare film cristallini di alta qualità con variabili energy gap. Le celle a 4 giunzioni (4J), 3J e 2J hanno prodotto efficienze record di conversione dell'energia senza precedenti: 46,0%, 44,4% e 34,2% [15]. Le celle MJ III-V sono la tecnologia leader per le applicazioni spaziali grazie alla loro elevata resistenza alle radiazioni, sensibilità alle basse temperature e alta efficienza. Tuttavia, gli alti costi dei materiali e un processo produttivo complesso rendono queste celle estremamente costose per applicazioni terrestri.

Come già accennato la maggior parte della produzione delle unità produttive è attualmente di celle al silicio. Il silicio può essere prodotto utilizzando tecnologie che vantano un'esperienza di oltre 60 anni nella fabbricazione di semiconduttori per circuiti integrati; i processi che vengono utilizzati per la sua produzione sono processi già noti a livello industriale. Le celle monocristalline hanno una qualità dei cristalli più elevata rispetto alle celle policristalline questo si traduce in una maggiore efficienza nell'estrazione dell'energia a spese però di wafer più costosi (dal 20% al 30%) e una maggior spreco di materiali (circa il 50%). D'altro canto, un aspetto negativo delle celle al silicio è che la capacità del materiale di assorbire la luce è relativamente bassa, quindi questo richiede l'uso di dense e rigide cialde di materiale prive di impurità e di conseguenza costose. In termini produttivi i costi sono molto elevati e la disposizione dei cristalli li rende poco flessibili limitando la possibilità di poterli depositare su superfici di qualsiasi forma geometrica.

Con un altro tipo di tecnologia cioè quella a film sottile si possono produrre celle solari spesse pochi micrometri evitando così la dispendiosa produzione di wafer. I vantaggi di questa tecnologia risiedono innanzitutto nel risparmio di materiale, nella semplicità del drogaggio e nella possibilità di produrre elementi flessibili e adattabili. In questo caso il materiale

semiconduttore è fissato su grandi superfici di un altro materiale di supporto di solito rappresentato dal vetro. Analogamente alle tecnologie commerciali a film sottile, le celle di silicio a film sottile possono usare materiali di qualità inferiore, con grani più piccoli e livelli di impurità più elevati. Questa tecnologia però non è ancora presente sul mercato causa varie difficoltà di produzione ed efficienza.

Come, precedentemente introdotte la seconda categoria di celle è a film sottile. Esse rappresentano circa il 10% della produzione globale. Vengono realizzate tramite processi di fabbricazione additiva, lavorando un materiale semiconduttore ad alta pressione e usando tecnologie di vuoto, usando veramente quantità limitate di materiale e riducendo i costi di produzione. Questa categoria di celle può utilizzare oltre ai semiconduttori inorganici anche materiali organici che presentano tuttavia una bassa efficienza (intono al 3-6%) una bassa stabilità e una bassa resistenza rispetto ai semiconduttori inorganici. Nella produzione delle celle a film sottile si possono utilizzare diversi compenti tra cui i principali sono: silicio amorfo, tellururo di cadmio e diseleniuro di rame e indio-gallio.

Silicio amorfo (a-Si) è il materiale più simile al silicio usato per i pannelli tradizionali. È più duraturo rispetto agli altri materiali ed è relativamente economico, ma presenta un grado di efficienza intorno al 6-8%. Nelle celle gli atomi di silicio vengono disposti in modo disorganizzato, caratteristica che ne permette la flessione. Abitualmente viene utilizzano per impianti di piccole superfici. Queste celle sono suscettibili alla degradazione indotta dalla luce (effetto Staebler-Wronski) e inoltre hanno una bassa efficienza rispetto ad altre tecnologie mature a film sottile e per questo il loro utilizzo è limitato. I moduli di silicio amorfo sono riconoscibili da un peculiare colore scuro e da una superficie omogenea costituita da un unico strato e non da singole celle.

Celle a film sottile, utilizzando materiale diversi dal silicio, sono state sviluppate per arginare le limitazioni in termini di efficienza e continuità pur mantenendo dei costi contenuti. Tra queste la cella solare a film sottile composta da tellururo di cadmio è al momento la più allettante (CdTe). Il CdTe è un semiconduttore con un energy-gap ideale di 1,45 eV ed il suo coefficiente di assorbimento è alto abbastanza da consentire ad uno strato di materiale spesso pochi micron di assorbire quasi la totalità della luce visibile. Ha un'efficienza intorno al 22,1% per le celle ed è in continua crescita. Il tellururo di cadmio fotovoltaico è l'unica tecnologia a film sottile con costi inferiori rispetto alle celle solari tradizionali in silicio cristallino. Il CdTe PV ha il più basso impatto ambientale, il più basso consumo d'acqua e il minor tempo di ammortamento energetico di tutte le tecnologie solari, nonostante siano utilizzate temperature di lavorazione relativamente elevate (circa 500 °C) [15]. Due dei principali problemi sono identificabili nella tossicità del cadmio e nella scarsa presenza di tellurio così si è cercato di volgere l'attenzione verso materiali alternativi con una fabbricazione similare ma che sfruttano elementi non tossici e maggiormente presenti. Per fortuna, visto che queste tecnologie sono utilizzate nelle centrali fotovoltaiche più grandi del mondo, i moduli CdTe alla fine del loro ciclo vitale vengono riciclati limitando l'inquinamento a livello ambientale.

Il diseleniuro di rame e indio gallio (CuInxGa1 − xSe2 o CIGS) è un semiconduttore composto con un bandgap diretto di 1,1-1,2 eV. Il coefficiente di assorbimento del CIGS è più alto di qualsiasi altro semiconduttore usato per le celle solari e visto che ha un elevato potere di assorbimento è sufficiente un film molto più sottile rispetto ad altri semiconduttori [15]. Come CdTe, i film CIGS possono essere depositati mediante una varietà di tecniche in fase di soluzione e vapore su substrati flessibili in metallo o poliimmide, e sono risultate essere molto utili nelle applicazioni non convenzionali. Le celle solari CIGS possono essere usate per applicazioni spaziali visto che mostrano una elevata resistenza alle radiazioni. Questa tipologia di cella presenta diverse criticità come le diverse proprietà del film, la scarsità di indio che

posso ostacolare lo sviluppo su larga scala di queste tecnologie a film sottile.

Avendo descritto e confrontato le caratteristiche che distinguono le celle a film sottile rispetto a quelle a base di wafer possiamo concludere che le seconde assorbono la luce dalle 10 alle 100 volte in modo più efficace rispetto al silicio, consentendo quindi l'uso di pellicole con pochi micron di spessore. Questi tipi di pannelli solari possono essere prodotti in modo robotizzato e molto semplificato. Sono tuttavia più sensibili all'umidità e all'ossigeno e devono essere incapsulate ermeticamente per garantire affidabilità per tutta la durata dell'impianto (25 anni). Un ultimo fattore che incide negativamente sul loro sviluppo è l'utilizzo di materiali tossici, ad esempio, Cd e la dipendenza da elementi rari (Te, In). Gli obbiettivi di miglioramento sono legati all'introduzione di materiali maggiormente reperibili e la creazione di moduli a più elevata efficienza.

### 3.2.3 Moduli fotovoltaici

In ambito energetico un pannello o modulo fotovoltaico è un dispositivo costituito da celle tra loro connesse e assemblate che, se debitamente esposte a irraggiamento, producono energia elettrica. Le celle che, di solito sono collegate tra di loro in serie, possono essere prodotte in silicio monocristallino o policristallino. Le prime sono prodotte in primo luogo di forma rotonda e, se vengono poi tagliate, producendo uno scarto, assumono la forma quadrata. Le seconde come sopra citato, sono in materiale policristallino e sono prodotte da subito di forma quadrata ed è proprio questa forma che consente un miglior riempimento del modulo fotovoltaico. Le celle precedentemente unite in serie vengono saldate tra loro e incluse ermeticamente fra due pannelli piani. Il polimero che avvolge le celle e le rende coese è un polimero termoplastico, per esempio, l'acetato di vinil etilene o EVA. L'EVA possiede diverse caratteristiche che lo rendono idoneo, per esempio è trasparente alla luce, non subisce alterazioni nel tempo, garantisce l'isolamento elettrico tra le celle e non consente le infiltrazioni di umidità. L'unica caratteristica che lo rende meno adatto è che non resiste a temperature troppo elevate (85 °C). I pannelli entro cui vengono racchiuse le celle sono costituiti anteriormente da un vetro ad alta trasmittanza, trasparente alla luce. Mentre posteriormente sono realizzati con il vetro o per meglio dire da una lamina mylar, PET o tedlar. Nella **figura 3.14** vengono mostrati i vari elementi presente nel modulo fotovoltaico [18].

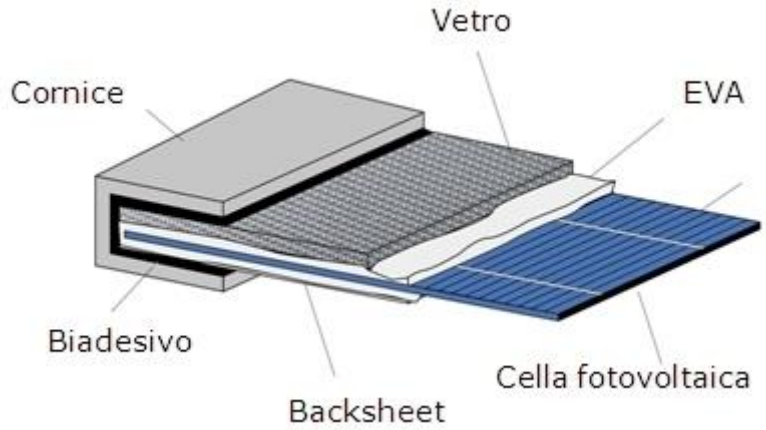


**Figure 3.14** Modulo fotovoltaico [18].

Nel grafico tensione corrente continua, un modulo fotovoltaico assume una caratteristica I(V) simile a quella delle celle componenti, tranne che per un cambiamento di scala sull'asse delle

V nel caso le celle siano in serie e sull'asse delle I per celle disposte in parallelo. Il numero di celle in serie (N = 34÷40) solitamente è scelto per fornire una tensione che consenta la carica dei normali accumulatori al piombo da 12 V.

### 3.2.4 Impianti fotovoltaici

Vista le variazioni climatiche quotidiane e stagionali dell'irraggiamento solare al fine di garantire agli utenti che ne fruiscono un servizio efficace e continuativo è necessario che l'energia venga stoccata tramite accumulatori elettrochimici o altri tipi di accumulatori. Un generatore fotovoltaico produce normalmente energia sotto forma continua (DC), ma nella maggior parte dei casi è necessaria energia sotto forma alternata (AC) ottenuta tramite convertitori o inverter DC/AC. Il generatore fotovoltaico funziona a potenza primaria imposta e quindi per estrarre la potenza massima si può impiegare un convertitore DC/DC che funziona da inseguitore di potenza massima MPPT (Maximum Power Point Tracker).

Altri elementi degli impianti sono le strumentazioni per il monitoraggio e le protezioni che devono essere selezionate per le anomalie che si riscontrano nell'impianto. Gli impianti possono essere classificati in autonomi detti anche "stand alone" con presenza o meno di accumulatori e impianti connessi a rete cioè "grid connected" che possono essere centralizzati o distribuiti. Nell'utilizzo di questi impianti i principali malfunzionamenti dipendono dai componenti che li costituiscono e non dal modulo fotovoltaico in sé. Questo perché pur essendo tecnologie testate e complete sono costrette a lavorare, in presenza dei generatori fotovoltaici, in modo atipico rispetto ai generatori tradizionali.

#### 3.2.4.1 Impianti fotovoltaici stand alone

Come descritto in precedenza, gli impianti stand alone si differenziano in base alla presenza o meno di accumulatori elettrochimici. Un esempio classico di impianto autonomo che non utilizza accumulatore, è quello adoperato per il pompaggio dell'acqua in cui è il serbatoio tra tutti componenti che funge da accumulatore, garantendo così un servizio continuativo. Gli altri componenti sono generatore fotovoltaico, motore elettrico e pompa.
Il motore elettrico può essere in corrente continua così è connesso direttamente con il generatore fotovoltaico. Qualora invece il motore fosse in corrente alternata di tipo tradizionale (ad esempio asincrono) o se è sincrono a magneti permanenti di tipo "brushless", sarà necessario adoperare un inverter per alimentarlo. Utilizzando la prima opzione avremo un'elevata affidabilità vista la ridotta manutenzione e una struttura basilare, ma avremo problemi di avviamento nelle prime ore della giornata a causa di una bassa corrente generata dai moduli fotovoltaici. In questo momento, la tipologia di impianto più economica è costituita da generatore fotovoltaico, inverter, motore asincrono e pompa centrifuga. Nel corso della giornata visto che l'irradianza è varabile anche la potenza fornita alla pompa dai moduli fotovoltaici è mutevole, quindi la pompa fornisce una portata diversa, in particolare sarà massima nelle ore centrali e più bassa al mattino e alla sera. Questi impianti vengono principalmente utilizzati in paesi in via di sviluppo dove non è presente la rete elettrica locale.
Negli impianti fotovoltaici autonomi, la presenza di accumulatori elettrochimici è necessaria per garantire un servizio continuativo e stabilizzare la tensione sul generatore fotovoltaico intorno al punto di massima potenza. La batteria durante le ore diurne, quando la potenza prodotta dai moduli fotovoltaici dipende dall'irraggiamento, bilancia l'eccesso o l'insufficienza

di potenza fornita dai moduli rispetto alla potenza domandata dal carico. Come già detto, nel caso in cui sia richiesta corrente alternata dal carico, si posiziona un inverter per convertire la corrente continua in alternata dopo aver immagazzinato nella batteria la corrente continua. Il regolatore di carica viene utilizzato per allungare la vita dell'accumulatore ovviando scariche e cariche eccessive. Quando il livello di carica della batteria è troppo basso il regolatore non consente più il rilascio di energia elettrica al carico e allo stesso modo, disattiva il generatore fotovoltaico se il livello di carica è troppo alto. Questa tipologia di impianti viene utilizzata per alimentare stazioni di telecomunicazioni e di controllo, ad esempio in impianti idroelettrici, ma anche per avere corrente elettrica in zone rurali dove non arriva la rete elettrica locale.

### 3.2.4.2 Impianti fotovoltaici connessi alla rete

Gli impianti Fotovoltaici connessi alla rete o "grid connected" vengono suddivisi in centralizzati e decentralizzati. Gli impianti centralizzati sono impianti che hanno potenze fino a qualche $MW_p$ e possono servire per coprire il fabbisogno di energia elettrica durante le ore di picco di consumo, verso l'ora di pranzo, grazie al fatto che durante queste ore generano la loro maggior quota di energia. Per il regolare funzionamento della rete elettrica nazionale si stima che la potenza immessa non debba superare il 20% della potenza della rete. Le potenze di picco degli impianti fotovoltaici centralizzati vanno da decine di $kW_p$ ad alcuni $MW_p$, ad esempio 10 $MW_p$ in Baviera (Germania) e 3,3 $MW_p$ a Serre (Salerno).

Gli impianti FV decentralizzati sono di proprietà dei privati, utilizzati allo scopo di ottenere risparmio energetico, e vengono realizzati per alimentare i carichi di utenze residenziali, ad esempio case solari con facciate e tetti FV. In questo caso, data l'assenza di accumulatori, la rete elettrica nazionale fornisce continuità di servizio e permette la compravendita tra l'energia prodotta in esubero dal generatore fotovoltaico e l'energia in difetto rispetto alla richiesta del carico. I componenti fondamentali di tali impianti sono il generatore fotovoltaico con potenza di qualche kW e l'unità di condizionamento della potenza detta "Power Conditioning Unit" dotata di sistema di protezione.

Negli ultimi anni, negli impianti decentralizzati si sta diffondendo l'uso dell'inverter integrato nel singolo modulo fotovoltaico. Questa soluzione consente un'espansione futura dell'impianto con un normale cablaggio in AC, garantendo la minimizzazione sul lato DC delle perdite di cablaggio e di mismatching e anche di eliminare le perdite nei diodi di blocco. In questo tipo di impianto vengono usati due contatori monodirezionali per quantificare l'energia comprata dalla rete, se il prezzo dell'energia comprata è diverso da quello dell'energia venduta, o un unico contatore bi-direzionale si il prezzo è lo stesso.

# 4 Caso studio ESA applicato alle tecnologie solari

In questo capitolo vengono definiti i tre casi di studio scelti a cui viene applicata la metodologia ESA. I tre casi studio sono: i) un impianto PTPP a ciclo indiretto con fluido termovettore il synthetic thermo oil e un sistema di accumulo termico a due serbatoi di molten salt, ii) un impianto a ciclo diretto che presenta acqua come fluido termovettore e non ha un accumulatore termico e iii) un impianto fotovoltaico connesso alla rete e di grandi dimensioni.

Come riferimento per l'ipotetica ubicazione di questi impianti è stato scelto Aldeire (Granada) alle coordinate 37°13'50.83"North 3°4'14.08"West con una radiazione standard diretta annuale di 2 136 kWh/m$^2$/y.

## 4.1 Casi studio PTPP

In primo luogo, si sono cercati vari riferimenti in letteratura per tipologie di impianto per comprendere al meglio la tecnologia e per avere dei valori comparabili con quelli ottenuti in questa tesi. A tal fine è stata elaborata una tabella con i vari riferimenti più significativi che hanno utilizzato una metodologia simile a quella utilizzata in questo elaborato. Nella **tabella 4.1** sono riportati questi riferimenti con alcune delle più importanti caratteristiche degli impianti analizzati, come ad esempio la potenza, il valore dell'EROI e l'energia netta prodotta dall'impianto. In **figura 4.1** viene mostrata una foto di Andasol 1 [19].

**Figure 4.1** Impianto Andasol 1. Immagine tratta da [15].

**Table 4.1** Letteratura PTPP.

| Autori | Luogo | Coordinate geografiche | Average Solar Insolation [kWh/(d*m$^2$)] | Power [MW] | Storage | $E_{net}$ [Mwh/y] | EROI | Note |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Life cycle assessment of concentrated solar power and the influence of hybridising with natural gas Blanca Corona,Guillermo San Miguel,Eduardo Cerrajero** [20] | Ciudad Real, Spain | 38° 59'10" N 3° 55'44" W | 5,1 | 50 | Molten salt 7,5 h | 139 725 | 14,1(1) | $E_{net}$ valutato senza ibridazione con gas naturale. |
| **Energy Analysis of Solar Thermal Concentrating Systems for Power Plants Pranesh Krishnamurthy, Rangan Banerjee** [21] | Seville, Spain | 37° 23'33''N 5° 59'38''W. | 4,85 | - | No | 6 347 | 7,44(1) | Dati per un singolo collettore Eurotrough. |
| **Environmental Impact Study: CSP vs. CdTe thin film photovoltaics by Zoë Montgomery, Dr. Robert T. Clemen, Advisor** [22] | Boulder City, Nevada | 35° 58'38''N 114° 50'26''W | 5,69 | 64 | No | 130 000 | 21,98 | Nell'articolo Enet è la produzione annua di energia; EROI è l'energia totale prodotta durante la sua vita in kWh (energia restituita) rapportata all'energia totale immessa (energia investita). |
| **Life Cycle Environmental Impacts of Electricity Production by Solarthermal Power Plants in Spain Yolanda Lechón, Cristina de la Rúa, Rosa Sáe** [23] | Andalusia, Spain | 37° 23'33''N 5° 59'38''W. | 4,85 | 50 | Molten salt 7,5 h | 171 243 | 24(1) | Il 15% della produzione totale è generata dal gas naturale. |
| **Life Cycle Assessment of a Parabolic Trough Concentrating Solar Power Plant and the Impacts of Key Design Alternatives John J. Burkhardt, III, Garvin A. Heath, and Craig S. Turchi** [24] | Dagget, California | 34° 51'50" N 116° 53'17" W | 5,9 | 103 | Molten salt 6,3 h | 423 000 | 30(1) | Wet cooled plant. |

| Autori | Luogo | Coordinate geografiche | Average Solar Insolation [kWh/(d*m$^2$)] | Power [MW] | Storage | $E_{net}$ [Mwh/y] | EROI | Note |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Net energy analysis for concentrated solar power plants in northern Chile Teresita Larraín, Rodrigo Escobar** [25] | Chile | - | 6,56 | 100 | Gas backup | 311 518 | 33,84 | EROI è definito come la somma dei flussi di energia prodotti da un sistema di conversione dell'energia e diviso per la somma dei flussi di energia investiti nel ciclo vitale del sistema. Viene considerata solo la parte solare; l'impianto è un DSG. |
| **Energy intensities, EROIs, and energy payback times of electricity generating power plants D. Weißbach, G. Ruprechta, A. Hukea,c, K. Czerskia, S. Gottlieba, A. Husseina** [26] | Ain Beni Mathar Marocco | 34° 0'0" N 2° 1'12" W | 6,41 | 80 | No | 145 000 | 21 | L'EROI di una centrale elettrica è il rapporto tra l'energia utilizzabile che l'impianto restituisce durante la sua vita utile e tutta l'energia investita necessaria per rendere questa energia utilizzabile. |
| **Concentrated Solar Power: Actual Performance and Foreseeable Future in High Penetration Scenarios of Renewable Energies Carlos de Castro, Iñigo Capellán-Pérez** [9] | Granada, Spain | 37° 13'50" N 3° 4'14" W | 5,85 | 50 | Molten salt 7,5 h | 138 385 | 2,4 | Eroi è il rapporto tra Enet, la produzione annua netta di elettricità (MJ / anno), e EnUtot, la somma di tutta l'energia primaria (o exergia) fornita dalle fonti attraverso l'LCA dell'impianto CSP e il fattore di qualità "$g_a$" che confronta l'elettricità generata con l'energia primaria consumata in EnU. |

| Autori | Luogo | Coordinate geografiche | Average Solar Insolation [kWh/(d*m$^2$)] | Power [MW] | Storage | $E_{net}$ [Mwh/y] | EROI | Note |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Comparison of different solar plants based on parabolic trough technology Andrea Giostri, Marco Binotti, Marco Astolfi, Paolo Silva, Ennio Macchi, Giampaolo Manzolin** [27] | Las Vegas Nevada | 36° 10'30''N 115° 08'11''W | 7,1 | 50 | No | 110 903 | - | Questo articolo studia 5 diversi casi di PT. Enet è per il caso di cicli indiretti (Therminol oil). |
| **Exergetic and environmental life cycle assessment analysis of concentrated solar power plants Ismael A.S.Ehtiwesh, Margarida C. Coelho, Antonio C. M. Sousa** [28] | Tripoli Libya | 32° 52'30"N 13° 11'14"E | 7,1 | 50 | No | 163 804 | 20,2(1) | |

(1) EROI è calcolato da Carlos de Castro and Iñigo Capellán-Pérez in Concentrated Solar Power: Actual Performance and Foreseeable Future in High Penetration Scenarios of Renewable Energies.

I due casi studio analizzati sono come già accennato precedentemente un impianto a ciclo indiretto con accumulatore termico e un impianto a ciclo diretto. Nei prossimi paragrafi verranno descritti i due impianti e verranno ricavate le varie energie dirette e indirette utilizzate per il calcolo dell'ESA.

### 4.1.1 PTPP a ciclo indiretto

Questo caso studio esamina un PTPP a ciclo indiretto comparabile all'impianto Andasol I presente in Spagna ad Aldeire (Granada). Questo impianto ha una potenza di 50 MW con un'area occupata di c. 200 ettari. L'energia totale che l'impianto produce in un anno è di c. 1,65E-01 TWh/y. Si presuppone che l'impianto abbia un ciclo di vita di 25 anni [20].

Il solar field possiede 156 loop, ciascuno contenente 4 collettori solari EuroTrough 150 per una lunghezza totale di 89 km e un'aperture area di 510 120 $m^2$[20]. Il fluido termovettore utilizzato nei collettori solari è l'olio sintetico Dowtherm A che è una miscela eutettica di bifenil etere (23,5%) e difenil etere (73,5%). L'impianto possiede un sistema di accumulo termico con 7,5 ore di autonomia aggiuntiva che possono essere utilizzate nelle ore notturne o nel caso di tempo nuvoloso. Il vettore utilizzato per l'accumulo termico è il molten salt composto da 60% sodium nitrate, 40% potassium nitrate. Infine, attraverso uno scambiatore di calore l'HTF trasferisce l'energia all'acqua facendola evaporare così che si possa espandere in una turbina da 50 MW e poi condensarsi in una torre di raffreddamento.

#### 4.1.1.1 Descrizione componenti dell'impianto

Come descritto precedentemente, il campo solare è formato da collettori solari EuroTrough 150. Le file di questi collettori hanno un allineamento nord-sud e un tracciamento est-ovest che viene eseguito attraverso dei sensori solari che comandano dei sistemi di tracciamento idraulici. Visto che i collettori sono una delle parti fondamentali dell'impianto e che gli specchi devono essere montati in maniere precisa, vengono allestiti in fabbrica da personale specializzato e poi trasportati in loco già assemblati. In **tabella 4.2** sono mostrate alcune delle caratteristiche dei collettori EuroTrough 150 [29].

**Table 4.2** Caratterisiche EuroTrough 150 [24].

| Caratteristiche | Eurotrough 150 |
|---|---|
| Lunghezza focale | 1,71 m |
| Raggio del tubo assorbitore | 3,5 cm |
| Larghezza apertura | 5,77 m |
| Area di apertura | 817,5 m² |
| Lunghezza del collettore | 148,5 m |
| Numero di moduli per unità | 12 |
| Numero di elementi in vetro | 336 |
| Numero di tubi assorbitori (4,1 m) | 36 |
| Riflettività dello specchio | 94% |
| Peso della struttura in acciaio e dei piloni, per $m^2$ di area di apertura | 18,5 kg |

Ogni 150 m di collettori solari è presente un attuatore idraulico utilizzato per seguire il sole da est a ovest. Inoltre, sono collocati, nel campo solare, 624 sensori per ottenere un preciso controllo di ogni collettore presente. Il ricevitore è prodotto da schott (PTR 70) e solel (UVAC

2008) [30] ed è progettato per lavorare in impianti con synthetic thermo oil come fluido e ad una temperatura massima di 400 °C [31]. Il fluido termovettore come già accennato è il Dowtherm A che durante il passaggio nei collettori solari porta la sua temperatura da 293 °C a 393 °C. Questo fluido però deve essere totalmente cambiato una volta durante il ciclo di vita dell'impianto, perché soffre di processi di invecchiamento che cambiano le sue caratteristiche [12].

Una parte dell'energia ottenuta dal fluido viene immagazzinata nell'accumulatore termico che utilizza molten salt (2,85 E+07 kg) come accumulo. Questo accumulatore possiede 2 serbatoi, uno per il sale "freddo" alla temperatura di circa 280 gradi e un serbatoio di sale "caldo" a circa 380 gradi. Quindi il fluido termovettore attraverso uno scambiatore di calore scambia energia con il sale a temperatura inferiore che poi viene stoccato nel serbatoio "caldo". In questo serbatoio il sale può conservare la sua temperatura anche per svariate settimane [32]. Il sistema di accumulo termico ha una capienza di 7,5 ore di funzionamento della turbina. I serbatoi sono alti 14 m e hanno un diametro di 36 m ciascuno, questo aumenta di molto le dimensioni dell'impianto rispetto ad un impianto sprovvisto di tale componente. In **figura 4.2** si mostra una foto dell'accumulatore termico.

**Figure 4.2** Accumulatore termico Andasol I. Tratto da [12] con modifiche.

Infine, attraverso vari scambiatori di calore l'energia viene trasferita al vapore che si espande in turbina e produce energia elettrica. La turbina in questione è stata prodotta dalla Siemens (SST 700) ed è una turbina convenzionale molto simile a quelle utilizzate negli impianti a combustibili fossili. Utilizza un ciclo rankine con una pressione di 100 bar e un'efficienza del 38,6% a pieno carico. Inoltre entra in funzione in un'ora e per condensare il vapore utilizza una torre di raffreddamento [30]. Il rendimento dell'intero impianto delle trasformazione da solare

ad elettrico è del 15% lordo [32]. Oltre a queste strutture principali sono presenti delle strutture ausiliarie come gli uffici e le strade. In **figura 4.3** viene presentato il ciclo dell'impianto nel suo complesso.

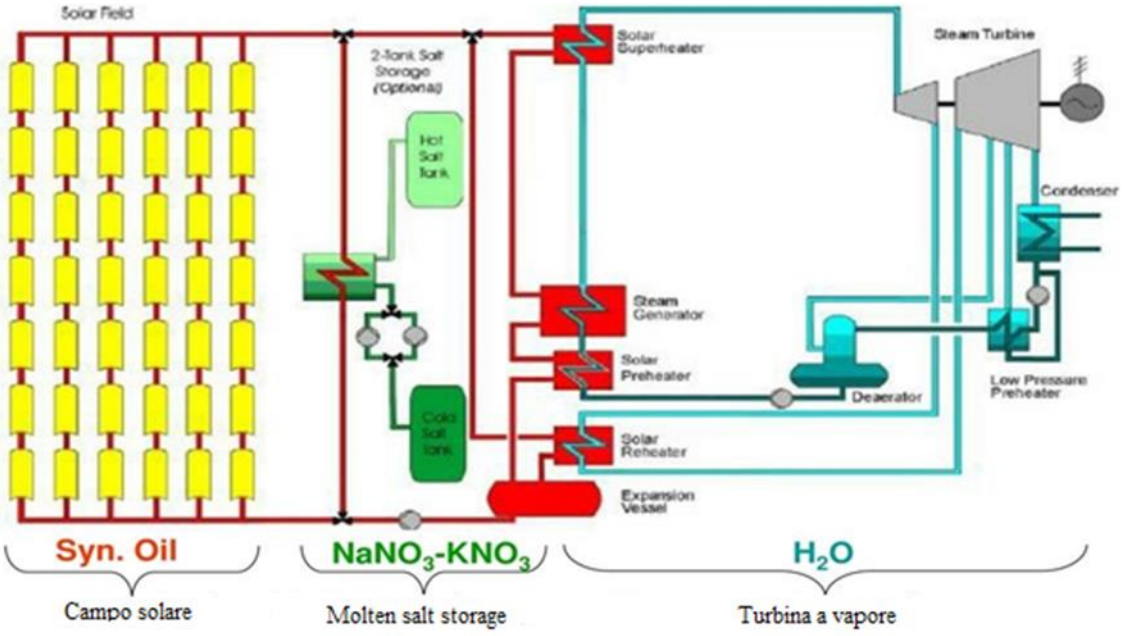


**Figure 4.3** PTPP a ciclo indiretto. Tratto da [12] con modifiche.

### 4.1.1.2 Costruzione dell'impianto

In questa fase si devono analizzare i materiali/chemicals che compongono ogni singolo componente dell'impianto, oltre a valutare il trasporto di essi e anche l'energia spesa per costruirlo da parte dei lavoratori e il diesel consumato nei macchinari utilizzati.

Questi dati sono stati estratti principalmente da [33] e [34] oltre agli altri articoli già citati in **tabella 4.1**. Di seguito in **tabella 4.3** vengono riportati i principali materiali/chemicals coinvolti nella costruzione dell'impianto con i loro relativi GER (MJ/kg) trovati attraverso il database *Ecoinvent v.2.2* presente nel software *SimaPro v.7.2*. Il GER di $NaNO_3$ non è presente quindi si è supposto che abbia lo stesso valore di $KNO_3$. Quindi utilizzando le formule 2.2 e 2.3 si calcola l'energia indiretta totale dei materiali/chemicals presenti anch'esse in tabella.

**Table 4.3** Quantità totali di materiali/chemicals richiesti e loro relativa energia indiretta.

| | **Materiali/chemicals** | **kg** | **GER (MJ/kg)** | **$E_{mat, chem}$ (MJ)** |
|---|---|---|---|---|
| **Solar field** | Flat glass coated | 5,59E+06 | 1,51E+01 | 8,45E+07 |
| | Reinforcing Steel | 1,58E+07 | 2,35E+01 | 3,71E+08 |
| | Lubricating oil | 8,32E+03 | 9,76E+00 | 8,12E+04 |
| | Concrete | 4,64E+07 | 1,64E+00 | 7,61E+07 |
| **Receiver** | Chronium steel 18/8 | 3,62E+05 | 8,86E+01 | 3,21E+07 |
| | Glass tube, borosilicate | 5,99E+04 | 4,26E+01 | 2,55E+06 |
| | Reinforcing steel | 2,59E+05 | 2,35E+01 | 6,09E+06 |
| | Chronium steel 18/8 | 2,84E+05 | 8,86E+01 | 2,52E+07 |
| | Dyphenylether coumpounds | 1,99E+06 | 3,84E+02 | 7,64E+08 |
| **Storage and molten salt** | Reinforcing Steel | 4,87E+05 | 2,35E+01 | 1,14E+07 |
| | Carbon steel | 1,92E+06 | 3,25E+01 | 6,23E+07 |
| | $NaNO_3$ | 1,71E+07 | 1,55E+01 | 2,65E+08 |
| | $KNO_3$ | 1,14E+07 | 1,55E+01 | 1,77E+08 |
| | Concrete | 3,90E+06 | 1,64E+00 | 6,40E+06 |
| | Rock wool | 2,36E+05 | 1,84E+01 | 4,34E+06 |
| | Foam glass | 1,24E+05 | 3,74E+01 | 4,65E+06 |
| | Sand | 9,41E+04 | 1,52E-01 | 1,43E+04 |
| **Power block** | Reinforcing steel | 5,63E+05 | 2,35E+01 | 1,32E+07 |
| | Ceramic tiles | 3,16E+04 | 1,58E+01 | 4,99E+05 |
| | Chronium steel 18/8 | 4,41E+04 | 8,86E+01 | 3,90E+06 |
| | Copper | 3,75E+03 | 1,01E+02 | 3,79E+05 |
| **Cooling tower** | Renforcing steel | 2,98E+04 | 2,35E+01 | 7,00E+05 |
| | Concrete | 2,00E+05 | 1,64E+00 | 3,28E+05 |
| **Building and urbanizations** | Reinforcing Steel | 4,50E+05 | 2,35E+01 | 1,06E+07 |
| | Concrete | 9,42E+06 | 1,64E+00 | 1,54E+07 |
| | Cement | 8,60E+04 | 3,58E+00 | 3,08E+05 |
| | Silica sand | 2,58E+05 | 3,34E-01 | 8,62E+04 |
| | Gravel | 1,83E+06 | 1,63E-01 | 2,97E+05 |

Dai valori di energia indiretta trovati si può notare che il synthetic thermo oil ha un valore di GER molto elevato e quindi probabilmente avrà un peso importante nel computo finale, dato non solo dall'elevato GER ma anche dalla quantità totale richiesta di questo materiale (c. 2 000 tonnellate).
In **tabella 4.4** si riportano i valori aggregati per materiale/chemicals così da avere una valutazione più precisa.

**Table 4.4** Quantità totali di materiali/chemicals richiesti e loro relativa energia indiretta aggregata.

| **Materiali/chemicals** | **kg** | **$E_{mat, chem}$ (MJ)** |
|---|---|---|
| Flat glass coated | 5,59E+06 | 8,45E+07 |
| Reinforcing Steel | 1,76E+07 | 4,13E+08 |
| Lubricating oil | 8,32E+03 | 8,12E+04 |
| Concrete | 5,99E+07 | 9,83E+07 |
| Chronium steel 18/8 | 6,90E+05 | 6,11E+07 |
| Glass tube, borosilicate | 5,99E+04 | 2,55E+06 |
| Dyphenylether coumpounds | 1,99E+06 | 7,64E+08 |
| Carbon steel | 1,92E+06 | 6,23E+07 |
| $NaNO_3$ + $KNO_3$ | 2,85E+07 | 4,42E+08 |
| Rock wool | 2,36E+05 | 4,34E+06 |
| Foam glass | 1,24E+05 | 4,65E+06 |
| Sand | 9,41E+04 | 1,43E+04 |
| Ceramic tiles | 3,16E+04 | 4,99E+05 |
| Copper | 3,75E+03 | 3,79E+05 |
| Cement | 8,60E+04 | 3,08E+05 |
| Silica sand | 2,58E+05 | 8,62E+04 |
| Gravel | 1,83E+06 | 2,97E+05 |

Nonostante il Dowtherm A sia di un ordine di grandezza inferiore rispetto al reinforcing steel e al molten salt in peso, risulta il maggior contributore di energia indiretta dei materiali/chemicals. Questo è ancora più chiaro se si esaminano i grafici a torta presenti in **figura 4.4** e **figura 4.5**.

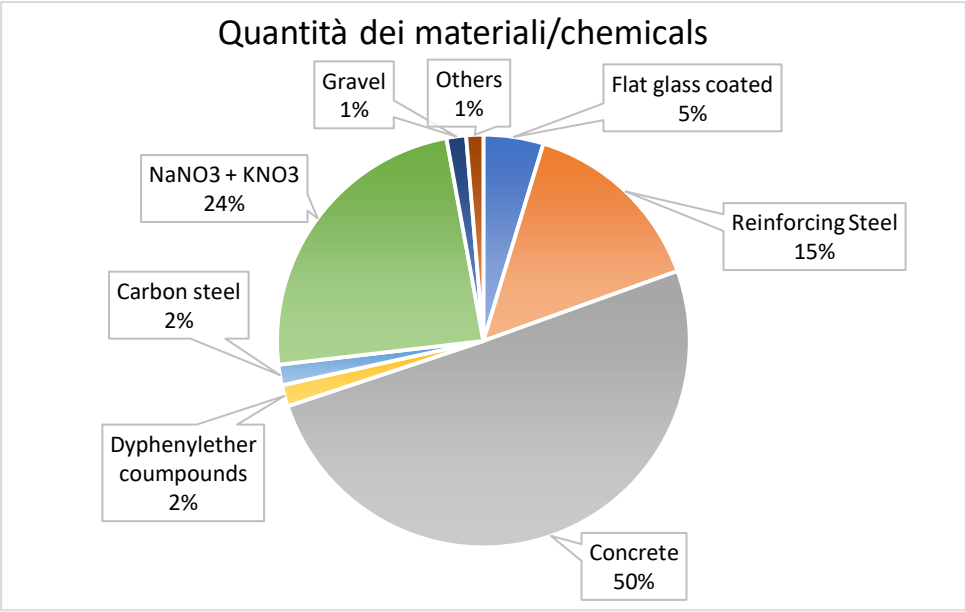


**Figure 4.4** Grafico a torta della distribuzione percentuale (*w/w*) dei materiali/chemicals utilizzati nell'impianto.

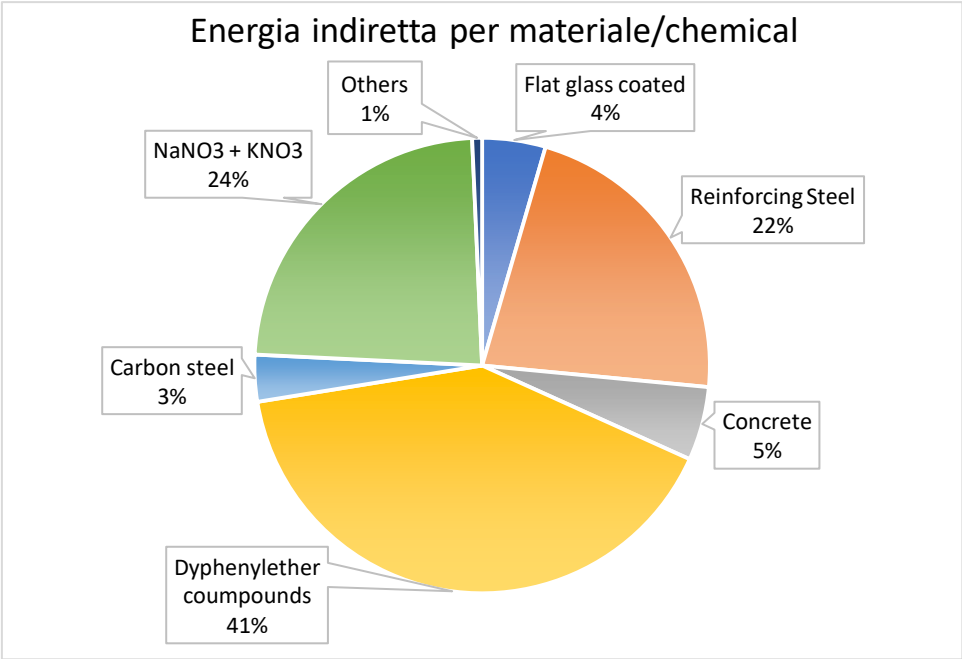


**Figure 4.5** Grafico a torta della distribuzione percentuale (MJ/MJ) dell'energia indiretta dei materiali/chemicals presenti nell'impianto.

Come si può notare, la percentuale in massa del Downtherm A (Dyphenylether coumpounds) è piuttosto bassa (2%), mentre la quota percentuale del totale dell'energia indiretta aggregata (rispetto a materiali/chemicals) risulta molto alta (41%), questo perchè il suo GER risulta essere il più alto. Si osserva che nonostante il calcestruzzo (concrete) rappresenta un'elevata frazione

dell'input totale di materiali/chemicals in termini di massa (c. 50%), in realtà pesa poco sull'energia indiretta totale (c. 5%).

Si possono ricavare altre informazioni dalla **tabella 4.5** che riporta i vari componenti con le loro energie indirette totali. Nella **figura 4.6** vengono espresse le energie indirette per componente sotto forma di grafico a torta per poter effettuare un confronto.

**Table 4.5** Energia indiretta dei materiali/chemicals per componente.

| **Componenti** | **$E_{mat, chem}$ (MJ)** |
|---|---|
| Structure | 5,32E+08 |
| Receiver | 8,30E+08 |
| Storage | 5,31E+08 |
| Power block | 1,80E+07 |
| Cooling tower | 1,03E+06 |
| Building and urbanization | 2,67E+07 |

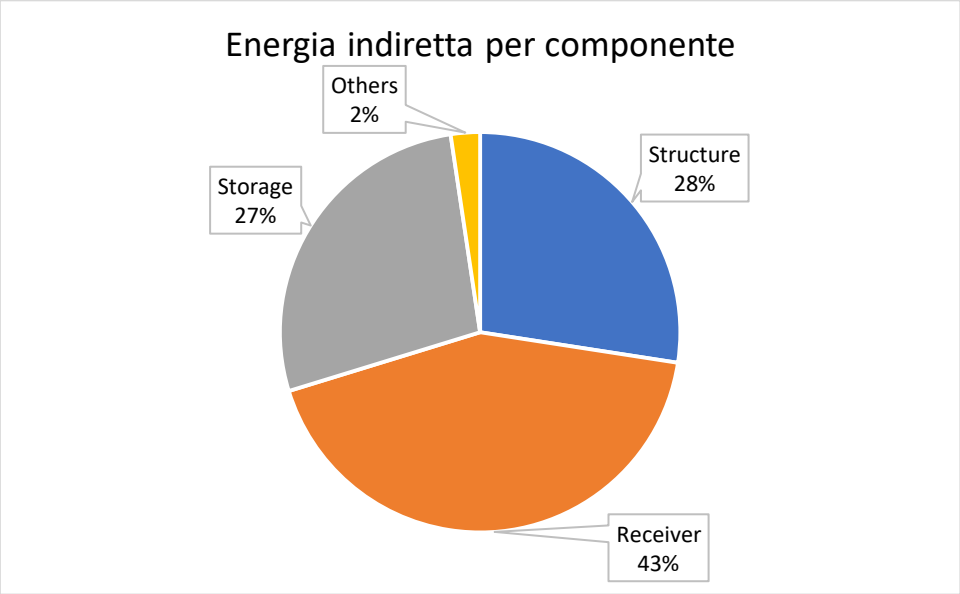


**Figure 4.6** Grafico a torta energia indiretta per componente.

Come si può notare dal grafico, la turbina, la torre di raffreddamento e le strutture ausiliarie rappresentano un contributo minore nel computo del calcolo dell'energia indiretta. Come notato sopra, l'utilizzo di Dowtherm A come HTF comporta un'impronta ad alta intensità energetica che pesa sull'energia indiretta totale. Inoltre, la distribuzione dell'energia per componenti (**tabella 4.5**) indica che la struttura e il ricevitore insieme rappresentano c. 71% dell'energia indiretta per materiali/chemicals. Ricapitolando, l'energia indiretta dei materiali/chemicals in totale è c. 1,94 E+09 MJ.

In questo studio si è deciso di non tenere conto del trasporto dei materiali/chemicals per focalizzarsi sulle tecnologie prese in esame visto che il trasporto è principalmente influenzato dal produttore del componente utilizzato e dalla locazione dell'impianto.

Per quanto riguarda la fase di costruzione, è stato considerato un periodo di 2 anni di lavoro e una forza lavoro che comprende circa 500 lavoratori. Come accennato nel capitolo 2, è difficile stimare la quota di energia inerente alla fase costruttiva ; per far ciò si ricorre all'uso di fattori gamma (γ) che servono a stimare o approssimare l'energia delle fasi non produttive (es. costruzione o smantellamento) come percentuale dell'energia totale dei materiali/sostanze chimiche [35]:

$$E_{constr} = \gamma \cdot E_{mat,chem} \tag{4.1}$$

Il valore di γ scelto in questo caso è 0,1, il che significa che l'energia della fase di costruzione è approssimata al 10% dell'energia indiretta totale dei materiali/chemicals. Un approccio simile viene seguito per il valore della fase di decommissioning (considerando anche γ=0,1). Questi contributi vengono anche calcolati in modo analogo per gli altri due casi studio. Il valore di $E_{constr}$ così ottenuto è di c. 1,94E+08 MJ.

Oltre a questo valore approssimato, e conoscendo le quantità di diesel consumati nella costruzione, si calcola il valore di energia indiretta speso per la produzione di diesel prodotta dal diesel; tenendo a mente che, conoscendo il CED (50,8 MJ/kg), bisogna sottrarre il potere calorifico inferiore del diesel (42,8 MJ/kg) per ottenere il GER della sostanza, come mostrato in **tabella 4.6** [33].

**Table 4.6** Energia indiretta diesel.

| | kg | GER (MJ/kg) | $E_{diesel}$ (MJ) |
|---|---|---|---|
| **Diesel** | 4,67E+05 | 8,00E+00 | 3,74E+06 |

Quindi sommando i due valori ottenuti si trova il totale dell'energia indiretta spesa per la costruzione dell'impianto pari a c. 1,98E+08 MJ.

### 4.1.1.3 Operation and maintenance

Durante la fase operativa, la produzione dell'impianto viene considerata c. 1,65E-01 TWh/y di energia elettrica lorda. Si stima che circa il 16% di essa venga consumata dall'impianto stesso [20], ottenendo quindi un'energia netta di c. 1,39E-01 TWh/y. Questo consumo è considerato autoconsumo, ovvero energia diretta consumata dalla quota prodotta, non è considerata come energia elettrica presa dalla rete [32] se non in minima parte ritenuta trascurabile.

Nel corso della vita dell'impianto, come già citato, si stima che venga sostituito tutto l'HTF (Downtherm A) presente. Inoltre, per eventi atmosferici avversi si ipotizza che avvenga la rottura di alcuni specchi, circa lo 0,1% all'anno [33]. Da non tralasciare il fatto che gli specchi vengano lavati con acqua (acqua deionizzata) ogni anno per manutenzione. In **tabella 4.7** vengono riportate le quantità totali dei materiali/chemicals presi in esame e le relative energie indirette oltre al consumo di acqua (acqua decarbonizzata) nella turbina.

**Table 4.7** Energie indirette materiali/chemicals relative alla manutenzione e alle operazioni.

| **Operation and maintenance** | **kg** | **GER (MJ/kg)** | **$E_{main}$ (MJ)** |
|---|---|---|---|
| Dyphenylether coumpounds | 1,99E+06 | 3,84E+02 | 7,64E+08 |
| Deionised water | 8,34E+07 | 1,93E-02 | 1,61E+06 |
| Decarbonised water | 2,08E+10 | 5,10E-04 | 1,06E+07 |
| Flat glass coated 0,1%/a | 1,54E+05 | 1,51E+01 | 2,33E+06 |

Bisogna anche considerare i lavoratori che nel nostro caso sono 30 persone in ufficio e 10 che si occupano della manutenzione. Per tenere conto della quota di energia relativa ai lavoratori, si considera l'energia consumata per il loro sostentamento, che è di 10 MJ/day per lavoratore. Per ottenere il valore totale di energia indiretta durante il ciclo vitale dell'impianto si considera che per produrre l'energia relativa al sostentamento la società spende circa 50 MJ/day di energia indiretta totale. Quindi moltiplicando questo valore per 240 giorni lavorativi l'anno e per i 25 anni di attività stimata. Il risultato ottenuto è c. 1,20E+07 MJ [5].

Risulta importante anche valutare il valore di energia indiretta per la manutenzione ordinaria dell'impianto e la sostituzione dei componenti usurati. Per far ciò si ricorre alla formula 4.1 con un $\gamma$= 0,03. Questa approssimazione verrà utilizzata anche negli altri casi studio.
Il valore di $E_{ord}$ ottenuto risulta pari a c. 5,82E+07 MJ.
In **tabella 4.8** vengono esposte tutte le energie indirette relative alla manutenzione.

**Table 4.8** Energie indirette relative alla manutenzione.

| **Energie indirette** | **MJ** |
|---|---|
| **$E_{o\&m}$** | 7,79E+08 |
| **$E_{lav}$** | 1,20E+07 |
| **$E_{ord}$** | 5,82E+07 |

Il totale dell'energia indiretta per le operazioni e la manutenzione dell'impianto è di c. 8,49E+08 MJ. Risulta significativo esporre questi dati sotto forma di grafico a torta, nella **figura 4.7**, per avere una più chiara ripartizione delle varie energie indirette che compongono il totale.

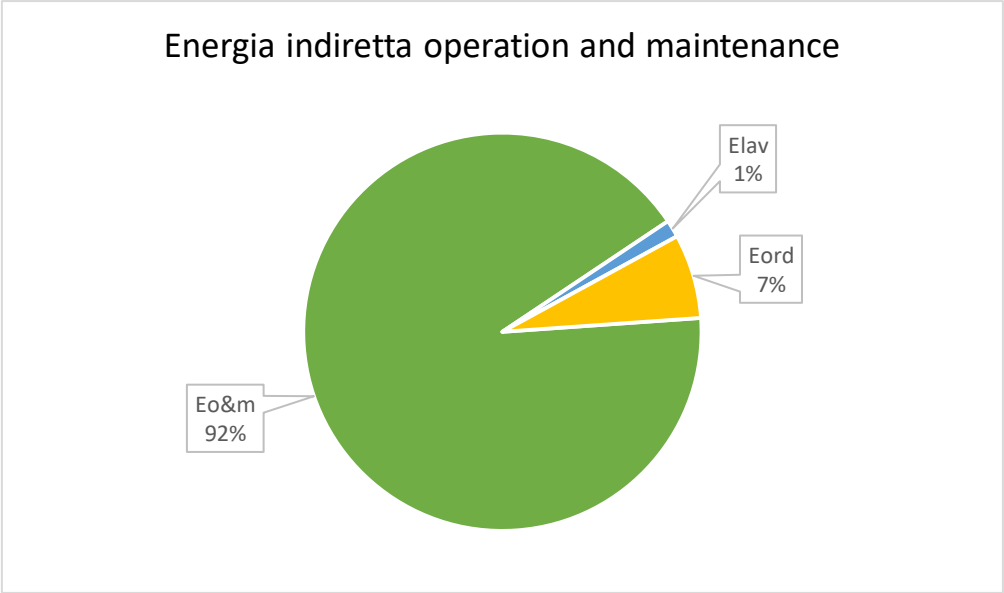


**Figure 4.7** Grafico a torta energia indiretta operation and maintenance.

Come si osserva in **figura 4.7**, l'energia indiretta dovuta ai materiali/chemicals sostituiti durante la vita dell'impianto risulta di gran lunga il maggior contributo (c. 93%); questo è dovuto alla sostituzione totale del synthetic thermo oil che possiede un GER molto elevato, che di conseguenza, si traduce in un'elevata energia indiretta. L'energia indiretta dei lavoratori invece è almeno un ordine di grandezza in meno.

### 4.1.1.4 Decommissioning and amortization

Durante il decommissioning si presume che si impieghino 2 anni per i lavori con un utilizzo di 500 lavoratori, come per la costruzione si utilizza la formula 4.1 con un $\gamma$=0,1 ottenendo un $E_{decom}$ di c. 1,94E+08 MJ. Oltre a questo valore approssimato conoscendo i kg di diesel consumati nella costruzione si calcola il valore di energia indiretta prodotta dal diesel che è c. 1,65E+06 MJ. Quindi il valore totale di energia indiretta dovuta al decommissionig è c. 1,96E+08 MJ.

L'energia indiretta per l'ammortamento dell'impianto, come descritto nel capitolo 2, è l'energia indiretta dei materiali/chemicals; questo perché è l'energia necessaria per la ricostruzione dell'impianto, in una qualsiasi parte del mondo, alla fine del ciclo di vita dell'impianto considerato. Questa energia indiretta è pari a c. 1,94 E+09 MJ.

### 4.1.2 PTPP ciclo diretto

Questo caso studio esamina un PTPP a ciclo diretto comparabile al primo impianto pre-commerciale situato in Spagna di nome INDITEP. L'impianto preso in esame ha una potenza installata di 5 MW e occupa un'area di 168 000 $m^2$. L'energia elettrica lorda prodotta dall'impianto è di c. 1,04E-02 TWh/y [36]. La vita utile dell'impianto considerato è di 25 anni.

Il campo solare è costituito da 70 collettori EuroTrough 100 per un'area di apertura netta totale di 38 384,5 $m^2$. Essendo un impianto a ciclo diretto, il fluido termovettore è l'acqua/vapore. L'impianto è a vapore surriscaldato e la circolazione del fluido avviene per ricircolo come in INDITEP [36]. Di conseguenza la turbina scelta è di tipo surriscaldato e per il raffreddamento si utilizza una torre di raffreddamento. In **figura 4.8** viene mostrato schematicamente l'impianto [37].

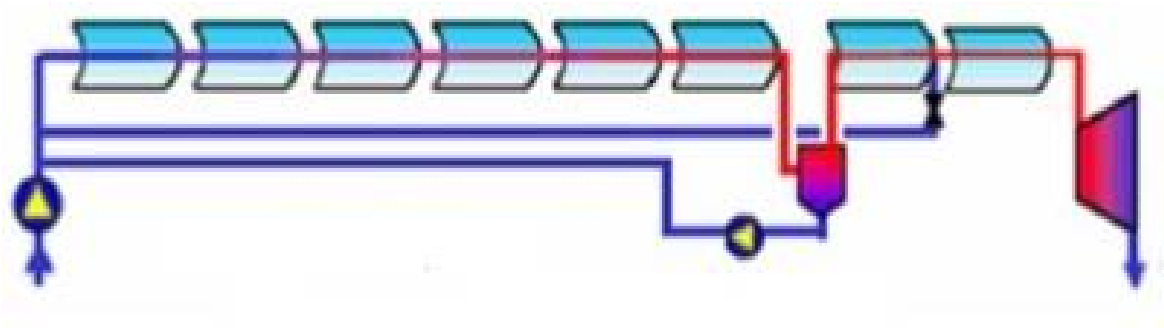

**Figure 4.8** Schema impianto DSG. Modificato da [32].

#### 4.1.2.1 Descrizione componenti dell'impianto

Il campo solare è formato da collettori solari EuroTrough 100. Le file di questi collettori hanno un allineamento nord-sud e un tracciamento est-ovest che viene eseguito attraverso dei sensori solari che comandano dei sistemi di tracciamento idraulici. Come per i collettori EuroTrough 150 del caso studio precedente, questi vengono allestiti in fabbrica da personale specializzato e poi trasportati in loco già assemblati per ottenere un montaggio più preciso degli specchi. In **tabella 4.9** sono mostrate alcune delle caratteristiche dei collettori EuroTrough 100 [29].

**Table 4.9** Caratteristiche del collettore solare EuroTrough 100.

| Caratteristiche | EuroTrough 100 |
|---|---|
| Lunghezza focale | 1,71 m |
| Raggio del tubo assorbitore | 3,5 cm |
| Larghezza apertura | 5,77 m |
| Area di apertura | 545 m² |
| Lunghezza del collettore | 99,5 m |
| Numero di moduli per unità | 8 |
| Numero di elementi in vetro | 224 |
| Numero di tubi assorbitori (4,1 m) | 24 |
| Riflettività dello specchio | 94% |
| Peso della struttura in acciaio e dei piloni, per $m^2$ di area di apertura | 19,0 kg |

Come già accennato, per l'impianto in questione si è scelta una circolazione del vapore di tipo ricircolo perché si è dimostrata controllabile e stabile nei collettori solari [36]. I collettori sono divisi in sette file parallele tra loro da dieci collettori solari ciascuna. I collettori di ogni fila sono suddivisi in 3 collettori per il preriscaldamento acqua, 5 collettori per l'evaporazione dell'acqua e 2 collettori per surriscaldare il vapore. Ad ogni uscita dalla sezione di ebollizione viene posto un separatore di acqua/vapore per far sì che nelle sezioni di surriscaldamento sia presente più vapore possibile. Come nell'impianto precedente, per ogni collettore è presente un attuatore idraulico per seguire la radiazione solare che segue le indicazioni dei sensori posti nel campo solare, però in questo caso la spaziatura è di 100 m invece di ogni 150 m. La temperatura di ingresso dell'acqua, nel campo solare, è di 115 °C con una pressione di 80 bar e un'uscita del vapore dal campo solare di 410 °C e 70 bar. Il ricevitore è prodotto da SCHOTT (PTR®70) e Solel (UVAC 2008).
La turbina a vapore surriscaldato è prodotta da PASCH (modello CFR5G6a + AFA66GT5a). L'uscita dello stadio di alta pressione della turbina è collegata all'ingresso dello stadio di bassa pressione. L'efficienza isoentropica della turbina è del 72% nominale con portata di vapore di 26 ton/h e diminuisce al 28% con 6 ton/h di portata. Uno dei maggiori vantaggi di questa turbina è che si avvia senza preriscaldamento e può raggiungere le condizioni di funzionamento nominale in qualche minuto [36]. Questo è molto importante perché per questo impianto non è considerata alcuna unità di accumulo termico (thermal storage), e quindi il funzionamento avviene solo nelle ore diurne e la turbina si avvia ogni giorno. Il vapore, una volta uscito dalla turbina, viene condensato in una torre di raffreddamento. Oltre a queste strutture principali sono presenti delle strutture ausiliarie come gli uffici e le strade interne dello stabilimento.

### 4.1.2.2 Costruzione dell'impianto

In questa fase vengono analizzati i materiali/chemicals che compongono ogni singolo componente dell'impianto, oltre all'energia spesa per costruirlo da parte dei lavoratori e il diesel consumato dai macchinari da costruzione utilizzati.

Questi dati sono stati estratti principalmente da [33] oltre agli altri articoli già citati in **tabella 4.1**. Di seguito in **tabella 4.10** vengono riportati i principali materiali/chemicals coinvolti nella costruzione dell'impianto con i loro relativi GER (MJ/kg) trovati attraverso il database *Ecoinvent v.2.2* presente nel software *SimaPro v.7.2*. Quindi utilizzando le formule 2.2 e 2.3 si calcola l'energia indiretta totale dei materiali/chemicals presente anch'esse in tabella.

**Table 4.10** Quantità totali di materiali/chemicals richiesti e loro relativa energia indiretta.

| | **Materiali/chemicals** | **kg** | **GER (MJ/kg)** | **$E_{mat,chem}$ (MJ)** |
|---|---|---|---|---|
| **Structure** | Flat glass coated | 4,59E+05 | 1,51E+01 | 6,93E+06 |
| | Reinforcing steel | 3,47E+06 | 2,35E+01 | 8,16E+07 |
| | Lubircating oil | 9,33E+02 | 9,76E+00 | 9,11E+03 |
| | Concrete | 3,47E+06 | 1,64E+00 | 5,69E+06 |
| **Receiver** | Chronium steel 18/8 | 2,67E+04 | 8,86E+01 | 2,37E+06 |
| | Glass tube, borosilicate | 2,23E+03 | 4,26E+01 | 9,51E+04 |
| | Pipes, chronium steel 18/8 | 2,34E+05 | 8,86E+01 | 2,07E+07 |
| **Power block** | Reinforcing stell | 5,60E+04 | 2,35E+01 | 1,32E+06 |
| | Ceramic tiles | 2,08E+02 | 1,58E+01 | 3,29E+03 |
| | Chroium steel 18/8 | 4,82E+03 | 8,86E+01 | 4,27E+05 |
| | Copper | 4,10E+02 | 1,01E+02 | 4,14E+04 |
| **Cooling tower** | Concrete | 6,56E+04 | 1,64E+00 | 1,08E+05 |
| | Reinforcing steel | 9,73E+03 | 2,35E+01 | 2,29E+05 |
| **Building and urbanization** | Concrete | 1,02E+06 | 1,64E+00 | 1,68E+06 |
| | Reinforcing steel | 4,89E+04 | 2,35E+01 | 1,15E+06 |
| | Cement | 9,35E+03 | 3,58E+00 | 3,35E+04 |
| | Silica sand | 2,80E+04 | 3,34E-01 | 9,37E+03 |
| | Gravel | 1,98E+05 | 1,63E-01 | 3,23E+04 |

In **tabella 4.11** vengono riportati i valori aggregati per materiali/chemicals così da avere una valutazione più precisa.

**Table 4.11** Quantità totali di materiali/chemicals richiesti e loro relativa energia indiretta aggregata.

| **Materiali/chemicals** | **kg** | **$E_{mat, chem}$ (MJ)** |
|---|---|---|
| Flat glass coated | 4,59E+05 | 6,93E+06 |
| Reinforcing steel | 3,59E+06 | 8,43E+07 |
| Lubircating oil | 9,33E+02 | 9,11E+03 |
| Concrete | 4,56E+06 | 7,48E+06 |
| Chronium steel 18/8 | 2,66E+05 | 2,35E+07 |
| Glass tube, borosilicate | 2,23E+03 | 9,51E+04 |
| Ceramic tiles | 2,08E+02 | 3,29E+03 |
| Copper | 4,10E+02 | 4,14E+04 |
| Cement | 9,35E+03 | 3,35E+04 |
| Silica sand | 2,80E+04 | 9,37E+03 |
| Gravel | 1,98E+05 | 3,23E+04 |

Attraverso i grafici a torta, mostrati in **figura 4.9** e **figura 4.10** è ancora più facile comprendere quale materiale/chemical sia il più utilizzato e quale il più impattante dal punto di vista energetico.

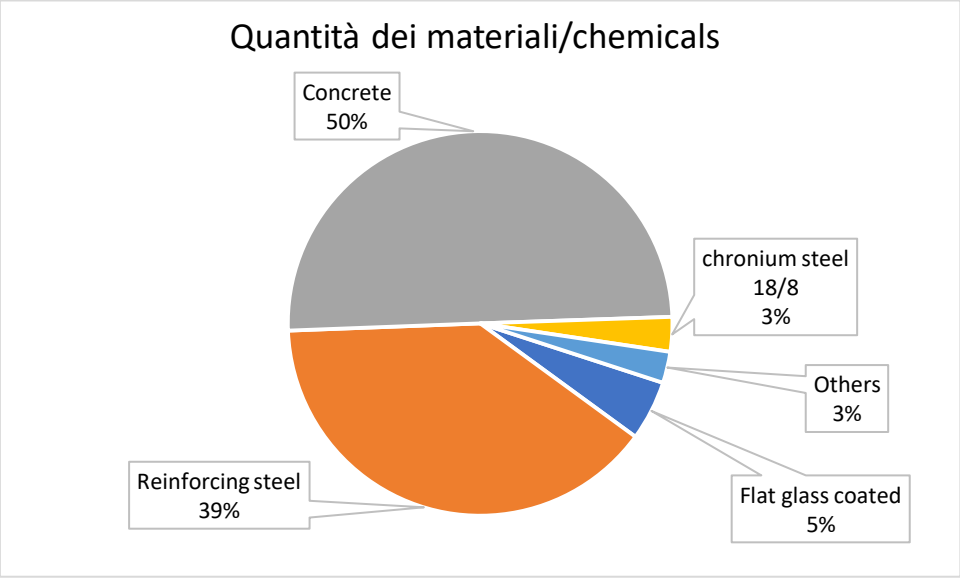


**Figure 4.9** Grafico a torta della distribuzione percentuale (*w/w*) dei materiali/chemicals utilizzati nell'impianto.

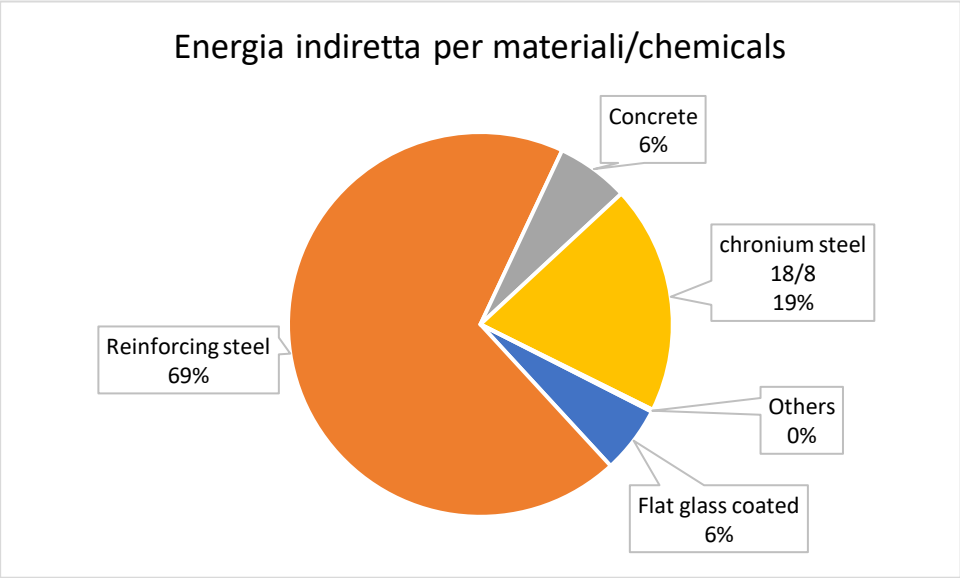


**Figure 4.10** Grafico a torta della distribuzione percentuale (MJ/MJ) dell'energia indiretta dei materiali/chemicals presenti nell'impianto.

Come si può notare, il calcestruzzo (concrete) è il materiale maggiormente presente ma la sua energia indiretta risulta molto bassa a causa del valore GER di bassa inferiore. La quota di energia indiretta del reinforcing steel è la più elevata, ciò è dovuto alle elevate quantità di materiale richieste e al valore GER intermedio. Da notare, che, come nel caso precedente, una grossa fetta di energia indiretta è data dal chronium steel 18/8 (c. 19%) nonostante in quantità non sia molto presente (c. 3%).

Nella **tabella 4.12** si riportano i vari componenti con le loro energie indirette totali. Nella **figura 4.11** vengono espresse sotto forma di grafico a torta per poter effettuare un confronto.

**Table 4.12** Energia indiretta dei materiali/chemicals per componente.

| **Componenti** | **$E_{mat,chem}$ (MJ)** |
|---|---|
| Structure | 9,42E+07 |
| Receiver | 2,32E+07 |
| Power block | 1,79E+06 |
| Cooling tower | 3,36E+05 |
| Building and urbanizations | 2,90E+06 |

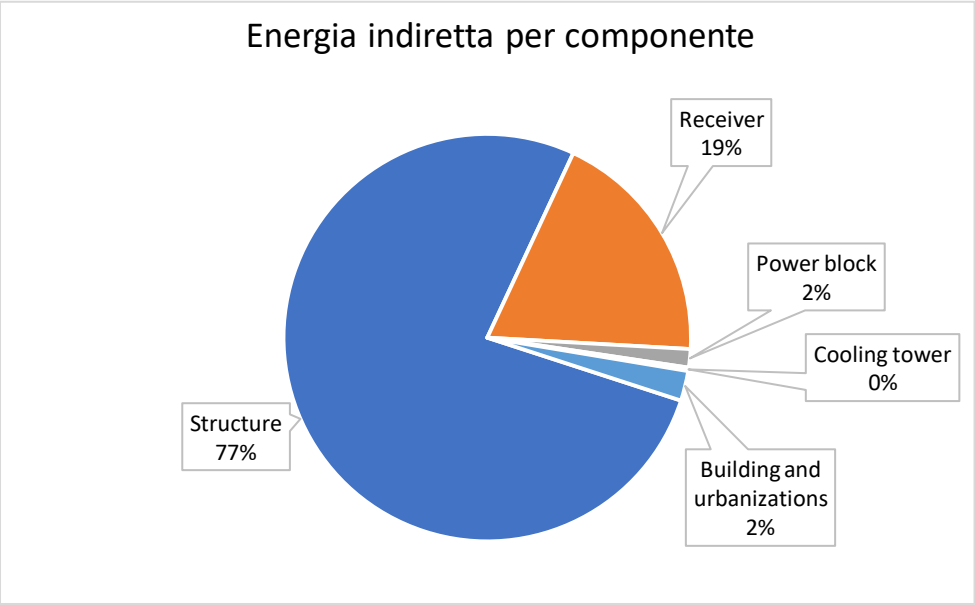


**Figure 4.11** Grafico a torta energia indiretta per componente.

Come si può notare facilmente la struttura del campo solare è la maggior contributrice dell'energia indiretta. In questo caso la quota del campo solare, considerando la struttura e i ricevitori, rappresenta fino al 96% dell'energia indiretta totale. Rispetto al caso precedente si ha una minor incidenza del receiver, in percentuale, grazie al fatto che non è più presente come HTFil synthetic thermo oil che, come abbiamo notato precedentemente, ha un'alta incidenza sull'energia indiretta prodotta dall'impianto. L'energia indiretta totale prodotta dai materiali/chemicals è c. 1,22E+08 MJ.

Inoltre, per costruire questo impianto si sono impiegati 18 mesi per la costruzione con una presenza di 50 lavoratori. Come abbiamo visto nel caso studio precedente, per quanto riguarda la stima della costruzione si utilizza la formula 4.1 con $\gamma$ pari a 0,1. Conoscendo le quantità di diesel consumati nella costruzione, si può procedere a calcolare anche il valore di energia indiretta dovuta al diesel, mostrato in **tabella 4.13**.

**Table 4.13** Energia indiretta diesel.

| | kg | GER (MJ/kg) | $E_{diesel}$ (MJ) |
|---|---|---|---|
| **Diesel** | 5,07E+04 | 8,00E+00 | 4,06E+05 |

L'energia indiretta totale prodotta dalla costruzione dell'impianto è pari a c. 1,27E+07 MJ.

### 4.1.2.3 Operation and maintenance

L'impianto produce un'energia elettrica lorda di 10 452 MWh/y, considerando che consuma circa il 16% di ciò che produce [38], l'energia netta prodotta dall'impianto sarà 8 779 MWh/y. Visto che l'impianto inizia a produrre energia in pochi minuti, l'energia consumata dall'impianto nella sua totalità è quasi del tutto quella prodotta da sé stesso e quindi si considera trascurabile quella fornita dalla rete elettrica nazionale.

Per quanto riguarda la manutenzione, si considera che circa lo 0,1% degli specchi durante un anno si frantumeranno a causa degli eventi atmosferici. Inoltre è previsto un lavaggio degli specchi annualmente (acqua deionizzata) [33]. In **tabella 4.14** vengono esposti questi dati oltre all'acqua (acqua decarbonizzata) necessaria per il funzionamento del ciclo dell'impianto lungo tutta la sua vita utile.

**Table 4.14** Energie indirette materiali/chemicals relative alla manutenzione e alle operazioni.

| Operation and maintenance | kg | GER (MJ/kg) | $E_{main}$ (MJ) |
|---|---|---|---|
| Deionised water | 2,35E+07 | 1,93E-02 | 4,53E+05 |
| Decarbonised water | 1,90E+09 | 5,10E-04 | 9,69E+05 |
| Flat glass coated 0,1%/a | 1,15E+04 | 1,51E+01 | 1,73E+05 |

Vengono anche presi in considerazione i lavoratori che in questo caso sono 15 persone in ufficio e 10 per la manutenzione. Considerando sempre un GER di 50 MJ/day per l'energia indiretta totale richiesta a persona, 240 giorni lavorativi l'anno e 25 anni di vita utile si ottiene un valore di $E_{lab}$ pari a c. 7,50E+06 MJ.

Bisogna anche valutare il valore di energia indiretta per la manutenzione ordinaria dell'impianto e la sostituzione dei componenti usurati. Per far ciò si ricorre alla formula 4.1 con un $\gamma$=0,03 ottenendo un valore di $E_{ord}$ di c. 3,67E+06 MJ.
In **tabella 4.15** vengono esposte tutte le energie indirette relative alle operazioni e manutenzione.

**Table 4.15** Energie indirette relative alla manutenzione.

| Energie indirette | MJ |
|---|---|
| $E_{o\&m}$ | 1,59E+06 |
| $E_{lav}$ | 7,50E+06 |
| $E_{ord}$ | 3,67E+06 |

Il totale dell'energia indiretta per le operazioni e la manutenzione dell'impianto è di c. 1,28E+07 MJ. Per avere una chiara rappresentazione dei dati vengono esposti sotto forma di grafico a torta, nella **figura 4.12**.

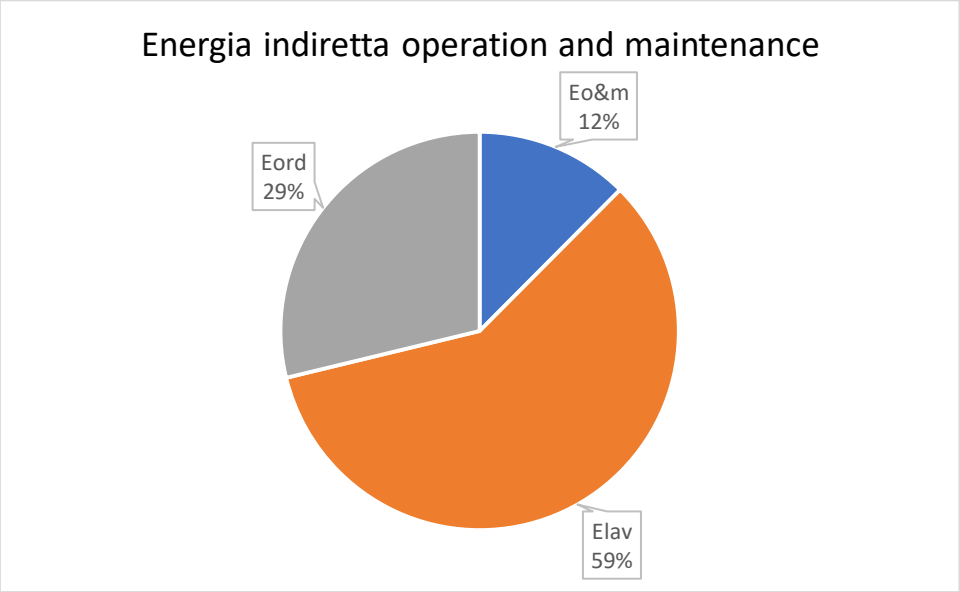


**Figure 4.12** Grafico a torta energia indiretta operation and maintenance.

In questo caso, non essendoci particolari sostituzioni da compiere, l'energia dei lavoratori è la maggior contributrice.

### 4.1.2.4 Decommissioning and amortization

Durante la fase di smantellamento si ipotizza un numero di lavoratori pari a 50 con un tempo stimato di 18 mesi e una quantità di diesel consumato di c. 2,02 E+04 kg. Quindi, utilizzando la formula 4.1 con un $\gamma$=0,1, per la fase di smantellamento si ottiene un valore di c. 1,22E+07 MJ e un'energia indiretta dovuta al consumo del diesel di c. 1,79E+05 MJ. Il totale dell'energia indiretta dovuta al decommissioning è pari a c. 1,24E+07 MJ.

L'energia indiretta per l'ammortamento dell'impianto è pari all'energia indiretta dovuta ai materiali/chemicals, con un valore di c. 1,22E+08 MJ .

## 4.2 Caso studio impianto fotovoltaico

Per comprendere al meglio la tecnologia esaminata, sono stati cercati vari riferimenti in letteratura per avere dei valori comparabili con quelli ottenuti in questa tesi. A questo scopo si presenta una tabella con i vari riferimenti più significativi che hanno utilizzato una metodologia simile a quella utilizzata in questo elaborato. Nella **tabella 4.16** sono riportati questi riferimenti con alcune delle più importanti caratteristiche degli impianti analizzati, come ad esempio la potenza e il valore dell'EROI.

**Table 4.16** Riferimenti bibliografici EROI moduli fotovoltaici.

| Autori | Luogo | Modulo fotovoltaico | Average Solar Insolation [kWh/(y*m$^2$)] | EROI | Note |
|---|---|---|---|---|---|
| **Energy intensities, EROIs (energy returned on invested), and energy payback times of electricity generating power plants**<br>**D. Weißbach, G. Ruprecht a , A. Huke a,c , K. Czerski a,b , S. Gottlieb a , A. Hussein a,d** [26] | Germania | Poly-si | 1 051 | 3,8 | Angolo di inclinazione fisso. |
| **Energy Return on Energy Invested (ERoEI) for photovoltaic solar systems in regions of moderate insolation: A comprehensive response**<br>**Marco Raugeia,b, et al.** [39] | Svizzera | Poly-si | 1 125 | 6,9 | Angolo di inclinazione fisso. |
| **Energy Return on Energy Invested (ERoEI) for photovoltaic solar systems in regions of moderate insolation**<br>**Ferruccio Ferroni, Robert J. Hopkirk** [40] | Svizzera | Poly-si | 1 125 | 0,85 | Angolo di inclinazione fisso. |
| **Spain's Photovoltaic Revolution: The Energy Return on Investment.**<br>**P. A. Prieto and C. A. Hall**[41] | Spain | - | 2 000 | 2,4 | Per tutta l'industria fotovoltaica. |
| **Energy payback time (EPBT) and energy return on energy invested (EROI) of solar photovoltaic systems: A systematic review and meta-analysis,**<br>**Khagendra P. Bhandari, Jennifer M. Collier, Randy J. Ellingson , Defne S. Apul** [42] | - | Poly-si | 1 700 | 5,2-11,6 | Valore di EROI di altre tecnologie oltre al poly-si. Angolo di inclinazione fisso e valore di EROI armonizzato. |

Questo caso studio esamina un impianto fotovoltaico da 5 $MW_p$ posto nella stessa località dei due impianti precedenti. I moduli fotovoltaici scelti sono da 165 $W_p$ di silicio policristallino e sono montati su una struttura con un'inclinazione fissa di 26° e un angolo di orientamento pari a -17°; questi ultimi due valori sono stati trovati attraverso il software PVGIS-5. Inoltre, si è anche ricavato l'irraggiamento annuale, all'angolo di inclinazione scelto, pari 1 684,62 kWh/m². Nell'impianto sono presenti 3304 moduli fotovoltaici e 10 inverter da 500 kW. Il ciclo di vita dell'impianto considerato è di 25 anni con un'area di terreno occupato pari a 178 036 $m^2$.

### 4.2.1 Descrizione componenti dell'impianto

L'impianto è composto da moduli fotovoltaici policristallini da 165 $W_p$ prodotti nell'Unione Europea che hanno le caratteristiche mostrate in **tabella 4.17** [43].

**Table 4.17** Caratteristiche moduli fotovoltaici

| **Caratteristiche** | |
|---|---|
| Area cella | 1 565,5 $cm^2$ |
| Numero di celle | 72 |
| Larghezza modulo | 80 cm |
| Lunghezza modulo | 156 cm |
| Perimetro | 4,72 m |
| Area modulo | 1,25 $m^2$ |
| Potenza modulo | 165 $W_p$ |
| Efficienza modulo | 13,20% |

Invece in **tabella 4.18** vengono mostrati i materiali/chemicals necessari per la costruzione di un singolo modulo fotovoltaico [43].

**Table 4.18** Materiali/chemicals di un modulo fotovoltaico.

| **Materiali/chemicals** | **kg** |
|---|---|
| Silicon multi-si, casted | 9,10E-01 |
| Aluminium | 3,80E+00 |
| Polyphenylenoxid | 2,00E-01 |
| Glass sheet, low iron, tempered | 1,14E+01 |
| Ethyl Vinyl Acetate | 1,30E+00 |
| Polyethylene, HD | 3,20E-01 |
| Copper | 1,40E-01 |

Bisogna notare che nei materiali/chemicals è presente il silicon multi-si(casted) e non il silicio. Questo perché per ottenere le celle policristalline, il silicio subisce varie trasformazioni molto energivore. In primo luogo, dal silicio si ottiene il silicio di grado metallurgico per poi ottenere il silicio di grado solare attraverso il processo Siemens; seguiti poi dalla formazione dei lingotti

di silicio policristallino per poi concludere con il taglio in wafer, da qui in cella solare per poi essere montata sul modulo fotovoltaico [43].

La struttura su cui sono montati questi moduli fotovoltaici è fissa e inclinata di 26°. In **tabella 4.19** vengono mostrati i materiali/chemicals e il loro relativo peso per unità di superficie ($m^2$) di modulo fotovoltaico presente.

**Table 4.19** Materiali/chemicals della struttura.

| **Materiali/chemicals** | **kg/m$^2$** |
|---|---|
| Chromium steel 18/8 | 2,47E-01 |
| Aluminium | 3,98E+00 |
| Polyethylene | 9,09E-04 |
| Polystyrene | 4,56E-03 |
| Reinforcing steel | 7,21E+00 |
| Concrete | 1,27E+00 |

Gli inverter presenti in questo impianto sono da 500 kW, sono prodotti in Germania e il modello scelto è Inverter 500 kW SMA Sunny Central SC500HE. L'inverter ha un rendimento totale del 96,8 % e un peso totale di circa 2 800 kg. In **tabella 4.20** sono presenti i materiali/chemicals e relativa quantità di un singolo inverter.

**Table 4.20** Materiali/chemicals di un inverter.

| **Materiali/chemicals** | **kg** |
|---|---|
| Copper | 3,35E+02 |
| Low-alloy steel | 1,44E+03 |
| Polyester | 7,10E+01 |
| Polyethylene, HD | 2,20E+01 |
| Lubricating oil | 8,81E+02 |
| Aluminium | 1,31E+02 |

Inoltre, nell'impianto sono presenti vari componenti elettronici adibiti alla protezione dell'impianto stesso, come diodi di bypass, diodi di blocco fusibili e sezionatori. Per concludere, sono presenti ovviamente i cavi per collegare il tutto, strade e un edificio adibito al controllo dell'impianto.

### 4.2.2 Costruzione dell'impianto

In questa fase vengono analizzate le energie indirette prodotte dai materiali/chemicals utilizzate nella costruzione dell'impianto oltre alla fase vera e propria di costruzione dello stesso. Visto che nel paragrafo precedente si sono già esposti i vari materiali/chemicals con una moltiplicazione per il valore totale di moduli fotovoltaici presenti, si trovano subito le risorse totali usate. Questo vale anche per gli inverter (10) in tutto l'impianto. Per la struttura su cui

sono montati i moduli invece basta moltiplicare il peso specifico per superficie (kg/m$^2$) per la superficie totale dei moduli fotovoltaici presenti (37 880 m$^2$). I dati presenti in **tabella 4.21** sono stati ottenuti tramite varie ricerche bibliografiche [43][44][45][46].

**Table 4.21** Quantità totali di materiali/chemicals richiesti e loro relativa energia indiretta.

| Componenti | Materiali/chemicals | Totale impianto (kg) | GER (MJ/kg) | $E_{mat,chem}$ (MJ) |
|---|---|---|---|---|
| **Modulo fotovoltaico 165 $W_p$** | Silicon multi-si, casted | 2,76E+04 | 1,61E+03 | 4,44E+07 |
| | Aluminium | 1,15E+05 | 1,37E+02 | 1,58E+07 |
| | Polyphenylenoxid | 6,06E+03 | 7,82E+02 | 4,74E+06 |
| | Glass sheet, low iron, tempered | 3,45E+05 | 1,55E+01 | 5,35E+06 |
| | Ethyl Vinyl Acetate | 3,94E+04 | 9,41E+01 | 3,71E+06 |
| | Polyethylene, HD | 9,70E+03 | 7,80E+01 | 7,56E+05 |
| | Copper | 4,24E+03 | 1,01E+02 | 4,28E+05 |
| **Struttura Moduli** | Chromium steel 18/8 | 9,36E+03 | 8,86E+01 | 8,29E+05 |
| | Aluminium | 1,51E+05 | 1,37E+02 | 2,07E+07 |
| | Polyethylene, HD | 3,44E+01 | 7,80E+01 | 2,69E+03 |
| | Polystyrene | 1,73E+02 | 1,08E+02 | 1,86E+04 |
| | Reinforcing steel | 2,73E+05 | 2,35E+01 | 6,42E+06 |
| | Concrete | 4,82E+04 | 1,64E+00 | 7,90E+04 |
| **Inverter 500 kW SMA Sunny Central SC500HE** | Copper | 3,35E+03 | 1,01E+02 | 3,38E+05 |
| | Low-alloy steel | 1,44E+04 | 2,74E+01 | 3,95E+05 |
| | Polyester | 7,10E+02 | 1,26E+02 | 8,95E+04 |
| | Polyethylene, HD | 2,20E+02 | 7,80E+01 | 1,72E+04 |
| | Lubricating oil | 8,81E+03 | 9,76E+00 | 8,60E+04 |
| | Aluminium | 1,31E+03 | 1,37E+02 | 1,79E+05 |
| **Componenti elettronici** | Copper | 6,50E+03 | 1,01E+02 | 6,57E+05 |
| | Reinforcing steel | 4,64E+02 | 2,35E+01 | 1,09E+04 |
| | Polyethylene, HD | 6,22E+03 | 7,80E+01 | 4,85E+05 |
| **Cavi elettrici** | Copper | 2,42E+04 | 1,01E+02 | 2,45E+06 |
| | Thermoplastic elastomer | 1,82E+04 | 1,54E-02 | 2,80E+02 |
| **Buildings and urbanizations** | Reinforcing steel | 1,97E+03 | 2,35E+01 | 4,63E+04 |
| | Polyethylene, HD | 5,32E+02 | 7,80E+01 | 4,15E+04 |
| | Concrete | 1,82E+04 | 1,64E+00 | 2,98E+04 |
| | Gravel | 1,98E+05 | 1,63E-01 | 3,23E+04 |

In **tabella 4.22** vengono riportati i valori aggregati per materiale/chemical così da avere una chiara idea su quale sia il materiale/chemical più impattante.

**Table 4.22** Quantità totali di materiali/chemicals richiesti e loro relativa energia indiretta aggregata.

| **Materiali/chemicals** | **kg** | **$E_{mat,chem}$ (MJ)** |
|---|---|---|
| Silicon multi-si, casted | 2,76E+04 | 4,44E+07 |
| Aluminium | 2,67E+05 | 3,66E+07 |
| Polyphenylenoxid | 6,06E+03 | 4,74E+06 |
| Glass sheet, low iron, tempered | 3,45E+05 | 5,35E+06 |
| Ethyl Vinyl Acetate | 3,94E+04 | 3,71E+06 |
| Polyethylene, HD | 1,67E+04 | 1,30E+06 |
| Copper | 3,83E+04 | 3,87E+06 |
| Chromium steel 18/8 | 9,36E+03 | 8,29E+05 |
| Polystyrene | 1,73E+02 | 1,86E+04 |
| Reinforcing steel | 2,76E+05 | 6,48E+06 |
| Concrete | 6,64E+04 | 1,09E+05 |
| Low-alloy steel | 1,44E+04 | 3,95E+05 |
| Polyester | 7,10E+02 | 8,95E+04 |
| Lubricating oil | 8,81E+03 | 8,60E+04 |
| Thermoplastic elastomer | 1,82E+04 | 2,80E+02 |
| Gravel | 1,98E+05 | 3,23E+04 |

Attraverso i grafici a torta, mostrati in **figura 4.13** e **figura 4.14** è ancora più facile comprendere quale materiale/chemical sia il più utilizzato e quale il più impattante dal punto di vista energetico.

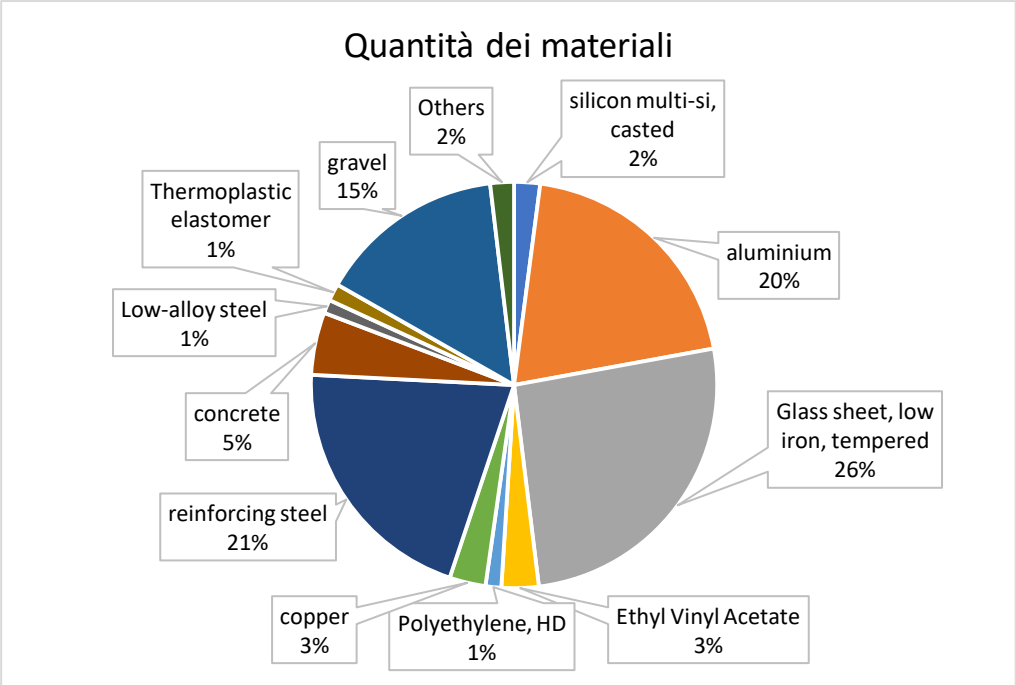


**Figure 4.13** Grafico a torta della distribuzione percentuale (*w/w*) dei materiali/chemicals utilizzati nell'impianto.

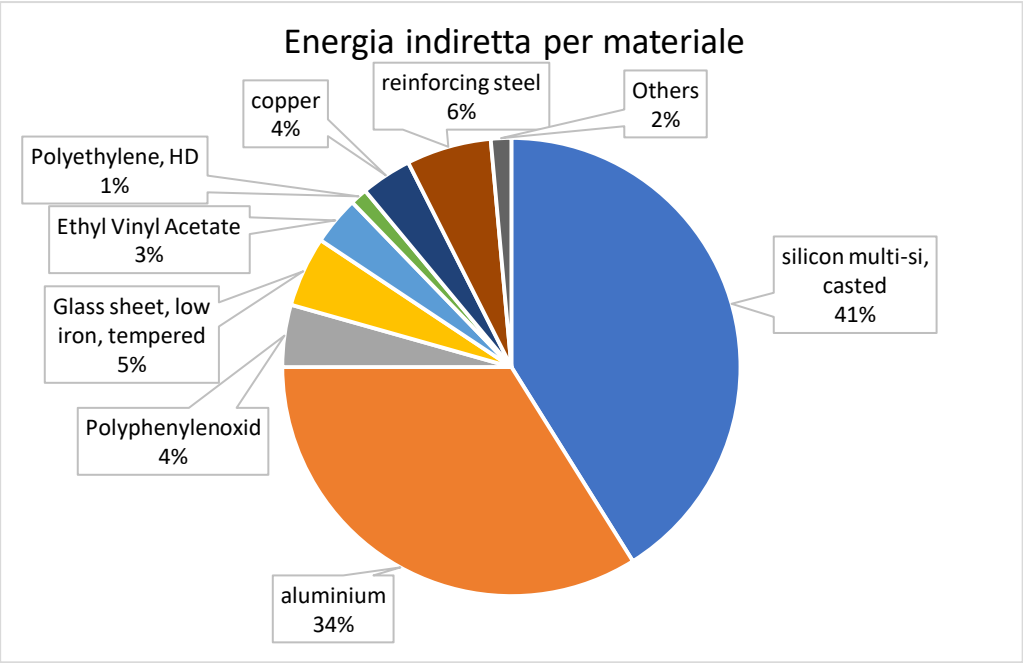


**Figure 4.14** Grafico a torta della distribuzione percentuale (MJ/MJ) dell'energia indiretta dei materiali/chemicals presenti nell'impianto.

Confrontando i due grafici tra loro, si nota subito che nonostante il silicon multi-si sia presente in minima percentuale (c. 2%) influisce però in modo significativo sull'energia indiretta (c. 41%); questo perché, come accennato pocanzi, i processi per ottenere il silicio multicristallino è un processo considerato ad alta intensità energetica . Un altro materiale che ha un peso importante sull'energia indiretta è l'alluminio; questo viene utilizzato per la cornice dei moduli, nella struttura che sorregge i pannelli e anche in minor quantità negli inverters.

Nella **tabella 4.23** si riportano le energie indirette totali dei materiali/chemicals per componente. Nella **figura 4.15** vengono espresse, sotto forma di grafico a torta, per poter effettuare un confronto.

**Table 4.23** Energia indiretta dei materiali/chemicals per componente.

| **Componenti** | **$E_{mat,chem}$ (MJ)** |
|---|---|
| Pannello fotovoltaico 165 $W_p$ | 7,52E+07 |
| Struttura Moduli | 2,80E+07 |
| Inverter 500 kW SMA Sunny Central SC500HE | 1,10E+06 |
| Componenti elettronici | 1,15E+06 |
| Cavi elettrici | 2,45E+06 |
| Buildings and urbanizations | 1,50E+05 |

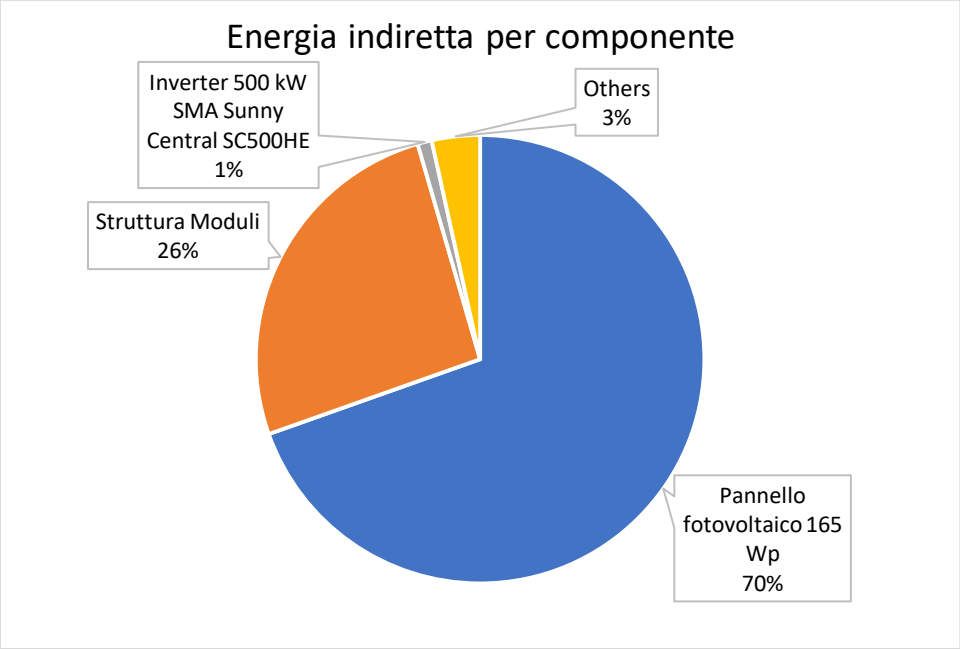


**Figure 4.15** Grafico a torta energia indiretta per componente.

Come si evince chiaramente, la maggior parte dell'energia indiretta è prodotta dal campo solare composto da modulo fotovoltaico (c. 70%) e struttura dei moduli (c. 26%). L'energia indiretta totale prodotta dai materiali/chemicals è c. 1,08E+08MJ.

Inoltre, per costruire questo impianto si sono impiegati 18 mesi per la costruzione con una presenza di 35 lavoratori. Come abbiamo visto nei casi studio precedenti, per quanto riguarda la stima della costruzione si utilizza la formula 4.1 con $\gamma$ pari a 0,1 ottenendo un valore pari a c. 1,08E+07 MJ. Conoscendo la quantità di diesel consumato nella costruzione si calcola anche il valore di energia indiretta prodotta dal diesel, mostrato in **tabella 4.24**.

**Table 4.24** Energia indiretta diesel.

| | kg | GER (MJ/kg) | $E_{diesel}$ (MJ) |
|---|---|---|---|
| **Diesel** | 6,25E+03 | 8,00E+00 | 5,00E+04 |

Quindi il valore totale di energia indiretta dovuta alla costruzione è pari a c. 1,09E+07 MJ.

### 4.2.3 Operation and maintenance

Per calcolare l'energia elettrica lorda prodotta dall'impianto conoscendo l'irraggiamento annuale, all'angolo di inclinazione scelto, pari 1 684,62 kWh/m² (H) e la potenza di picco dell'impianto ($P_p$) che è 5 $MW_p$. Inoltre, va considerato il performance ratio (PR) dell'impianto nella sua interezza, per far ciò vanno valutati i rendimenti di ogni parte dell'impianto. Si considera ad esempio un fattore di potenza di 0,9, un rendimento dell'inverter di 0,968, perdite per irradianza bassa e temperatura di c. 5,45%. Infine, va anche considerato il fatto che nei moduli fotovoltaici diminuisca la loro efficienza con il passare degli anni; per tenere in considerazione questo fattore si aggiunge un ulteriore rendimento di 0,9. Si è scelto questo valore perché la maggior parte dei moduli fotovoltaici stima un rendimento a 25 anni di 0,8,

quindi mediando tra il 100% e l'80% si ottiene un valore di 0,9 [47]. Di conseguenza il valore di energia elettrica lorda dell'impianto ottenuto sarà un valore medio e al fine di ottenere l'energia prodotta durante la vita dell'impianto basterà moltiplicare per la vita utili dell'impianto. Il valore di PR totale quindi si assesta a 74,12%.

$$P_{el} = P_p \cdot PR \cdot H \tag{4.2}$$

L'energia elettrica lorda annuale così calcolata è pari a c. 6,24E-3 TWh/y. Bisogna considerare che l'inverter consuma una piccola parte di questa energia elettrica sia in stand by che durante il funzionamento. Questa energia è stimata pari a c. 3,47E-5 TWh/y [6], questa energia viene direttamente consumata da quella prodotta dall'impianto stesso. Ottenendo così un'energia diretta pari a c. 6,21E-3 TWh/y.

Durante la vita utile dell'impianto si stima che circa il 2% dei moduli fotovoltaici venga sostituito; inoltre, gli inverters hanno una vita utile di 15 anni e di conseguenza devono essere sostituiti una volta nella vita utile dell'impianto in analisi [44]. Si ipotizza anche un lavaggio dei moduli fotovoltaici una volta l'anno. In **tabella 4.25** sono presenti le quantità di materiali/chemicals necessari per queste sostituzioni e la loro relativa energia indiretta.

**Table 4.25** Energie indirette materiali/chemicals relative alla manutenzione e alle operazioni.

| Operation and maintenance | Materiali/chemicals | Totale (kg) | GER (MJ/kg) | $E_{main}$ (MJ) |
|---|---|---|---|---|
| **Inverter 500 kW SMA Sunny Central SC500HE** | Copper | 3,35E+03 | 1,01E+02 | 3,38E+05 |
| | Low-alloy steel | 1,44E+04 | 2,74E+01 | 3,95E+05 |
| | Polyester | 7,10E+02 | 1,26E+02 | 8,95E+04 |
| | Polyethylene, HD | 2,20E+02 | 7,80E+01 | 1,72E+04 |
| | Lubricating oil | 8,81E+03 | 9,76E+00 | 8,60E+04 |
| | Aluminium | 1,31E+03 | 1,37E+02 | 1,79E+05 |
| **Modulo fotovoltaico 165 $W_p$** | Silicon multi-si, casted | 5,51E+02 | 1,61E+03 | 8,88E+05 |
| | Aluminium | 2,30E+03 | 1,37E+02 | 3,15E+05 |
| | Polyphenylenoxid | 1,21E+02 | 7,82E+02 | 9,48E+04 |
| | Glass sheet, low iron, tempered | 6,91E+03 | 1,55E+01 | 1,07E+05 |
| | Ethyl Vinyl Acetate | 7,88E+02 | 9,41E+01 | 7,41E+04 |
| | Polyethylene, HD | 1,94E+02 | 7,80E+01 | 1,51E+04 |
| | Copper | 8,48E+01 | 1,01E+02 | 8,57E+03 |
| **Manutenzione** | Mirror washing water | 2,35E+07 | 1,93E-02 | 4,53E+05 |

Vengono presi in considerazione i lavoratori che in questo caso sono 9 persone. Considerando sempre un GER di 50 MJ/day a persona, 240 giorni lavorativi l'anno e 25 anni di vita utile si ottiene un valore di $E_{lab}$ pari a c. 2,70E+06 MJ.

Inoltre, viene valutato il valore di energia indiretta per la manutenzione ordinaria dell'impianto e la sostituzione dei componenti usurati. Per far ciò si ricorre alla formula 4.1 con un $\gamma$ di 0,03 ottenendo un valore di $E_{ord}$ di c. 3,24E+06 MJ.

In **tabella 4.26** vengono esposte tutte le energie indirette relative alle operazioni e manutenzione.

**Table 4.26** Energie indirette relative alla manutenzione.

| Energie indirette | MJ |
|---|---|
| $E_{o\&m}$ | 3,06E+06 |
| $E_{lav}$ | 2,70E+06 |
| $E_{ord}$ | 3,24E+06 |

Il totale dell'energia indiretta per le operazioni e la manutenzione dell'impianto è di c. 9,00E+06 MJ.
In **figura 4.16** vengono rappresentate nel grafico a torta.

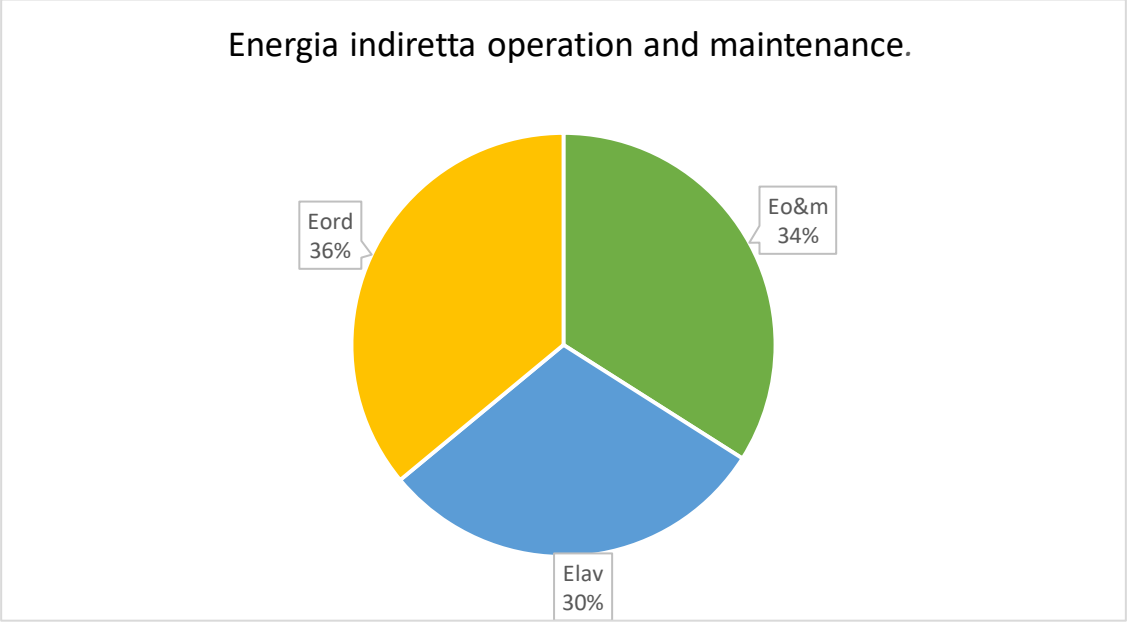


**Figure 4.16** Grafico a torta energia indiretta operation and maintenance.

I tre termini presenti risultano con percentuali molto simili tra loro.

### 4.2.4 Decommissioning and amortization

Nella fase di smantellamento si ipotizza un numero di lavoratori pari a 35 con un tempo stimato di 18 mesi e una quantità di diesel consumato di c. 2,76E+03 kg. Utilizzando la formula 4.1 con un $\gamma$ di 0,1, per la fase di smantellamento si ottiene un valore di c. 1,08E+07 MJ e un'energia indiretta dovuta al consumo del diesel di 2,20E+04 MJ. Il totale dell'energia indiretta dovuta al decommissioning è pari a c. 1,08E+07 MJ.

L'energia indiretta per l'ammortamento dell'impianto è pari all'energia indiretta dovuta ai materiali/chemicals con un valore di c. 1,08E+08 MJ .

# 5 Risultati e discussione

Allo scopo di stabilire se una data tecnologia è energeticamente sostenibile, viene utilizzata la metodologia ESA che si avvale di tre indicatori: ESI, EROI e EPT. A tal fine, in **tabella 5.1** vengono rappresentate tutte le energie inerenti ai tre impianti oggetto di studio. Queste energie sono riferite all'intero ciclo vitale dell'impianto e sono normalizzate al MW di potenza dell'impianto per avere subito un facile confronto tra i vari impianti.

**Table 5.1** Principali energie considerate per il calcolo dell'ESA.

| | | PT 50 MW | DSG 5 MW | PV 5 MW |
|---|---|---|---|---|
| **Energia primaria (MJ/MW)** | | 1,96E+09 | 1,48E+09 | 1,46E+09 |
| **Avoided energy (MJ/MW)** | | - | - | - |
| **Already spent energy (MJ/MW)** | | - | - | - |
| **Available energy (MJ/MW)** | | 1,96E+09 | 1,48E+09 | 1,46E+09 |
| **Energia prodotta (MJ/MW)** | | 2,98E+08 | 1,88E+08 | 1,12E+08 |
| **Energia diretta spesa (MJ/MW)** | | 4,77E+07 | 3,01E+07 | 6,24E+05 |
| **Energia indiretta** | Materiali/chemicals (MJ/MW) | 3,88E+07 | 2,45E+07 | 2,16E+07 |
| | Operation and maintenance (MJ/MW) | 1,70E+07 | 2,55E+06 | 1,80E+06 |
| | $E_{ind}$ to prod $E_{dir}$ (MJ/MW) | 0,00E+00 | 0,00E+00 | 0,00E+00 |
| | Construction (MJ/MW) | 3,95E+06 | 2,53E+06 | 2,17E+06 |
| | Decommissioning (MJ/MW) | 3,91E+06 | 2,48E+06 | 2,16E+06 |
| | Amortization (MJ/MW) | 3,88E+07 | 2,45E+07 | 2,16E+07 |
| **$E_{net}$ (MJ/MW)** | | 2,51E+08 | 1,58E+08 | 1,12E+08 |
| **$E_{ind}$ (MJ/MW)** | | 1,02E+08 | 5,65E+07 | 4,93E+07 |
| **$E_{useful}$ (MJ/MW)** | | 1,48E+08 | 1,01E+08 | 6,24E+07 |

L'energia primaria di ogni impianto è stata calcolata tramite il prodotto tra la radiazione solare annuale del sito e l'area utile dei collettori o dei moduli fotovoltaici dell'impianto e la vita utile dello stesso. L'avoided energy non è presente in questo caso perché l'energia primaria utilizzata per produrre energia elettrica è la radiazione solare e quindi non ho di fatto un risparmio di energia dovuto al suo utilizzo. Anche l'already spent energy è assente perché non ho spesa di energia per sfruttare la radiazione solare. Quindi risulta che l'available energy è pari all'energia primaria. L'energia prodotta annualmente di ogni caso studio è stata calcolata nel capitolo precedente, per immettere il dato in tabella è stato solo moltiplicato per la vita utile dell'impianto. Anche l'energia diretta spesa è stata calcolata in precedenza, qui viene riportata per tutto il ciclo vitale dell'impianto. Ricordiamo che è l'energia spesa direttamente dall'impianto per produrre energia elettrica. Tutte le energie indirette relative agli impianti sono state elaborate nel capitolo antecedente. L'energia netta è la differenza tra l'energia prodotta e l'energia diretta spesa. Inoltre, viene riportato il valore totale dell'energia indiretta che serve per il calcolo dell'energia utile attraverso la differenza tra l'energia netta e l'energia indiretta stessa.

L'energia diretta consumata dai PTPP (PT, DSG) risulta più elevata rispetto all'energia consumata dall'impianto fotovoltaico (PV); questo è dovuto al fatto che negli impianti di PTPP ci sono vari componenti che consumano energia elettrica (ad esempio le pompe, attuatori idraulici, ecc.) che non sono presenti nell'impianto fotovoltaico.

Attraverso i grafici a torta esposti in **figura 5.1**, **5.2** e **5.3** si evidenziano i vari pesi delle energie indirette del PTPP da 50 MW, del DSG da 5 MW e dell'impianto fotovoltaico da 5 $MW_p$.

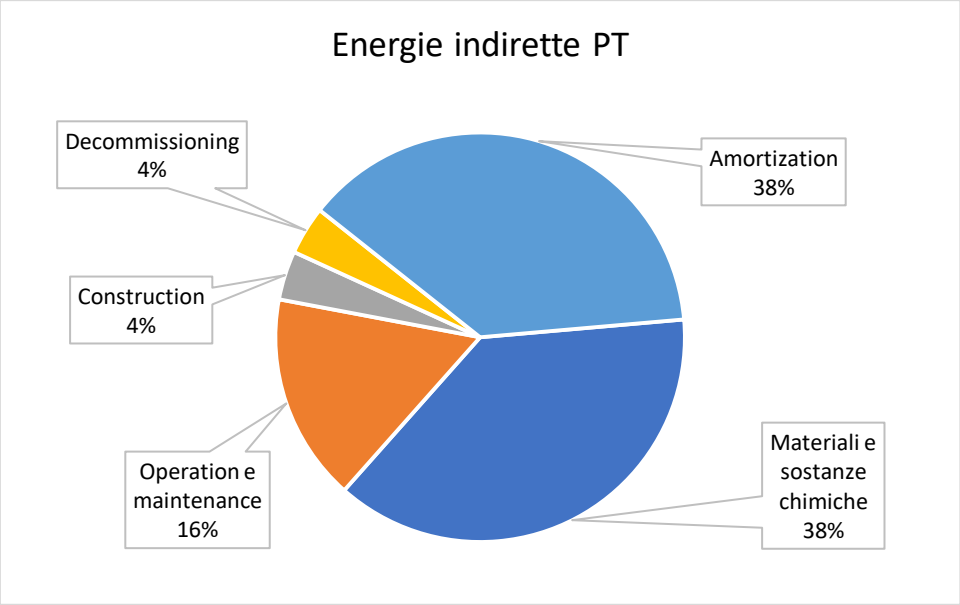


**Figure 5.1** Grafico a torta energie indirette presenti in PT 50 MW.

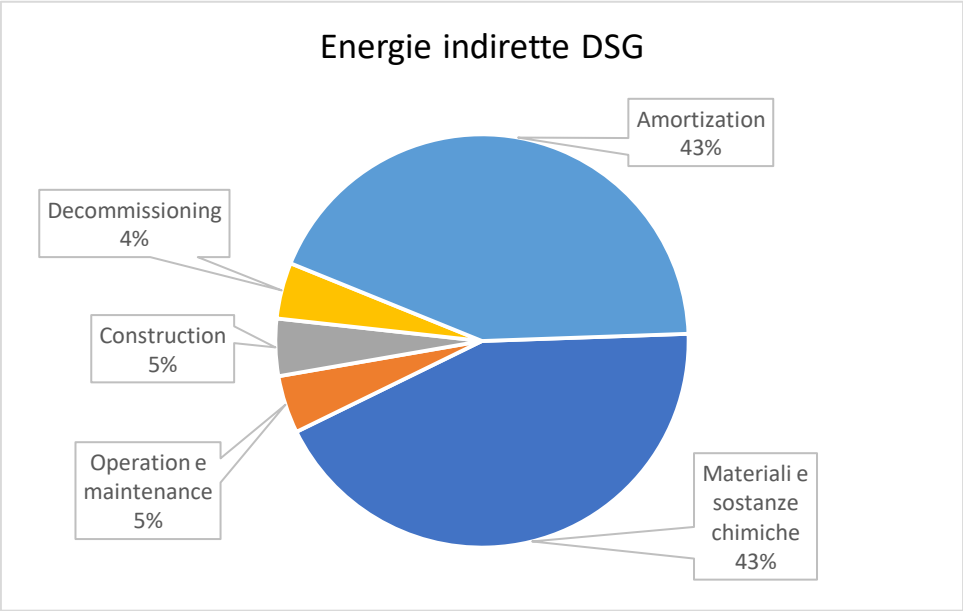


**Figure 5.2** Grafico a torta energie indirette presenti in DSG 5 MW.

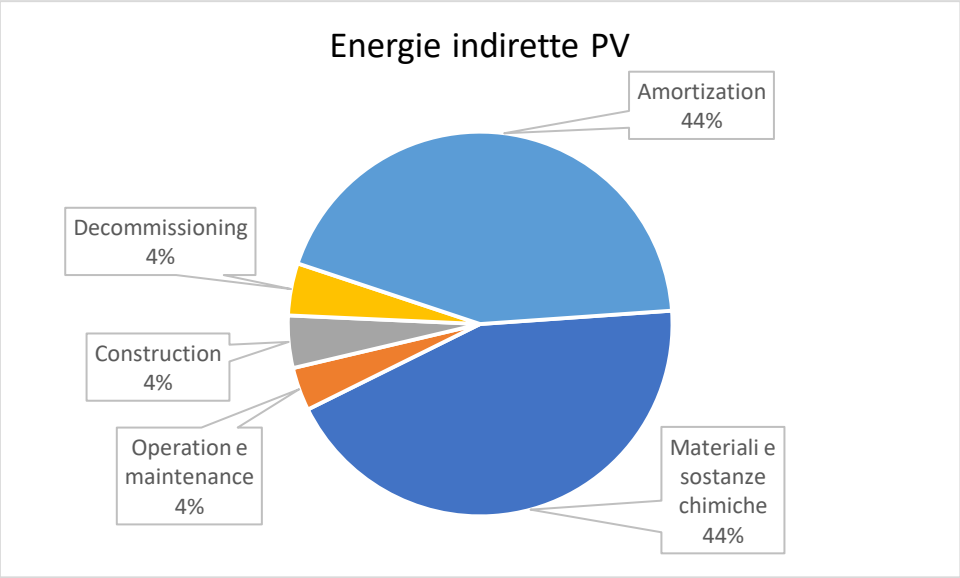


**Figure 5.3** Grafico a torta energie indirette presenti in PV 5 MW.

In **figura 5.1** risulta evidente che l'energia indiretta dovuta ai materiali/chemicals per la costruzione dell'impianto e il suo successivo ammortamento rappresentano la quota più cospicua (c. 38% ognuna). Si nota anche facilmente l'alto valore di energia indiretta della manutenzione dovuta principalmente alla sostituzione di tutto il synthetic thermo oil nel ciclo di vita dell'impianto. Invece, risultano poco impattanti le quote di energia indiretta relativa alla costruzione e allo smantellamento dell'impianto. Si ricorda che come esposto nel capitolo 4 in questo impianto il componente più energeticamente impattante è il receiver, sempre legato all'utilizzo del synthetic thermo oil come fluido.

La **figura 5.2** mostra che, anche in questo caso, la quota maggiore di energia indiretta è causata dai materiali/chemicals utilizzati per la costruzione dell'impianto con un valore di c. 44%. In questo caso, rispetto al caso studio precedente, la quota della manutenzione risulta molto più esigua perché non sono presenti componenti particolari da sostituire; grazie all'utilizzo dell'acqua come fluido termovettore. Sono sempre poco influenti le energie indirette dovute alla costruzione e allo smantellamento. Il componente dell'impianto più impattante in questo caso risulta essere la struttura dei collettori solari.

Nell'ultimo caso studio analizzato, l'impianto fotovoltaico, esposto in **figura 5.3** si nota sempre che la maggior quota di energia indiretta è quella dovuta ai materiali/chemicals e al loro ammortamento (c. 44% ognuna). Anche in questo caso, non essendoci particolari manutenzioni da effettuare, considerando anche che la sostituzione degli inverters ogni 15 anni non produce effetti significativi sull'aumento dell'energia indiretta totale, si ottiene un'energia indiretta dovuta alla manutenzione molto bassa (c. 4%). Continuano, anche in questo caso, a essere limitate le quantità di energia indiretta prodotte dalla costruzione e dallo smantellamento. Il componente che ha più importanza sulla quota di energia indiretta dovuta ai materiali/chemicals risulta essere il modulo fotovoltaico; questo è dovuto alla grande quantità di energia utilizzata per produrre silicio policristallino.

Utilizzando i valori presentati in **tabella 5.1** risulta semplice calcolare i tre indicatori scelti per la valutazione della sostenibilità energetica. Ricordiamo che l'ESI, in questo caso non essendo presenti i contributi dell'avoided energy e already spent energy, è il rapporto tra l'energia prodotta e l'energia diretta spesa. Risulta chiaro che in questi impianti l'ESI sarà maggiore di uno, essendo impianti di produzione di energia elettrica commerciali che altrimenti non avrebbero ragione di esistere se consumassero più energia diretta rispetto alla quota prodotta.

L'EROI è calcolato come il rapporto tra l'energia netta e l'energia indiretta totale, quindi valuta quanta energia restituisce alla collettività rispetto a quella spesa per costruire, mantenere e ammortizzare l'impianto stesso. L'EPT è il tempo necessario, espresso in anni, affinché venga rimborsata l'energia indiretta totale dell'impianto. In **tabella 5.2** e in **figura 5.4** sono riportati i valori di questi tre indicatori divisi per caso studio.

**Table 5.2** ESI, EROI e EPT dei casi studio considerati.

| | **PT 50 MW** | **DSG 5 MW** | **PV 5 MW** |
|---|---|---|---|
| **ESI** | 6,25 | 6,25 | 180,16 |
| **EROI** | 2,45 | 2,79 | 2,26 |
| **EPT (y)** | 10,22 | 8,95 | 11,04 |

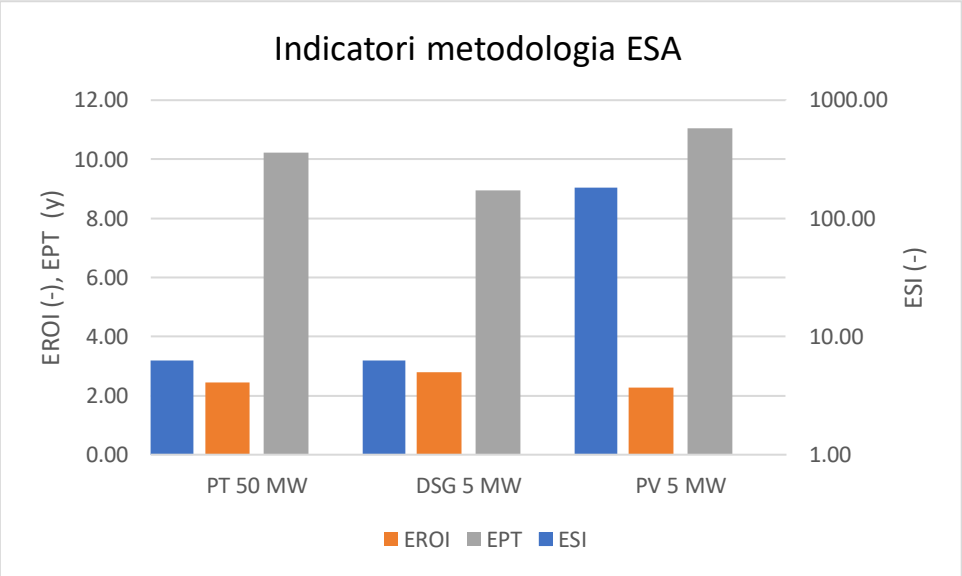


**Figure 5.4** ESI, EROI e EPT dei casi studio considerati.

Come si era ipotizzato, l'ESI dei tre impianti presi in esame è maggiore di 1; rispettivamente per il PT e il DSG è uguale a 6,25, mentre per il PV è pari a 180,16 dovuto al fatto che l'energia diretta spesa in questo tipo di impianto è molto bassa.

L'EROI delle tre tecnologie è analogo, per il PT è pari a 2,45, il DSG ha il valore maggiore uguale a 2,79 e il PV un valore di 2,26.

L'EPT, espresso in anni, ha un valore di 10,22 per il PT, 8,95 per il DSG e 11,04 per il PV.

Quindi, dal punto di vista energetico secondo la metodologia usata, la tecnologia più sostenibile è il DSG anche se la differenza risulta minima rispetto alle altre due tecnologie analizzate.

# 6 Conclusioni

Negli anni la sostenibilità ambientale ha assunto un'importanza crescente a causa del cambiamento climatico, delle emissioni di gas serra e del riscaldamento globale; così nel mondo si è cercata una soluzione alternativa alla produzione di energia da fonti non rinnovabili spostandosi verso fonti rinnovabili. Tuttavia, bisogna anche comprendere se le tecnologie utilizzate per produrre energia elettrica attraverso fonti rinnovabili sono energeticamente sostenibili.

Per far ciò, si è utilizzata la metodologia ESA che utilizza tre indicatori per questa valutazione: ESI, EROI e EPT. L'ESI ci fornisce una prima indicazione se una data tecnologia può essere sostenibile; questo avviene solo se il valore ottenuto è maggiore di 1. Successivamente, viene calcolato L'EROI che esprime il rapporto tra l'energia netta dell'impianto e l'energia indiretta spesa. Quindi se anche l'EROI risulta maggiore di 1, allora la tecnologia sarà considerata sostenibile. L'EPT è il tempo, espresso in anni, in cui una data tecnologia restituisce l'energia indiretta.

In questa tesi sono state analizzate tre tecnologie solari: un PTPP da 50 MW (PT) con fluido termovettore il synthetic thermo oil e con accumulo termico; un PTPP da 5 MW a ciclo di vapore diretto (DSG) quindi con acqua come fluido termovettore e infine, un impianto fotovoltaico da 5 MW (PV).

Per ottenere i risultati elaborati è stato necessario valutare tutti i componenti che costituiscono gli impianti oggetto di studio; così facendo si sono ottenuti i materiali/chemicals che costituiscono i singoli componenti dell'impianto al fine di calcolare le energie indirette. Inoltre, vengono anche determinate le energie dirette dell'impianto utili alla valutazione della sostenibilità energetica.

Infine, dai valori ottenuti, si sono calcolati i tre indici dell'ESA per ogni tipologia di impianto; l'impianto DSG è risultato il più sostenibile, seppur di poco, con un'ESI di 6,25, un'EROI di 2,79 e un'EPT di 8,95. Con minimo scarto il PT presenta un'ESI di 6,25, un'EROI di 2,45 e un'ETP di 10,22. Infine, il PV con valori di 180,16, 2,26 e 11,04 per ESI, EROI ed EPT. Come si evidenzia dai valori di EROI, le tre tecnologie prese in esame sono energeticamente sostenibili, ma se rapportiamo questi valori con le tecnologie utilizzate per produrre energia elettrica da fonti non rinnovabili i risultati sono deficitari. Inoltre, rispetto ai valori della letteratura (principalmente di EROI, che è la metrica più diffusa), i risultati attuali sono inferiori. Ciò è probabilmente dovuto al fatto che la procedura di inventario secondo la metodologia ESA tende ad essere più completa, considerando ad esempio anche la quota di ammortamento per mantenere l'approvvigionamento energetico alla società.

Questi risultati ottenuti forniscono dei dati significativi che consentono di visualizzare i punti critici di queste tecnologie, dal punto di vista della sostenibilità energetica. Ad esempio, per il caso studio del PT, dove il synthetic thermo oil ha un grande impatto sull'energia indiretta dell'impianto, si potrebbero cercare fluidi alternativi meno impattanti energeticamente. Nel PV il problema principale risulta essere la produzione del silicio policristallino, quindi risulta chiaro che bisognerebbe rendere più efficiente le lavorazioni che portano alla sua fabbricazione oppure valutare altri tipi di celle solari più sostenibili energeticamente e allo stesso tempo efficienti. Il DSG invece, essendo ancora una tecnologia emergente, risulta essere migliorabile in termini di efficienza dell'impianto e va anche valutata la possibilità di inserire un accumulo termico nell'impianto.

# 7 Lista dei simboli

| | | |
|---|---|---|
| $A_{ap,c}$ | Area di apertura del collettore | $m^2$ |
| $A_{ap,r}$ | Area di apertura del ricevitore | $m^2$ |
| C | Concentrazione | [-] |
| $C_g$ | Concentrazione geometrica | [-] |
| CED | Cumulative energy demand | MJ/kg |
| $E_{already}$ | Energia già spesa | MJ |
| $E_{amort}$ | Energia indiretta destinata all'ammortamento di materiali/chemicals dell'impianto sostitutivo | MJ |
| $E_{avoided}$ | Avoided energy | MJ |
| $E_{chem}$ | Energia indiretta utilizzata per produrre i chemicals del processo | MJ |
| $E_{constr}$ | Energia indiretta utilizzata per la costruzione | MJ |
| $E_{decomm}$ | Energia indiretta utilizzata per il decommisioning | MJ |
| $E_{dir}$ | Energia diretta spesa | MJ |
| $E_{ind}$ | Energia indiretta | MJ |
| $E_{ind\ to\ prod\ edir}$ | Energia indiretta usata per produrre e utilizzare l'energia diretta del processo | MJ |
| $E_{labor}$ / $E_{lav}$ | Energia indiretta utilizzata per sostenere il lavoro umano | MJ |
| $E_{maint}$ | Energia indiretta utilizzata per scopi di manutenzione | MJ |
| $E_{mat}$ | Energia indiretta utilizzata per produrre i materiali del processo | MJ |
| $E_{net}$ | Net energy | MJ |
| $E_{useful}$ | Energia utile | MJ |
| $E_{prod}$ | Energia prodotta | MJ |
| EPT | Energy Payback Time | [-] |
| EROI | Energy Return on Invested | [-] |
| ESI | Energy Sustainability Index | [-] |
| $G_{b,ap}$ | Irraggiamento diretto all'apertura del collettore | $W/m^2$ |
| $G_{im}$ | Densità del flusso radiante sulla linea focale | $W/m^2$ |
| GER | Gross energy requirement | $MJ_{eq}/kg$ |
| H | Irraggiamento annuale | $kWh/m^2$ |
| I | Corrente | A |
| m | Vita utile impianto | kg |
| $m_{chem}$ | Massa totale dei chemicals | kg |
| $m_{mat}$ | Massa totale di materiali | kg |

| | | |
|---|---|---|
| P | Potenza elettrica | W |
| $P_{el}$ | Energia elettrica lorda generata all'anno | MWh/y |
| Pp | Potenza di picco impianto | MW |
| PR | Performance ratio | [-] |
| V | Tensione | V |
| $\gamma$ | Frazione di energia indiretta prodotta dai materiali/chemicals | [-] |

# 8 Indice delle Tabelle

**Table 2.1** Componenti rilevanti dell'energia indiretta [6]. .....6
**Table 3.1** Principali caratteristiche degli HTF [12]. .....14
**Table 3.2** Caratteristiche principali del nitrate salt. .....22
**Table 4.1** Letteratura PTPP. .....35
**Table 4.2** Caratterisiche EuroTrough 150 [24].....38
**Table 4.3** Quantità totali di materiali/chemicals richiesti e loro relativa energia indiretta.....41
**Table 4.4** Quantità totali di materiali/chemicals richiesti e loro relativa energia indiretta aggregata. .....42
**Table 4.5** Energia indiretta dei materiali/chemicals per componente. .....44
**Table 4.6** Energia indiretta diesel. .....45
**Table 4.7** Energie indirette materiali/chemicals relative alla manutenzione e alle operazioni. .....46
**Table 4.8** Energie indirette relative alla manutenzione. .....46
**Table 4.9** Caratteristiche del collettore solare EuroTrough 100.....49
**Table 4.10** Quantità totali di materiali/chemicals richiesti e loro relativa energia indiretta. ...50
**Table 4.11** Quantità totali di materiali/chemicals richiesti e loro relativa energia indiretta aggregata. .....50
**Table 4.12** Energia indiretta dei materiali/chemicals per componente. .....52
**Table 4.13** Energia indiretta diesel. .....53
**Table 4.14** Energie indirette materiali/chemicals relative alla manutenzione e alle operazioni. .....53
**Table 4.15** Energie indirette relative alla manutenzione. .....53
**Table 4.16** Riferimenti bibliografici EROI moduli fotovoltaici. .....56
**Table 4.17** Caratteristiche moduli fotovoltaici .....57
**Table 4.18** Materiali/chemicals di un modulo fotovoltaico. .....57
**Table 4.19** Materiali/chemicals della struttura. .....58
**Table 4.20** Materiali/chemicals di un inverter. .....58
**Table 4.21** Quantità totali di materiali/chemicals richiesti e loro relativa energia indiretta. ...59
**Table 4.22** Quantità totali di materiali/chemicals richiesti e loro relativa energia indiretta aggregata. .....60
**Table 4.23** Energia indiretta dei materiali/chemicals per componente. .....61
**Table 4.24** Energia indiretta diesel. .....62
**Table 4.25** Energie indirette materiali/chemicals relative alla manutenzione e alle operazioni. .....63
**Table 4.26** Energie indirette relative alla manutenzione. .....64
**Table 5.1** Principali energie considerate per il calcolo dell'ESA. .....65
**Table 5.2** ESI, EROI e EPT dei casi studio considerati. .....68

# 9 Indice delle figure

**Figure 1.1** Schema generale dei flussi di energia. Tratto da [2] con modifiche. .....1
**Figure 2.1** Diagramma di flusso del modello analogico. Tratto da [6] con modifiche. .....4
**Figure 2.2** Valore medio e deviazione standard dell'EROI di alcuni combustibili. Tratto da [6] con modifiche. .....9
**Figure 2.3** Valore medio e deviazione standard dell'EROI di alcune tecnologie per la generazione di elettricità. Tratto da [6] con modifiche. .....10
**Figure 2.4** EROI di sistemi di solare fotovoltaico. Da [7] con modifiche. .....10
**Figure 2.5** Considerazioni di diversi parametri del sistema per il calcolo dell'energia indiretta . Tratto da [9] con modifiche. .....11
**Figure 3.1** Capacità globale di CSP e aggiunte annuali, 2009-2019. Da [11] con modifiche. 12
**Figure 3.2** Diversi tipologie di circolazione del fluido negli impianti DSG. Modificato da [12]. .....16
**Figure 3.3** Principali componenti dell'impianto e loro rispettiva trasformazione energetica. Tratto da [12] con modifiche. .....17
**Figure 3.4** Specchio multistrato Flabeg [12]. .....18
**Figure 3.5** Modulo collettore Eurotrough. .....19
**Figure 3.6** Elementi strutturali del modulo Eurotrough: (a) piastre terminali anteriori e posteriori per il montaggio su piloni, (b) struttura del telaio, (c) supporti del ricevitore, (d) braccio a sbalzo, (e) specchio. Modificato da [12]. .....20
**Figure 3.7** Struttura di un ricevitore. Modificato da [12]. .....21
**Figure 3.8** Capacità globale del solare fotovoltaico e aggiunte annuali, 2009-2019. Da [11] con modifiche. .....23
**Figure 3.9** Bande di energia delle diverse tipologie di materiali. .....24
**Figure 3.10** Giunzione p-n. Modificato da [16] .....25
**Figure 3.11** Circuito equivalente cella solare. Modificato da [14]. .....26
**Figure 3.12** Curva I-V e curva della Potenza. Modificato da [14]. .....27
**Figure 3.13** Moduli fotovoltaici con varie tipologie di celle fotovoltaiche. Modificato da [17] .....28
**Figure 3.14** Modulo fotovoltaico [18]. .....31
**Figure 4.1** Impianto Andasol 1. Immagine tratta da [15]. .....34
**Figure 4.3** Accumulatore termico Andasol I. Tratto da [12] con modifiche. .....39
**Figure 4.3** PTPP a ciclo indiretto. Tratto da [12] con modifiche. .....40
**Figure 4.4** Grafico a torta della distribuzione percentuale (w/w) dei materiali/chemicals utilizzati nell'impianto. .....43
**Figure 4.5** Grafico a torta della distribuzione percentuale (MJ/MJ) dell'energia indiretta dei materiali/chemicals presenti nell'impianto. .....43
**Figure 4.6** Grafico a torta energia indiretta per componente. .....44
**Figure 4.7** Grafico a torta energia indiretta operation and maintenance. .....47
**Figure 4.8** Schema impianto DSG. Modificato da [32]. .....48
**Figure 4.9** Grafico a torta della distribuzione percentuale (w/w) dei materiali/chemicals utilizzati nell'impianto. .....51
**Figure 4.10** Grafico a torta della distribuzione percentuale (MJ/MJ) dell'energia indiretta dei materiali/chemicals presenti nell'impianto. .....51
**Figure 4.11** Grafico a torta energia indiretta per componente. .....52
**Figure 4.12** Grafico a torta energia indiretta operation and maintenance. .....54
**Figure 4.13** Grafico a torta della distribuzione percentuale (w/w) dei materiali/chemicals utilizzati nell'impianto. .....60

**Figure 4.14** Grafico a torta della distribuzione percentuale (MJ/MJ) dell'energia indiretta dei materiali/chemicals presenti nell'impianto. ....61
**Figure 4.15** Grafico a torta energia indiretta per componente. ....62
**Figure 4.16** Grafico a torta energia indiretta operation and maintenance. ....64
**Figure 5.1** Grafico a torta energie indirette presenti in PT 50 MW. ....66
**Figure 5.2** Grafico a torta energie indirette presenti in DSG 5 MW. ....66
**Figure 5.3** Grafico a torta energie indirette presenti in PV 5 MW. ....67
**Figure 5.4** ESI, EROI e EPT dei casi studio considerati. ....68

# 10 Riferimenti bibliografici


[1] G. Brundtland, “Report of the World Commision on Environement and Development: Our Common Future,” *Oxford Pap.*, 1987.

[2] B. Ruggeri, S. Sanfilippo, and T. Tommasi, “Sustainability of (H2Â +Â CH4) by anaerobic digestion via EROI approach and LCA evaluations,” in *Green Energy and Technology*, 2013.

[3] S. Chen and B. Chen, “Urban energy consumption: Different insights from energy flow analysis, input-output analysis and ecological network analysis,” *Appl. Energy*, 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2014.10.055.

[4] N. Georgescu-Roegen, “Dynamic models and economic growth,” *World Dev.*, 1975, doi: 10.1016/0305-750X(75)90079-0.

[5] C. E. Gómez-Camacho, R. Pirone, and B. Ruggeri, “Is the Anaerobic Digestion (AD) sustainable from the energy point of view?,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 231, no. November 2020, 2021, doi: 10.1016/j.enconman.2021.113857.

[6] C. E. Gómez-Camacho and B. Ruggeri, “Energy Sustainability Analysis (ESA) of energy-producing processes: A case study on distributed H2 production,” *Sustain.*, 2019, doi: 10.3390/su11184911.

[7] C. A. S. Hall, J. G. Lambert, and S. B. Balogh, “EROI of different fuels and the implications for society,” *Energy Policy*, 2014, doi: 10.1016/j.enpol.2013.05.049.

[8] M. Raugei, P. Fullana-i-Palmer, and V. Fthenakis, “The energy return on energy investment (EROI) of photovoltaics: Methodology and comparisons with fossil fuel life cycles,” *Energy Policy*, 2012, doi: 10.1016/j.enpol.2012.03.008.

[9] C. de Castro and I. Capellán-Pérez, “Concentrated Solar Power: Actual Performance and Foreseeable Future in High Penetration Scenarios of Renewable Energies,” *Biophys. Econ. Resour. Qual.*, 2018, doi: 10.1007/s41247-018-0043-6.

[10] D. J. Murphy, C. A. S. Hall, M. Dale, and C. Cleveland, “Order from chaos: A preliminary protocol for determining the EROI of fuels,” *Sustainability*, 2011, doi: 10.3390/su3101888.

[11] REN21, *Renewables 2020 Global Status Report*. 2020.

[12] M. Günther, M. Joemann, and S. Csambor, “Parabolic Trough Technology,” *Adv. CSP Teach. Mater.*, 2012.

[13] U. Herrmann, B. Kelly, and H. Price, “Two-tank molten salt storage for parabolic trough solar power plants,” *Energy*, 2004, doi: 10.1016/S0360-5442(03)00193-2.

[14] L. M. Fraas, *Low-cost solar electric power*. 2014.

[15] E. L. and N. Y. N. Aldo Di Carlo, “Photovoltaics,” vol. 00005, 2019.

[16] “https://it.wikipedia.org/wiki/Giunzione_p-n.” .

[17] “https://net4energy.it/fotovoltaico/.” .

[18] “https://vgs.gruppostg.com/it/azienda/fotovoltaico.html.” .

[19] “https://it.wikipedia.org/wiki/Andasol_1.” .

[20] B. Corona, G. San Miguel, and E. Cerrajero, “Life cycle assessment of concentrated solar

power (CSP) and the influence of hybridising with natural gas," *Int. J. Life Cycle Assess.*, 2014, doi: 10.1007/s11367-014-0728-z.

[21] P. Krishnamurthy and R. Banerjee, "Energy Analysis of Solar Thermal Concentrating Systems for Power Plants," *2012 Int. Conf. Futur. Electr. Power Energy Syst.*, 2012.

[22] D. R. T. C. by Zoë Montgomery, "Environmental Impact Study: CSP vs. CdTe thin film photovoltaics."

[23] Y. Lechón, C. De La Rúa, and R. Sáez, "Life cycle environmental impacts of electricity production by solarthermal power plants in Spain," *J. Sol. Energy Eng. Trans. ASME*, 2008, doi: 10.1115/1.2888754.

[24] J. J. Burkhardt, G. A. Heath, and C. S. Turchi, "Life cycle assessment of a parabolic trough concentrating solar power plant and the impacts of key design alternatives," *Environ. Sci. Technol.*, 2011, doi: 10.1021/es1033266.

[25] T. Larraín and R. Escobar, "Net energy analysis for concentrated solar power plants in northern Chile," *Renew. Energy*, 2012, doi: 10.1016/j.renene.2011.10.015.

[26] D. Weißbach, G. Ruprecht, A. Huke, K. Czerski, S. Gottlieb, and A. Hussein, "Energy intensities, EROIs (energy returned on invested), and energy payback times of electricity generating power plants," *Energy*, 2013, doi: 10.1016/j.energy.2013.01.029.

[27] A. Giostri, M. Binotti, M. Astolfi, P. Silva, E. Macchi, and G. Manzolini, "Comparison of different solar plants based on parabolic trough technology," *Sol. Energy*, 2012, doi: 10.1016/j.solener.2012.01.014.

[28] I. A. S. Ehtiwesh, M. C. Coelho, and A. C. M. Sousa, "Exergetic and environmental life cycle assessment analysis of concentrated solar power plants," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.11.066.

[29] M. Geyer, E. Lüpfert, R. Osuna, P. Nava, J. Langenkamp, and E. Mandelberg, "EUROTROUGH - Parabolic Trough Collector Developed for Cost Efficient Solar Power Generation," *11th SolarPACES Int. Symp. Conc. Sol. Power Chem. Energy Technol.*, 2002.

[30] "https://solarpaces.nrel.gov/andasol-1." .

[31] "https://www.schott.com/d/csp/2ad9cb93-5b86-4a51-aead-a49b4e869ef8/1.2/schott_ptr70_4th_generation_datasheet.pdf." .

[32] Solar Millenium A. G., "The parabolic trough power plants Andasol 1 to 3," *Parabol. trough power plants Andasol 1 to 3*, 2008.

[33] P. PREISS, R. FRIEDRICH, and V. KLOTZ, "NEEDS, New Energy Externalities Developments for Sustainability," 2008.

[34] A. Kuenlin, G. Augsburger, L. Gerber, and F. Maréchal, "Life cycle assessment and environomic optimization of concentrating solar thermal power plants," 2013.

[35] M. Di Addario, A. C. L. Malavè, S. Sanfilippo, D. Fino, and B. Ruggeri, "Evaluation of sustainable useful index (SUI) by fuzzy approach for energy producing processes," *Chem. Eng. Res. Des.*, 2016, doi: 10.1016/j.cherd.2015.11.006.

[36] E. Zarza, M. E. Rojas, L. González, J. M. Caballero, and F. Rueda, "INDITEP: The first pre-commercial DSG solar power plant," *Sol. Energy*, 2006, doi: 10.1016/j.solener.2005.04.019.

[37] J. F. Feldhoff *et al.*, "Comparative system analysis of direct steam generation and

synthetic oil parabolic trough power plants with integrated thermal storage," *Sol. Energy*, 2012, doi: 10.1016/j.solener.2011.10.026.

[38] M. Biencinto, L. González, and L. Valenzuela, "A quasi-dynamic simulation model for direct steam generation in parabolic troughs using TRNSYS," *Appl. Energy*, 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2015.10.001.

[39] M. Raugei *et al.*, "Energy Return on Energy Invested (ERoEI) for photovoltaic solar systems in regions of moderate insolation: A comprehensive response," *Energy Policy*, 2017, doi: 10.1016/j.enpol.2016.12.042.

[40] F. Ferroni and R. J. Hopkirk, "Energy Return on Energy Invested (ERoEI) for photovoltaic solar systems in regions of moderate insolation," *Energy Policy*, 2016, doi: 10.1016/j.enpol.2016.03.034.

[41] Prieto and hall C., *Spain's Photovoltaic Revolution: The Energy Return on Investment.*, vol. 53, no. 9. 1981.

[42] K. P. Bhandari, J. M. Collier, R. J. Ellingson, and D. S. Apul, "Energy payback time (EPBT) and energy return on energy invested (EROI) of solar photovoltaic systems: A systematic review and meta-analysis," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.02.057.

[43] E. A. Alsema and M. J. de Wild-Scholten, "Environmental impacts of crystalline silicon photovoltaic module production," 2006, doi: 10.1557/proc-0895-g03-05.

[44] N. Jungbluth and M. Stucki, "Life cycle inventories of photovoltaics," *ESU-services Ltd., ...*, 2012.

[45] R. Frischknecht *et al.*, *Life Cycle Inventories and Life Cycle Assessments of Photovoltaic Systems. PVPS Task 12, Report T12-04:2015*. 2015.

[46] J. E. Mason, V. M. Fthenakis, T. Hansen, and H. C. Kim, "Energy payback and life-cycle CO2 emissions of the BOS in an optimized 3.5MW PV installation," *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, 2006, doi: 10.1002/pip.652.

[47] M. Ito, S. Lespinats, J. Merten, P. Malbranche, and K. Kurokawa, "Life cycle assessment and cost analysis of very large-scale PV systems and suitable locations in the world," *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, 2016, doi: 10.1002/pip.2650.