

POLITECNICO DI TORINO
Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare
Tesi di Laurea Magistrale



***Conversione di piattaforme offshore per la dissalazione dell'acqua marina:
modellazione e confronto di scenari operativi***

Relatore: Prof. Andrea Carpignano
Correlatore: Ing. Raffaella Gerboni

Candidato: Andrea Marchese
Matricola 242280

Ottobre 2019

Indice

0. Introduzione	1
1. Specifiche del programma.....	3
2. Impianto proposto	5
3. Selezione piattaforme	7
4. Impianto fotovoltaico	11
4.1 Albedo	11
4.2 Influenza di un ambiente caratterizzato da elevata umidità e salinità.....	13
4.2.1 Standard IEC 61701 e scelta dei pannelli fotovoltaici	15
4.3 Dimensionamento campo fotovoltaico di primo tentativo.....	17
4.4 Prestazioni energetiche dei moduli fotovoltaici	25
4.5 Caso studio: dimensionamento dell'impianto fotovoltaico su Porto Corsini MWA	28
5. Sistema di dissalazione.....	33
6. Elettronica	34
6.1 Connessione moduli fotovoltaici e dimensionamento sistema elettrico	37
6.2 Caso studio: dimensionamento dell'elettronica per Porto Corsini MWA.....	43
7. Sistema di accumulo.....	45
7.1 Selezione sistema di accumulo.....	45
7.2 Calcolo del SOC e del SOH del pacco batterie	47
7.3 funzionamento del sistema di accumulo nell'impianto.....	51
8 Scenari proposti.....	53
8.1 Scenario 1	53
8.1.1 Ipotesi di scenario.....	53
8.1.2 Selezione dissalatori nello scenario 1.....	56
8.1.3 Implementazione dello scenario	58
8.1.4 Caso studio: scenario 1 applicato a Porto Corsini MWA.....	66
8.1.5 Analisi comportamento dell'impianto dello scenario 1 su 20 anni.....	71
8.1.5.1 Caso studio:analisi sui 20 anni per Porto Corsini MWA	75
8.2 Scenario 2.....	79
8.2.1 Ipotesi di scenario.....	79
8.2.2 Selezione dissalatori	83

8.2.3 Implementazione dello scenario	85
8.2.4 Caso studio: scenario 2 applicato a Porto Corsini MWA.....	90
8.2.5 Analisi comportamento dell'impianto dello scenario 2 su 20 anni.....	95
8.3 Confronto tra scenario 1 e scenario 2.....	99
9. Conclusioni e futuri sviluppi.....	105
Appendice A: schede tecniche moduli fotovoltaici.....	114
Appendice B: schede tecniche dissalatori	120
Appendice C: schede tecniche batterie.....	128
Bibliografia.....	109
Ringraziamenti	132

Elenco delle figure

Figura 1. Disposizione impianto su Clara ovest [4].....	6
Figura 2. Superficie piattaforme offshore nell'elenco del MISE.....	8
Figura 3. Riduzione albedo delle superfici negli anni [7].....	12
Figura 4. Struttura pannello fotovoltaico [10].....	14
Figura 5. Energia di adesione tra backsheet e film termoplastico.....	15
Figura 6. Finestra per l'inserimento dei dati dei moduli fotovoltaici.....	16
Figura 7. Ombreggiamento tra moduli fotovoltaici.....	17
Figura 8. Divisione della superficie di una piattaforma.....	19
Figura 9. Spigolo piattaforma su cui viene posto il primo pannello.....	19
Figura 10. z e k rispetto all'azimut della piattaforma.....	20
Figura 11. Disposizione file di pannelli sulle 3 parti individuate della piattaforma.....	20
Figura 12. Variazione di α γ e θ rispetto all'azimut della piattaforma.....	21
Figura 13. Campi fotovoltaici per azimut opposti nel segno.....	22
Figura 14. Piattaforme con azimut pari a 0° e a 90° con lati scambiati.....	23
Figura 15. Piattaforme con azimut pari a 30° e a 120° con lati scambiati.....	24
Figura 16. Campo fotovoltaico dimensionato.....	25
Figura 17. Curva caratteristica IV del fotovoltaico a irradianza variabile.....	26
Figura 18. Curva caratteristica IV del fotovoltaico a temperatura variabile.....	27
Figura 19. Posizione Porto Corsini MWA [13].....	28
Figura 20. Output dimensionamento geometrico pannelli.....	29
Figura 21. Potenza media mensile del campo fotovoltaico.....	30
Figura 22. media e variazione dell'efficienza del campo fotovoltaico nei mesi.....	30
Figura 23. Energia prodotta mese per mese.....	31
Figura 24. Elettronica nell'impianto [15].....	36
Figura 25. Finestra di inserimento dei di regolatore e inverter.....	37
Figura 26. Output definizione delle connessioni e numero di componenti elettronici necessari...43	
Figura 27. Flussi della potenza nell'impianto.....	51
Figura 28. Finestra di selezione SOC minimo e massimo.....	54
Figura 29. Finestra di selezione del dissalatore per lo scenario 1.....	58
Figura 30. Rapporto tra capacità e energia prodotta rispetto alla potenza del fotovoltaico.....	62

Figura 31. Capacità installata e acqua prodotta per Porto Corsini MWA nello scenario 1	68
Figura 32. Finestra riepilogativa degli output per lo scenario 1	67
Figura 33. Andamento annuo del SOC per Porto Corsini MWA nello scenario 1	69
Figura 34. Andamento SOC dal 10 al 15 gennaio per Porto Corsini MWA nello scenario 1	70
Figura 35. Andamento annuo del SOH	71
Figura 36. Perdita di potenza del fotovoltaico	72
Figura 37. Andamento del SOH su 20 anni per Porto Corsini MWA nello scenario 1	75
Figura 38. Andamento del SOC su 20 anni per Porto Corsini MWA nello scenario 1	77
Figura 39. Perdita di produttività d'acqua negli anni per Porto Corsini MWA nello scenario 1	79
Figura 40. Andamento del SOC nell'anno per Porto Corsini MWA nello scenario 2 per tutti i dissalatori	82
Figura 41. Variazione del SOH a fine anno rispetto all'orario di accensione	87
Figura 42. Riepilogo risultati scenario 2 per Porto Corsini MWA	91
Figura 43. Capacità batterie installata per Porto Corsini MWA nello scenario 2	91
Figura 44. Acqua prodotta per Porto Corsini MWA nello scenario 2	92
Figura 45. Produzione di acqua giornaliera per Porto Corsini MWA nello scenario 2 con il dissalatore da 22 kW	93
Figura 46. Produzione di acqua giornaliera per Porto Corsini MWA nello scenario 2 con il dissalatore da 24 kW	93
Figura 47. Andamento annuo del SOC per Porto Corsini MWA nello scenario 2	94
Figura 48. Andamento annuo del SOH per Porto Corsini MWA nello scenario 2	95
Figura 49. Andamento SOC su 20 anni per Porto Corsini MWA nello scenario 2	96
Figura 50. Andamento SOC tra il settimo e l'ottavo anno per Porto Corsini MWA nello scenario 2	97
Figura 51. Riduzione produttività di acqua negli anni per Porto Corsini MWA nello scenario 2	98
Figura 52. Andamento SOH su 20 anni per Porto Corsini MWA nello scenario 2	99
Figura 53. Confronto SOC tra lo scenario 1 e lo scenario 2 per Porto Corsini MWA	100
Figura 54. Confronto SOH tra lo scenario 1 e lo scenario 2 per Porto Corsini MWA	101
Figura 55. Confronto Acqua dissalata e capacità delle batterie installata per Porto Corsini MWA nello scenario 1 e nello scenario 2	101

Figura 56. Capacità installata in 20 anni per Porto Corsini MWA nello scenario 1 e nello scenario 2 103

Lista degli acronimi

MISE: Ministero dello sviluppo economico

EVA: Etilene vinil acetato

TPO: Poliolefine termoplastiche

NOCT: Temperatura normale di lavoro della cella fotovoltaica (dall'inglese normal operating cell temperature)

MPPT: Sistema di inseguimento del punto di massima potenza (dall'inglese maximum power point tracking)

SIC: Sunny island charger 50

SI: Sunny island 850H

SOC: Stato di carica (dall'inglese state of charge)

SOH: Stato di salute (dall'inglese state of health)

Abstract

Nel seguente lavoro di tesi si propone di modellizzare un impianto di dissalazione alimentato da fonte rinnovabile da installare sulle piattaforme offshore poste su giacimenti esauriti. Si va quindi ad analizzare un'opzione di riutilizzo delle piattaforme alternativa alla rimozione, operazione che risulterebbe particolarmente onerosa.

In particolare, è stato sviluppato un programma che dimensiona tale impianto per ognuna delle piattaforme offshore presenti sul territorio italiano di capacità tale da essere ritenuta adeguata all'applicazione.

L'impianto modellizzato è composto da un campo fotovoltaico, un dissalatore a osmosi inversa, un sistema di accumulo formato da batterie al piombo-acido e la necessaria componentistica elettronica (regolatore di carica e inverter).

Durante questo lavoro ci si è voluti focalizzare sulle possibili modalità di utilizzo di tale impianto e in base alle diverse necessità ipotizzate, sono stati sviluppati due scenari diversi con configurazione stand alone. Il primo di questi ipotizza una produzione giornaliera costante di acqua, mentre il secondo una produzione variabile in base alla disponibilità energetica giornaliera.

Il programma sviluppato dimensiona ciascuno dei componenti, fornendo inoltre, indicazioni operative per l'utilizzo.

L'obiettivo finale di tale impianto è la produzione di acqua potabile che potrà essere utilizzata dalle piattaforme vicine oppure semplicemente essere inviata a terra.

Con questo lavoro si vuole quindi fornire uno strumento che faciliti la valutazione della effettiva fattibilità dell'impianto preso in esame come opzione di riutilizzo alternativo di una piattaforma offshore.

Abstract (English version)

The following thesis work proposes to model a desalination plant fed by a renewable energy source to installed on an offshore platform at the end of its life. An alternative re-use of a platform that should be removed will be analyzed. Finding alternatives to the removal of a platform is crucial because of the costs of that operation.

Particularly, a software able to size the plant for every platform among those in the Italian territory was developed.

The plant is composed by a photovoltaic field, a reverse osmosis desalination system, a storage system made of lead-acid batteries and all the electronic components needed (battery chargers and inverters).

During this work, the focus was particularly on the different possible operating conditions of the plant. So, it was decided to analyze two different scenarios for a plant in a stand-alone configuration. In the first one it was made the hypothesis of a constant production of water, while in the second one it was imposed a variable production following the quantity of energy generated in a single day every day.

The software sizes each component of the plant, giving also some indications about the operating conditions.

The final goal of the plant is the production of drinkable water that would be send to another platform or to a collector onshore.

So, this job has the objective to provide an instrument able to help for the evaluation of the feasibility of this plant as an alternative to the removal of Oil&Gas medium size platforms.

0. Introduzione

Si è iniziato a pensare all'estrazione da giacimenti sottomarini di gas o petrolio, in Italia, durante la fine degli anni '50. Nel 1957, infatti, venne introdotta la legge n.6 che aveva lo scopo di favorire la ricerca offshore e nel 1959 Eni iniziò le ricerche con un primo impianto mobile di perforazione nel mare di Ravenna [1]. Tra gli anni '60 e gli anni '70 vennero così scoperti diversi giacimenti nei mari italiani, in particolare nel mare Adriatico settentrionale.

Durante gli anni '80 avvenne quindi l'installazione della maggior parte delle piattaforme offshore presenti in Italia.

Come riportato da Burdon et al. [2], una piattaforma di estrazione offshore ha una durata di circa 30-40 anni, dipendente, ovviamente, dal giacimento su cui viene posta e dall'utilizzo. Ci si ritrova quindi, oggi, dopo 40 anni dalla loro installazione, a dover trovare una soluzione concreta per la dismissione di queste strutture.

Il numero di piattaforme che va verso la fine del loro ciclo di vita sta aumentando sempre più in questi anni e quindi, la dismissione di queste è diventato un tema molto attuale. Il 15 febbraio 2019 è stato infatti pubblicato un decreto ministeriale dal MISE riguardante proprio questo argomento. In particolare, il suddetto decreto afferma, nell'articolo 4, che un pozzo esaurito deve essere chiuso e ciò significa che la struttura deve essere rimossa. Viene, inoltre affermato che è vietato l'abbandono delle piattaforme ma in deroga a ciò, può essere autorizzato, da parte dell'amministrazione competente, un riutilizzo alternativo. È su questo punto in particolare che si sofferma questo lavoro di tesi.

La rimozione di una piattaforma infatti, è un'operazione estremamente costosa. Si arriva a parlare di cifre che si aggirano intorno a qualche milione di euro [3].

Come opzione di riutilizzo della piattaforma qui viene proposta l'installazione di un impianto di dissalazione alimentato da un campo fotovoltaico. L'idea è quella di rimuovere tutto ciò che è possibile dalla piattaforma e di sfruttare lo spazio dei deck inferiori per il posizionamento del dissalatore, della componentistica elettronica necessaria e di eventuali batterie e di coprire la superficie al piano più elevato con un campo fotovoltaico.

Tale impianto avrà una durata di circa venti anni e se avrà costi molto ridotti rispetto a quelli di rimozione della piattaforma, rappresenterà una valida alternativa.

Rimandare l'operazione di smantellamento della struttura permetterà non solo di risparmiare un'ingente quantità di capitale sul momento ma darà anche la possibilità di attendere un calo del costo della suddetta operazione.

Il lavoro di tesi consiste nello sviluppo di un programma che riesca a fare un primo dimensionamento e che riesca a stimare le potenzialità dell'impianto appena descritto per ogni piattaforma di dimensioni adeguate presente in Italia. Si è cercato, quindi, di fornire uno strumento utile nello studio di fattibilità riguardante questa opzione di riutilizzo alternativo.

In particolare, l'impianto trattato in questo studio funzionerà in una configurazione stand-alone e quindi in maniera autonoma, senza essere connesso alla rete elettrica. All'interno del programma sviluppato, vi sarà anche la possibilità di valutare una configurazione grid connected nella quale, quindi, l'impianto sarà connesso alla rete. Quest'ultima configurazione però non verrà trattata in questa sede. Lo sviluppo del programma, infatti, è stato condotto in collaborazione con Francesco Silletti che, nel suo lavoro di tesi, si è occupato sia dello studio dell'impianto nella configurazione grid connected sia dello studio di fattibilità economica che viene svolto dal programma sviluppato per ogni configurazione dell'impianto e per ogni scenario operativo ipotizzato. Se si è interessati quindi all'impianto grid connected o allo studio economico degli impianti analizzati nel programma sviluppato si rimanda al lavoro di tesi di Silletti (*Conversione di piattaforme offshore per la dissalazione dell'acqua marina con fonti rinnovabili: modellazione e studio di fattibilità economica*, 2019).

1. Specifiche del programma

Durante questo lavoro di tesi è stato sviluppato un modello, che è stato implementato all'interno di un programma, con l'obiettivo di valutare delle prestazioni di un impianto di dissalazione alimentato da un campo fotovoltaico installato su una piattaforma offshore. In particolare, si era interessati alla valutazione delle potenzialità in termini di energia e acqua dissalata producibili e alla valutazione della fattibilità economica dell'impianto proposto (quest'ultima verrà affrontata nel lavoro di tesi di Silletti).

Durante lo sviluppo del software, inoltre, si è voluto produrre uno strumento di facile utilizzo per l'utente finale. Per questo motivo è stata posta attenzione anche all'interfaccia grafica. L'utente del programma si troverà davanti a una serie di finestre di dialogo che gli permetteranno di interagire con il programma. In particolare, si dà all'utente la possibilità di decidere su quale piattaforma offshore, tra quelle presenti in Italia, si ha intenzione di installare l'impianto proposto, quali sono le caratteristiche tecniche dei componenti che si ha intenzione di utilizzare, quale configurazione dell'impianto analizzare e in quale scenario operativo porsi. Per quanto riguarda le caratteristiche tecniche dei componenti si danno dei valori preinseriti nel programma, provenienti da un catalogo appositamente costruito, e, qualora si volesse cambiare uno di questi dati, basterà inserirli all'interno dell'apposita interfaccia grafica. I dati richiesti saranno quelli comunemente presenti nelle schede tecniche dei diversi componenti.

All'interno del programma è possibile selezionare due diverse configurazioni dell'impianto: una stand-alone e un'altra grid connected.

Nella prima configurazione, quindi, si avrà un impianto non connesso alla rete elettrica e che dovrà essere in grado di funzionare autonomamente. Per fare ciò, l'impianto nello studio proposto sfrutterà un sistema di accumulo formato da batterie al piombo-acido.

Nella seconda configurazione, che viene trattata nella tesi di Silletti, verrà invece analizzato un impianto connesso alla rete elettrica e che quindi non avrà bisogno dell'installazione di un sistema di accumulo.

In particolare, per la configurazione stand-alone vengono analizzati due diversi scenari operativi che verranno semplicemente denominati scenario 1 e scenario 2.

Nel primo si ipotizzerà di avere la necessità di produrre ogni giorno la stessa quantità d'acqua. Siccome si sfrutterà una fonte energetica, la radiazione solare, fortemente variabile nell'arco di un anno, questa imposizione porterà al dimensionamento di un pacco batterie dotato di una capacità molto elevata. Infatti, sarà necessario accumulare parte dell'energia prodotta nei mesi estivi per sfruttarla in quelli invernali.

Nel secondo scenario, invece, si impone una produzione d'acqua che segua quella energetica. In questo caso, è stato deciso di consumare ogni giorno tutta l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico in giornata. Questa imposizione porterà al dimensionamento di un sistema di accumulo dalla capacità molto più ridotta rispetto a quella del primo scenario.

Per quanto riguarda, invece, la configurazione grid connected, avendo la possibilità di sfruttare la rete elettrica per la produzione di acqua si dà direttamente all'utente la possibilità di scegliere, entro un certo intervallo dettato dai dissalatori installabili compatibilmente con la potenza producibile sulla specifica piattaforma, la quantità di acqua che si vuole produrre.

Il programma sviluppato sarà quindi in grado di dimensionare l'impianto sulla piattaforma imposta, nella configurazione richiesta, nello scenario operativo che si desidera e con i componenti che, entro i limiti che verranno successivamente illustrati nei vari casi, si preferisce. Il programma sarà inoltre capace di valutare l'andamento, sull'intero ciclo di vita dell'impianto, della produzione di acqua, della potenza prodotta e di SOC e SOH dell'eventuale sistema di accumulo (presente solo nella configurazione stand-alone). Infine, il suddetto programma è in grado anche di valutare la fattibilità economica dell'impianto dimensionato.

2. Impianto proposto

L'impianto proposto come opzione di riutilizzo della piattaforma consiste in un impianto di dissalazione alimentato da un campo fotovoltaico i cui principali componenti sono:

- Pannelli fotovoltaici
- Dissalatore
- Regolatore di carica
- Inverter
- Batterie al piombo-acido

Si è scelto di proporre questo tipo di impianto in quanto composto da elementi già ampiamente utilizzati e presenti in commercio. Questa soluzione sarà quindi immediatamente attuabile senza alcun problema data la maturità raggiunta dalla tecnologia utilizzata.

Per la costruzione dell'impianto, si è pensato di rimuovere prima tutti quegli strumenti presenti sulla piattaforma per l'estrazione e di sostituire a questi gli elementi necessari al nuovo impianto.

Particolarmente importante diventa la rimozione di tutto ciò che si trova sul piano superiore. Infatti, si è scelto di installare lì il sistema fotovoltaico e la presenza di un qualsiasi ingombro non solo riduce lo spazio disponibile per l'installazione dei pannelli, ma produce anche problemi di ombreggiamento su questi ultimi.

La disposizione degli altri componenti sulla piattaforma dipenderà dal tipo di piattaforma e dal numero di piani disponibili. In linea di massima comunque si è pensato di porre il dissalatore sul piano più in basso della piattaforma. In questo modo questo si troverà il più possibile vicino all'acqua che dovrà dissalare e questo faciliterà le operazioni e ridurrà il lavoro di pompaggio.

Per quanto riguarda l'elettronica, si è pensato di posizionarla tra il fotovoltaico e il dissalatore per cercare di ridurre il cablaggio e quindi le perdite. Per lo stesso motivo, si è scelto di porre le batterie vicine ai regolatori di carica e agli inverter.

Quindi, per esempio, se ci si dovesse trovare a voler progettare un impianto su una piattaforma con tre deck come Clara Ovest (Figura 1), si andrebbe a posizionare sul deck superiore il fotovoltaico, subito sotto andrebbero regolatori, inverter e batterie e infine al piano più in basso andrebbe posizionato il dissalatore.



Figura 1. Disposizione impianto su Clara ovest [4]

3. Selezione piattaforme

Avendo come obiettivo quello di installare sopra le piattaforme petrolifere in dismissione un impianto fotovoltaico, risulta fondamentale avere a disposizione una superficie di una certa entità. Questa dovrà infatti essere tale da assicurare la possibilità di generare una potenza che giustifichi l'installazione. È necessario inoltre, tener conto che il fotovoltaico andrà accoppiato a un sistema di dissalazione che, nel caso dei modelli più piccoli sul mercato, richiederà una potenza compresa all'incirca tra i 5kW e i 10 kW.

Il MISE fornisce un elenco delle strutture off-shore presenti in Italia [5] comprensivo di tutte le diverse tipologie di piattaforme e delle navi di stoccaggio temporaneo. Tolte quest'ultime, che non sono di interesse per questo lavoro, rimangono 139 strutture con una superficie media di circa 750 m², una superficie minima di 12 m², per Benedetta 1 e una massima di 4800 m² per Vega A. L'ampio intervallo di superfici, e quindi di potenza generabile con il fotovoltaico, rende difficile riuscire a dimensionare e a selezionare componenti per il sistema che dovrà essere installato: questo porterà a soluzioni non ottimali nel dimensionamento di alcune piattaforme, soprattutto per le più piccole e per quelle poche piattaforme molto più grandi della media. Nonostante ciò si ritiene che questo non influirà particolarmente nei calcoli energetici, nei quali ci si interesserà principalmente ai rendimenti dei vari componenti e che quindi sarà comunque possibile riuscire ad avere una buona stima della producibilità d'acqua per le varie strutture e delle potenze e capacità installabili.

Tra le piattaforme presenti nell'elenco del MISE, è stato deciso di selezionare solo le piattaforme che avessero una superficie tale da assicurare un certo livello di produzione. Prima di tutto, quindi, è stato deciso di escludere tutte le piattaforme monotubolari e bitubolari. Delle rimanenti sono state poi selezionate solo le piattaforme aventi una superficie superiore ai 200 m², assumendo che quelle aventi una superficie inferiore non potessero essere di interesse per questo studio. È stato infatti calcolato, che con una superficie di 200 m², si è in grado di produrre una potenza di picco di circa 15 kW. In questo modo delle 141 strutture fornite nell'elenco del MISE, ne rimangono 91 (Figura 2).

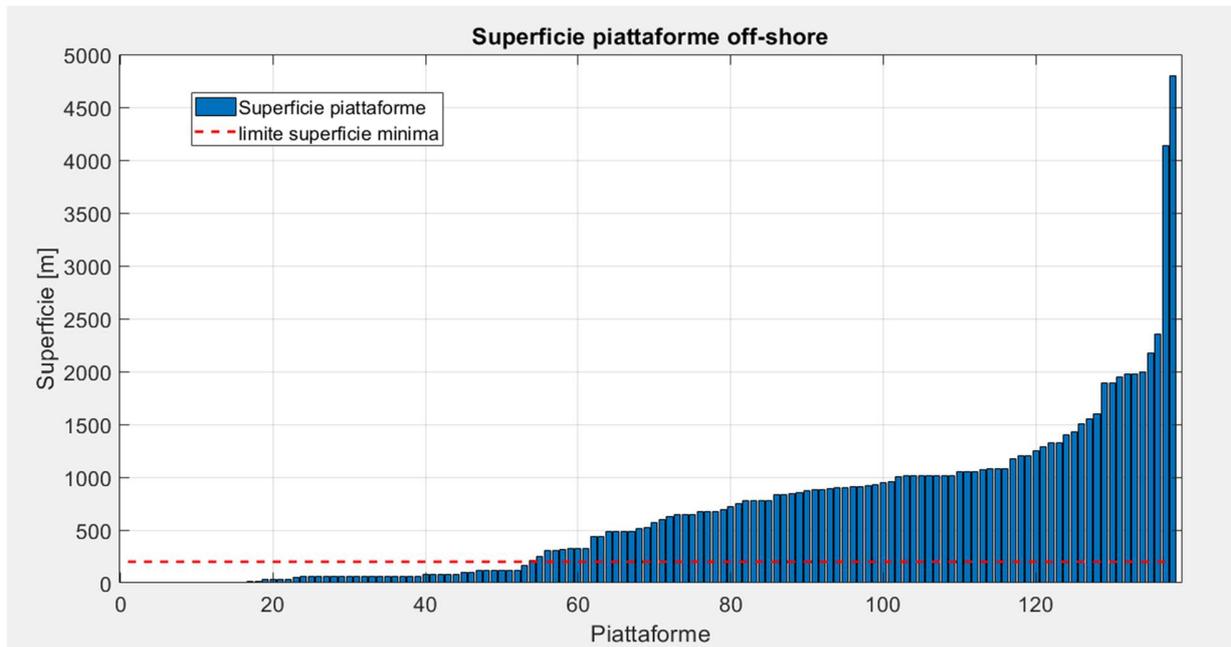


Figura 2. Superficie piattaforme offshore nell'elenco del MISE

I dati di queste 91 piattaforme quindi, sono stati organizzati all'interno di un database, costruito con Excel, che interagisce con il programma sviluppato. I dati sono stati organizzati in forma matriciale dovendo, il file che li contiene, interagire con MATLAB, un software particolarmente adatto a lavorare con matrici e vettori. Ogni colonna della suddetta matrice corrisponde a una piattaforma il cui nome è inserito nella prima riga. A seguire si trovano scendendo lungo ogni colonna le seguenti informazioni:

- Latitudine
- Longitudine
- Azimut della piattaforma
- Lato A, definito come il lato perpendicolare a quello rispetto al quale è misurato l'azimut
- Lato B, definito come il lato rispetto al quale è misurato l'angolo di azimut
- Distanza dalla costa
- Altezza sul livello del mare
- Profondità del fondale
- Angolo di inclinazione dei pannelli fotovoltaici

- Irraggiamento alle coordinate della piattaforma ogni 15 minuti durante tutto l'anno
- Temperatura alle coordinate della piattaforma ogni 15 minuti durante tutto l'anno

Di questi dati, i primi valori vengono forniti dal MISE, l'angolo di inclinazione dei pannelli invece viene calcolato in base alla latitudine utilizzando la seguente formula empirica:

$$\text{titl} = 3.7 + 0.69 \text{ Latitudine.}$$

I dati di irraggiamento e temperatura sono invece forniti dal sito di SoDa-pro [6] con un intervallo di un quarto d'ora per un anno preso come riferimento. Questi dati sono, in realtà, la media di quelli che è stato possibile ricavare da SoDa-pro su due anni (2005 e 2006). Ogni valore di quelli inseriti nel database è quindi dato dalla media dei due valori nello stesso quarto d'ora dei due anni presi in esame.

4. Impianto fotovoltaico

Prima di arrivare alla selezione dei pannelli fotovoltaici, si è voluta rivolgere una particolare attenzione all'ambiente, un po' atipico, in cui li si vorrebbe installare. Ci si troverà, infatti, su una superficie in mezzo al mare e quindi diventerà senza dubbio fondamentale valutare l'impatto di un ambiente umido e fortemente corrosivo sui moduli fotovoltaici. Inoltre, può essere di particolare interesse valutare se e come la presenza del mare intorno alla piattaforma possa influire sulla radiazione che raggiunge il pannello.

4.1 Albedo

L'albedo indica la frazione di radiazione solare che viene riflessa da una superficie. Nell'applicazione in questione si è interessati a conoscere la porzione di radiazione solare riflessa che potrebbe raggiungere i moduli fotovoltaici, quindi le superfici che verranno prese in considerazione sono due: la superficie su cui verranno montati i moduli fotovoltaici e la superficie del mare. La riflessione che avverrà sulla prima superficie si suppone che avrà un'influenza maggiore rispetto a quella della seconda in quanto quest'ultima interesserà principalmente i pannelli posti sui bordi della piattaforma. Risulta molto difficile infatti pensare che la radiazione riflessa dal mare possa raggiungere il centro della piattaforma.

Un elevato valore di albedo risulta fondamentale in termini di guadagno prestazionale, soprattutto se si sceglie di installare dei moduli fotovoltaici bifacciali. Questi infatti hanno la possibilità di sfruttare la radiazione riflessa dal suolo anche dal lato posteriore del modulo. Si è quindi provato a massimizzare il valore di albedo e per fare ciò, la soluzione più semplice e fattibile è risultata essere la copertura della superficie della piattaforma con un rivestimento ad elevata riflessività.

La norma UNI 8477 suggerisce per superfici chiare di edifici un valore di albedo pari a 0.6. Andando più nel dettaglio, sono stati considerati i risultati sperimentali di Bretz e Akbari [7] riguardanti la variazione nel tempo del valore di albedo di superfici abitative coperte da tre diversi rivestimenti:

- verniciatura bianca polimerica (coating #1);
- verniciatura bianca a base acrilica (Coating #2);
- rivestimento bianco cementificato (Coating #3).

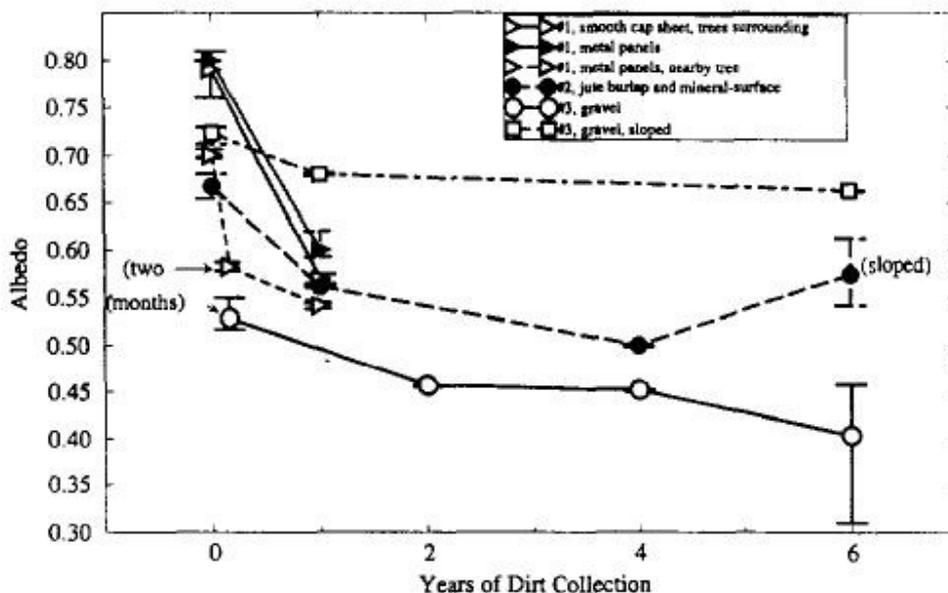


Figura 3. Riduzione albedo delle superfici negli anni [7]

Dal grafico in Figura 3, è possibile notare come nei primi due mesi dall'applicazione del rivestimento si abbia una forte riduzione dell'albedo soprattutto nei casi dell'applicazione di una verniciatura bianca. Dopo questa prima fase però i valori di albedo si vanno a stabilizzare cambiando molto di meno nei 6 anni successivi e rimanendo intorno a valori di albedo nei tre casi rispettivamente di 0.7, 0.55 e 0.45.

È necessario però tener conto anche che è possibile recuperare una certa percentuale di riflettività delle superfici su cui è applicata la copertura, semplicemente lavandola con acqua e sapone. Secondo Bretz e Akbari con un lavaggio è possibile tornare a valori di albedo compresi tra l'81% e il 96% del valore iniziale nei tre casi analizzati.

Come detto in precedenza, è necessario tener conto anche della presenza della superficie riflettente del mare intorno alla piattaforma. Questa superficie però ha un'albedo di molto inferiore a quella della superficie rivestita.

L'albedo del mare dipende delle condizioni atmosferiche, dell'altezza solare e della latitudine. Per latitudini intorno ai 40°N, si hanno valori di albedo compresi tra un minimo di 0.06 e un massimo di 0.11 [8], a seconda del periodo dell'anno.

Supponendo quindi di utilizzare una verniciatura bianca come una delle due analizzate da Bretz e Akbari e che l'albedo del mare vada a influenzare di poco la componente di radiazione riflessa rispetto alla superficie bianca, la quale è sia più vicina ai pannelli, sia caratterizzata da un'albedo decisamente maggiore, è stato deciso di utilizzare, ragionando in modo conservativo, un valore di albedo di 0.5.

Si suppone quindi di utilizzare una verniciatura bianca come una di quelle utilizzate da Bretz e Akbari e che l'albedo del mare influenzi di poco la componente di radiazione riflessa rispetto a quella della superficie bianca. Infatti, la superficie del mare, non solo riflette una porzione minore di radiazione solare, ma è anche posta a una distanza maggiore e vede una quantità di pannelli molto limitata. Ragionando in modo conservativo quindi si è scelto di imporre un'albedo costante durante l'anno pari a 0.5. Questo dato risulta fondamentale nell'acquisizione dei dati solari da SoDa-pro che richiede appunto un unico valore di albedo della superficie intorno ai moduli fotovoltaici costante durante l'anno.

4.2 Influenza di un ambiente caratterizzato da elevata umidità e salinità

Siccome si andranno a installare dei moduli fotovoltaici in un'ambiente caratterizzato da un'elevata salinità e umidità, sarà necessario tener conto di come queste possano influire sulle performance e sulla durata dell'impianto.

L'umidità presente in atmosfera infatti influisce sulla produttività dei pannelli in diversi modi:

- Riducendo la lunghezza d'onda della radiazione che raggiunge il modulo (radiazione utile compresa tra $0.38\mu\text{m}$ e $0.78\mu\text{m}$ circa);
- Aumentando la deposizione di polveri sulla superficie del pannello;
- Riducendo la porzione di radiazione che raggiunge la superficie con una serie di fenomeni di riflessione, rifrazione e diffrazione dovuti alla presenza di particelle di acqua sospese nell'aria.

In particolare, l'ultimo fenomeno accennato può causare una riduzione dell'irradianza da $950\text{W}/\text{m}^2$ a $450\text{W}/\text{m}^2$ con un'umidità relativa del 50% circa [9].

L'umidità, inoltre, ha anche un effetto negativo sulla durata dei moduli fotovoltaici in quanto tende a causare la delaminazione di quest'ultimi. Come viene mostrato in Figura 4, infatti, i pannelli

fotovoltaici sono oggetti composti da più strati che vengono poi assemblati e inseriti in una cornice (di solito in alluminio).

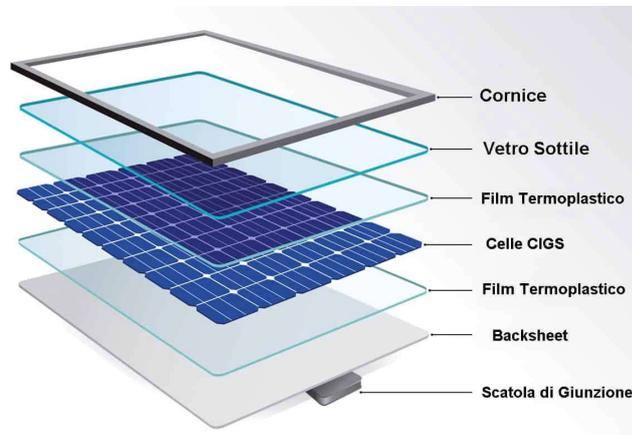


Figura 4. Struttura pannello fotovoltaico [10]

L'umidità, se riesce a entrare nel modulo superando il backsheet, strato che ha appunto una funzione di difesa dagli agenti esterni, tende a far separare backsheet e film termoplastico riducendo la forza di adesione tra i due.

Inoltre, siccome il sistema si trova, come accennato in precedenza, anche in un ambiente caratterizzato da un'elevata salinità, questa potrà causare la corrosione del modulo. In particolare, in presenza di nebbia salina e vapore acqueo il materiale del backsheet potrebbe reagire con quest'ultime andando a formare, tramite una reazione di idrolisi, acido acetico, un composto molto aggressivo che va soprattutto a causare danni ai connettori metallici e ai film termoplastici. La presenza di salinità oltre alla corrosione quindi va a causare un ulteriore indebolimento della forza di adesione tra backsheet e film termoplastico. Questo è possibile notarlo dal grafico in Figura 5 proposto da di G.Illya et al. [11], che mostra l'energia di adesione tra il backsheet e film termoplastico di un modulo composto da un backsheet in TPO e un film in EVA sottoposto per 168 ore e 336 ore a due diverse condizioni:

- Temperatura di 100°C con un'umidità relativa del 100%.
- Temperatura di 100°C con un'umidità relativa del 100% e in ambiente salino.

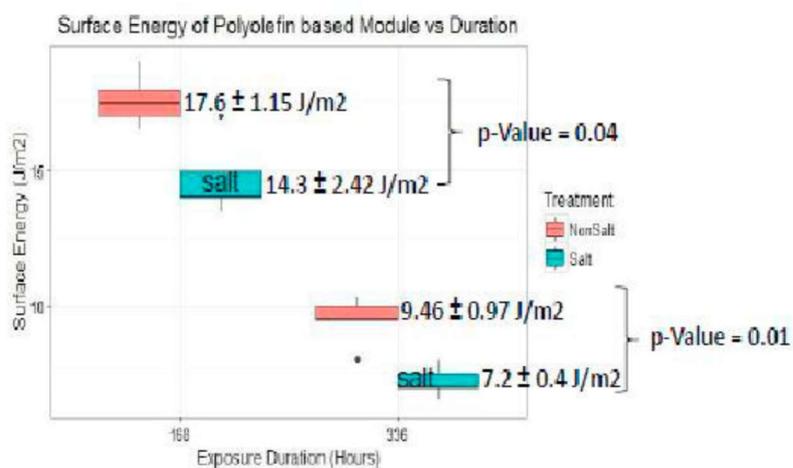


Figura 5. Energia di adesione tra backsheet e film termoplastico [11]

Da questo grafico si può quindi notare come un ambiente salino causi un ulteriore indebolimento della struttura del modulo fotovoltaico.

Visto quanto appena descritto quindi è stato necessario tener conto di tutto ciò nella scelta dei pannelli fotovoltaici da installare sulle piattaforme offshore.

4.2.1 Standard IEC 61701 e scelta dei pannelli fotovoltaici

Per far fronte ai problemi discussi nel paragrafo precedente sono stati scelti dei pannelli fotovoltaici con la certificazione secondo lo standard IEC 61701. Questa è una certificazione della commissione elettrotecnica internazionale che assicura la resistenza dei moduli fotovoltaici alla corrosione da nebbia salina.

La procedura secondo cui si ottiene questa certificazione si articola su tre diverse fasi. La prima consiste in un'ispezione visiva, nel tracciamento della curva I-V caratteristica in condizioni standard (secondo quanto riferito nell'IEC 904-1) e infine in un test sull'isolamento del modulo. Durante la seconda fase invece c'è l'esposizione del pannello alla nebbia salina (test Ka). Questo test segue quanto imposto dalle IEC 68-1 e IEC 68-2-11 e deve essere fatto per 96 ore su un pannello con un'inclinazione compresa tra i 15° e i 30°. Infine, nella terza fase, vengono rifatte le misure fatte nella prima, dopo aver lavato e asciugato il modulo.

Affinché venga ottenuta la certificazione quindi è necessario che non ci siano deterioramento meccanico o corrosione dei componenti del modulo tali da poter inficiare in modo significativo la sua funzione nel suo ciclo di vita, che la potenza massima del modulo non sia diminuita di più del 5% e che il modulo risulti ancora ben isolato.

Questa certificazione quindi andrà ad assicurare una buona durata del nostro impianto anche in condizioni critiche come quelle in cui si trova.

All'interno del software sviluppato, quindi, è stato deciso di selezionare pannelli aventi la certificazione IEC 61701 e, in particolare, si è deciso di valutare due tecnologie diverse per avere un confronto: una standard e una bifacciale. All'interno del codice che è stato scritto sono stati quindi inserite le caratteristiche dei seguenti modelli:

- LG395N2T-A5 (modulo bifacciale da 395W)
- Sunerg XM4603151+35 (modulo non bifacciale da 315W)

È possibile avere maggiori dettagli consultando l'appendice A.

Inoltre, è stato scelto di dare all'eventuale utente del software la possibilità di inserire nel programma un modello di pannello fotovoltaico a sua scelta riempiendo una serie di campi (Figura 6) con i dati che si possono trovare sulla scheda tecnica di un qualunque modulo.

Dati del pannello personalizzati dall'utente

Caratteristiche tecniche del modulo (IEC 61701)

Caratteristiche elettriche del modulo			Coefficients di temperatura del modulo		
Guadagno bifacciale (0 se monofacciale)	0.00	[%]	NOCT	0.00	[°C]
Pmax	0.0	[W]	coeff. Pmpp	0.00	[%/°C]
Vmpp	0.00	[V]	coeff. Voc	0.00	[%/°C]
Ippstc	0.00	[A]	coeff. Isc	0.00	[%/°C]
Voc	0.00	[V]			
Isc	0.00	[A]			
Rendimento	0.00	[%]			
Coefficients di degrado del modulo			Caratteristiche geometriche del modulo		
Degrado al primo anno	0.00	[%]	Celle per modulo	1	[-]
Degrado annuale	0.00	[%]	Lungh. lato lungo	1.000	[m]
			Lungh. lato corto	1.000	[m]
			Spessore	1	[mm]
			Peso	1.000	[kg]

CONFERMA

Figura 6. Finestra per l'inserimento dei dati dei moduli fotovoltaici

4.3 Dimensionamento campo fotovoltaico di primo tentativo

Il primo step che viene fatto nel programma sviluppato consiste nel dimensionamento di primo tentativo del campo fotovoltaico. Questo viene fatto in modo tale da sfruttare al massimo tutta la superficie disponibile che potrà essere o una porzione di quella della piattaforma definita dall'utente, o tutta la superficie dell'ultimo piano della struttura. Si parla di un dimensionamento di primo tentativo perché per una serie di scelte che verranno poi elencate in seguito, c'è la possibilità che, durante la fase di accoppiamento dei moduli fotovoltaici con i componenti elettrici, venga tagliato un certo numero di pannelli fotovoltaici. Si agirà comunque, coerentemente con le scelte fatte, sempre in modo tale da ridurre del numero minimo possibile i moduli fotovoltaici da installare sulla piattaforma.

Per la valutazione del numero di moduli fotovoltaici che è possibile inserire su una generica superficie, bisogna innanzitutto valutare la minima distanza tra le varie file dei moduli necessaria a evitare ombreggiamento.

Per il calcolo di questa si è quindi considerato il massimo valore dell'angolo di declinazione solare δ_m (Figura 7) durante l'anno, corrispondente al 21 Dicembre, giorno in cui le ombre raggiungono la loro massima lunghezza. In questo modo non si avrà mai la condizione in cui una fila oscuri la successiva. La distanza in questione è stata dunque ricavata nel seguente modo:

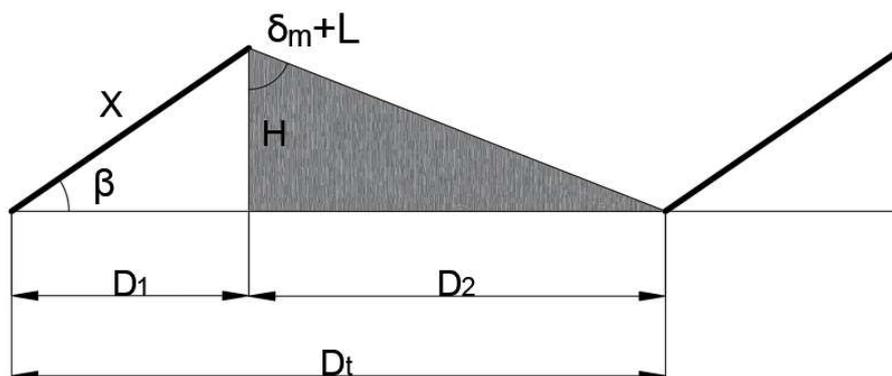


Figura 7. Ombreggiamento tra moduli fotovoltaici

$$D_1 = X \cos(\beta) ;$$

$$H = X \sin(\beta) ;$$

$$D_2 = H \tan(\delta_m + L);$$

$$D_t = D_1 + D_2;$$

Dove:

- X rappresenta la lunghezza del modulo;
- β rappresenta l'inclinazione ottimale;
- $\delta_m = 23,45^\circ$ è il massimo angolo di declinazione solare;
- L rappresenta la latitudine.

L'inclinazione ottimale β del singolo pannello in funzione della latitudine è data da:

$$\beta = 3.7 + 0.69 L;$$

Sono quindi state analizzate due possibili soluzioni di installazione dei moduli rispetto al posizionamento del lato più lungo del pannello: in orizzontale o in verticale. Nel primo caso la distanza tra le file sarà minore rispetto alla disposizione in verticale, ma sarà possibile posizionare un minor numero di moduli per fila. Dopo aver valutato entrambe le opzioni alla fine verrà scelta quella che permetterà l'installazione di un maggior numero di moduli.

Per quanto riguarda invece l'azimut dei pannelli, si considerano rivolti verso sud, condizione in cui la produzione del singolo modulo è ottimizzata.

Considerando un generico orientamento della piattaforma, definito dall'angolo di azimut ϑ rispetto la direzione sud, è stato valutato il massimo numero di moduli installabili sulla superficie disponibile.

Come origine del piano si considera lo spigolo inferiore (O), mentre come lato B si considera il lato parallelo alla direzione rispetto al quale si misura l'azimut (Figura 8).

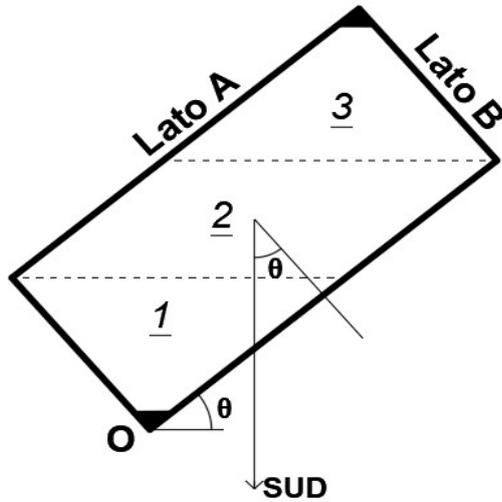


Figura 8. Divisione della superficie di una piattaforma

Per prima cosa si valuta la minima distanza dallo spigolo inferiore in cui è possibile inserire almeno un modulo.

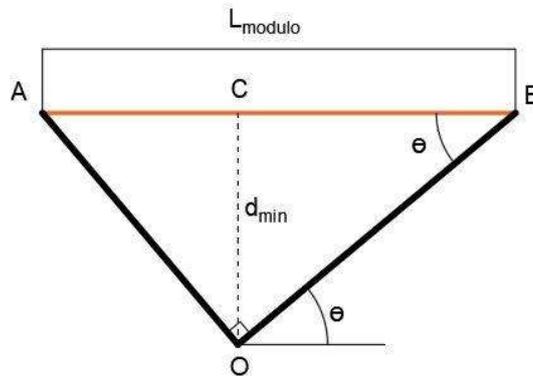


Figura 9. Spigolo piattaforma su cui viene posto il primo pannello

Dalla geometria (Figura 9) è possibile ricavare d_{min} che sarà pari a:

$$d_{min} = \underline{AB} * \sin(\theta) \cos(\theta) ;$$

dove \underline{AB} sarà pari al lato del modulo parallelo alla superficie d'appoggio.

A partire da questa distanza, le successive file saranno distanziate dall'origine:

$$D_{fila_{i+1}} = d_{min} + iD_t ;$$

$$0 \leq i \leq N_{file} - 1$$

Per conoscere quindi la lunghezza delle file è stata divisa la superficie disponibile, nella configurazione più generica possibile, in tre regioni.

All'interno del modello, bisogna distinguere, a seconda della rotazione della superficie ϑ , il punto di inizio della seconda regione e della terza regione. Sono state quindi definite la distanza tra l'origine e l'inizio della seconda regione (k) e la distanza tra origine e inizio terza regione (z). A seconda dell'entità della rotazione della piattaforma è possibile quindi riconoscere i due casi riportati in Figura 10.

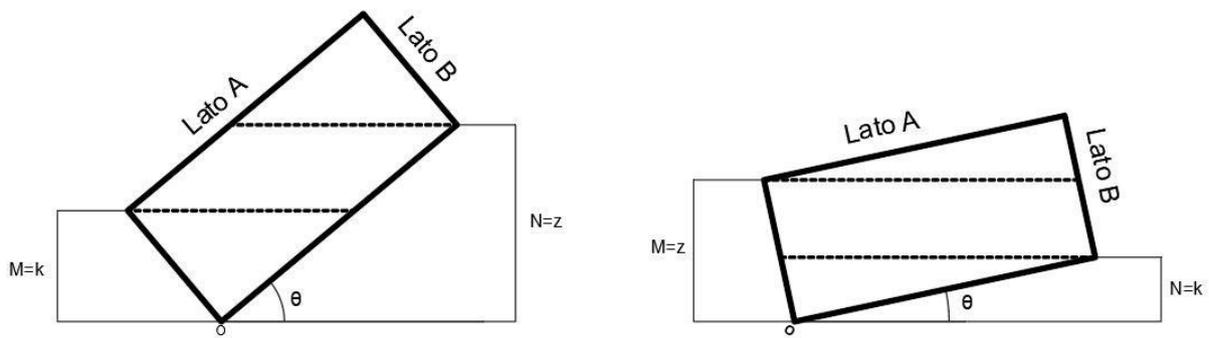


Figura 10. z e k rispetto all'azimut della piattaforma

A seguire, in Figura 11, è stata rappresentata una generica superficie scomposta nelle diverse zone definite in precedenza. La linea in arancione rappresenta l'i-esima fila di pannelli disposta sulla superficie.

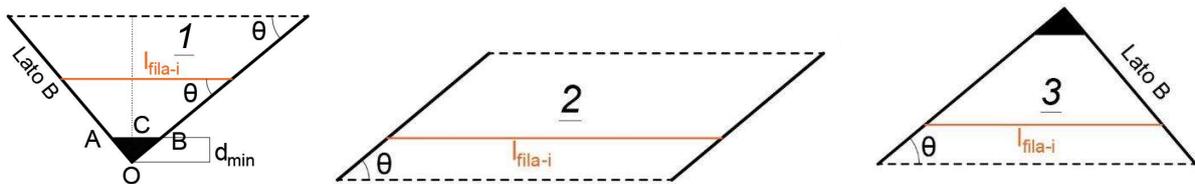


Figura 11. Disposizione file di pannelli sulle 3 parti individuate della piattaforma

Dalla geometria della prima regione si ricava la lunghezza della generica fila i come:

$$l_{\text{fila}_i} = D_{\text{fila}_i} \left(\tan(\vartheta) + \frac{1}{\tan(\vartheta)} \right);$$

All'interno della seconda regione, la lunghezza delle file rimane costante e pari a:

$$l_{\text{fila}_i} = \frac{\text{lato B}}{\sin(\vartheta)} ;$$

Particolare attenzione va posta nel calcolo della lunghezza della fila di transizione tra la seconda e la terza regione, la quale vale:

$$l_{\text{fila}_i} = l_{\text{fila}_{(i-1)}} - (D_{\text{fila}_i} - z) \left(\tan(\vartheta) - \frac{1}{\tan(\vartheta)} \right) ;$$

Infine, nella terza regione la lunghezza della generica fila vale:

$$l_{\text{fila}_i} = l_{\text{fila}_{(i-1)}} - D_t \tan(\vartheta) - \frac{D_t}{\tan(\vartheta)} ;$$

Per ricavare la massima distanza dall'origine in cui è ancora possibile inserire una fila, si distinguono due casi (Figura 12) rispetto al valore dell'angolo $\gamma + \theta$, angolo di rotazione della diagonale del rettangolo, rispetto alla direzione est-ovest, che parte dal punto O.

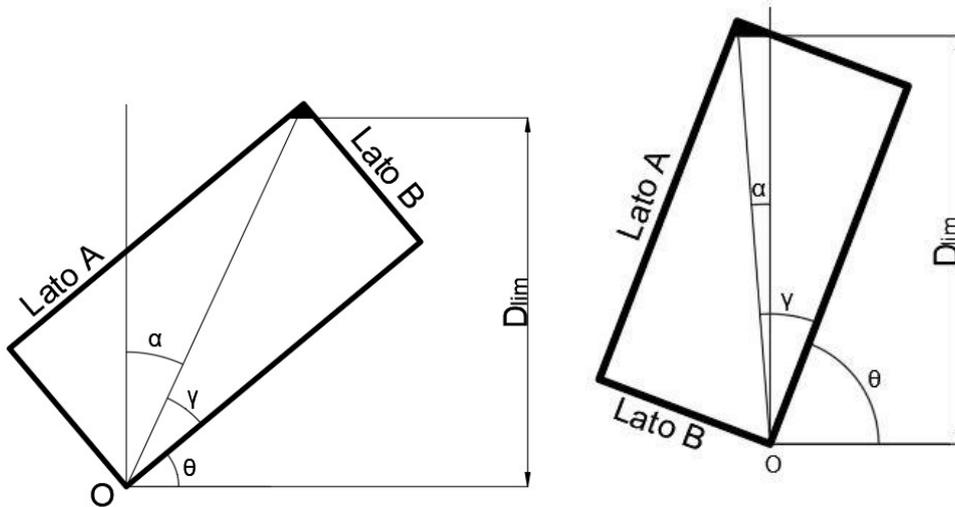


Figura 12. Variazione di α γ e θ rispetto all'azimut della piattaforma

La distanza limite sarà quindi data da:

$$D_{\text{lim}} = \frac{\text{latoB}}{\sin(\gamma)} * \cos(\alpha) ;$$

$$\gamma = \arctan \left(\frac{\text{latoB}}{\text{latoA}} \right) ;$$

$$\alpha = \begin{cases} 90^\circ - \vartheta - \gamma & \text{se } (\vartheta + \gamma) < 90^\circ \\ \vartheta + \gamma - 90^\circ & \text{se } (\vartheta + \gamma) > 90^\circ \end{cases}$$

Dove:

- γ rappresenta l'angolo tra la diagonale e il lato A
- α rappresenta l'angolo tra la diagonale e la direzione sud

È stato infine necessario, per generalizzare il più possibile lo script per il dimensionamento del numero di pannelli, valutare tutti i possibili valori dell'azimut delle piattaforme. Sono stati così individuati i seguenti casi:

1. azimut < 0° o azimut > 0°,
2. azimut = 0° o azimut = 180°,
3. 0° < azimut < 90°,
4. azimut = 90°,
5. 90° < azimut < 180°.

Analizzando il primo caso si è concluso che a parità del modulo dell'azimut la disposizione fila per fila e il numero di file stesso non cambierà (Figura 13), quindi, è stato posto il modulo all'azimut prima di iniziare ogni calcolo.

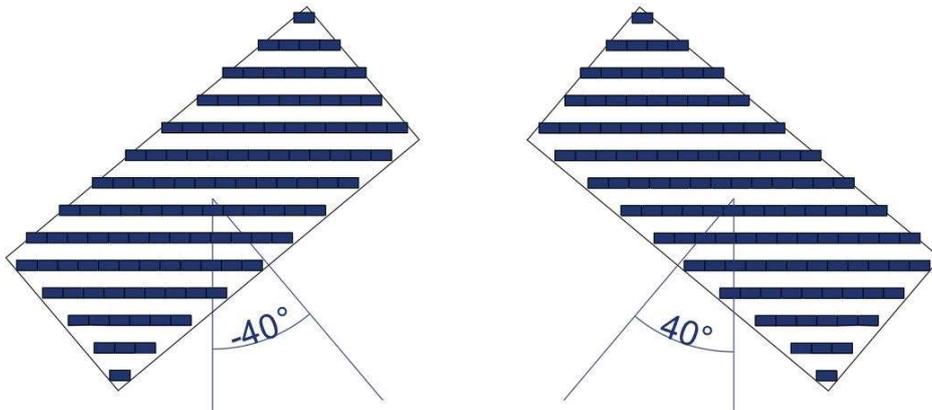


Figura 13. Campi fotovoltaici per azimut opposti nel segno

Nel secondo caso (azimut = 0° o azimut = 180°) si avrà un numero di file uguale alla lunghezza del lato B divisa per D_t e un numero di pannelli per fila pari alla lunghezza del lato A divisa la lunghezza del lato del pannello che poggia a terra.

$$N_{\text{file}} = \text{floor}\left(\frac{\text{LatoB}}{D_t}\right)$$

$$N_{\text{pannelli}} = \text{floor}\left(\frac{\text{LatoA}}{\text{latopan}}\right)$$

Nel terzo caso ($0^\circ < \text{azimut} < 90^\circ$) viene prima di tutto definita la D_{lim} nel modo descritto in precedenza, dopo di che si procede, partendo da d_{min} , avanzando di D_t in D_t , calcolando per ogni fila la lunghezza disponibile (l_{fila}) e quindi il numero di pannelli.

Per quanto riguarda i casi successivi ci si riporta ai casi già analizzati e si procede con il calcolo nei modi appena descritti. In particolare, il quarto caso ($\text{azimut} = 90^\circ$) e il secondo ($\text{azimut} = 0^\circ$ o 180°) sono equivalenti se si scambiano il lato A con il lato B e si impone l'azimut pari a 0° (Figura 14).

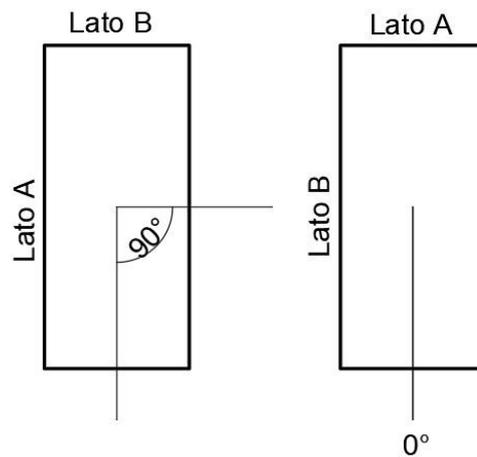


Figura 14. Piattaforme con azimut pari a 0° e a 90° con lati scambiati

Il quinto caso invece è equivalente al terzo se si scambiano il lato A e il lato B e si imposta un azimut pari all'azimut stesso ridotto di 90° (Figura 15).

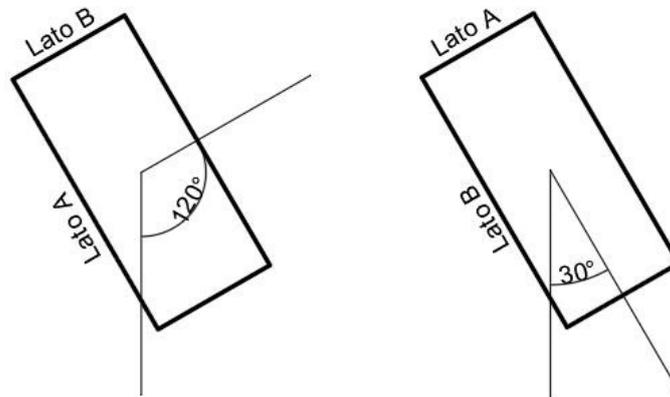


Figura 15. Piattaforme con azimut pari a 30° e a 120° con lati scambiati

Noti questi parametri è stato quindi possibile calcolare il numero di pannelli necessari e la loro disposizione fila per fila in tutti i casi appena descritti. In Figura 16 è possibile trovare un esempio di un dimensionamento di un campo fotovoltaico fatto con lo script sviluppato per una piattaforma con le dimensioni di Porto Corsini MWA ruotata con un azimut di 40°

I dati di input per questa valutazione sono:

- Dati piattaforma: dimensioni e l'angolo ϑ di azimut.
- Dati modulo fotovoltaico: dimensioni.

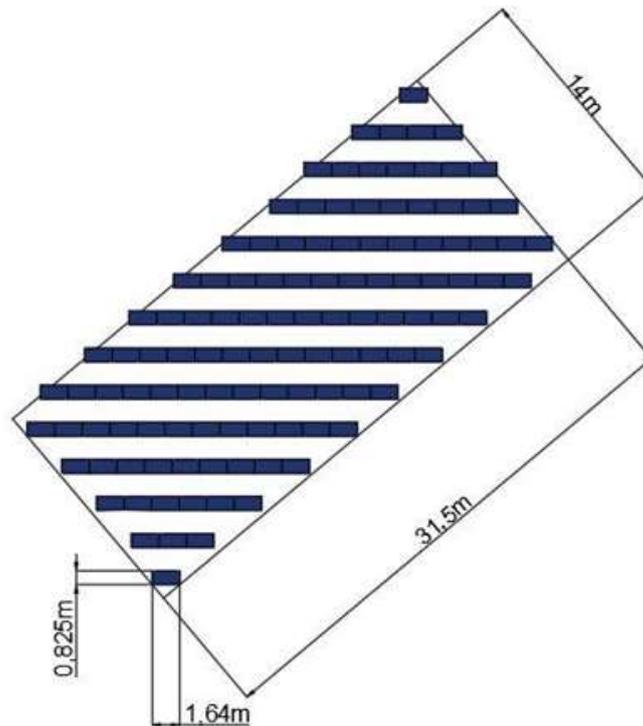


Figura 16. Campo fotovoltaico dimensionato

4.4 Prestazioni energetiche dei moduli fotovoltaici

Note l'irradianza e la temperatura ambiente ottenuti da SoDa-pro, è stato possibile calcolarsi potenza, corrente e tensione generate da ogni singolo pannello ogni 15 minuti. Per fare ciò è stato prima di tutto necessario calcolarsi la temperatura delle celle fotovoltaiche, siccome questa condiziona fortemente tutti le grandezze ricercate. È infatti possibile definire la potenza e la corrente in funzione di irradianza (G) e temperatura della cella (T_c) e la tensione e il rendimento in funzione della sola T_c . La temperatura delle celle è stata quindi ricavata, seguendo le indicazioni della guida CEI 82-25 [12], come:

$$T_c = T_a + \frac{(NOCT - 20)G_{tot}}{800} [^{\circ}C]$$

Dove:

- T_a è la temperatura ambiente in $^{\circ}C$;
- La NOCT è la temperatura di esercizio nominale delle celle;
- G_{tot} è l'irradianza della radiazione solare che raggiunge la superficie inclinata del pannello in W/m^2 .

La NOCT è misurata su una cella che si trova in un ambiente caratterizzato da una temperatura di 20°C, un'irradianza di 800W/m² e una velocità del vento di 1m/s.

Nota la T_c, è stato poi assunto che i pannelli lavorassero tutti alla loro potenza massima grazie all'utilizzo di un MPPT e sono state fatte quindi due ipotesi molto comuni nelle applicazioni pratiche:

- La tensione non dipende dall'irradianza;
- La corrente non dipende dalla temperatura.

Si può verificare subito come la prima ipotesi non sia troppo stringente visto che la variazione della tensione rispetto all'irradianza è legata a una legge logaritmica, mentre la variazione della stessa rispetto alla temperatura della cella è legata a una legge lineare (guida CEI 82-25). Una conferma della limitata influenza dell'irradianza sulla tensione si può trovare osservando il grafico in Figura 17 che mostra come cambia la curva caratteristica corrente-tensione in funzione dell'irradianza.

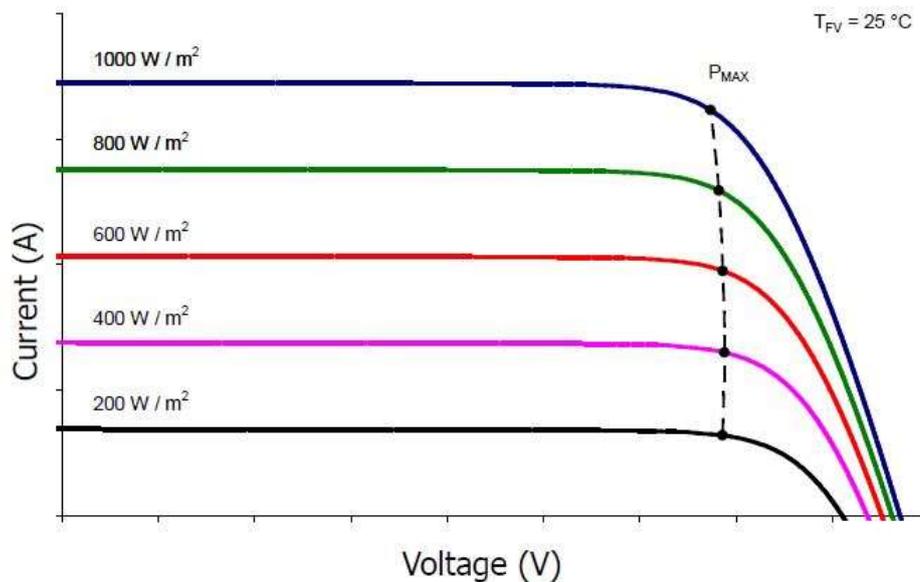


Figura 17. Curva caratteristica IV del fotovoltaico a irradianza variabile [13]

In particolare, da questo grafico si può immediatamente notare come al variare dell'irradianza, la tensione corrispondente al punto di potenza massima (V_{mpp}) su ogni curva sia all'incirca costante e anche la variazione della tensione a vuoto (V_{OC}) sia limitata.

Si può invece velocemente concludere che l'ipotesi che riguarda il rapporto tra corrente e T_c sia ragionevole guardando il grafico riportato in Figura 18 che mostra come cambiano le curve caratteristiche al variare della temperatura del modulo fotovoltaico.

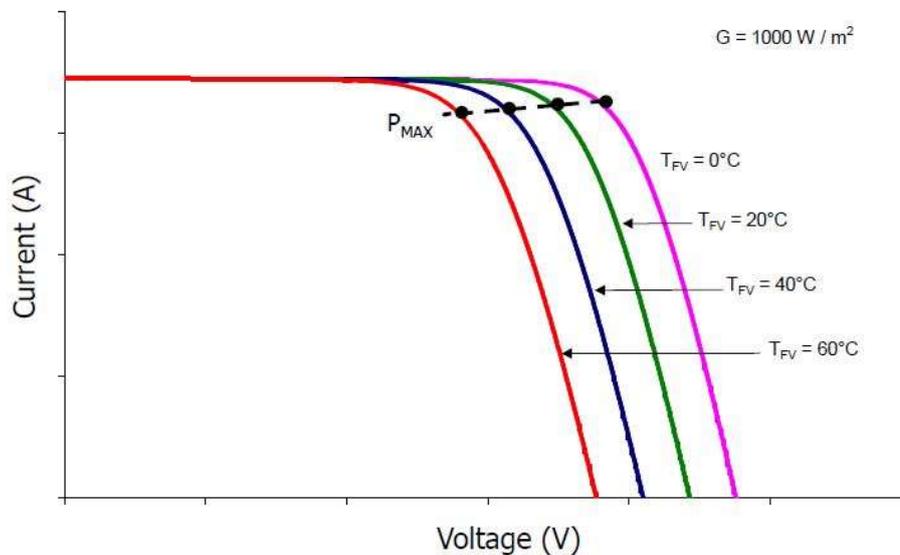


Figura 18. Curva caratteristica IV del fotovoltaico a temperatura variabile [13]

Da questo grafico si può subito notare come, al variare della temperatura del modulo fotovoltaico, la corrente di cortocircuito (I_{sc}) sia quasi del tutto costante mentre quella corrispondente alla potenza massima (I_{mpp}) abbia variazioni molto limitate.

A questo punto, per il calcolo di corrente, tensione e potenza, risulta necessario introdurre altri tre parametri fondamentali: i coefficienti di temperatura. Questi vengono forniti dai produttori dei pannelli all'interno della loro scheda tecnica e rappresentano la variazione percentuale per grado Celsius di corrente (α), tensione (β) e potenza (γ).

Quindi, corrente, tensione e potenza prodotte da un singolo pannello che lavora al suo punto di massima potenza, sono state calcolate, nelle varie condizioni di irradianza e temperatura a partire dalle informazioni fornite dal fornitore in condizioni standard (STC) seguendo quanto riportato in [13].

$$I_{mpp} = I_{mpp,STC} \frac{G_{tot}}{1000} \left(1 + \frac{\alpha}{100} (T_c - 25) \right) [A],$$

$$V_{mpp} = V_{mpp,STC} \left(1 + \frac{\beta}{100} (T_c - 25) \right) [V],$$

$$P_{mpp} = P_{mpp,STC} \frac{G_{tot}}{1000} \left(1 + \frac{\gamma}{100} (T_c - 25) \right) [kW].$$

Le stesse espressioni sono state usate per il calcolo di V_{oc} e I_{sc} .

Calcolando in questo modo la potenza si è tenuto conto di un rendimento variabile della cella rispetto alle condizioni dell'ambiente circostante. È stato quindi calcolato anche il rendimento dei moduli ogni quarto d'ora come:

$$\eta = \frac{P_{mpp}}{G A}$$

4.5 Caso studio: dimensionamento dell'impianto fotovoltaico su Porto Corsini MWA

Si è scelto di proporre una piattaforma come caso studio per dare un'idea quantitativa delle possibilità di produzione per una piattaforma offshore dotata del sistema descritto.

Tra le strutture disponibili è stata scelta la piattaforma Porto Corsini MWA posta nel mare Adriatico nel mare di Ravenna (Figura 19).

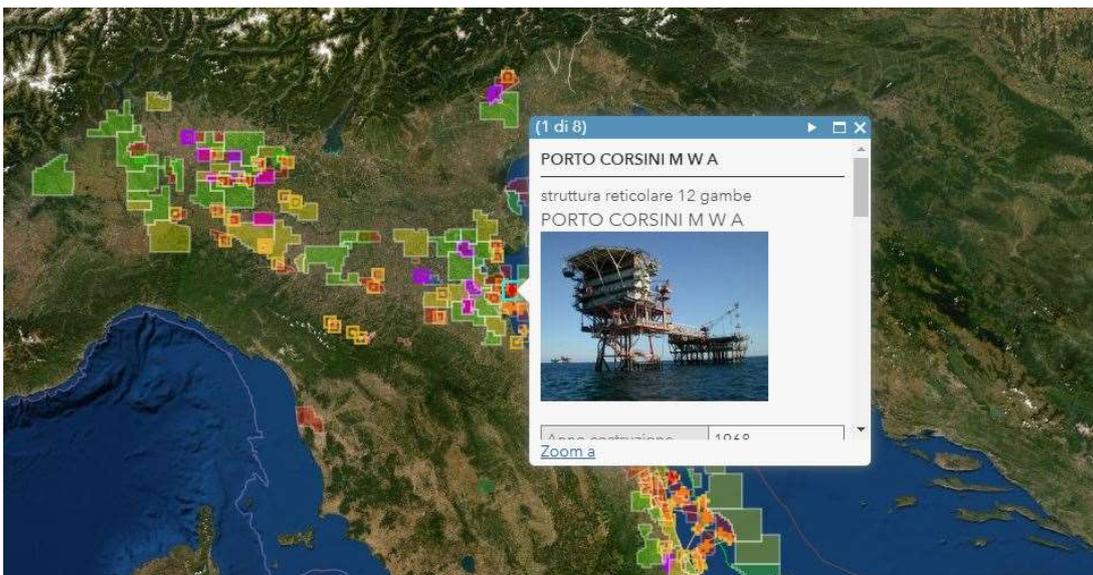


Figura 19. Posizione Porto Corsini MWA [14]

Porto Corsini MWA è una piattaforma con struttura reticolare a 12 gambe dotata di una superficie di circa 440 m². A seguire vengono riportate le caratteristiche salvate nel database:

- Latitudine: 45.51°
- Longitudine: 12.36°
- Azimut piattaforma: 0°
- Lato A: 31.5 m

- Lato B: 14 m
- Distanza costa: 7 km
- Altezza sul livello del mare: 31 m
- Profondità fondale: 13 m
- Inclinazione ottimale modulo fotovoltaico: 34.41°

Purtroppo, non essendo al momento disponibile l'orientazione delle piattaforme rispetto al sud, è stato imposto un valore dell'azimut della piattaforma pari a 0°. Si avrà quindi una piattaforma con il cosiddetto lato B parallelo alla direzione sud e i pannelli disposti in file di uguale lunghezza ortogonali a quest'ultima.

È stato scelto di utilizzare il modulo fotovoltaico Sunerg XM4603151+35 e dal dimensionamento è risultato essere possibile posizionare 114 pannelli sulla superficie di Porto Corsini MWA.

In Figura 20 viene mostrata la finestra di output del programma sviluppato che mostra le caratteristiche geometriche principali del campo fotovoltaico dimensionato.



Figura 20. Output dimensionamento geometrico pannelli

Utilizzando quindi le formule riportate nel paragrafo 3.4, sono state calcolate la potenza, la tensione e la corrente generate dall'impianto fotovoltaico nell'arco di un anno in 35040 intervalli da un quarto d'ora.

Nei due grafici proposti in Figura 21 e in Figura 22 sono riportati i risultati ottenuti. Il primo grafico rappresenta l'andamento medio giornaliero della potenza in ogni mese dell'anno. Il secondo, invece, riporta i valori medi mensili di efficienza del sistema fotovoltaico e, con delle barre di errore, l'intervallo in cui questa varia in ogni mese.

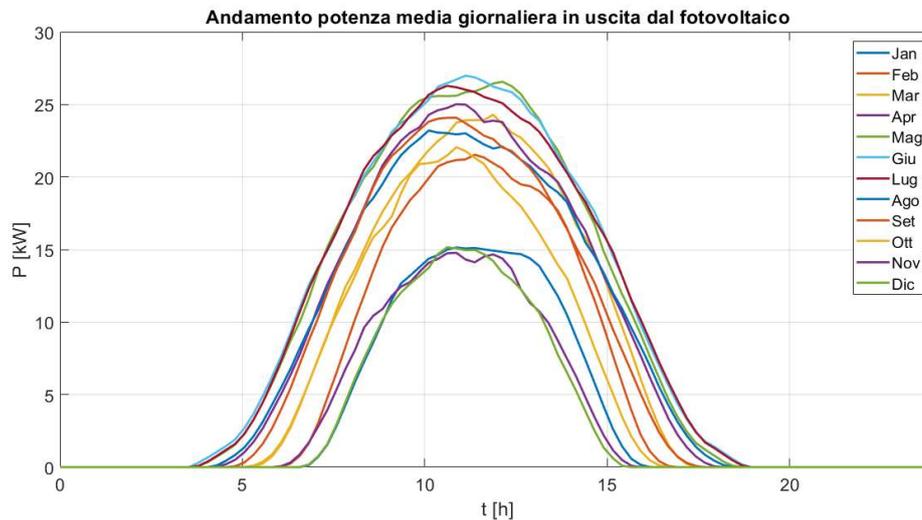


Figura 21. Potenza media mensile del campo fotovoltaico

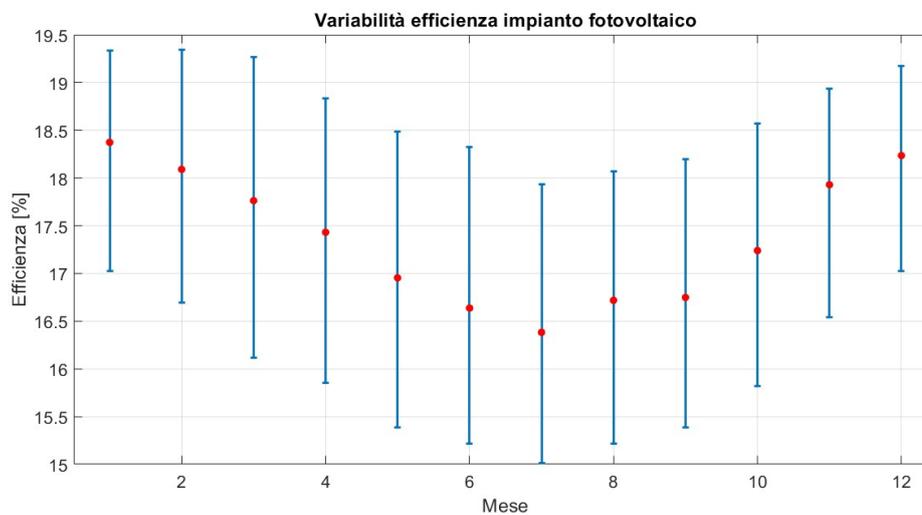


Figura 22. Media e variazione dell'efficienza del campo fotovoltaico nei mesi dell'anno

Come ci si aspettava per quanto riguarda la potenza generata, si ha il classico andamento del sistema fotovoltaico in cui si ha il picco nelle ore centrali della giornata quando c'è maggiore irradianza.

Dal secondo grafico, in cui si mostra l'andamento dell'efficienza, si può invece notare come questa, in realtà, sia maggiore nei mesi invernali rispetto ai mesi estivi. Questo comportamento è dovuto

principalmente alla temperatura. I moduli fotovoltaici infatti si troveranno a temperature minori di inverno e questo li renderà più efficienti. Nonostante la maggiore efficienza nel periodo invernale, comunque sarà presente un maggiore irraggiamento nei mesi estivi e questo porterà a una maggior produzione di energia in quest'ultimi.

Il grafico in Figura 23 mostra l'energia prodotta ogni mese dal campo fotovoltaico.

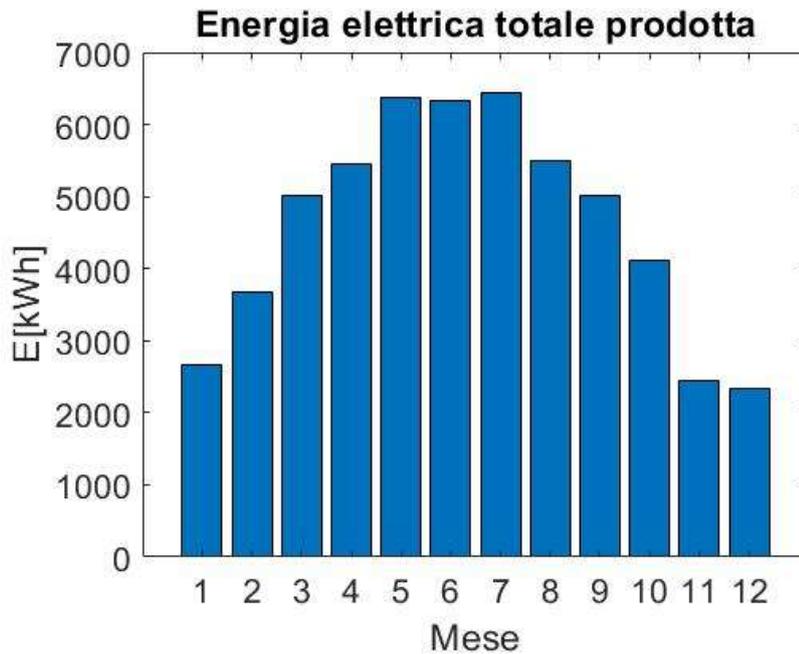


Figura 23. Energia prodotta mese per mese

Siccome le disponibilità di energia e potenza rimarranno le stesse al di là dello scenario che verrà analizzato, i risultati qui riportati saranno utilizzati come punto di partenza per le analisi che verranno mostrate nei capitoli successivi.

5. Sistema di dissalazione

Tra le diverse tecnologie per la dissalazione presenti sul mercato, si è scelto di utilizzare dei dissalatori a osmosi inversa. Questa decisione è dovuta principalmente alla possibilità di avere solo un vettore energetico di tipo elettrico per il funzionamento e all'ottima produttività di tale macchinario rispetto alla concorrenza.

Nell'analisi svolta è stato assunto che il dissalatore lavorasse a potenza costante pari alla potenza nominale.

La selezione del modello di dissalatore più appropriato per le diverse piattaforme, nei diversi scenari, si baserà principalmente sulla potenza disponibile dal fotovoltaico. Essendo quest'ultima legata in modo diretto alla superficie delle piattaforme su cui viene installato il campo fotovoltaico che, come detto in precedenza, varia in modo sensibile, nel programma sviluppato sarà necessario avere dissalatori di taglie molto diverse.

Dopo aver così verificato le potenze generabili dalla piattaforma più piccola e da quella più grande sono stati quindi considerati diversi modelli di dissalatori con una potenza nominale compresa tra i 2.2 kW e i 108.5 kW.

I dissalatori scelti sono stati selezionati rispetto al livello di salinità dell'acqua da dissalare. Essendo le acque intorno alle piattaforme caratterizzate da una salinità di circa 35 psu (35000 ppm) [15], sono stati scelti, per sicurezza, dissalatori capaci di trattare acque con salinità maggiori di questa.

Le principali caratteristiche dei dissalatori scelti sono di seguito riassunte, per maggiori dettagli è possibile consultare le schede tecniche riportate nell'appendice B.

Modello:	Potenza [kW]	Permeato [l/h]	Tensione [V]
LENNRO SW 100	2.2	100	400
LENNRO SW 250	3	250	400
LENNRO SW 500	4.5	500	400
LENNRO SW 1000	9	1000	400
LENNRO SW 1500	13	1500	400
LENNRO SW 2000	18	2000	400

CULLIGAN SW EVO 4	22	4000	380
CULLIGAN SW EVO 8	24	8000	380
CULLIGAN SW EVO 12	35.5	12000	380
CULLIGAN SW EVO 16	48	16000	380
CULLIGAN SW EVO 20	56	20000	380
CULLIGAN SW EVO 24	66	24000	380
CULLIGAN SW EVO 32	93.5	32000	380
CULLIGAN SW EVO 40	108.5	40000	380

6. Elettronica

Nella configurazione stand alone dell'impianto sono presenti principalmente due componenti di elettronica che connettono il sistema fotovoltaico con le batterie e il dissalatore: il regolatore di carica e l'inverter.

Il regolatore di carica è un convertitore DC/DC che ha il compito di gestire il pacco batterie in fase di carica portando la corrente in uscita dal fotovoltaico ai livelli richiesti dalla batteria.

L'inverter, invece, è un componente che ha il compito di convertire una corrente continua, in questo caso uscente dal regolatore, in una corrente alternata. Questo passaggio risulta fondamentale in quanto i dissalatori funzionano appunto in corrente alternata.

La tensione di uscita dell'inverter inoltre dovrà essere pari a quella di uscita del dissalatore; qualora non fosse così, risulta necessario l'utilizzo di un trasformatore che porti la tensione ai livelli richiesti dall'utenza.

A causa della grande variazione di superficie disponibile tra le diverse piattaforme presenti nel database, è stato necessario riuscire a trovare dei componenti che potessero andare bene per potenze generate dal fotovoltaico appartenenti a un range molto ampio compreso tra le decine e le centinaia di kW. Per questo, è stato cercato un sistema che potesse essere adatto per la maggior parte dei casi presi in esame che sono caratterizzati da superfici delle piattaforme inferiori ai 1500 m², in grado di generare potenze di poco inferiori al centinaio di kW. Inoltre, si è voluto scegliere dei componenti che fossero modulari. Seguendo questa logica, la scelta è ricaduta su due componenti della SMA: il Sunny island charger 50 come regolatore di carica e il Sunny island 850H come inverter.

Il SIC è un regolatore di carica progettato appositamente per essere connesso a un impianto fotovoltaico ed è fornito di un sistema di maximum power point tracking, che permette di far funzionare il sistema fotovoltaico sempre nel suo punto di massima potenza. Inoltre, se accoppiato con un Sunny island permette l'utilizzo della SMA operating mode, una modalità di utilizzo predefinita che è in grado di proteggere le batterie dalle scariche profonde e di caricarle in maniera ottimale.

Uno schema dell'impianto con questi due componenti è fornito in Figura 24.

Schema base sistema off-grid di SMA

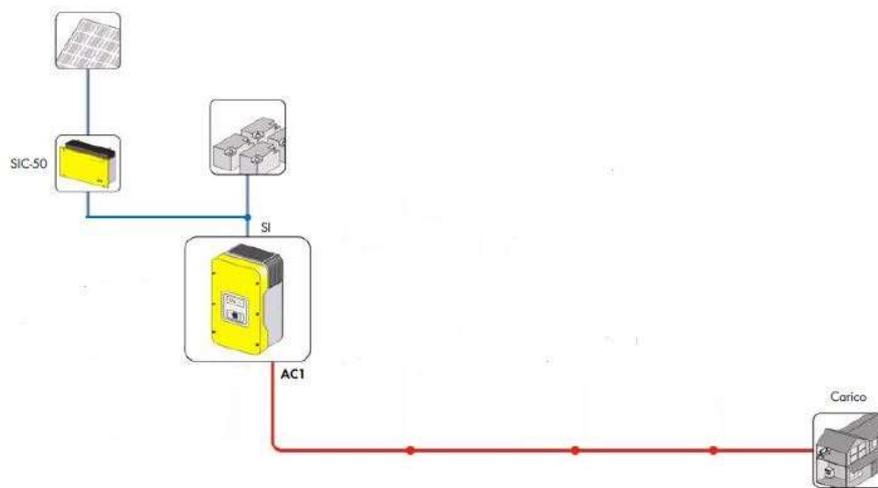


Figura 24. Elettronica nell'impianto [16]

Per quanto riguarda il software che è stato sviluppato, al suo interno sono state inserite le caratteristiche del SIC e del SI, che sono i due componenti predefiniti per l'impianto. In alternativa, come per il dissalatore e per i moduli fotovoltaici, anche in questo caso, si dà all'utente del software la possibilità di inserire le caratteristiche di un altro inverter o regolatore di carica nel programma riempiendo una serie di campi.

In Figura 25 viene mostrata la finestra per la selezione di regolatore di carica e inverter. I dati inseriti nell'immagine sono quelli di default corrispondenti al Sunny island charger 50 e al Sunny island 850H.

Regolatore di carica ed Inverter

CONFERMA

Dati tecnici dei componenti elettrici

Regolatore di carica (Sunny Island Charger 50)

Caratteristiche di input dal FV

P max in	<input type="text" value="2400"/>	[W]	Potenza massima in ingresso da FV
V max in	<input type="text" value="140"/>	[V]	Tensione massima in ingresso da FV
V min	<input type="text" value="70"/>	[V]	Tensione minima ottimale per MPPT
V max	<input type="text" value="100"/>	[V]	Tensione massima ottimale per MPPT
I max in	<input type="text" value="40"/>	[A]	Corrente massima in ingresso da FV
Eff	<input type="text" value="98.0"/>	[%]	Efficienza
P feed	<input type="text" value="25.8"/>	[W]	Autoconsumo dell'inverter durante funzionamento
P standby	<input type="text" value="6.5"/>	[W]	Autoconsumo dell'inverter durante stand-by

Inverter (Sunny Island 850H)

Caratteristiche di output in AC

V AC nom	<input type="text" value="230"/>	[V]	Tensione nominale di output in AC
V AC min	<input type="text" value="202"/>	[V]	Tensione minima di output in AC
V AC max	<input type="text" value="253"/>	[V]	Tensione massima di output in AC
P nom	<input type="text" value="6000"/>	[W]	Potenza nominale di output in AC
Eff. inv.	<input type="text" value="95.0"/>	[%]	Efficienza dell'inverter
Eff. trasf.	<input type="text" value="96.0"/>	[%]	Efficienza del trasformatore

Come valori di default vengono utilizzati dati tecnici di componenti della SMA Solar Technology

Default
Personalizzati

Il valore di default di output dell'inverter è 230 V per cui è necessario inserire un trasformatore con la relativa efficienza. Se si sceglie di usare un inverter con tensione di uscita a 400 V non sarà necessario il trasformatore.

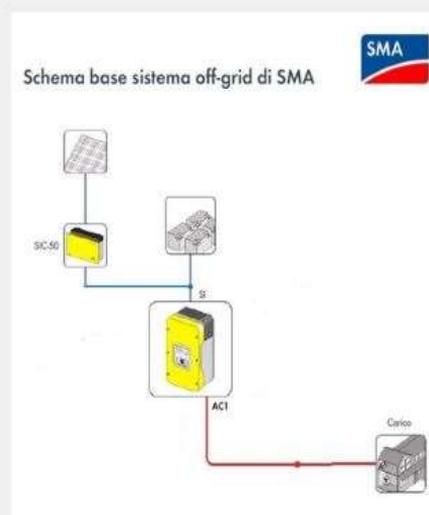


Figura 25. Finestra di inserimento dati di regolatore e inverter

Dalla Figura 25 si può notare che il Sunny island 850H ha una tensione nominale di uscita pari 230V. Quindi, siccome i dissalatori funzionano tutti a una tensione di circa 400V, sarà necessario nella configurazione con i componenti di default l'utilizzo di un trasformatore.

6.1 Connessione moduli fotovoltaici e dimensionamento sistema elettrico

Una volta ricavate tutte le informazioni riguardanti il numero di pannelli, la loro disposizione sulla piattaforma e le loro caratteristiche elettriche, è necessario stabilire come collegarli tra loro in modo tale da massimizzare la produzione energetica e soddisfare le richieste elettriche del dissalatore e delle batterie. Una connessione dei moduli non ottimale infatti causerà delle perdite energetiche non trascurabili.

Per ottimizzare quindi la produttività del sistema sarà necessario, secondo quanto indicato dalla guida CEI 82-25 [12], che i moduli fotovoltaici abbiano caratteristiche elettriche (I_{SC} , V_{OC} , I_{MPP} , V_{MPP}) simili tra loro per evitare le differenze di contributo energetico dei moduli (mismatch) dovute al loro diverso funzionamento. Questo non è un problema, nel caso dei campi fotovoltaici dimensionati dal programma, in quanto questo si basa sul posizionamento di un unico modello di modulo fotovoltaico, qualunque esso sia, sulle piattaforme in dismissione.

Inoltre, risulta fondamentale che, in caso si abbiano più stringhe in parallelo, queste abbiano lo stesso numero di moduli e che questi siano esposti nello stesso modo all'irraggiamento solare. È quindi preferibile che i moduli in serie abbiano lo stesso azimut, la stessa elevazione e lo stesso ombreggiamento. Per quanto riguarda questi aspetti potrebbe sorgere qualche problema in alcuni casi. Infatti, ci si potrebbe ritrovare nella condizione in cui per ottenere la tensione richiesta, dovranno essere posti in serie un certo numero di pannelli fotovoltaici e che il numero totale di questi sulla piattaforma non permetta di creare solo stringhe con lo stesso numero di pannelli. In tal caso è stato scelto di tagliare il numero di pannelli in modo da comporre solo serie con lo stesso numero di moduli.

Se ci si sofferma a ragionare, invece, sulla necessità che i moduli nella stessa stringa ricevano la stessa radiazione, questo non dovrebbe essere un grande problema nell'applicazione specifica. Infatti, i pannelli si trovano tutti sullo stesso piano, alla stessa elevazione e con lo stesso azimut e, a meno della presenza di ostacoli sulla piattaforma, non si dovrebbero verificare fenomeni di ombreggiamento.

Quindi riassumendo, per ottimizzare la produzione energetica è necessario che:

- i moduli del campo fotovoltaico siano elettricamente simili,
- l'esposizione dei moduli in serie sia la stessa,
- il numero di moduli all'interno di stringhe poste in parallelo sia lo stesso.

Tenendo conto di quanto appena detto, note le caratteristiche dei pannelli e quelle dei regolatori di carica, è stato possibile definire il numero di pannelli da connettere in serie e il numero di stringhe da mettere in parallelo. È stato inoltre possibile definire la quantità di inverter e regolatori necessari e in che modo questi devono essere connessi tra di loro e con le stringhe di moduli.

A seguire sono elencate le caratteristiche dei componenti scelti (SIC e SI) che sono state utili al fine del dimensionamento:

- Tensione massima dell'intervallo di funzionamento ottimale del MPPT del SIC: 100 V;
- Tensione massima in ingresso al SIC: 140 V;
- Corrente massima in ingresso al SIC: 40 A;
- Potenza massima in ingresso al SIC: 2400 W;
- Numero massimo di SIC collegabili ad ogni SI: 4.

Per prima cosa, sono stati identificati i valori massimi, su un anno, di tensione e corrente nelle condizioni di massima potenza ($V_{mpp,max}$ e $I_{mpp,max}$) che sono utilizzati come valori di riferimento per il dimensionamento.

Noto quindi, l'intervallo di tensioni di funzionamento ottimale del MPPT, si è fatto riferimento al valore massimo di questo intervallo ($V_{max,opt,MPPT}$) e sono state così definite due possibili numeri di pannelli per stringa (N_{ppstri}):

$$N_{ppstr1} = \text{ceil} \left(\frac{V_{max,opt,MPPT}}{V_{mpp,max}} \right);$$

$$N_{ppstr2} = \text{floor} \left(\frac{V_{max,opt,MPPT}}{V_{mpp,max}} \right);$$

dove ovviamente il secondo numero è inferiore al primo di un'unità.

Si è scelto di utilizzare la tensione massima del range ottimale di MPPT perché viene confrontata con il massimo della tensione prodotta dai pannelli sull'anno. Se fosse stato utilizzato un altro valore, ci sarebbe stato un rischio molto più elevato di trovarsi al di fuori del suddetto intervallo, cosa che, anche facendo in questo modo, si viene a verificare in diversi periodi.

È stato scelto di valutare anche l'opzione con la funzione soffitto (N_{ppstr1}), che, per definizione, raggiungerà sicuramente un valore di tensione tale da superare il limite massimo dell'intervallo di MPPT almeno una volta all'anno. Questa scelta è stata fatta perché, nonostante ci sia la certezza di trovarsi al di fuori del range di MPPT almeno una volta all'anno installando N_{ppstr1} moduli in serie, non è sicuro che, sommando tutti gli intervalli di tempo in cui ci si trova al di fuori del suddetto range di tensione, le volte in cui ci si trova al di fuori dell'intervallo di MPPT siano più frequenti

per la configurazione con N_{ppstr1} rispetto a quella con N_{ppstr2} . Infatti, nel caso in cui il problema principale fosse il raggiungimento del limite inferiore dell'intervallo di lavoro ottimale di MPPT, la configurazione con N_{ppstr1} farebbe in modo di limitare il numero di eventi in cui si verificherebbe tale condizione trovandosi a una tensione maggiore. Se invece fosse più frequente il raggiungimento del limite massimo di tensione dell'intervallo ottimale di MPPT rispetto al raggiungimento di quello minimo, sarebbe meglio installare la serie N_{ppstr2} che si trova a una tensione inferiore.

A questo punto, è necessario tener presente che, all'interno del software sviluppato, l'utente ha la possibilità di scegliere quasi qualsiasi tipo di componente. Questo vuol dire che potrebbe essere scelto un pannello tale che, l'aggiunta di un solo modulo alla stringa, possa causare un aumento di tensione della stessa tale da superare non solo $V_{max,opt,MPPT}$ ma anche il limite di tensione massima sopportabile in ingresso dal regolatore di carica ($V_{max,input,SIC}$). Per questo motivo viene calcolata la tensione massima raggiungibile con la stringa con il maggior numero di pannelli.

$$V_{str1} = V_{mpp,max}N_{ppstr1}$$

Nel caso in cui questa superi $V_{max,input,SIC}$ si sceglie di comporre le stringhe da N_{ppstr2} moduli in serie.

In caso contrario, si calcola per quanto tempo le due possibili stringhe (N_{ppstr1} e N_{ppstr2}) si trovano al di fuori del range ottimale di funzionamento del MPPT e si sceglie il numero di pannelli in serie che minimizza questo tempo.

Nel caso in cui il tempo al di fuori dal range nelle due stringhe fosse uguale, si è scelto di utilizzare la stringa con il maggior numero di pannelli in modo da provare a ridurre al minimo le stringhe da collegare in parallelo. Un minor numero di stringhe in parallelo a una tensione più elevata infatti, comporterebbe una corrente meno elevata in uscita dal fotovoltaico e quindi delle perdite inferiori.

A questo punto, noto il numero di pannelli da collegare in serie (N_{ppstr}) e il numero totale di pannelli installabili (N_{pan}), si definisce il numero di stringhe che si possono formare:

$$N_{str} = \text{floor}\left(\frac{N_{pan}}{N_{ppstr}}\right).$$

Il numero di pannelli da installare sulla piattaforma quindi sarà:

$$N_p = N_{str} N_{ppstr}.$$

Noto quindi il numero di moduli fotovoltaici da installare e la loro disposizione in serie e in parallelo è possibile calcolare la potenza, la corrente e la tensione del sistema.

$$P = N_p P_{pan},$$

$$V = N_{ppstr} V_{pan},$$

$$I = N_{str} I_{pan},$$

dove P_{pan} , V_{pan} e I_{pan} sono rispettivamente la potenza, tensione e corrente generata da un singolo pannello.

Dopo aver definito le connessioni tra i pannelli sulla base dei limiti di tensione imposti dal regolatore di carica, è necessario calcolare il numero di stringhe da collegare a quest'ultimo e il numero di regolatori necessari nell'impianto.

Per definire il numero di stringhe da connettere a ogni regolatore sarà necessario tener conto sia della potenza che della corrente massima che questo può sopportare in entrata. Non è infatti sufficiente controllare che la corrente in ingresso sia inferiore alla massima possibile (I_{maxSIC}) per assicurare che la potenza entrante sia inferiore di quella massima sopportabile dal regolatore (P_{maxSIC}). Viceversa, non basta controllare che la potenza sia sempre inferiore a P_{maxSIC} per assicurare che la corrente sia sempre inferiore a I_{maxSIC} . Questo è dovuto al fatto che la potenza massima raggiungibile in ingresso al regolatore è sensibilmente più bassa del prodotto tra la corrente e la tensione massima, quindi, se si verificano correnti elevate con livelli di tensione elevati, anche se questi due rientrano all'interno dei corrispettivi limiti, non è detto che la potenza sia pari a un valore accettabile per il componente.

È stata quindi definita una corrente di dimensionamento del numero di componenti come:

$$I_{dimSIC} = \min \left(I_{maxSIC}, \frac{P_{maxSIC}}{V_{max, str}} \right)$$

Dove $V_{max, str}$ è il valore massimo che raggiunge la tensione ai capi di una stringa di moduli fotovoltaici durante l'anno.

Definita in questo modo I_{dimSIC} , il numero di stringhe che sarà possibile collegare al regolatore di carica ($N_{strperSIC}$) sarà dato da:

$$N_{strperSIC} = \text{floor} \left(\frac{I_{dimSIC}}{I_{mpp,max}} \right).$$

È possibile che, dopo aver connesso $N_{strperSIC}$ stringhe a tutti i regolatori tranne uno, sia necessario collegare all'ultimo regolatore un numero di stringhe inferiore a $N_{strperSIC}$. In tal caso si procederà comunque con il collegamento in quanto si è ritenuto che questa condizione non potesse rappresentare un problema per il sistema.

A partire dal numero di stringhe totali, conoscendo il numero di stringhe che possono essere connesse a ogni regolatore di carica, si definisce il numero di regolatori necessari come:

$$N_{SIC} = \text{ceil} \left(\frac{N_{str}}{N_{strperSIC}} \right).$$

Noto il numero di stringhe massime connesse a ogni regolatore, è stato possibile calcolare la massima potenza in ingresso al regolatore durante un anno che sarà pari a:

$$P_{SIC} = N_{ppstr} N_{str} P_{mpp,pan,max}$$

Dove $P_{mpp,pan,max}$ è la massima potenza generata in un anno da un singolo modulo fotovoltaico che lavora in condizioni di massima potenza.

Risulta possibile stimare, a partire da P_{SIC} , il numero di regolatori collegabili ad ogni inverter come

$$N_{SICperSI} = \max \left(N_{SICperSI,max}, \text{floor} \left(\frac{P_{nomSI}}{P_{SIC}} \right) \right)$$

dove $N_{SICperSI,max}$ è il numero massimo di regolatori fisicamente collegabili ad ogni inverter e P_{nomSI} è la potenza nominale dell'inverter.

Infine, noti il numero di regolatori collegabili a ogni inverter e il numero totale di regolatori da installare, è possibile definire il numero di inverter necessari come:

$$N_{SI} = \text{ceil} \left(\frac{N_{SIC}}{N_{SICperSI}} \right).$$

6.2 Caso studio: dimensionamento dell'elettronica per Porto Corsini MWA

Riprendendo a titolo di esempio il caso di Porto Corsini MWA dotato dei moduli Sunerg, procedendo come appena descritto nel capitolo precedente e utilizzando il regolatore di carica e l'inverter inseriti di default nel programma, si possono ottenere i seguenti risultati dal dimensionamento del sistema elettrico.

I moduli fotovoltaici vanno collegati in serie 2 alla volta e quindi si andranno a formare 57 stringhe. Queste stringhe dovranno essere poste in parallelo 3 alla volta e collegate a un regolatore di carica. Di conseguenza, saranno necessari 19 regolatori di carica Sunny island charger 50. A loro volta quest'ultimi andranno connessi 3 alla volta in parallelo a un inverter Sunny island 850H. Saranno quindi necessari 7 inverter di cui solo uno avrà solo un regolatore collegato, mentre gli altri, come è stato appena detto, saranno connessi a 3 regolatori.

I risultati appena descritti vengono forniti dal programma a seguito del dimensionamento. In Figura 26 si mostra la finestra di output che li riassume.

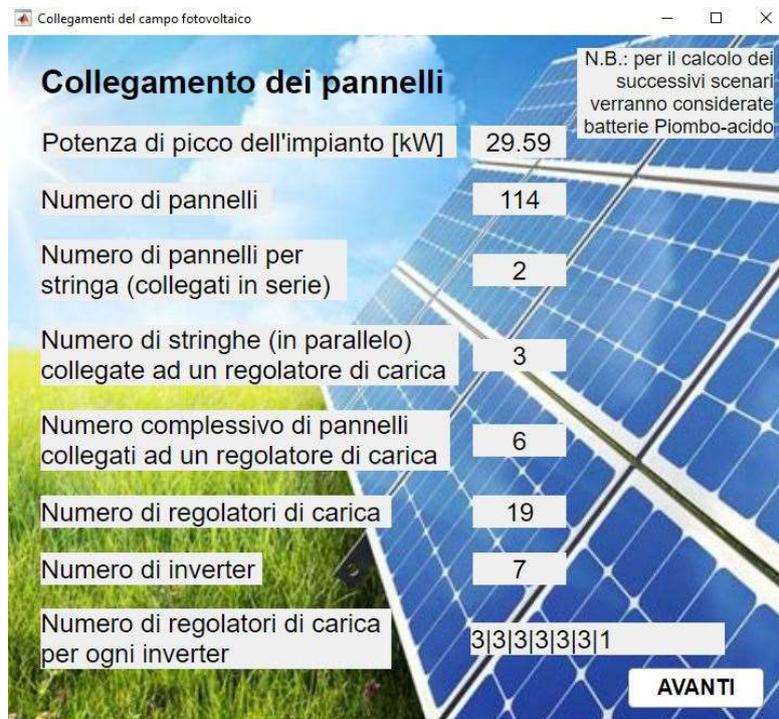


Figura 26. Output definizione delle connessioni e numero di componenti elettronici necessari

7. Sistema di accumulo

Il sistema di accumulo, che consiste in un pacco batterie, è un elemento fondamentale che va a caratterizzare le operazioni di tutto l'impianto in quanto dà la possibilità di immagazzinare l'energia in eccesso prodotta dal fotovoltaico e di riutilizzarla quando quest'ultimo non riuscirebbe, da solo, a sostenere il funzionamento del dissalatore.

7.1 Selezione sistema di accumulo

Sul mercato sono presenti diverse tipologie di batterie e tra queste ci si soffermerà principalmente sulle batterie piombo-acido e quelle agli ioni di litio che oggi risultano le due tecnologie più utilizzate per gli impianti fotovoltaici [17].

Le prime, le piombo-acido, sono le batterie ricaricabili più consolidate tra quelle presenti sul mercato e le più utilizzate e per questo sono conosciute molto a fondo e hanno costi molto ridotti. Purtroppo, le prestazioni non risultano eccellenti e la densità energetica, sia per unità di volume che di peso, è bassa rispetto alla concorrenza. Inoltre, rispetto alle batterie agli ioni di litio, le piombo-acido risultano tendenzialmente meno durature.

Le seconde, le batterie agli ioni di litio sono una tecnologia molto più giovane e caratterizzata da un'elevata densità energetica. Queste, a parità di capacità installata, quindi, avranno un peso di molto inferiore rispetto alle prime e inoltre occuperanno anche un volume minore in quanto risultano anche molto meno ingombranti.

La tabella a seguire, che viene mostrata in un articolo di Anuphapparadorn et al. [18], propone un confronto tra le due tecnologie appena presentate.

Caratteristiche	Piombo-acido	Ioni di litio
Densità energetica [Wh/L]	54 – 95	250 – 360
Energia specifica [Wh/kg]	30 – 40	110 – 175
Profondità di scarica (DOD)	50%	80%
Intervallo di temperatura di carica	-40°C – 27°C	-20°C – 55°C
Rendimento	75%	97%
Durata [anni]	1.5-2	5-7

Costo di manutenzione	SLA=2% VRLA=10%	Nessuno
Costo della batteria [€/kWh]	108	540

Nel confronto tra le due tipologie proposte quindi, la batteria agli ioni di litio è quella tecnologicamente più avanzata e più prestante. Da un'analisi economica approfondita tra due impianti fotovoltaici stand-alone proposta sempre da Anuphapparadorn et al. risulta però che l'utilizzo delle piombo-acido è economicamente più vantaggioso. Una tabella a seguire mostra i risultati dell'analisi.

Parametri	Piombo-acido	Ioni di litio
Investment Cost [€]	510,29	1197,90
LCB (Life Cycle Benefit) [€]	348,93	354,79
LCC (Life Cycle Cost) [€]	1817,43	2724,38
SNPV (Simple Net Present Value) [€]	2585,15	4231,88
NPV (Net Present Value) [€]	-1468,50	-2369,62
COE (Cost of Energy) [€]	0,68	1,01
BCR (Benefit Cost Ratio)	0,19	0,13

Risultati analoghi vengono forniti da Shimomura et al. [19] da uno studio di un sistema fotovoltaico stand-alone residenziale tramite un'analisi numerica.

Nello stesso studio viene evidenziato come i modelli numerici che simulano il comportamento delle batterie agli ioni di litio non siano ancora molto accurati, oltre a essere modelli piuttosto lenti una volta implementati rispetto a quelli che sono disponibili per le batterie piombo-acido.

Alla fine, quindi, si è scelto di utilizzare batterie piombo-acido in quanto, prima di tutto, queste risultano ancora oggi economicamente più vantaggiose e inoltre si ha la possibilità di utilizzare

modelli che possano fornire risultati molto più fedeli alla realtà. A ciò, si aggiunge che comunque questa tecnologia risulta pienamente compatibile con l'applicazione presa in esame in quanto è caratterizzata dai seguenti aspetti [20]:

- Elevata resistenza alla corrosione, fondamentale in un ambiente corrosivo come quello marino;
- Non si ha la necessità di compiere cicli completi di carica/scarica;
- Elevata tolleranza a eventuali sovraccarichi;
- Possibilità di erogare elevati valori di corrente;
- Completamente riciclabili.

All'interno del software sviluppato, tra le batterie al piombo-acido presenti sul mercato, si è scelto di inserire le caratteristiche di due modelli della PowerSonic: la batteria PG-2V860 per il primo tra i due scenari stand alone sviluppati e la PDC-122000 per il secondo, che risultano entrambe adatte per l'applicazione presa in esame.

Sono stati scelti due diversi modelli di batterie per i due scenari perché il primo scenario dimensiona pacchi di batterie dotati di capacità molto elevate e quindi per ridurre al minimo il numero di batterie si è scelta una batteria dotata di una gran capacità. La PG-2V860, batteria a 2V con una capacità nominale di 860Ah, ha quindi rispecchiato al meglio le necessità del caso.

Nel secondo scenario, invece, il sistema di accumulo sarà caratterizzato da una capacità nettamente inferiore, per questo motivo non è adatta la batteria scelta per il primo. Infatti, l'aggiunta di una serie di batterie PG-2V860 varierebbe di troppo la capacità del sistema, rendendo impossibile trovare una soluzione che soddisfi al meglio tutti i vincoli imposti nel suddetto scenario. Per questo motivo si è scelto di utilizzare la batteria PDC-122000, caratterizzata da una tensione di 12V e una capacità nominale di 214Ah.

Per maggiori dettagli riguardanti le batterie selezionate si rimanda all'appendice C.

7.2 Calcolo del SOC e del SOH del pacco batterie

Il SOC della batteria rappresenta la quantità di carica che in percentuale risulta disponibile all'interno della batteria rispetto al totale. Questo può essere quindi calcolato come:

$$\text{SOC}(t) = \frac{C(t)}{C_{\text{ref}}(t)} [21],$$

dove $C(t)$ è la quantità di carica presente nella batteria all'istante t e $C_{\text{ref}}(t)$ è invece la massima carica accumulabile nella batteria al tempo t . Quest'ultima risulterà variabile a causa del processo

di deterioramento della batteria. Seguendo quindi quanto riportato da Riffonneau et al. in [21] e [22] è stato possibile calcolare il SOC in funzione della temperatura ambiente, della corrente entrante e uscente nelle batterie e dell'invecchiamento delle batterie stesse. La quantità di carica presente nella batteria istante per istante, secondo [21], risulterà quindi pari a:

$$C(t) = Q(t_0) + Q_c(t) - Q_d(t)$$

in cui:

- $Q(t_0)$ è la carica presente nella batteria nell'istante precedente a t ;
- $Q_d(t)$ è la quantità di carica coinvolta nel processo di scarica nell'intervallo di tempo tra t_0 e t ;
- $Q_c(t)$ è la quantità di carica coinvolta nel processo di carica nell'intervallo di tempo tra t_0 e t .

La carica uscente dalla batteria nell'intervallo di tempo prefissato Q_d può essere calcolata come:

$$Q_d(t) = \int_{t_0}^t a_1(I_{bat}) a_2(T_a) I_{bat}(t) dt$$

Mentre quella entrante risulterà uguale a:

$$Q_c(t) = \int_{t_0}^t b_1(SOC) b_2(Q_d) I_{bat}(t) dt$$

Nelle equazioni appena mostrate sono presenti diversi coefficienti necessari al calcolo dei flussi di carica. Tra questi troviamo per primo a_1 che permette di calcolare la quantità di carica estratta durante il processo di scarica rispetto alla carica estratta con la corrente di riferimento I_0 definita dall'applicazione. Tale corrente è stata imposta pari a quella necessaria al dissalatore per funzionare e siccome questo lavorerà, per ipotesi, a potenza costante e le batterie verranno analizzate come un componente a tensione costante, questa corrente sarà pari a:

$$I_0 = \frac{P_{diss}}{V_{batt}}$$

dove P_{diss} è la potenza del dissalatore e V_{batt} è la tensione ai capi del sistema di accumulo.

Il coefficiente a_1 quindi è possibile calcolarlo con l'equazione di Peukert con l'utilizzo del coefficiente di Peukert (n) che generalmente varia tra 1.2 e 1.6.

Per tale coefficiente è stato assunto un valore 1.3.

$$a_1 = \left(\frac{I_{\text{bat}}(t)}{I_0} \right)^{n-1}$$

Il valore di a_1 sarà quindi compreso tra 0 e 1. In particolare, sarà uguale a zero quando non verrà richiesta corrente alle batterie e uguale a 1 quando saranno solo le batterie a sostenere il dissalatore.

Il coefficiente a_2 viene invece utilizzato per considerare gli effetti legati alla temperatura. Questo è funzione di una temperatura di riferimento (T_{ref}) pari a 20°C, della temperatura ambiente e di un fattore correttivo pari allo 0.75% introdotto dalla norma francese NF C58-510 sulle applicazioni delle batterie al piombo per le applicazioni solari.

$$a_2 = \frac{1}{1 + 0.0075(T_{\text{amb}}(t) - T_{\text{ref}})}$$

b_1 corrisponde invece all'efficienza di carica della batteria. L'efficienza di scarica è stata assunta come unitaria, facendo l'assunzione che si abbiano perdite solamente durante il processo di carica. È stato tenuto presente che b_1 dipende dal SOC della batteria e quindi, rispetto al valore di quest'ultimo, sono stati presi come riferimento i valori mostrati nella seguente tabella.

SOC [%]	b_1
0-20	0.9
20-50	1
50-80	0.7
80-100	0.6

Il coefficiente b_2 , infine, permette di prendere in considerazione l'influenza dell'ultima scarica sul successivo processo di carica. b_2 corrisponde al rapporto tra la quantità di carica estratta dalla batteria durante il processo di scarica calcolata con i coefficienti a_1 e a_2 (Q_d) e la stessa quantità calcolata senza coefficienti.

$$b_2 = \frac{Q_d}{\int_{t_0}^t I_{\text{bat}}(t) dt}$$

Per il calcolo di $C_{\text{ref}}(t)$ è stato preso come riferimento quanto proposto in [22].

$$C_{\text{ref}}(t) = C_{\text{ref}}(t_0) - \Delta C_{\text{ref}}(t)$$

Per il calcolo di ΔC_{ref} è stato utilizzato un coefficiente sperimentale (Z) ricavato dall'Ines che mette in relazione la variazione della capacità della batteria con la variazione del SOC durante la scarica. Quindi nota la capacità di targa della batteria ($C_{\text{ref,nom}}$),

$$\Delta C_{\text{ref}}(t) = C_{\text{ref,nom}} Z (\text{SOC}(t_0) - \text{SOC}(t))$$

Per le batterie al piombo Z è uguale a $3 \cdot 10^{-4}$.

Noti quindi per ogni istante la $C(t)$ e la $C_{\text{ref}}(t)$ è possibile calcolare il SOC della batteria a ogni istante.

A questo punto risulta facile calcolarsi lo stato di salute delle batterie. Questo sarà infatti uguale al rapporto tra la capacità della batteria al generico istante t e la capacità iniziale della stessa.

$$\text{SOH}(t) = \frac{C_{\text{ref}}(t)}{C_{\text{ref,nom}}}$$

Questo parametro permette di comprendere in modo immediato lo stato di degrado del pacco batterie e quando questo debba essere sostituito.

7.3 Funzionamento del sistema di accumulo nell'impianto

Il sistema di accumulo è un elemento dell'impianto che si trova tra la potenza che viene generata dall'impianto fotovoltaico e quella che viene consumata dal dissalatore. È fondamentale, quindi, per analizzare correttamente il suo comportamento, quantificare i flussi di energia entranti e uscenti nel pacco batterie (Figura 27).

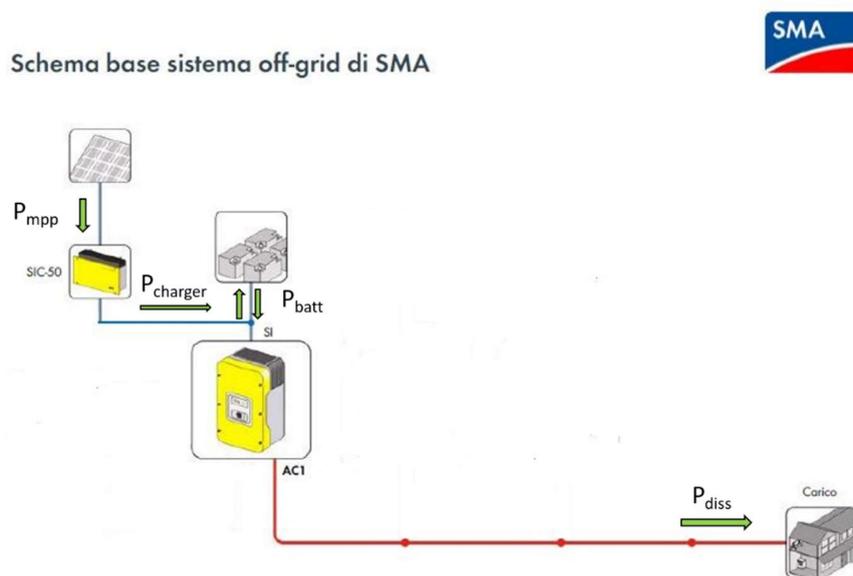


Figura 27. Flussi della potenza nell'impianto

Tenendo presenti i vari termini di efficienza dei componenti di elettronica connessi al sistema e nota la potenza necessaria al dissipatore installato (P_{diss}), è possibile calcolare la potenza disponibile che potrebbe entrare o uscire dalle batterie (P_{bat}).

$$P_{bat}(t) = P_{charger}(t) - \frac{P_{diss}(t)}{\eta_{inv} * \eta_{trasf}}$$

Dove, P_{charg} è la potenza uscente dal regolatore di carica a valle del campo fotovoltaico, η_{inv} è l'efficienza dell'inverter e η_{trasf} rappresenta l'efficienza del trasformatore che, se non presente nell'impianto, viene posta pari a 1.

Tramite l'utilizzo dei due termini di efficienza appena elencati, è possibile tener conto dei componenti elettrici, inverter e trasformatore, che sono interposti tra le batterie e il dissipatore.

P_{bat} risulterà quindi essere positivo quando il sistema di accumulo è in fase di carica e negativo quando è in fase di scarica.

A partire da P_{bat} è quindi possibile calcolare la corrente in ingresso e uscita dal pacco batterie come:

$$I_{bat}(t) = \frac{P_{bat}(t)}{V_{rif}}$$

V_{rif} è la tensione di riferimento, cioè la tensione a cui sono poste le batterie messe in serie che corrisponde alla tensione con cui il regolatore di carica caricherà il sistema di accumulo. Questa viene imposta costante e pari a 48V in quanto il modello che viene utilizzato per il calcolo dello stato di carica e di salute ipotizza che il sistema lavori a tensione costante.

Con questa tensione imposta, per i modelli di batterie scelti, sarà necessario collegare in serie 24 batterie PG-2V860 da 2V oppure 4 batterie PDC-122000 da 12V. Ogni serie quindi avrà una capacità di 20640Ah nel primo caso e di 856Ah nel secondo.

8 Scenari proposti

8.1 Scenario 1

Nello scenario 1 viene proposto un impianto stand alone composto da dissalatore, campo fotovoltaico e da un sistema di accumulo stagionale. Pertanto, in questo caso, si andrà a dimensionare un pacco batterie di grandi dimensioni. Questo sistema di accumulo sarà quindi in grado di sostenere i consumi durante l'inverno grazie all'energia che verrà prodotta in eccesso durante i mesi estivi.

8.1.1 Ipotesi di scenario

Durante lo sviluppo di questo scenario sono state fatte diverse ipotesi per poter definire al meglio le condizioni di lavoro. Cercando di stimare le potenzialità delle diverse piattaforme, in termini di produttività massima di acqua, la prima ipotesi imposta consiste nel consumo totale dell'energia prodotta annualmente dal sistema fotovoltaico. Si esclude, quindi, la possibilità di non utilizzarne o di dissiparne una parte o di limitare la sua produzione. Facendo in questo modo, si assicura la produzione della massima quantità d'acqua possibile con le ipotesi imposte.

Un'altra ipotesi, fondamentale durante lo sviluppo dello scenario, è che si abbia la necessità di produrre tutti i giorni dell'anno la stessa quantità di acqua dissalata. Siccome è stato ipotizzato che i dissalatori lavorino sempre a potenza costante e pari a quella nominale, questa ipotesi comporterà un consumo giornaliero costante di energia e un numero di ore di lavoro del dissalatore uguale tutti i giorni dell'anno.

Per quanto riguarda il sistema di accumulo per garantire un'elevata efficienza delle batterie e aumentarne la durata nel tempo si è deciso di non simulare cicli di carica/scarica completi ma parziali, riuscendo così a massimizzare il numero di cicli utili [23].

Inoltre, come ulteriore vincolo di scenario per minimizzare il degrado del pacco batterie è stato imposto che lo stato di carica di quest'ultimo sia sempre compreso all'interno di un certo range di valori.

$$SOC_{\min} \leq SOC(t) \leq SOC_{\max};$$

Come valori di stato di carica massimo e minimo, siccome per le batterie al piombo acido si ritiene necessario avere un range di lavoro del SOC di circa il 60% per evitare di andare a compromettere troppo la loro durata [24], sono stati considerati:

$$SOC_{\min} = 30\% ;$$

$$SOC_{\max} = 90\% ;$$

All'interno del software sviluppato, risulta possibile modificare tali valori (Figura 28), tenendo presente che un range di accettabilità più ampio avrà come conseguenza il dimensionamento di una capacità delle batterie più ristretta, che però, a sua volta, andrà a incidere negativamente sulla vita delle stesse.



Figura 28. Finestra di selezione SOC minimo e massimo

Un'altra ipotesi imposta sul sistema di accumulo è che questo abbia, a fine anno, un SOC finale pari a quello che aveva nel primo giorno di lavoro a meno di una certa tolleranza (ΔSOC).

$$SOC_{\text{start}} \leq SOC_{\text{end}} \leq SOC_{\text{start}} + \Delta SOC.$$

È stato deciso di fare questa ipotesi per assicurare che negli anni successivi al primo si potesse ripartire dalla stessa condizione in cui si era partiti all'inizio del primo anno. Così facendo, a meno del degrado del sistema e del conseguente calo di prestazioni, si dovrebbe ripetere quanto accaduto nel primo anno anche negli anni successivi.

Si è scelto di imporre SOC_{start} , come valore minimo del range di tollerabilità di SOC_{end} , perché si voleva evitare che, andando avanti negli anni, si accumulasse ogni anno una riduzione dello stato di carica che portasse, dopo alcuni anni, al raggiungimento del limite inferiore del SOC (30%). Il raggiungimento di tale condizione imporrebbe un periodo di fermo del dissalatore per riuscire a ricaricare le batterie fino a un livello di SOC tale da riprendere le operazioni. Se invece, si chiudesse al primo anno con una certa percentuale in più di carica e questo comportamento si ripetesse negli anni successivi, si arriverebbe ad avere più energia nel sistema di accumulo e ciò non sarebbe un problema in quanto non richiederebbe un fermo della produzione per la scarica del pacco batterie.

Ovviamente, ragionando in questo modo, per far lavorare al meglio il sistema sarebbe preferibile tornare precisamente al livello di carica SOC_{start} alla fine di ogni anno. Purtroppo, questo non sempre è possibile poiché, nel dimensionamento dei vari componenti dell'impianto, si variano le grandezze interessate a step di quantità finite e ciò non assicura il rientro, al termine del periodo analizzato, dello stato di carica al suo valore iniziale.

Il SOC_{start} è stato imposto pari al 50%. Era necessario, infatti, porre un valore compreso tra il 30% e il 90% ed è stato notato che lo stato di carica tende più a salire che a scendere rispetto al suo valore iniziale. Per questo motivo, alla fine, è stato scelto di porlo pari al 50%, un valore più vicino al SOC_{min} che al SOC_{max} .

La tolleranza ΔSOC è stata invece imposta pari al 10%.

Infine, è stato assunto che il sistema iniziasse a lavorare il primo gennaio. Quest'ipotesi risulta fondamentale in quanto definisce l'andamento dello stato di carica del sistema di accumulo. Dal primo gennaio infatti, si avrà una prima fase in cui prevarrà la scarica e successivamente una fase in cui la carica sarà più marcata. Infine, seguirà un'ultima fase che sarà prevalentemente di scarica. Se si iniziasse a lavorare in un altro momento dell'anno sarebbe probabilmente necessario cambiare l'ipotesi sul SOC_{start} . Per il momento non risulta possibile andare a modificare all'interno del software il giorno di inizio delle operazioni.

8.1.2 Selezione dissalatori nello scenario 1

Come detto nel capitolo 4, nel software sviluppato sono stati inseriti diversi dissalatori entro un certo intervallo di potenza in modo tale da poter sempre trovare un dissalatore nel catalogo adatto alla generica piattaforma che viene presa in esame.

In linea di principio, comunque, è possibile che siano compatibili con la disponibilità energetica fornita dal fotovoltaico, dissalatori di taglie diverse. Per questo motivo, si andranno selezionare un certo numero di dissalatori tra quelli presenti nel catalogo e si procederà con il dimensionamento dell'impianto per ognuno di questi. Una volta dimensionati gli impianti per tutti i dissalatori scelti, si andrà infine a scegliere quello che meglio rispetta le proprie necessità. In particolare, il programma andrà a mostrare la configurazione in grado di produrre più acqua e quella che permette l'installazione del minor numero di batterie.

Per selezionare i dissalatori, tra quelli presenti nel catalogo, che sono potenzialmente compatibili con la piattaforma presa in esame, si cercano tutti i dissalatori con una potenza tale da poter lavorare, con l'energia media disponibile in una giornata, da un minimo di 5 ore a un massimo di 24 ore. Così facendo è stato assunto che fosse poco sensato andare a investire su un dissalatore per utilizzarlo meno di 5 ore al giorno.

L'energia media disponibile in una giornata è stata calcolata semplicemente come:

$$E_{\text{day}} = \frac{\sum_{\text{anno}} P_i(t) \Delta t_i}{365} \text{ [kWh]}$$

dove $P_i(t)$, trascurando le perdite associate alle batterie, è la potenza in uscita dall'inverter e Δt_i è il generico intervallo di tempo pari a 15 minuti.

L'energia E_{day} è stata poi confrontata con l'energia che verrebbe consumata da ciascun dissalatore se questo lavorasse 5 ore o 24 ore. Avendo assunto che i dissalatori lavorino a potenza costante queste possono essere calcolate rispettivamente come:

$$E_{\text{diss5}} = 5 * P_{\text{diss}} \text{ [kWh]}$$

$$E_{\text{diss24}} = 24 * P_{\text{diss}} \text{ [kWh]}$$

Sono stati quindi selezionati tutti quei dissalatori che rispettino la seguente disuguaglianza:

$$E_{diss} \leq E_{day} \leq E_{diss24}$$

In pratica, si stanno escludendo tutti quei dissalatori che consumerebbero, in 5 ore, più dell'energia disponibile, quindi i dissalatori di taglia troppo grande e quei dissalatori che, in 24 ore, consumerebbero meno di tutta l'energia disponibile, cioè quelli di taglia troppo piccola.

Volendo prendere come esempio il caso di Porto Corsini MWA con i moduli fotovoltaici e i componenti di elettronica citati nei capitoli precedenti, si andrebbe a produrre un'energia giornaliera pari a circa 140 kWh.

Per i diversi dissalatori del catalogo inserito nel software, quindi, si possono calcolare E_{day5} e E_{day24} . I valori numerici vengono riportati nella seguente tabella.

Modello:	Potenza [kW]	E_{day5} [kWh]	E_{day24} [kWh]
LENNRO SW 100	2,2	11	52,8
LENNRO SW 250	3	15	72
LENNRO SW 500	4,5	22,5	108
LENNRO SW 1000	9	45	216
LENNRO SW 1500	13	65	312
LENNRO SW 2000	18	90	432
CULLIGAN SW EVO 4	22	110	528
CULLIGAN SW EVO 8	24	120	576
CULLIGAN SW EVO 12	35,5	177,5	852
CULLIGAN SW EVO 16	48	240	1152
CULLIGAN SW EVO 20	56	280	1344
CULLIGAN SW EVO 24	66	330	1584
CULLIGAN SW EVO 32	93,5	467,5	2244
CULLIGAN SW EVO 40	108,5	542,5	2604

I dissalatori scelti tra quelli del catalogo risultano quindi essere per Porto Corsini i dissalatori compresi tra i 9 kW e i 24 kW di potenza.

In alternativa, si dà all'utente del software la possibilità di scegliere un unico dissalatore tra quelli presenti sul catalogo o di inserire i dati di un dissalatore non compreso tra quelli nel database (Figura 29), purché questo abbia una potenza compresa nel range imposto (9-24 kW). Qualora

l'utente provasse a inserire un valore di potenza al di fuori di tale intervallo, il software manderà l'indicazione di correggere tale valore.

Selezione del dissalatore

Scelta del sistema di dissalazione

DISSALATORE: **DA CATALOGO** **PERSONALIZZATO** *Inserire i parametri del dissalatore o utilizzare uno di quelli consigliati*

I dissalatori sono alimentati ad una tensione di 400 V

Parametri operativi del dissalatore scelto dall'utente:	Elenco dei dissalatori del catalogo compatibili
Potenza della pompa di alimentazione [kW] 9	Potenza della pompa di alimentazione [kW] 9
Produzione oraria di permeato [l/h] 1000	Produzione oraria di permeato [l/h] 1000

IMPOSTA

CONFERMA

Figura 29. Finestra di selezione del dissalatore per lo scenario 1

8.1.3 Implementazione dello scenario

A partire dai dissalatori selezionati come descritto nel paragrafo precedente, il programma sviluppato dovrà dimensionare un sistema di accumulo per ogni dissalatore rispettando le ipotesi descritte nel paragrafo 7.1.1.

Per il dimensionamento di ogni impianto, si andrà a simulare il comportamento di questo durante un generico anno variando in modo iterativo i seguenti parametri nel seguente ordine:

1. ore di funzionamento del dissalatore;
2. orario di accensione del dissalatore;
3. capacità del pacco batterie.

Per ogni dissalatore alla fine si avrà quindi il numero di ore di lavoro al giorno, l'orario a cui questo dovrà essere acceso e la capacità del pacco batterie da associargli.

Il dimensionamento viene svolto a partire dal dissalatore di taglia più piccola per motivi che verranno a breve definiti.

Preso in esame, il dissalatore con potenza minore, tenendo conto che si è ipotizzato il consumo di tutta l'energia prodotta dal fotovoltaico e che il dissalatore lavori a potenza costante, viene definito il numero ideale massimo di ore al giorno in cui questo potrebbe lavorare come:

$$t_{\text{work,id}} = \frac{E_{\text{tot}}}{P_{\text{diss,min}} 365} \text{ [h]};$$

dove E_{tot} è l'energia totale che viene prodotta dal campo fotovoltaico in un anno meno le perdite associate a inverter e regolatori di carica. Non sono quindi comprese in E_{tot} le perdite associate al pacco batterie. Ciò è dovuto alla complessità relativa al calcolo dell'efficienza delle batterie e al fatto che questa può essere definita propriamente, per ogni istante di tempo nell'anno preso in esame, solo dopo aver simulato il loro comportamento.

Il numero di ore di funzionamento così calcolato sarà sicuramente maggiore del valore massimo di ore che il sistema potrà lavorare. A partire da $t_{\text{work,id}}$ quindi si è proceduto in maniera iterativa diminuendo il numero di ore di funzionamento del dissalatore un quarto d'ora alla volta, tentando di dimensionare il sistema rispettando le ipotesi riportate in 7.1.1 a ogni iterazione fino al raggiungimento dell'obiettivo.

Così facendo si raggiungerà a un certo punto il numero di ore massimo per cui potrà funzionare l'impianto rispettando tutte le ipotesi imposte.

Il processo appena descritto risulta molto oneroso dal punto di vista computazionale in quanto è necessario, ogni volta che si riducono di 15 minuti le ore lavoro, analizzare tutte le ore di accensione possibili e per ogni ora di accensione tutte le capacità del sistema di accumulo possibili nel modo che verrà mostrato successivamente.

Nel caso del dissalatore di taglia più piccola, che potrà lavorare per più ore di tutti, il numero di ore effettivo che dovrà lavorare si troverà più vicino al valore $t_{\text{work,id}}$. Per questo motivo, di conseguenza, il numero di iterazioni da fare per individuare il numero ottimale di ore di lavoro sarà minore rispetto a quelle necessarie ai dissalatori di taglia più grande, che lavoreranno per meno ore, in quanto la distanza temporale tra $t_{\text{work,id}}$ e quello effettivo delle ore di lavoro sarà più ridotto.

È stato deciso per questo motivo di dimensionare per primo l'impianto dotato del dissalatore più piccolo. A partire quindi da questo impianto dimensionato, è stato possibile definire per tutti gli altri dissalatori un valore di primo tentativo delle ore di funzionamento dell'impianto che fosse praticamente quasi pari a quello finale. In questo modo è stato possibile ridurre lo sforzo computazionale del programma in modo notevole.

Per definire il valore di primo tentativo delle ore di funzionamento degli altri dissalatori si è proceduto nel seguente modo. È stato ipotizzato che, per ottenere lo stesso comportamento del sistema di accumulo, poiché la quantità di energia disponibile ogni giorno non cambia in base al dissalatore, fosse necessario che questo consumi giornalmente la stessa quantità di energia del sistema dimensionato con il primo dissalatore.

È stata quindi definita l'energia giornaliera consumata dal dissalatore di taglia più piccola come:

$$E_{\text{dissday}} = P_{\text{diss,min}} t_{\text{work,min}} ;$$

A partire da questa, considerando una variazione trascurabile di efficienza delle batterie al variare del carico applicato, è possibile supporre che il numero di ore di lavoro dei rimanenti dissalatori sia circa pari a:

$$t_{\text{work,id,i}} = \frac{E_{\text{dissday}}}{P_{\text{diss,i}}}$$

Si è quindi partiti, per i dissalatori di taglia più grande del primo, da un valore di $t_{\text{work,id,i}}$ leggermente maggiorato per evitare di partire da un valore di ore di funzionamento già al di sotto di quelle massime possibili. Così facendo, lo sforzo computazionale del programma viene notevolmente ridotto.

Qualora venissero inserite le caratteristiche di un dissalatore fuori catalogo, si procederà in maniera analoga a quanto fatto con il primo dissalatore.

Affinché siano rispettate le condizioni imposte alla base dello scenario proposto, un altro parametro che si è scelto di far variare è l'orario di accensione del sistema di dissalazione.

Tenendo conto delle ore di funzionamento del dissalatore e della variazione delle ore di radiazione durante l'anno, in generale è possibile affermare che:

- Un anticipo dell'orario di accensione potrebbe comportare una maggiore scarica del sistema di accumulo nelle prime ore mattutine, in cui il sistema fotovoltaico non è in grado di sostenere il consumo del dissalatore ed eventualmente una maggiore carica nelle ore serali.
- Un ritardo nell'accensione del sistema di dissalazione potrebbe causare un maggiore accumulo delle batterie nelle prime ore del giorno e una maggiore scarica nelle ore finali.

È stato scelto quindi di far variare l'orario di accensione del sistema tra le 5:00 e le 11:00, incrementandolo a step di 15 minuti, fino a raggiungere la miglior condizione possibile per il rispetto delle ipotesi imposte a livello di SOC del pacco batterie. In particolare, l'orario di accensione finale del dissalatore sarà quello che permette la maggiore vicinanza del SOC_{end} al valore di stato di carica iniziale SOC_{start}. Sfruttare l'orario di accensione in questo senso permette di rispettare l'ipotesi fatta sul SOC_{end} riducendo la capacità delle batterie da installare.

Si procede quindi, per ogni dissalatore, variando prima di tutto le ore di funzionamento, poi, per ogni durata del lavoro del dissalatore, si varia, cercando la situazione che meglio rispetta le ipotesi imposte, l'orario di accensione.

L'ultimo parametro che viene fatto variare a questo punto è la capacità delle batterie che viene dimensionata per ogni numero di ore di lavoro e per ogni orario di accensione imposto.

Il dimensionamento del sistema di accumulo viene fatto in modo iterativo, a partire da un valore di capacità sicuramente troppo basso, aggiungendo a ogni step una capacità pari alla capacità di una stack di batterie in serie. Così facendo, verranno connesse in parallelo solamente batterie in serie aventi la stessa tensione.

Essendo la tensione proveniente da ogni regolatore di carica pari a $V_{rif}=48V$ e, nota la tensione V_{batt} e la capacità della singola batteria C_{batt} , risulterà necessario andare a inserire un numero di batterie in serie pari a:

$$N_{batt,serie} = \frac{V_{rif}}{V_{batt}}$$

Ad ogni iterazione si andrà quindi ad aggiungere una capacità pari a:

$$\Delta C_{batt} = C_{batt} N_{batt,serie}$$

Per ricavare un valore di primo tentativo che non fosse eccessivamente distante dalla capacità finale, si è proceduto analizzando il rapporto tra la potenza installata e capacità del sistema di accumulo per diverse taglie del sistema fotovoltaico, considerando diverse superfici tra quelle delle piattaforme prese in considerazione all'interno del modello.

Per fare ciò, sono state inizialmente effettuate delle simulazioni utilizzando come capacità di primo tentativo la capacità di una singola serie di batterie ($C^1 = \Delta C_{batt}$) per piattaforme con superfici comprese tra il valore minimo e il valore massimo tra quelle presenti nel database. Da queste simulazioni è stato possibile notare che il rapporto tra la capacità delle batterie installata e l'energia totale prodotta in un anno è all'incirca costante e poco dipendente dal sistema di dissalazione, come mostrato dal grafico in Figura 30.

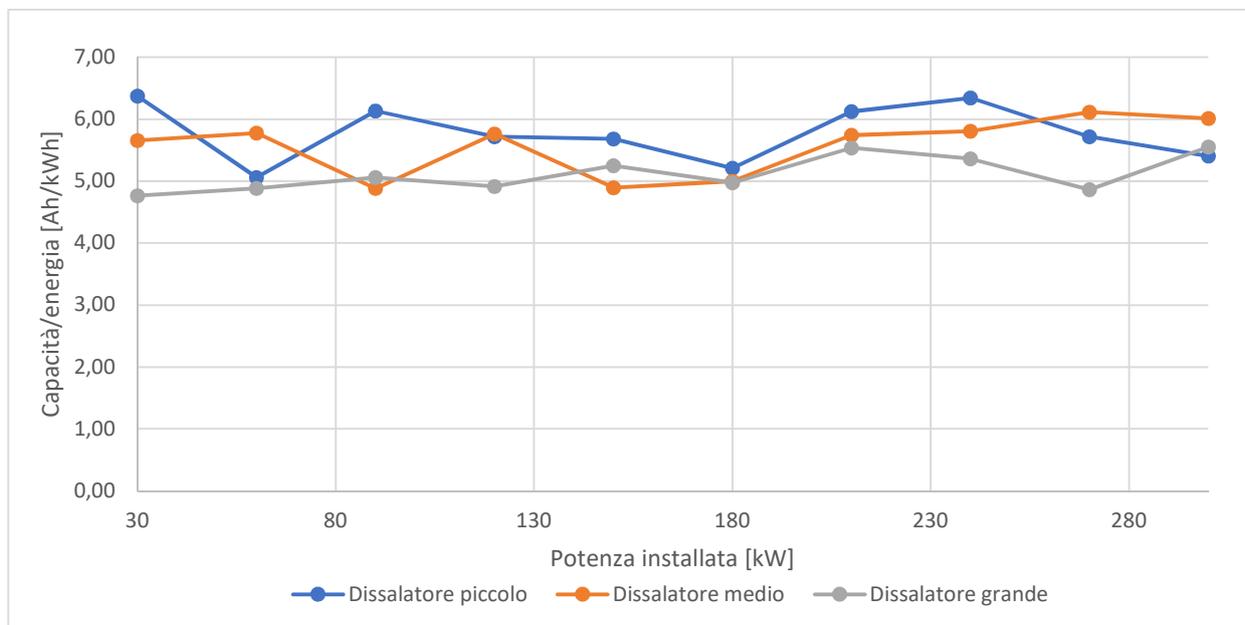


Figura 30. Rapporto tra capacità e energia prodotta rispetto alla potenza del fotovoltaico

Per avere la certezza di non eccedere con il valore di primo tentativo è stato scelto di utilizzare il valore più piccolo tra i quelli registrati ($D=4.8$ Ah/kWh) per ricavare il numero di stack di batterie N_{batt}^1 .

È stato inoltre deciso di sottrarre a tale valore cinque stack di batterie per essere ulteriormente sicuri di non sovrastimare la scelta iniziale. Il numero di stack di batterie di primo tentativo sarà pari a:

$$N_{\text{batt}}^1 = \left\lceil \left(\frac{E_{\text{tot}} D - 5 \Delta C_{\text{batt}}}{\Delta C_{\text{batt}}} \right) \right\rceil$$

La capacità di primo tentativo risulterà quindi essere:

$$C^1 = N_{\text{batt}}^1 \Delta C_{\text{batt}}$$

L'utilizzo di questo valore permette un notevole risparmio dal punto di vista computazionale, rispetto a partire con un valore pari a $C^1 = \Delta C_{\text{batt}}$, soprattutto quando si analizzano piattaforme con potenze installate piuttosto elevate, in cui i tempi di calcolo risulterebbero eccessivi. È stato verificato, infatti, che la capacità dei sistemi di accumulo aumenta di pari passo con la potenza installata con le ipotesi imposte (Figura 31).

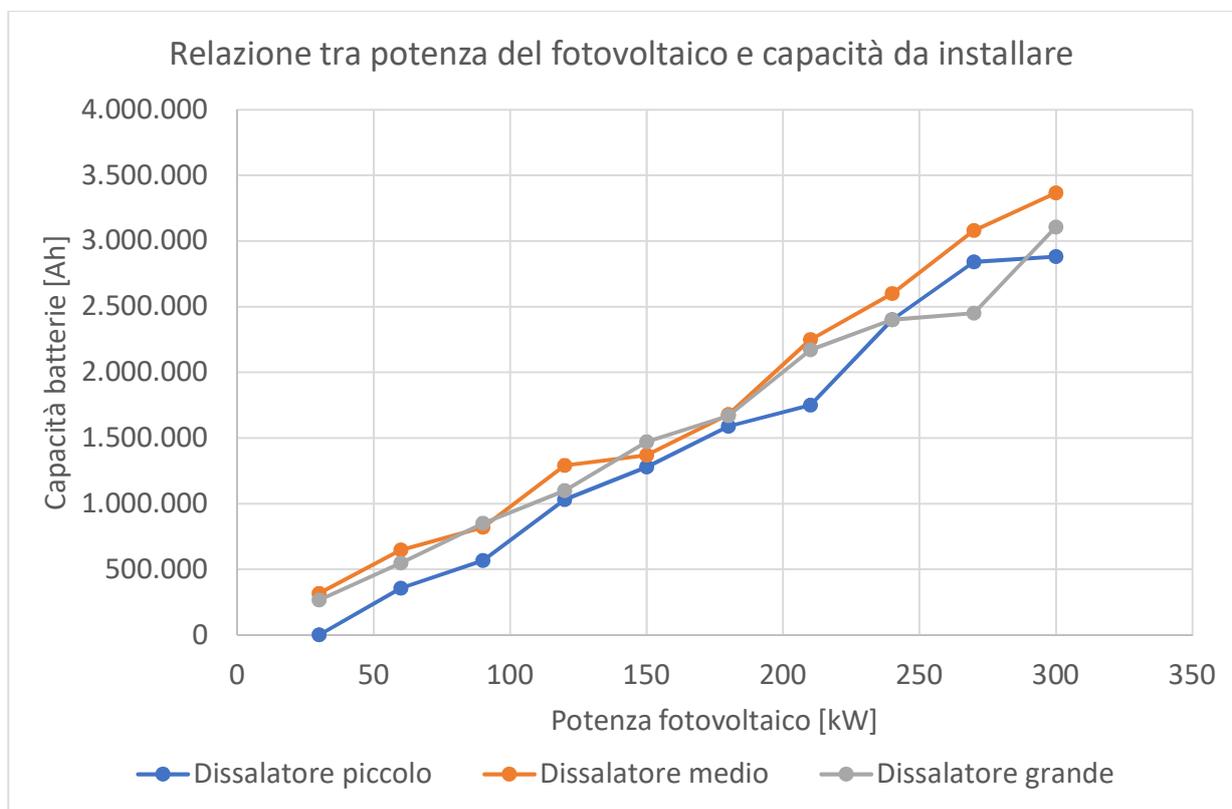


Figura 31. Relazione tra potenza del campo fotovoltaico e capacità delle batterie da installare nello scenario 1

Quindi, se si hanno impianti di grandi taglie è necessario dimensionare grandi capacità delle batterie. In tal caso, se si dovesse partire da una capacità di primo tentativo pari a quella di una serie di batterie, sarebbe necessario fare un grande numero di iterazioni. Infatti, come è stato già affermato in precedenza, si aggiunge una serie di batterie a ogni iterazione. Per raggiungere una

grande capacità, partendo da una C^1 pari alla capacità di una serie di batterie, quindi, sarebbe necessario un gran numero di iterazioni. Per questo motivo si è scelto di partire dalla capacità di primo tentativo definita precedentemente.

A partire da questo valore di capacità, si andrà a valutare per ogni step temporale lo stato di carica e si andrà a verificare il rispetto delle condizioni imposte riguardanti i limiti di SOC massimo e minimo e di SOC a fine anno, per ogni numero di ore di funzionamento e per ogni orario di accensione.

Per evitare di dimensionare un pacco batterie di dimensioni eccessive, è stato inoltre imposto un valore massimo della capacità del sistema di accumulo pari a una capacità tale da poter contenere tutta l'energia prodotta in un anno dal sistema fotovoltaico:

$$C_{\text{batt,max}} = \frac{E_{\text{tot}}}{V_{\text{rif}}}.$$

Alla fine del processo appena definito, si raggiungerà quindi la capacità minima del sistema di accumulo per cui si ha la massima produzione di acqua per il generico sistema di dissalazione scelto. Inoltre, sarà noto il numero di ore che dovrà lavorare il dissalatore e l'orario di accensione di quest'ultimo.

Verrà eseguito quanto appena descritto per tutti i dissalatori selezionati e infine si avranno degli impianti completamente dimensionati per ognuno di questi. Tra questi impianti alla fine è stato deciso di scegliere quello che permette la maggior acqua prodotta e quello con la minor capacità delle batterie.

8.1.4 Caso studio: scenario 1 applicato a Porto Corsini MWA

Riprendendo il caso analizzato finora per Porto Corsini MWA, si mostreranno di seguito i risultati ottenuti per tale piattaforma.

Come riportato nel paragrafo 3.5, sulla superficie di questa piattaforma è possibile installare 114 pannelli connessi come indicato nel paragrafo 5.2. Tale impianto fotovoltaico avrà una potenza di picco di 29.59 kW.

È stato deciso di associare al campo fotovoltaico un dissalatore con una potenza di 24 kW in quanto risulta essere sia quello che permette di avere la maggior produzione di acqua, sia quello che permette di installare la minore capacità delle batterie tra i casi analizzati. Si ricorda che erano stati presi in considerazione i dissalatori, tra quelli in catalogo, compresi tra i 9kW e i 24kW.

È stato inoltre calcolato dal software che il dissalatore debba iniziare a lavorare alle ore 10:00 e che lavori per un totale di 5 ore al giorno. Così facendo questo produrrà 40 m³ di acqua al giorno.

La capacità installata totale, invece, ammonterà a circa 268000 Ah. Per il raggiungimento di tale capacità sarà necessario installare un totale di 312 batterie PG2V860 della PowerSonic.

Alla fine dell'esecuzione del programma si mostra una finestra riepilogativa dei risultati ottenuti riguardanti il dimensionamento delle diverse parti dell'impianto e le indicazioni operative (Figura 32).

Riepilogo dei risultati

Piattaforma:	PORTO CORSINI M W A
Potenza di picco installata [kW]	29.59
Numero di pannelli	114
Numero di batterie	312
Capacità complessiva delle batterie [kAh]	268.32
Numero di regolatori di carica	19
Numero degli inverter	7
Potenza del dissalatore installato [kW]	24.0
Orario di inizio funzionamento	10:00
Ore di lavoro giornaliere del dissalatore [h]	5.00
Produzione di permeato giornaliero [m ³ /g]	40.00

Figura 32. Finestra riepilogativa degli output per lo scenario 1

Particolarmente rilevante in questo studio è risultata essere la valutazione della capacità del sistema di accumulo necessaria e dell'acqua producibile dall'impianto. Non a caso, infatti, vengono selezionate le configurazioni degli impianti caratterizzate dalla minima capacità delle batterie e dalla massima acqua prodotta. Uno dei principali obiettivi dello studio, infatti, era la valutazione della producibilità di acqua. La capacità delle batterie, invece, è risultata essere l'aspetto più critico durante le valutazioni economiche. Uno degli output fondamentali forniti dal programma sviluppato risulta quindi essere il grafico mostrato in Figura 33, che riporta capacità del sistema di accumulo e acqua prodotta per l'impianto dimensionato per Porto Corsini MWA.

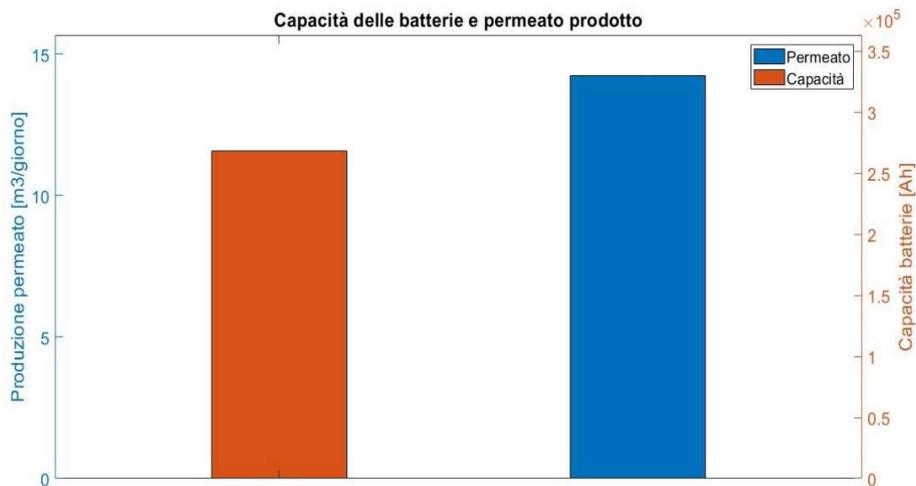


Figura 33. Capacità installata e acqua prodotta per Porto Corsini MWA nello scenario 1

La capacità installata necessaria risulta essere estremamente elevata e questo potrebbe essere un problema serio in fase di gestione e in termini di impatto sull'investimento necessario per l'impianto.

Questo risultato è legato alle due ipotesi fatte a inizio scenario secondo le quali si vuole consumare tutta l'energia prodotta dal fotovoltaico e lavorare ogni giorno lo stesso numero di ore, consumando, quindi, la stessa quantità di energia ogni giorno nonostante la produzione effettiva giornaliera. L'unica modalità che si ha per rispettare queste due ipotesi, di conseguenza, è il dimensionamento di un pacco batterie in grado di immagazzinare l'energia in eccesso, rispetto a quella consumata nelle ore di funzionamento imposte, prodotta durante l'estate per riutilizzarla durante l'inverno. La necessità di conservare l'energia prodotta in una stagione per riutilizzarla in un'altra obbliga quindi il dimensionamento di un sistema di accumulo di dimensioni elevatissime.

Per quanto riguarda le ipotesi imposte in termini di SOC, si può vedere nel grafico in Figura 34 come queste vengano rispettate a pieno. Lo stato di carica, infatti, rimane sempre all'interno del range imposto ([0.3, 0.9]) e lo stato di carica finale torna a essere molto vicino a quello iniziale.

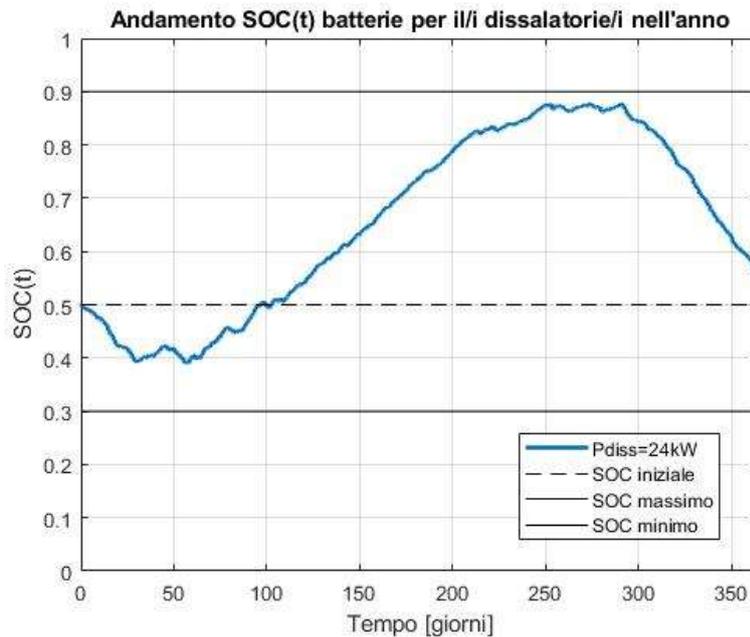


Figura 34. Andamento annuo del SOC per Porto Corsini MWA nello scenario 1

Da questo grafico è anche possibile notare, come era stato detto nel paragrafo 7.1.1, che effettivamente il SOC massimo (circa 0.9) raggiunto è molto più distante dal SOC di partenza (pari a 0.5) di quanto lo sia quello minimo raggiunto (circa 0.4). Come detto sempre in 7.1.1, è per questo motivo che è stato imposto un valore di stato di carica iniziale pari al 50%, più vicino al limite inferiore che a quello superiore di stato di carica.

A giudicare dall'andamento della curva si potrebbe pensare che il sistema di accumulo abbia periodi in cui si scarica soltanto, nella prima e nell'ultima parte dell'anno, e periodi in cui si carica. In realtà, come mostrato in Figura 35, se si va a ingrandire un tratto in un range temporale di un giorno, si può vedere che si alternano comunque fasi di carica e fasi di scarica in ogni giorno dell'anno. Ovviamente nei mesi invernali sarà preponderante la fase di scarica e in quello estivi quella di carica.

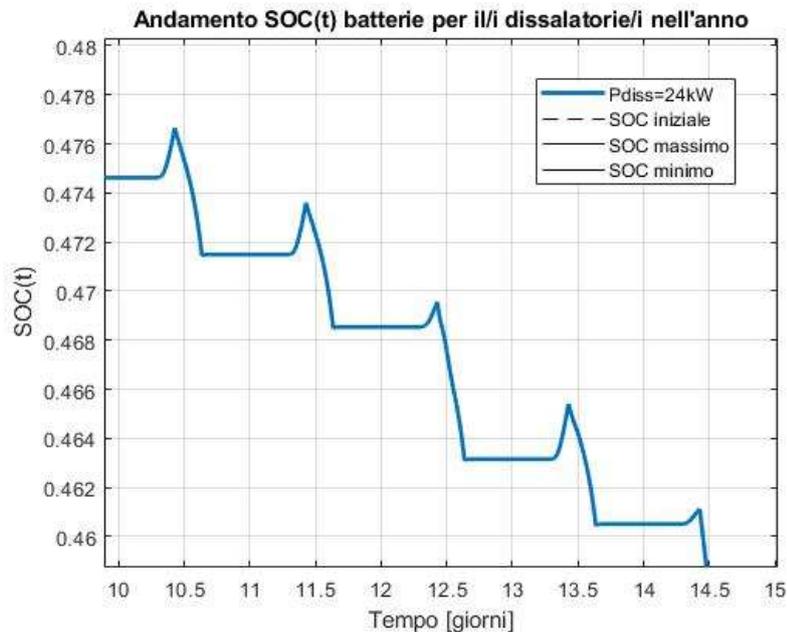


Figura 35. Andamento SOC dal 10 al 15 gennaio per Porto Corsini MWA nello scenario 1

L'immagine appena riportata fa vedere l'andamento dello stato di carica tra il 10 e il 15 gennaio. Da qui si può notare che nelle prime ore della giornata il sistema non è attivo, poi da quando sorge il sole fino alle 10 di mattina c'è una fase di carica e successivamente durante le restanti ore del giorno c'è prima una fase di scarica e poi una di inattività. Si può inoltre notare come la pendenza nella fase di scarica sia inferiore nei primi momenti in cui si verifica. Questo è dovuto al maggiore supporto che riesce a dare il fotovoltaico nella fascia oraria della giornata intorno a mezzogiorno.

Un altro dettaglio che si può notare da questo grafico è l'intervallo di variazione dello stato di carica giornaliero. Questo si aggira attorno a valori dello 0.6%-0.8%. Essendo legata la variazione del SOC, durante le fasi di utilizzo, con la determinazione dello stato di salute della batteria attraverso il parametro Z (vedi paragrafo 6.2), questa variazione così modesta dello stato di carica andrà a causare un degrado molto lieve della batteria. Dopo un anno di esercizio infatti il SOH si troverà ancora al di sopra del 97%.

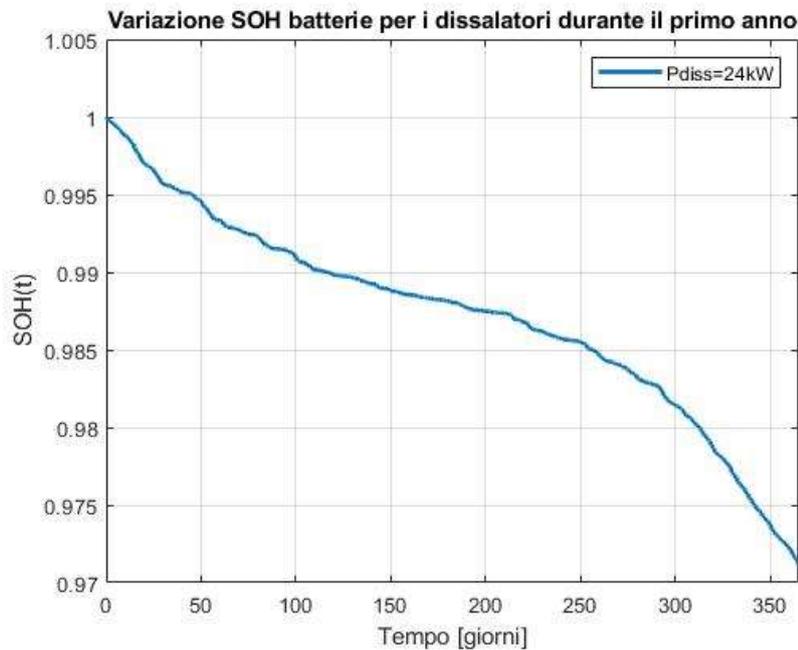


Figura 36. Andamento annuo del SOH

Dal grafico in Figura 36 si può notare come ci sia una pendenza minore nel periodo centrale dell'anno, quando il fotovoltaico riesce meglio a sostenere l'impianto di dissalazione. Questo è dovuto al fatto che in quel periodo si utilizza di meno il pacco batterie.

8.1.5 Analisi del comportamento dell'impianto dello scenario 1 su 20 anni

A partire dall'impianto appena illustrato, dimensionato secondo i criteri dello scenario 1, è stato deciso di procedere con un'analisi del comportamento di questo durante tutto il suo ciclo di vita.

È stata quindi ipotizzata una durata dell'impianto pari a 20 anni (come riportato in [25], [26] e [27]) ed è stato simulato l'andamento del SOC e del SOH con il modello proposto in questo studio.

È stato assunto che l'impianto debba lavorare per tutta la sua durata lo stesso numero di ore giornaliere del primo anno. Qualora, per il degrado dei componenti dell'impianto, non fosse più possibile mantenere lo stesso ritmo di produzione, si bloccherà la produzione e si registreranno il numero di ore in cui l'impianto non lavora e quindi la quantità di acqua non prodotta.

Per quanto riguarda il degrado del sistema, si tiene conto del degrado dei moduli fotovoltaici e di quello delle batterie.

Per valutare il degrado delle batterie si utilizza il modello proposto nel paragrafo 6.2 per il calcolo dello stato di salute.

Per valutare, invece, il degrado dell'impianto fotovoltaico si considera un degrado lineare come garantito dai costruttori dei pannelli. Si avrà quindi un degrado di una certa entità al primo anno (intorno al 2-3%) che, in modo conservativo, verrà considerato come immediato e costante e dopo si considererà una perdita delle prestazioni costante, di solito minore dell'1% all'anno (Figura 37).

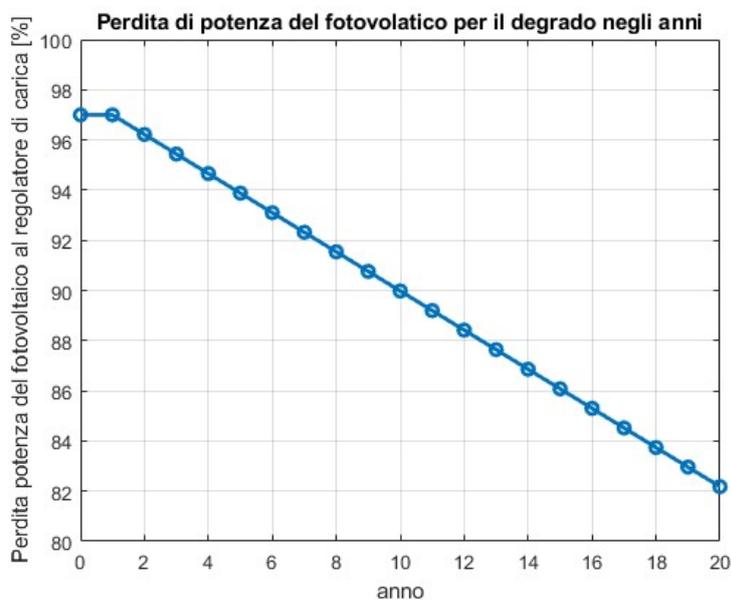


Figura 37. Perdita di potenza del fotovoltaico

Il grafico appena mostrato descrive il degrado per i pannelli Sunerg X-MAX 315Wp che hanno un degrado al primo anno pari al 3% e un degrado negli anni successivi pari allo 0.78% all'anno.

Il degrado del sistema fotovoltaico fa sì che questo riesca negli anni a sostenere sempre meno in modo diretto il funzionamento del dissalatore. Risulta inoltre, sempre minore la quantità di energia che si riesce ad accumulare nelle batterie.

Il degrado delle batterie, dall'altra parte, causa la presenza di una capacità inferiore a quella installata inizialmente a sostegno dell'impianto. Questo vuol dire che è possibile che si verifichino due diverse situazioni: il raggiungimento del limite massimo e del limite minimo dello stato di carica.

Il limite massimo del SOC imposto (90%), potrebbe essere raggiunto a causa della diminuzione della capacità della batteria nei mesi estivi se la produzione di energia non varia eccessivamente e la capacità delle batterie invece si riduce in modo non trascurabile. In questo caso, infatti, si avrebbe dell'energia in eccesso da accumulare ma non si avrebbe spazio nel sistema di accumulo per conservarla. Nel caso in cui si raggiungesse il SOC massimo, è stato deciso di non caricare le batterie e di dissipare l'energia prodotta. Ciò non causerà, nell'immediato, una riduzione della produzione perché l'impianto continuerebbe comunque a funzionare avendo disponibile l'energia necessaria. In questo caso, semplicemente, non si continuerà a caricare le batterie. Ovviamente, ciò anche se non avrà una ripercussione immediata sulla produzione, a lungo termine, ne potrebbe causare una riduzione. Infatti, l'energia che non viene messa da parte sarebbe stata necessaria per il funzionamento del sistema di dissalazione nei momenti in cui il fotovoltaico non riesce a sostenere l'impianto.

Per quanto riguarda, invece, il raggiungimento del SOC minimo (30%) il discorso è diverso. Se si dovesse raggiungere quel livello di stato di carica è stato scelto di non continuare a scaricare le batterie per preservarne la salute. In questo caso, quindi, non potendo contare sulle batterie nel momento del bisogno, non si avrà l'energia necessaria per poter far funzionare il dissalatore qualora il fotovoltaico non fosse sufficiente. Si dovrà quindi, sospendere la produzione.

Per valutare quindi, le perdite dell'impianto dovute al suo degrado, in termini di produzione di acqua rispetto al primo anno, si tiene conto di tutte le volte in cui il sistema raggiunge il SOC minimo e non è in grado di continuare a funzionare. Noto, quindi, il numero di ore all'anno in cui il sistema non funziona quando invece sarebbe richiesto che funzionasse (Δt_{noprod} [h]), la produzione d'acqua oraria del dissalatore (Q_{diss} [m^3/h]) e quella totale di acqua al primo anno (Q_{tot} [m^3]), la perdita di produzione annua percentuale è stata calcolata come:

$$Q_{\text{loss}} = \left(\frac{Q_{\text{diss}} \Delta t_{\text{noprod}}}{Q_{\text{tot}}} \right) 100 \text{ [%]}$$

Per quanto riguarda il sistema di accumulo durante questa analisi è stato necessario anche valutarne le necessarie sostituzioni. Risulta tendenzialmente necessario sostituire le batterie quando queste raggiungono un valore del SOH di circa il 70% [19] come viene spesso fatto quando vengono sviluppati modelli che simulano l'andamento del SOC e del SOH di un sistema di batterie al piombo-acido.

Nel caso in esame, si è preso come riferimento il momento in cui il SOH raggiunge il 70% e rispetto a questo, si è scelto di cambiare il pacco batterie in modo tale da non trovarsi mai a doverlo sostituire a pochi anni dalla fine del ciclo di vita dell'impianto. In particolare:

- Se il SOH raggiunge il 70% prima del quinto anno compreso, si cambiano le batterie ogni volta in cui viene raggiunto tale SOH.
- Se il SOH raggiunge il 70% nel sesto o nel settimo anno, si cambiano le batterie al settimo e al quattordicesimo anno. Si hanno quindi due sostituzioni.
- Se il SOH raggiunge il 70% tra l'ottavo e il decimo anno compreso, si cambiano le batterie al decimo anno. Si avrà quindi un'unica sostituzione.
- Se il SOH raggiunge il 70% tra l'undicesimo e il quindicesimo anno compreso, si cambiano le batterie nell'anno in cui viene raggiunto tale SOH;
- Infine, se il SOH raggiunge il 70% dal sedicesimo anno in poi, è deciso di non cambiare mai il pacco batterie.

Dopo vari tentativi si è visto che il primo e l'ultimo caso sono molto poco credibili in quanto vorrebbe dire che si ha un pacco batterie di dimensioni probabilmente troppo piccole nel primo caso e troppo grandi nel secondo. Per riuscire comunque a coprire tutte le possibilità, data la grande flessibilità che viene data all'utente nelle scelte dei vari componenti e la grande varietà nelle dimensioni delle piattaforme, si continua comunque a tenerne conto.

Ci si è permessi di non cambiare il sistema di accumulo precisamente nel momento in cui viene raggiunto il 70% del SOH in quanto, in questo scenario, il pacco batterie ha dimensioni estremamente elevate e di conseguenza un degrado molto lento nel tempo. Inoltre, viste le dimensioni del sistema di accumulo, risulta necessario cercare di limitare il più possibile le sostituzioni visto lo sforzo economico che ne deriva.

Nel momento della sostituzione è stato ipotizzato di introdurre un sistema di accumulo con la stessa capacità del precedente e allo stesso stato di carica che si ha al primo giorno del primo anno (50%). Inoltre, è stato imposto che la sostituzione avvenisse il primo gennaio e sono stati trascurati i tempi di necessari per questa. In questo modo, si è voluto evitare di inserire un nuovo pacco batterie prima di una lunga fase di carica o di scarica che non sarebbe quindi stato in grado di funzionare come previsto.

È necessario tener conto, quando si tratta il cambio delle batterie, che l'inserimento di un nuovo sistema di accumulo, con una certa quantità di carica al suo interno, permette al sistema di funzionare molto meglio di come ha funzionato l'ultimo anno prima del cambio. Infatti, non solo si ha una capacità maggiore del sistema di accumulo, ma si ha anche e soprattutto una nuova quantità di carica disponibile proveniente dall'esterno.

In ogni caso, si deve tener presente che non sarà probabilmente possibile, nonostante il cambio delle batterie, ristabilire lo stesso comportamento dell'impianto del primo anno a causa del degrado del campo fotovoltaico.

8.1.5.1 Caso studio: analisi sui 20 anni per Porto Corsini MWA

Procedendo come descritto nel paragrafo precedente, sono stati ottenuti i seguenti risultati per la piattaforma di Porto Corsini MWA con l'impianto dimensionato come in 7.1.4.

Prima di tutto, verrà mostrato l'andamento dello stato di salute (Figura 38). Questo risulta monotono decrescente fino al decimo anno, nel quale, in questo caso, avviene la sostituzione del sistema di accumulo.

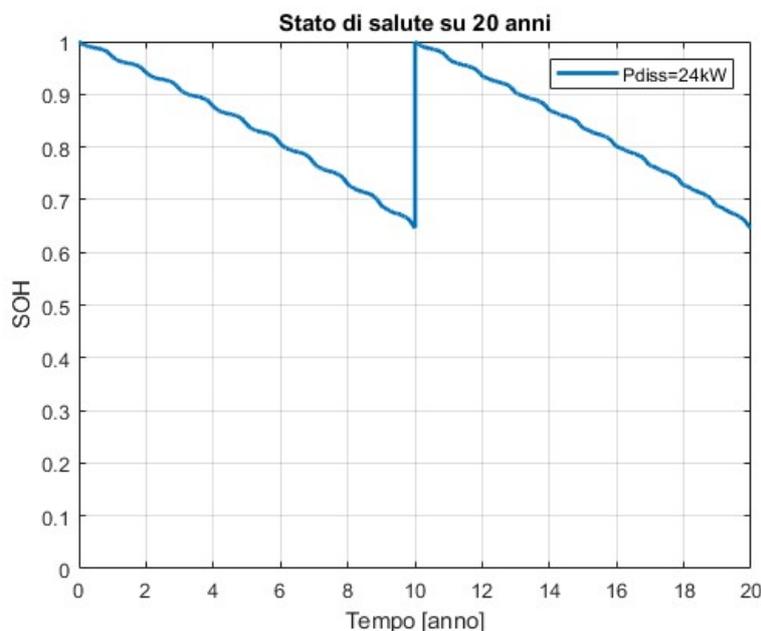


Figura 38. Andamento del SOH su 20 anni per Porto Corsini MWA nello scenario 1

È possibile notare che il SOH raggiunge il 70% poco prima dell'inizio del nono anno e di conseguenza, come era stato detto nel paragrafo precedente, si procede con la sostituzione al decimo anno.

Anche se non risulta immediato dal grafico, si può notare che l'andamento dello stato di salute negli anni non è lineare. Infatti, la sua pendenza aumenta sempre di più, avanzando nel tempo, fino al momento della sostituzione delle batterie. Se ci si sofferma a guardare la riduzione del SOH durante il primo e durante il nono anno, infatti, si può notare che nel primo anno c'è una perdita di capacità del 3%, dal 100% al 97%, mentre durante il nono, il SOH si riduce del 5%, passando dal 69% al 64%. Più è degradato il sistema di accumulo, più velocemente degrada. Questo fenomeno è dovuto alla riduzione della capacità causata dal degrado. Infatti, man mano che lo stato di salute delle batterie diminuisce, si riduce anche la sua capacità. In pratica è come se si lavorasse andando avanti negli anni con un sistema di accumulo sempre più piccolo. Di conseguenza, lavorando con una capacità minore, i processi di scarica e di carica vanno a interessare intervalli di SOC sempre maggiori e questo determina un degrado più veloce del sistema. Si ricorda, infatti, che la relazione tra la variazione della capacità delle batterie e la variazione dello stato di carica è la seguente:

$$\Delta C_{\text{ref}}(t) = C_{\text{ref,nom}} Z (\text{SOC}(t_0) - \text{SOC}(t))$$

Per quanto riguarda, invece, l'andamento dello stato di carica, questo segue il comportamento descritto nel grafico in Figura 39.

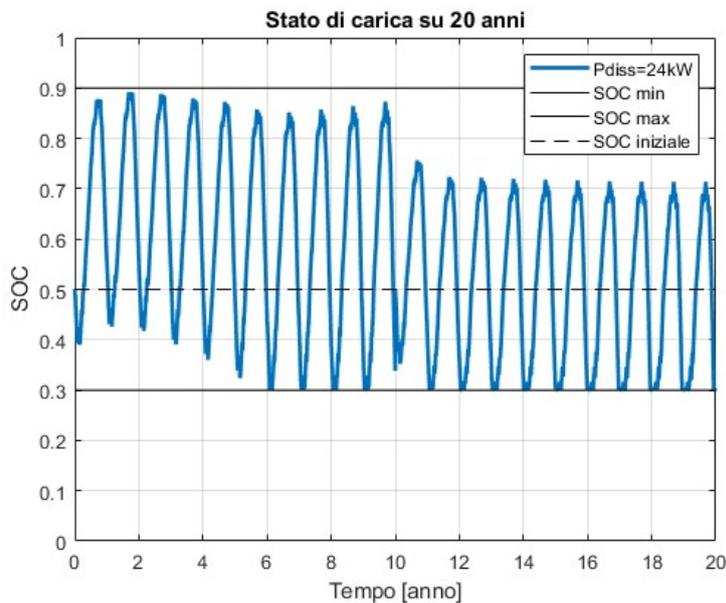


Figura 39. Andamento del SOC su 20 anni per Porto Corsini MWA nello scenario 1

Come ci si aspettava, la curva dello stato di carica tende a scendere. Questo è dovuto al degrado del fotovoltaico che non riesce più a sostenere, come nei primi anni, il dissalatore andando avanti nel tempo. Il dissalatore quindi, per funzionare tutti gli anni allo stesso modo, richiede pian piano sempre più energia al pacco batterie e ciò causa un progressivo abbassarsi della curva del SOC. Un altro trend che salta subito all'occhio è l'aumento dell'ampiezza della curva durante il progredire degli anni prima della sostituzione del sistema di accumulo. Questo comportamento è legato alla riduzione della capacità effettiva del sistema di accumulo dovuta al suo degrado. Man mano che il SOH scende infatti, la capacità totale accumulabile si riduce e quindi l'ingresso della stessa quantità di energia porterà a una variazione maggiore del SOC rispetto a quella che ci sarebbe stata con il sistema di accumulo in piena salute. Ciò quindi porta a variazioni più evidenti del SOC sulla curva. La tendenza ad aumentare l'ampiezza del SOC, legata alla riduzione della capacità delle batterie, viene però controbilanciata dalla presenza di una minor quantità di energia da accumulare causata dal degrado del fotovoltaico. Per questo motivo andando avanti negli anni la variazione dell'ampiezza del SOC diventa meno evidente.

È possibile da subito vedere dalla curva del SOC da quale anno si inizia ad avere una perdita nella produzione d'acqua. Infatti, dal sesto anno in poi, si inizia a vedere che il SOC va a toccare il limite inferiore e come detto nel paragrafo precedente al raggiungimento del SOC minimo si blocca la produzione se il fotovoltaico non riesce a sostenere da solo l'impianto.

Anche sulla curva dello stato di carica, è possibile notare la sostituzione delle batterie al decimo anno. Infatti, al decimo anno è presente un impennata del SOC che passa da un valore compreso tra il 30% e il 40%, al 50%. Qualora lo stato di carica del vecchio sistema di accumulo fosse invece stato esattamente pari al 50% prima della sostituzione, sarebbe comunque stato possibile notare il cambio delle batterie a causa della variazione dell'ampiezza della curva del SOC. Infatti, una quantità di energia di poco inferiore a quella dell'anno precedente, sarebbe entrata e uscita in un sistema di accumulo nuovo con una capacità di circa il 30% più grande di quella dell'anno precedente e ciò avrebbe causato una variazione dello stato di carica visibilmente inferiore.

Dalla curva del SOC è possibile inoltre notare come l'inserimento del nuovo pacco batterie consenta inoltre di tornare alla produzione di acqua dei primi anni. Infatti, durante il decimo anno, la curva non raggiunge mai il limite minimo del SOC. Questo succede perché viene inserita dell'energia nel sistema che prima non era presente avendo inserito un nuovo pacco batterie carico al 50%. Questa energia, insieme a quella prodotta dal fotovoltaico, riesce a sostenere la domanda del dissalatore per un anno senza che il sistema di accumulo raggiunga il limite inferiore dello stato di carica.

Poiché il fotovoltaico ormai non è più in grado di sostenere il funzionamento del sistema come era stato definito all'inizio, a partire già dall'undicesimo anno si riprenderà ad avere una produzione di acqua inferiore a quella dei primi anni.

Il grafico in Figura 40 rappresenta la riduzione percentuale rispetto al primo anno dell'acqua prodotta.

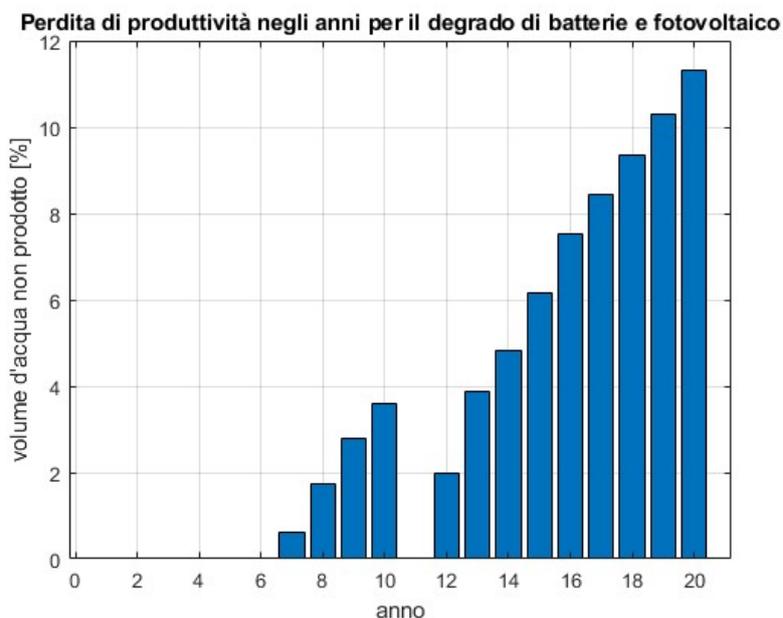


Figura 40. Perdita di produttività d'acqua negli anni per Porto Corsini MWA nello scenario 1

Come è possibile notare dal grafico appena mostrato, nel caso di Porto Corsini MWA si arriva a una riduzione nella producibilità di acqua, a causa del degrado di batterie e fotovoltaico, di oltre il 10% a fine vita dell'impianto.

8.2 Scenario 2

In questo secondo scenario, si è cercato di limitare il problema riguardante l'eccessiva capacità delle batterie emerso nel primo, dando una maggiore flessibilità alla produzione dell'acqua. Si ricorda, infatti, che la grandezza della capacità del sistema di accumulo, nel caso dello scenario precedente, derivava dalla combinazione delle ipotesi che imponevano di consumare la totalità dell'energia prodotta dal fotovoltaico e di produrre ogni giorno dell'anno la stessa quantità d'acqua. In questo scenario quindi si andrà a dimensionare un pacco batteria con capacità molto più limitata andando però ad accettare una produzione di acqua variabile durante l'anno.

8.2.1 Ipotesi di scenario

Anche in questo caso, la prima ipotesi che è stata fatta riguarda il completo consumo di tutta l'energia prodotta dal sistema fotovoltaico.

La differenza principale tra questo e il primo scenario consiste nella modalità di consumo di quest'ultima. Infatti, è stato ipotizzato di consumare ogni giorno tutta l'energia prodotta nell'arco

della giornata. Di conseguenza, in questo caso, non si avrà una produzione giornaliera fissa di acqua ma il dissalatore lavorerà ogni giorno un numero diverso di ore producendo ogni giorno una quantità di acqua diversa. È stato deciso di imporre il completo consumo della risorsa energetica giornaliera, per cercare di limitare il più possibile la capacità del sistema di accumulo. Infatti, si è pensato che in alternativa si sarebbe potuto stabilire un tempo di funzionamento giornaliero fisso rispetto alla stagione o al mese. In questo modo, ci sarebbe sicuramente stata la necessità di immagazzinare l'energia prodotta in eccesso, rispetto al consumo imposto nel periodo di riferimento, in uno o più giorni per il riutilizzo nei giorni successivi. Il consumo della sola produzione di energia giornaliera dovrebbe invece riuscire a minimizzare la capacità delle batterie necessaria.

Il tempo di lavoro giornaliero del dissalatore è stato calcolato come:

$$t_1^1 = \frac{E_g}{P_{\text{diss}}},$$

dove E_g è l'energia giornaliera prodotta e P_{diss} è la potenza del dissalatore preso in esame. Successivamente, questo stesso valore viene arrotondato per difetto a un numero intero di quarti d'ora.

$$t_1 = \text{floor}\left(\frac{t_1^1}{0.25}\right) 0.25 \text{ [h]}$$

Un dissalatore quindi potrà lavorare, ad esempio, 8 ore e mezza, 8 ore e un quarto o 8 ore e 45 minuti, ma non 8 ore e 23 minuti.

Poiché in E_g non si tiene conto delle perdite dovute all'efficienza delle batterie, si è preferito arrotondare per difetto le ore di funzionamento del dissalatore. Per questo motivo viene utilizzata la funzione pavimento nell'ultima formula sopra riportata.

Infatti, E_g viene valutata tenendo conto dell'efficienza del fotovoltaico, dei componenti di elettronica e degli autoconsumi dei vari componenti, ignorando, però, l'efficienza del sistema di accumulo. Sarebbe possibile cercare di tener conto di questa inserendo un valore costante preso come riferimento dalla letteratura, però il modello del SOC utilizzato tiene conto di diversi fattori di inefficienza delle batterie durante i suoi calcoli. Inoltre, si deve tener presente che, probabilmente, ci saranno dei momenti della giornata durante i quali non verrà richiesto il supporto

del sistema di accumulo. L'inserimento di un'efficienza costante, quindi, andrebbe a limitare il numero di ore di funzionamento giornaliero senza seguire l'effettivo comportamento delle batterie che verrà valutato implicitamente in seguito e senza tener conto dei momenti in cui queste non verranno utilizzate.

Se non si considera l'efficienza delle batterie, il numero di ore di funzionamento sarà quindi sovradimensionato rispetto alle reali possibilità del sistema. Ci si potrebbe quindi aspettare un andamento dello stato di carica che durante l'anno tende a scendere siccome, lavorando per il tempo sopra definito, il dissalatore richiede ogni giorno più energia di quella effettivamente disponibile. In questo caso si arriverà a un certo punto ad avere uno stato di carica che varierà molto velocemente nelle vicinanze del SOC minimo imposto.

In realtà, non è sicuro che si verifichi tale comportamento. L'accadimento o meno del fenomeno descritto dipenderà da come e soprattutto quanto verranno utilizzate le batterie. Infatti, si cerca sempre di utilizzare, se possibile, direttamente la potenza fornita dal fotovoltaico e, nel caso in cui questa non sia sufficiente o disponibile, si sfrutta l'energia accumulata nelle batterie. Tenzialmente, quindi, risulta più probabile che si verifichi un abbassamento del SOC per dissalatori di taglia minore, che lavorano un numero di ore maggiore. Infatti, i dissalatori più grandi tra quelli scelti lavoreranno per un tempo limitato ed è più facile che si concentri l'utilizzo di questi quasi completamente nel periodo della giornata di massima produzione del campo fotovoltaico.

Dal grafico proposto in Figura 41 è possibile osservare che effettivamente, soprattutto per i dissalatori di taglia minore, si può verificare un andamento decrescente dello stato di carica per i motivi sopra descritti. Il grafico proposto a seguire rappresenta l'andamento dello stato di carica per tutti i dissalatori presi in esame per la piattaforma di Porto Corsini MWA.

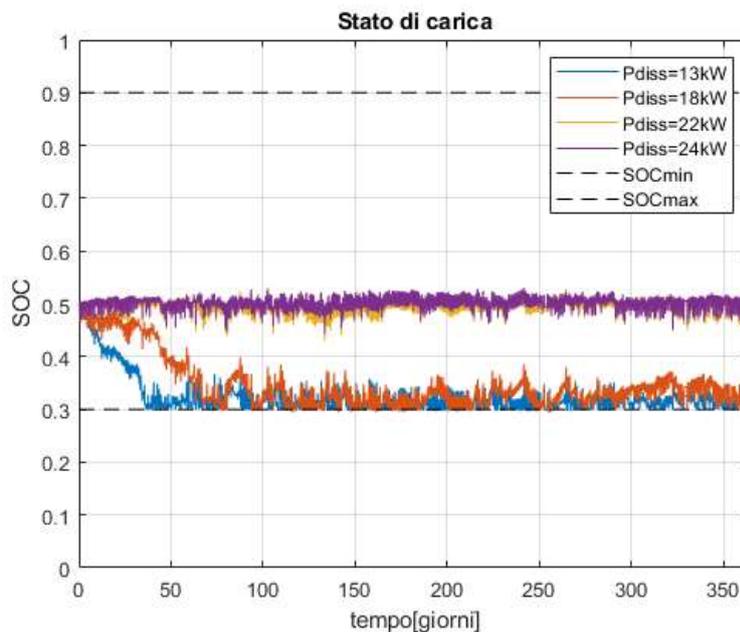


Figura 41. Andamento del SOC nell'anno per Porto Corsini MWA nello scenario 2 per tutti i dissalatori

Per quanto riguarda invece il sistema di accumulo sono state fatte le seguenti ipotesi:

- Il SOC deve essere compreso, come nel primo scenario, tra il 30% e il 90%;
- Il SOC iniziale è pari al 50%;
- Il SOH a fine anno deve essere maggiore del 70%.

Vale la pena soffermarsi sull'ultima delle ipotesi appena citate. Infatti, il 70% dello stato di salute coincide con il SOH imposto come limite per il cambio delle batterie nel paragrafo 7.1.5. Raggiunto quindi il 70% si avrà la sostituzione del pacco batterie.

L'imposizione di questa condizione è diventata necessaria quando, dopo i primi tentativi di dimensionamento, ci si è resi conto che, con le sole ipotesi imposte, si riusciva a dimensionare un sistema di accumulo con capacità molto ridotte che però si deteriorava nel giro di pochi mesi. Come conseguenza di tale ipotesi, quindi, si avrà un sovradimensionamento del sistema di accumulo rispetto alla capacità minima necessaria per il funzionamento dell'impianto che darà la possibilità di gestire meglio il sistema.

8.2.2 Selezione dissalatori

Per la scelta dei dissalatori tra quelli presenti nel catalogo, prima di tutto sono stati esclusi tutti quei dissalatori con una potenza maggiore della potenza di picco del campo fotovoltaico, dopodiché si è proceduto esattamente come nel caso del primo scenario definendo però in maniera diversa E_{day} .

Infatti, mentre nello scenario 1 si consumava ogni giorno la stessa quantità di energia, in questo caso, si ha ogni giorno un consumo diverso. È stato quindi scelto di prendere come riferimento il giorno in cui si produce la maggior quantità di energia.

A questo punto è stato definito il limite di potenza minima del dissalatore imponendo che questo, nel giorno in cui lavora di più, non riesca a superare le 24 ore di funzionamento. Se non fosse così, infatti, vorrebbe dire che non sarebbe possibile consumare ogni giorno tutta l'energia prodotta in giornata come è stato imposto nel paragrafo precedente. Inoltre, se dovessero esserci due o più giorni consecutivi con una produzione di energia molto simile alla massima, cosa tra l'altro molto probabile, questo causerebbe anche l'impossibilità di consumare tutta l'energia che si produce. Infatti, si andrebbe ad accumulare ogni giorno una certa quantità di energia nelle batterie e ciò causerebbe delle maggiori difficoltà nella gestione dell'impianto che finora è stata concepita in modo molto semplice.

È stato poi individuato il dissalatore di taglia massima come quello che, nel giorno in cui lavora di più, lavora almeno 6 ore. È stato scelto di imporre un tempo maggiore rispetto a quello del primo scenario, in questo caso, in quanto in tutti gli altri giorni il dissalatore sicuramente lavorerà un numero di ore inferiori a questo.

Questa volta, è stata quindi calcolata l'energia complessiva prodotta nel giorno in cui si ha la massima produzione di energia dal fotovoltaico come:

$$E_{\text{day}} = \sum_{\text{giorno}} P_i \Delta t_i \text{ [kWh]}.$$

L'energia minima e massima consumabile dai dissalatori nelle ore di lavoro definite sopra sarà invece uguale a:

$$E_{\text{diss6}} = P_{\text{diss}} 6 \text{ [kWh]}$$

$$E_{\text{diss24}} = P_{\text{diss}} 24 \text{ [kWh]}$$

Seguendo la stessa logica del primo scenario vengono scelti tutti quei dissalatori, con potenza minore della potenza di picco del fotovoltaico, per cui è verificata la seguente disuguaglianza.

$$E_{dis} \leq E_{day} \leq E_{diss24}$$

Così facendo, si escludono tutti quei dissalatori che consumerebbero, in 6 ore, più dell'energia disponibile nel giorno di massima produzione, quindi i dissalatori di taglia troppo grande. Inoltre, si escludono anche tutti quei dissalatori che, in 24 ore, consumerebbero meno di tutta l'energia giornaliera disponibile quando si ha la massima produzione dal campo fotovoltaico.

Prendendo come esempio sempre il caso di Porto Corsini MWA, per quella piattaforma, con i moduli fotovoltaici e i componenti di elettronica citati nei capitoli precedenti, nel giorno di massima produzione si andrebbe a produrre un'energia complessiva di circa 223 kWh.

Per i diversi dissalatori del catalogo quindi si possono calcolare E_{day6} e E_{day24} e di conseguenza individuare i dissalatori per i quali si può procedere con il dimensionamento del sistema.

Modello:	Potenza [kW]	E_{day6} [kWh]	E_{day24} [kWh]
LENNRO SW 100	2.2	13.2	52.8
LENNRO SW 250	3	18	72
LENNRO SW 500	4.5	27	108
LENNRO SW 1000	9	54	216
LENNRO SW 1500	13	78	312
LENNRO SW 2000	18	108	432
CULLIGAN SW EVO 4	22	132	528
CULLIGAN SW EVO 8	24	144	576
CULLIGAN SW EVO 12	35.5	213	852
CULLIGAN SW EVO 16	48	288	1152
CULLIGAN SW EVO 20	56	336	1344
CULLIGAN SW EVO 24	66	396	1584
CULLIGAN SW EVO 32	93.5	561	2244
CULLIGAN SW EVO 40	108.5	651	2604

I dissalatori scelti tra quelli del catalogo risultano quindi essere, per Porto Corsini MWA, i dissalatori compresi tra i 13 kW e i 24 kW di potenza. Si osserva che, nonostante il Culligan SW EVO 12 abbia la possibilità di lavorare almeno 6 ore, consumando in questo tempo meno

dell'energia messa a disposizione dal sistema, non viene scelto in quanto ha una potenza maggiore della potenza di picco del fotovoltaico installato su Porto Corsini (29.59 kW).

Ovviamente, anche in questo caso è possibile scegliere un unico dissalatore tra quelli in catalogo o un altro qualsiasi dissalatore purché la potenza di questo sia compreso nel range individuato (13-24 kW).

8.2.3 Implementazione dello scenario

Come nel primo scenario, anche in questo caso, si andranno a dimensionare gli impianti per ognuno dei dissalatori presi in considerazione e poi guardando le prestazioni si andranno a scegliere le migliori configurazioni in termini di capacità delle batterie e produzione di acqua.

Il dimensionamento dell'impianto procederà variando, in modo iterativo, i seguenti parametri nel seguente ordine:

- Capacità batterie,
- Dissalatore,
- Orario di accensione del dissalatore,

fino a incontrare una condizione in cui vengono rispettate tutte le ipotesi imposte.

Prima di tutto, si andrà a definire una capacità di primo tentativo come la capacità necessaria per dare al sistema un'autonomia di un giorno nel caso in cui questo dovesse consumare la stessa quantità di energia tutti i giorni:

$$C_{\text{batt}}^1 = \frac{E_{\text{mean}}}{V_{\text{nom}} \Delta\text{SOC}}$$

dove:

- E_{mean} è l'energia media prodotta giornalmente in un anno definita come $E_{\text{tot}}/365$;
- V_{nom} è la tensione nominale del sistema di accumulo pari a 48V;
- ΔSOC è l'ampiezza dell'intervallo in cui può variare lo stato di carica delle batterie che risulta uguale al 60% potendo variare il SOC tra il 30% e il 90%.

Il valore di primo tentativo della capacità così calcolato verrà poi arrotondato per eccesso rispetto alla capacità di una serie da 48V di batterie (C_{stack}) in modo tale da ottenere, come valore di partenza, la capacità di un numero intero di batterie da installare.

$$C_{batt}^1 = \left\lceil \frac{C_{batt}^1}{C_{stack}} \right\rceil C_{stack}.$$

Avendo preso come riferimento la capacità di una serie di batterie, si avrà un numero di batterie da installare tale da poter mettere in parallelo stack di batterie di uguale tensione.

A partire da C_{batt}^1 si andrà quindi a incrementare la capacità del sistema di accumulo aggiungendo a ogni step una capacità pari a quella di uno stack di batterie. Così facendo alla fine si avrà come risultato anche il numero di stack di batterie da mettere in parallelo e il numero complessivo di batterie. Non appena il sistema di accumulo raggiungerà una capacità tale da risultare sufficiente per far rispettare tutte le ipotesi imposte, per almeno un dissalatore, si salverà la configurazione con quella capacità e quel dissalatore. In questo modo, siccome si parte da una capacità sottodimensionata che si va a incrementare iterativamente, si assicura il dimensionamento della capacità minima necessaria per il corretto funzionamento del sistema con le ipotesi imposte.

Per ogni capacità del pacco batterie presa in considerazione, si andrà ad analizzare le possibilità di dimensionamento per ognuno dei dissalatori presi in esame.

Fissata quindi la capacità, per ogni dissalatore si va ad analizzare il comportamento del sistema per diversi orari di accensione del dissalatore con il fine di individuare quello che permetta il minor degrado delle batterie possibile a fine anno. Uno dei problemi principali in questo scenario operativo risulta essere infatti il degrado del sistema di accumulo. Riuscire quindi a trovare la condizione operativa che riesca a ridurre al minimo quest'ultimo è fondamentale.

L'orario di accensione del dissalatore viene variato a step di 15 minuti tra le 6 di mattina e le 12.

Il programma sviluppato, per ogni capacità delle batterie imposta, proverà a dimensionare l'impianto per ognuno dei dissalatori selezionati. Inoltre, individuerà l'orario di accensione ottimale per il degrado delle batterie per ogni sistema di dissalazione.

Per ogni combinazione di dissalatore, capacità delle batterie e orario di accensione di quelle analizzate, verrà quindi utilizzato il modello del SOC e del SOH proposto nel paragrafo 6.2 per simulare l'andamento dello stato di carica e di salute del sistema.

Nel caso in cui si dovesse raggiungere il SOC massimo imposto, si è deciso di non procedere con la carica delle batterie. Se, invece, si dovesse raggiungere il livello minimo del SOC, è stato deciso di bloccare temporaneamente la produzione d'acqua fino a quando non si avrà nuovamente la disponibilità energetica necessaria per sostenerla.

Per quanto riguarda invece, il limite imposto sullo stato di salute delle batterie, è stato deciso che, qualora si dovesse raggiungere il SOH limite, si interromperà la valutazione della configurazione presa in esame in quel momento e si aggiorneranno i vari parametri. Ovviamente, finché si rimane nell'intervallo di orari di accensione possibili (6:00-12:00), si varierà l'orario di accensione. Nel caso si dovesse raggiungere le 12:00 come orario di inizio lavoro del dissalatore, si proverà a dimensionare il sistema, con la capacità delle batterie imposta, con un altro dissalatore. Infine, nel caso in cui fossero già stati analizzati tutti i dissalatori tra quelli selezionati, si procederà con l'aggiornamento della capacità del sistema di accumulo.

In Figura 42 si propone un grafico che rappresenta la variazione dello stato di salute delle batterie a fine anno rispetto all'orario di accensione del dissalatore per diverse capacità.

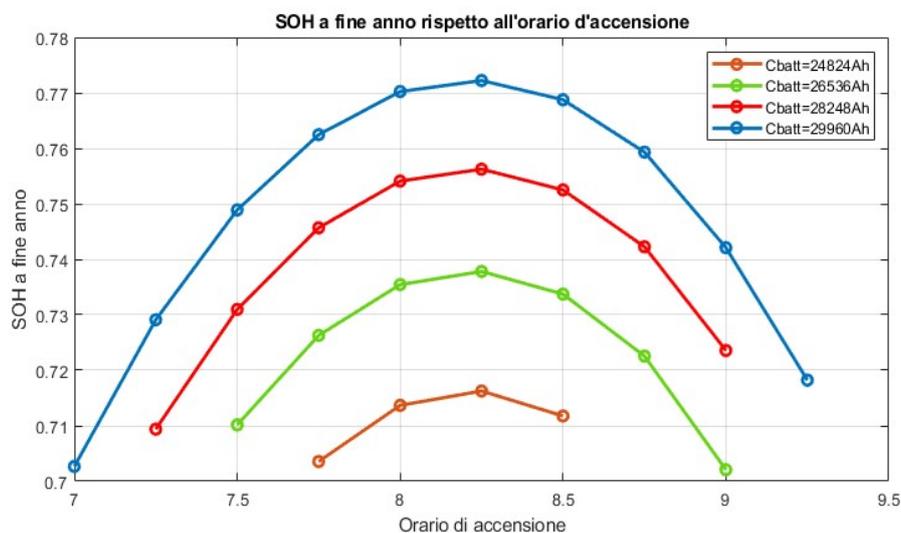
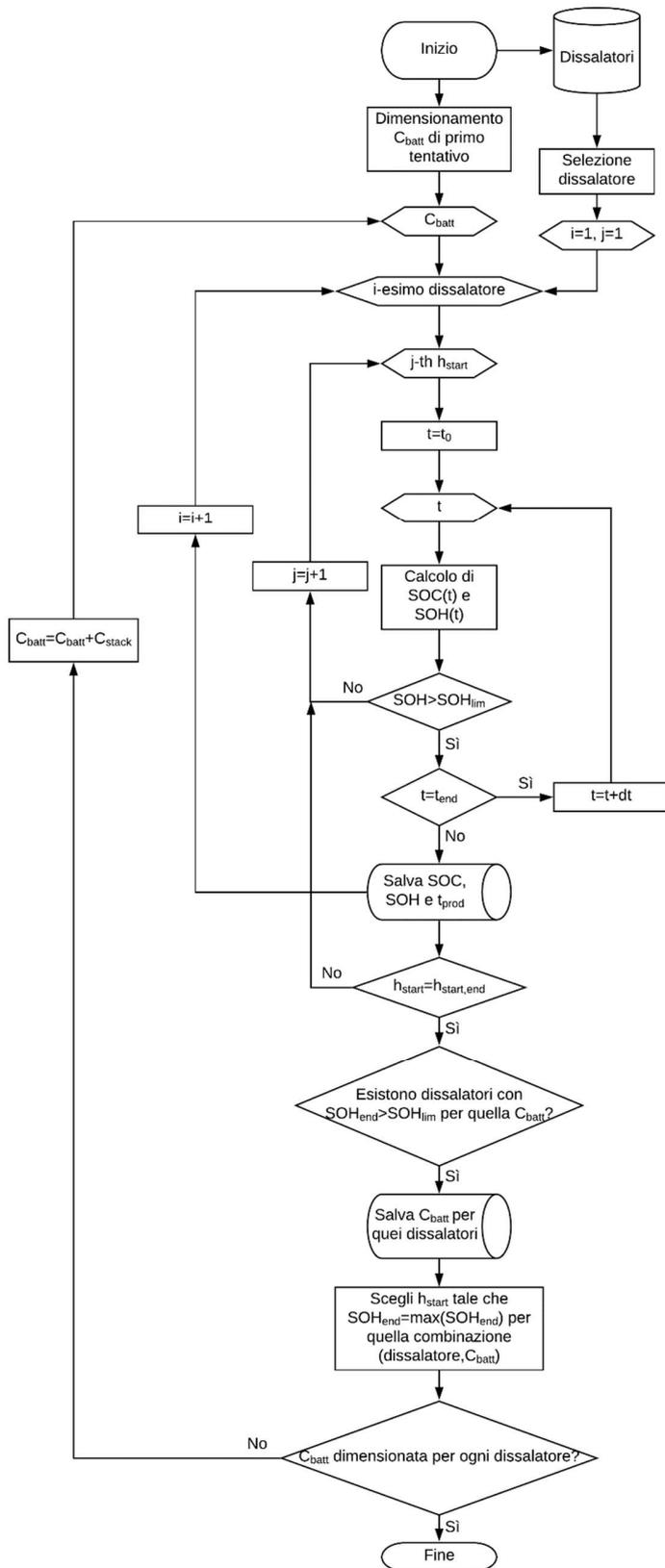


Figura 42. Variazione del SOH a fine anno rispetto all'orario di accensione

Da questo grafico si può subito notare che, al variare dell'orario di accensione del dissalatore, il SOH a fine anno segue un andamento circa parabolico. Inoltre, risulta possibile individuare l'orario di accensione per cui il SOH, per ogni capacità delle batterie imposta, è massimo e che questo rimane fisso al variare della capacità installata.

Dal grafico in Figura 42, inoltre, è possibile notare come la capacità influisca sul degrado del sistema di accumulo a parità di applicazione. Infatti, all'aumentare della capacità installata risulta evidente il miglioramento dello stato di salute del sistema dopo un anno di esercizio.

A seguire viene mostrato un diagramma di flusso che rappresenta in modo schematico tutte le operazioni che vengono svolte nel programma per il dimensionamento dell'impianto in questo scenario.



- C_{batt} : capacità delle batterie
- C_{stack} : capacità di una singola stack di batterie in serie
- h_{start} : orario di accensione del dissalatore
- $h_{start,end}$: ultimo orario possibile di accensione tra quelli presi in esame
- t : tempo
- t_{end} : fine del periodo di tempo analizzato
- SOC: stato di carica delle batterie
- SOH: stato di salute delle batterie
- SOH_{lim} : limite minimo imposto per il SOH
- SOH_{end} : SOH alla fine del periodo analizzato
- t_{prod} : tempo totale annuo di lavoro del dissalatore

8.2.4 Caso studio: scenario 2 applicato a Porto Corsini MWA

Si riprende, anche stavolta, il caso di Porto Corsini MWA per analizzare i risultati ottenuti.

Come riportato nel paragrafo 3.5, il campo fotovoltaico sarà composto da 114 pannelli e avrà una potenza di picco di 29.59 kW. La connessione dei diversi pannelli tra di loro e con i regolatori di carica e la connessione di quest'ultimi con gli inverter segue quanto definito in 5.2.

In questo caso, sono stati individuati due diversi dissalatori: uno da 22 kW, corrispondente a quello che permette di avere l'impianto con la minore capacità delle batterie e uno da 24 kW, corrispondente alla configurazione che permette la massima produzione di acqua dissalata.

È stato inoltre calcolato che i due dissalatori debbano iniziare a lavorare rispettivamente alle ore 8:00 e 8:15.

Per quanto riguarda la capacità installata invece, questa sarà pari a 23112 Ah per il dissalatore da 22kW e 24824 Ah per quello da 24kW. Le batterie usate, come indicato nel capitolo 6.1, sono le PDC-122000 della PoweSonic. È necessario quindi installare 108 batterie per l'impianto con il primo dissalatore e 116 batterie per l'altro.

Completato il dimensionamento degli impianti e individuate le due configurazioni migliori secondo i criteri imposti, il programma mostrerà la finestra riportata in Figura 43 riepilogativa dei risultati ottenuti.

Riepilogo dei risultati		
Piattaforma :	PORTO CORSINI M W A	
Potenza di picco installata [kW] :	29.59	
Numero di pannelli :	114	
Numero di batterie :	108	116
Capacità complessiva delle batterie [Ah] :	23112	24824
Numero di regolatori di carica :	19	
Numero degli inverter :	7	
Potenza del dissalatore installato [kW] :	22.0	24.0
Orario di inizio funzionamento :	8:00	8:15
Ore di lavoro annue del dissalatore :	2087h e 45 ...	1914h e 15 min
Produzione di acqua annuale [m ³ /anno] :	8347.00	15314.00
<i>(Riferita al primo anno di lavoro)</i>		

Figura 43. Riepilogo risultati scenario 2 per Porto Corsini MWA

A seguire sono mostrati due grafici a barre (in Figura 44 e in Figura 45) rappresentanti i risultati ottenuti in termini di capacità da installare e di acqua producibile nell'arco di un anno per le due configurazioni proposte.

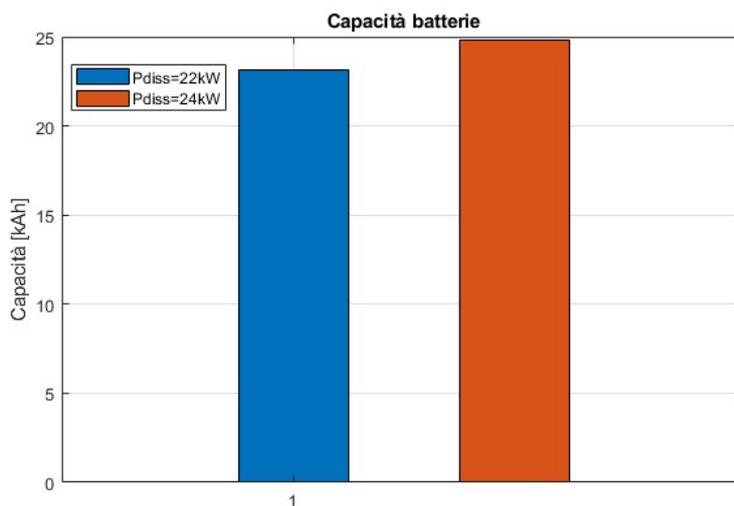


Figura 44. Capacità batterie installata per Porto Corsini MWA nello scenario 2

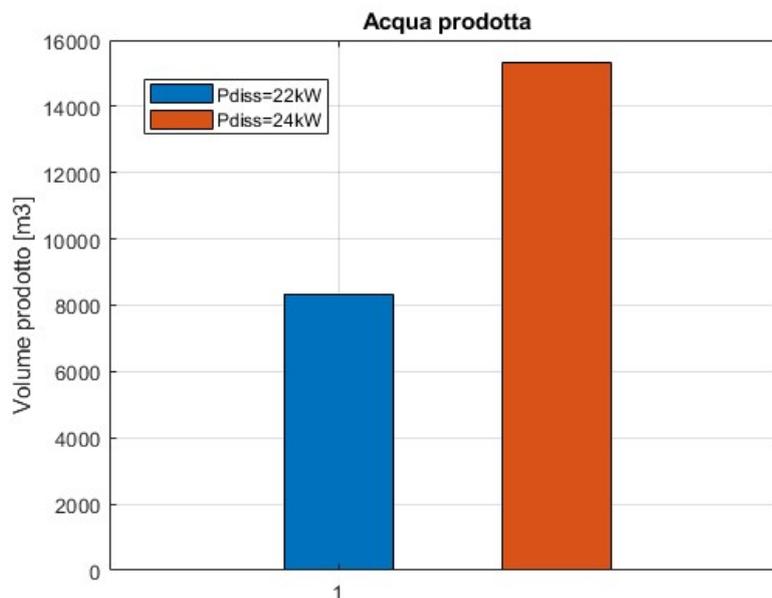


Figura 45. Acqua prodotta per Porto Corsini MWA nello scenario 2

Guardando i due grafici, si può subito notare, come d'altronde si poteva notare facendo attenzione ai risultati riassunti nella finestra riepilogativa, che per un aumento molto moderato della capacità da installare, si ha un aumento significativo della produzione d'acqua annua passando dal dissalatore da 22 kW a quello da 24 kW. Con il dissalatore di taglia maggiore infatti, è possibile produrre quasi il doppio dell'acqua installando solo 8 batterie in più. La conclusione logica da questi risultati sarebbe quindi la scelta della configurazione da 24 kW. Ovviamente questa considerazione ha senso se si è certi di riuscire a sfruttare tutta l'acqua che viene prodotta da questo impianto.

La produzione di acqua in questo scenario, come detto sin dall'inizio, varia fortemente durante l'anno. L'andamento della produzione giorno per giorno viene mostrato nei seguenti grafici in Figura 46 e in Figura 47 per i due dissalatori individuati.

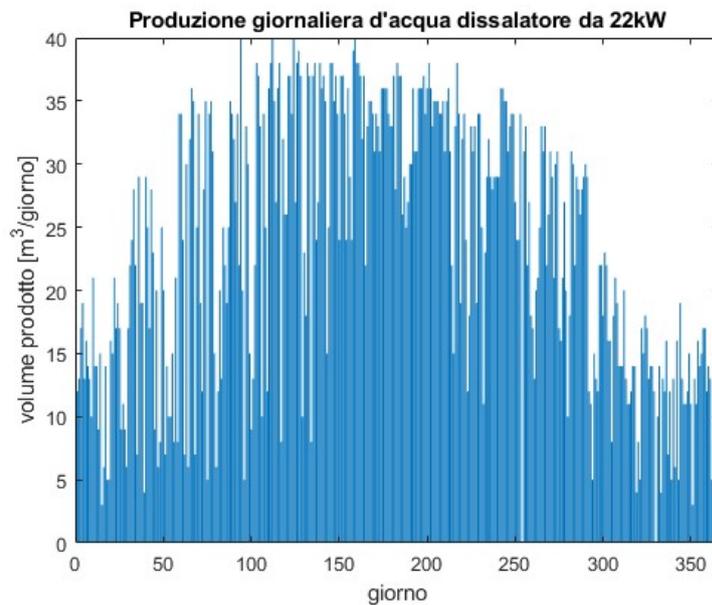


Figura 46. Produzione di acqua giornaliera per Porto Corsini MWA nello scenario 2 con il dissalatore da 22 kW

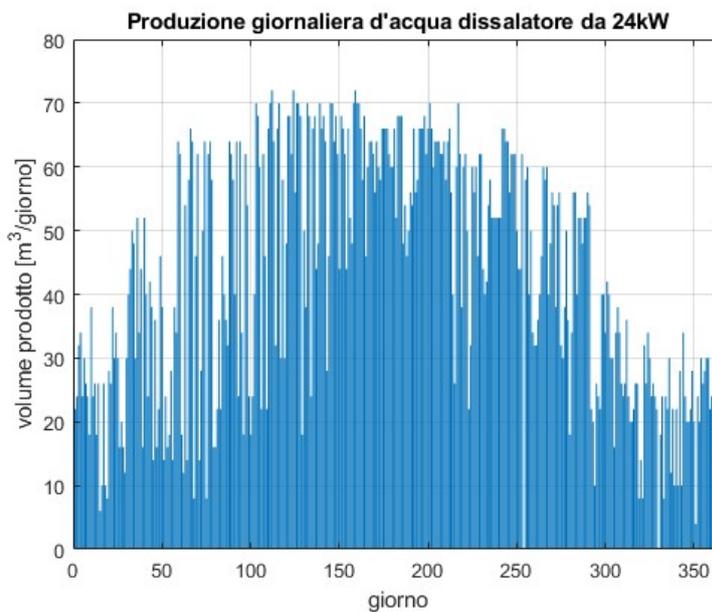


Figura 47. Produzione di acqua giornaliera per Porto Corsini MWA nello scenario 2 con il dissalatore da 24 kW

La differenza nella produzione di acqua tra i mesi invernali e quelli estivi risulta impressionante guardando questi due grafici. Infatti, la produzione nei giorni centrali dell'anno arriva a essere anche 7 volte quella di alcuni giorni del periodo invernale.

Per quanto riguarda il comportamento del sistema di accumulo, in Figura 48 viene proposto un grafico che mostra l'andamento annuale dello stato di carica.

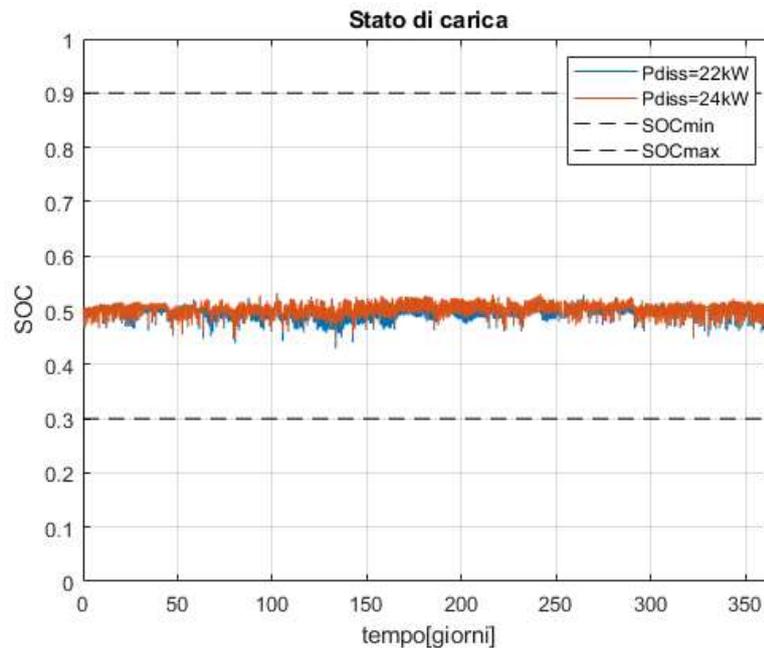


Figura 48. Andamento annuo del SOC per Porto Corsini MWA nello scenario 2

Siccome alla fine sono stati scelti i due dissalatori di taglia maggiore tra quelli a catalogo individuati come valutabili, lo stato di carica rimane all'incirca costante guardando l'andamento medio durante l'anno. Questo è dovuto a quanto già discusso in 7.2.1.

In questo caso si può vedere come con due dissalatori selezionati si vada esattamente a consumare ogni giorno l'energia prodotta in giornata.

Un altro aspetto che può saltare all'occhio analizzando questo grafico è l'entità della variazione dello stato di carica. L'ampiezza infatti risulta molto ridotta e non si avvicina neanche lontanamente ai limiti di SOC imposti. Questo risultato è la conseguenza dell'ipotesi fatta sullo stato di salute raggiungibile a fine anno. Come discusso già in 7.2.1, infatti, il sistema potrebbe funzionare anche con una capacità molto inferiore ma questo causerebbe un degrado estremamente veloce del sistema di accumulo. Per evitare ciò, si è deciso di sovradimensionare la capacità delle batterie. Come detto in precedenza, una capacità maggiore delle batterie permette, a parità di applicazione un degrado più moderato. In pratica quindi, l'ipotesi che va a pesare maggiormente sull'effettiva capacità delle batterie necessaria risulta essere l'imposizione a fine anno di un SOH maggiore o

uguale al 70%. A conferma di ciò, si può osservare anche dal grafico che viene proposto in Figura 49, che mostra il SOH in un anno per i due sistemi di dissalazione scelti per Porto Corsini MWA, che i sistemi vengono dimensionati in modo tale da riuscire appena a rispettare l'ipotesi imposta sullo stato di salute. A fine anno infatti, per entrambi i dissalatori, si arriva ad avere un sistema di accumulo con un SOH quasi pari al 70%.

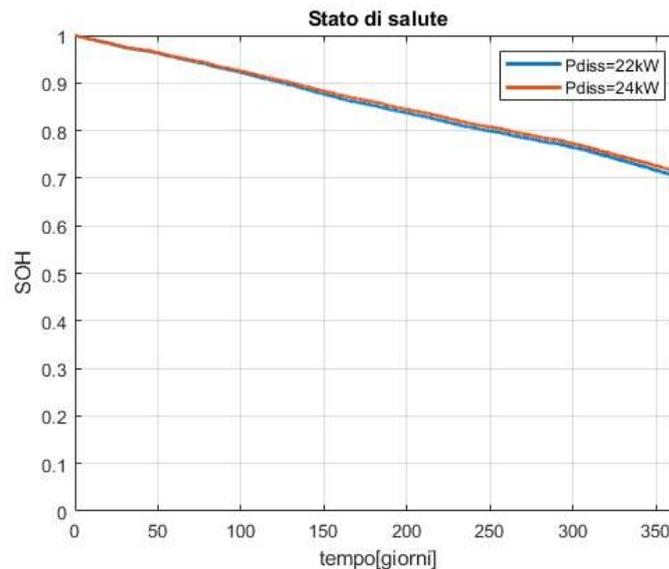


Figura 49. Andamento annuo del SOH per Porto Corsini MWA nello scenario 2

8.2.5 Analisi comportamento dell'impianto dello scenario 2 su 20 anni

Per l'analisi del comportamento dell'impianto nel tempo, si procede come descritto anche per lo scenario 1 in 7.1.5.

L'unica differenza, rispetto a quanto definito per il primo scenario, sta nella definizione del momento della sostituzione delle batterie. Infatti, in questo caso, siccome si prevede di raggiungere uno stato di salute del 70% nell'arco di un anno, si sostituirà il sistema di accumulo ogni volta che verrà raggiunto un SOH del 70%. Qualora si dovesse raggiungere tale stato di salute due volte all'interno dello stesso anno, si è scelto di sostituire il sistema di accumulo, la seconda volta, il primo gennaio dell'anno successivo.

A titolo di esempio, si analizza il caso di Porto Corsini MWA, con i due impianti definiti nello scenario 2.

In Figura 50, viene mostrato un grafico raffigurante l'andamento dello stato di carica del pacco batterie sull'intero ciclo di vita dell'impianto.

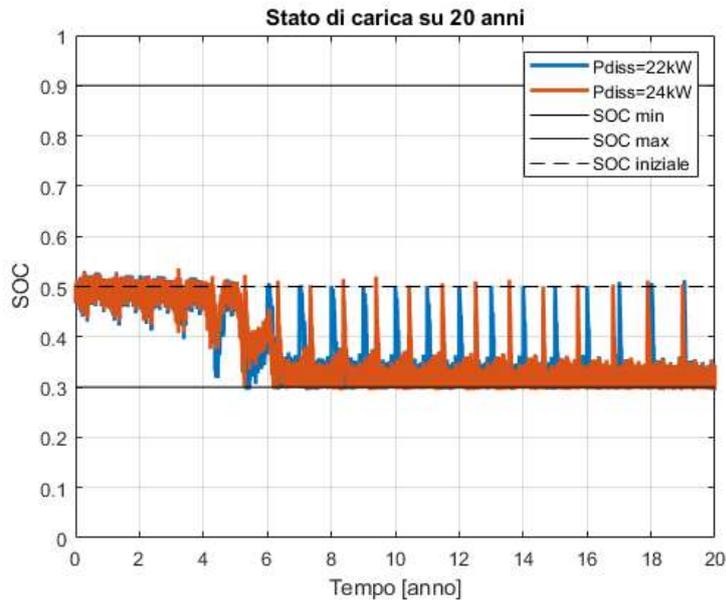


Figura 50. Andamento SOC su 20 anni per Porto Corsini MWA nello scenario 2

Ovviamente, come riportato per lo scenario 1, anche in questo caso andando avanti negli anni il SOC tende ad abbassarsi. Questo fenomeno è legato a due fattori: il degrado del fotovoltaico, che causa una riduzione nella produzione energetica e il mantenimento delle stesse condizioni operative del primo anno per il dissalatore. Infatti, l'orario di funzionamento del dissalatore, imposto al primo anno, non viene variato per gli anni successivi quando ormai la disponibilità energetica non è più la stessa. Ovviamente, se il fotovoltaico non produce più come il primo anno per il degrado e il dissalatore prova a lavorare sempre allo stesso ritmo, l'energia che non è resa disponibile dal fotovoltaico viene presa dalle batterie. Questo comportamento del sistema causa l'abbassamento del SOC mostrato in figura.

L'abbassamento negli anni del SOC porterà il sistema di accumulo a lavorare vicino al valore minimo dello stato di carica imposto che verrà raggiunto abbastanza di frequente. Infatti, come si può notare dal grafico in Figura 51, che mostra il SOC tra il settimo e l'ottavo anno circa, lo stato di carica raggiunge in svariati momenti il limite inferiore imposto.

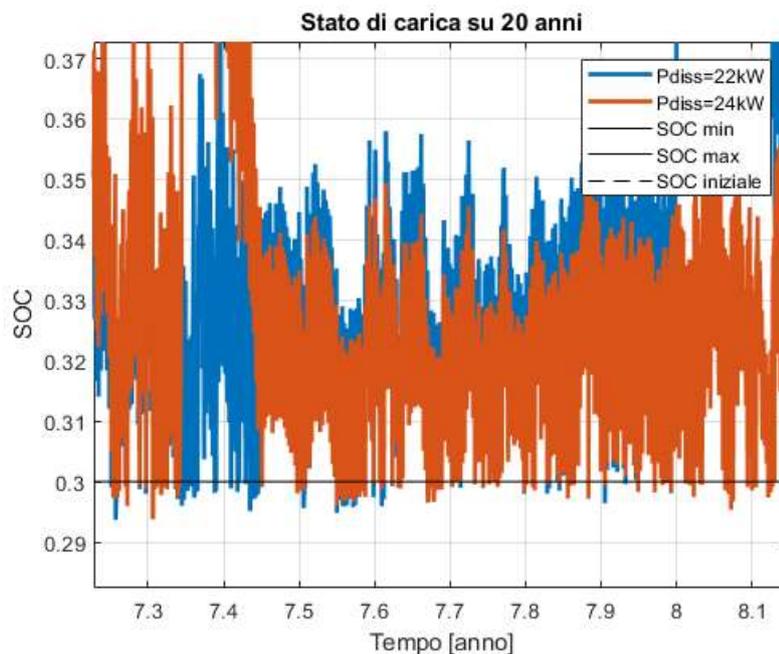


Figura 51. Andamento SOC tra il settimo e l'ottavo anno per Porto Corsini MWA nello scenario 2

Come già detto in 7.1.5, ogni volta che lo stato di carica raggiungerà il limite inferiore, si andrà a staccare il dissalatore. Il raggiungimento del 30% del SOC comporterà quindi un'interruzione della produzione di acqua.

Nel grafico proposto che mostra l'andamento del SOC, è possibile notare una serie di picchi, soprattutto nella seconda parte della vita dell'impianto, che riportano lo stato di carica al valore di partenza (50%). Questi picchi sono associati al cambio batterie. Infatti, come già detto, sono state mantenute le ipotesi fatte per il primo scenario e, quindi, il pacco batterie quando sostituito viene reinserito nel sistema nelle stesse condizioni in cui si trovava quando è stato installato la prima volta.

Il grafico in Figura 52 mostra la perdita percentuale di produzione negli anni legata al degrado delle batterie e del fotovoltaico, rispetto al primo anno, per gli impianti con i due dissalatori selezionati per Porto Corsini MWA.

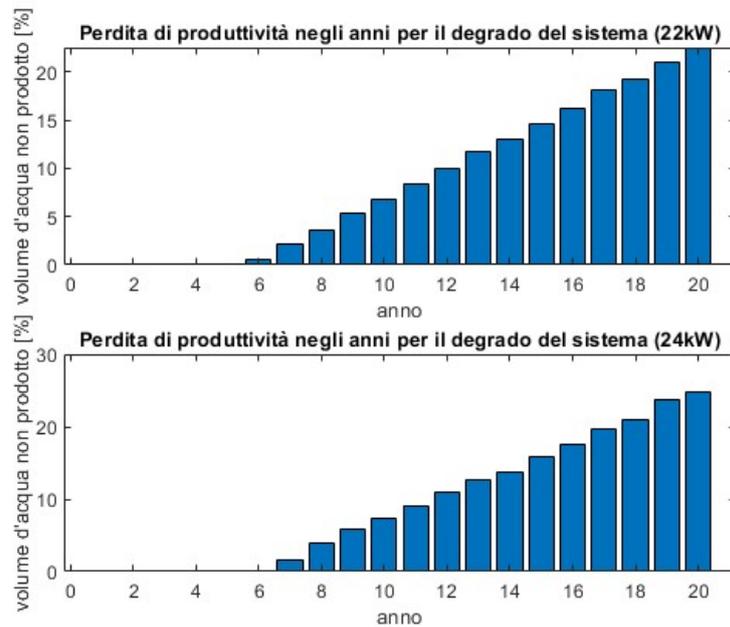


Figura 52. Riduzione produttività di acqua negli anni per Porto Corsini MWA nello scenario 2

Ovviamente, siccome in questo caso le batterie verranno sostituite praticamente ogni anno, come si può notare dal grafico dello stato di salute proposto in Figura 53, l'andamento della perdita di produzione negli anni dovuta al degrado non sarà caratterizzata dalla presenza di grandi discontinuità.

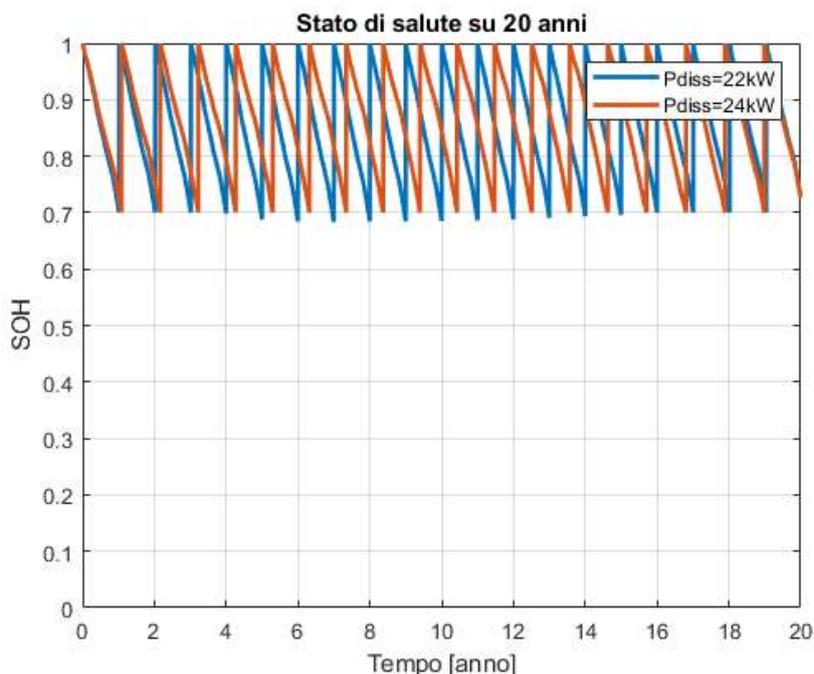


Figura 53. Andamento SOH su 20 anni per Porto Corsini MWA nello scenario 2

8.3 Confronto tra scenario 1 e scenario 2

In questo paragrafo si procederà con un confronto dei risultati ottenuti per gli impianti dimensionati nei due scenari per la piattaforma di Porto Corsini MWA. Prima di tutto, si ricorda che nel primo scenario è stato scelto il dissalatore da 24 kW di potenza nominale. Nello scenario 2, invece, sono stati individuati due diversi dissalatori: uno da 22 kW e uno da 24 kW. Come era stato precedentemente osservato, in questo caso sarebbe probabilmente preferibile scegliere il più potente dei due siccome produce quasi il doppio dell'acqua con una capacità delle batterie di poco maggiore. Per questo motivo e per fare in modo di avere un confronto che evidenzi maggiormente le differenze dovute alle scelte operative fatte nei due casi, verranno messi a confronto i due impianti dotati del dissalatore da 24 kW dimensionati nei due scenari. Quindi, tutte le differenze che saranno evidenziate di seguito, saranno legate alla diversa modalità di utilizzo e alla diversa capacità del pacco batterie utilizzato. Quest'ultima, a livello di impianto, risulta essere l'unica differenza presente in termini di componenti presenti nei due casi.

Si ricorda inoltre, che la differenza principale tra i due scenari sta nelle ore di utilizzo del dissalatore giornaliero. Infatti, nello scenario 1 si ipotizza di utilizzare l'impianto tutti i giorni dell'anno per lo stesso tempo, mentre, nel secondo scenario, si ipotizza di utilizzare ogni giorno il dissalatore per

tutto il tempo necessario per consumare tutta l'energia prodotta dal fotovoltaico in quella stessa giornata.

Prima di tutto, si andrà ad analizzare la differenza nell'andamento dello stato di carica del sistema di accumulo nei due scenari (Figura 54).

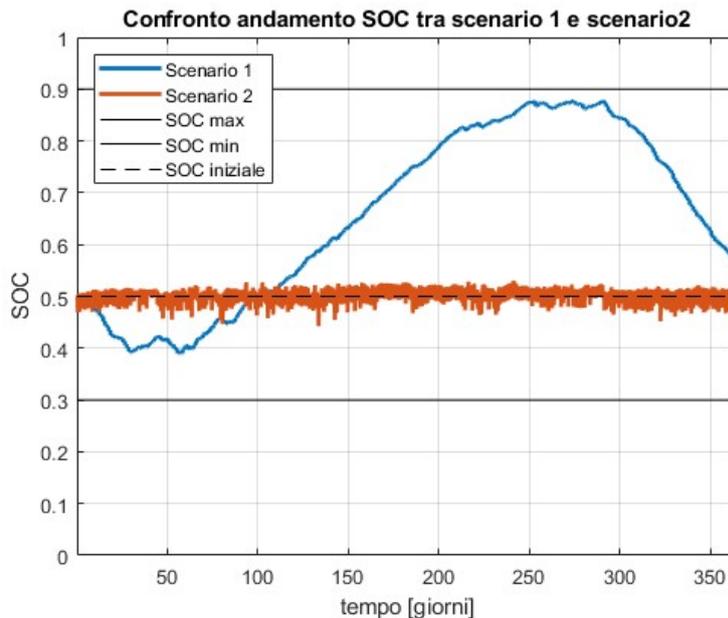


Figura 54. Confronto SOC tra lo scenario 1 e lo scenario 2 per Porto Corsini MWA

Dal grafico appena mostrato, è possibile notare come l'andamento dello stato di carica nello scenario 1 (in blu), sia molto più regolare di quello nel secondo scenario in cui si nota una variazione giornaliera molto più ampia. Questo comportamento è dovuto principalmente alla capacità molto più piccola installata nell'impianto dello scenario 2 rispetto a quella dello scenario 1. Questa maggiore variazione giornaliera del SOC nello scenario 2, corrispondente a un maggior utilizzo della capacità disponibile, porta al rapido degrado del sistema di accumulo già discusso in 7.2.1. Infatti, come è possibile vedere dal grafico in Figura 55, a fine anno si arriva a valori del SOH di poco superiori al 70% nel secondo scenario, mentre nel primo lo stato di salute del sistema di accumulo si aggira intorno a valori del 97%. In questo caso quindi, l'utilizzo imposto nello scenario 2, nel primo anno, causa un degrado circa 30 volte maggiore di quello che si ha nel primo scenario. Ovviamente negli anni a seguire la velocità di degrado del sistema di accumulo dello scenario 1 aumenterà, come era stato detto in 7.1.5.1 e quindi questo gap nel degrado dei due sistemi si andrà a restringere.

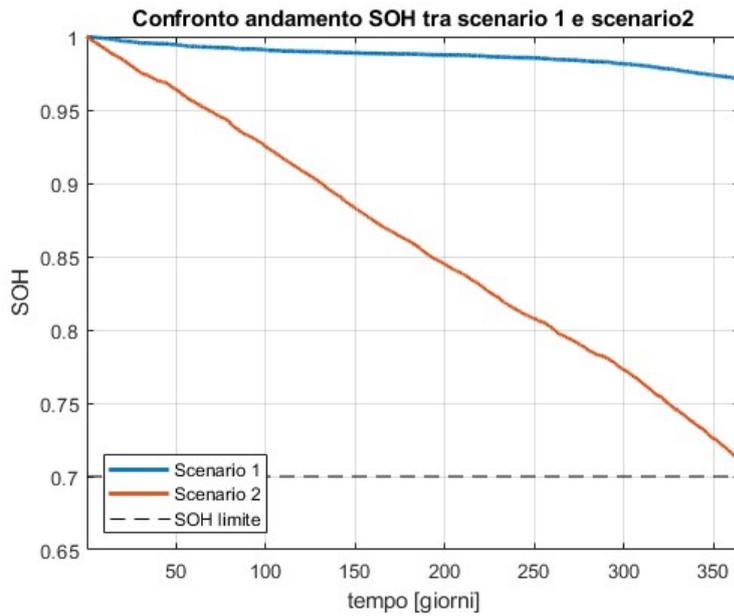


Figura 55. Confronto SOH tra lo scenario 1 e lo scenario 2 per Porto Corsini MWA

Per quanto riguarda invece l'acqua prodotta e le capacità installate nei due casi, i risultati ottenuti sono rappresentati nel grafico a barre in Figura 56.

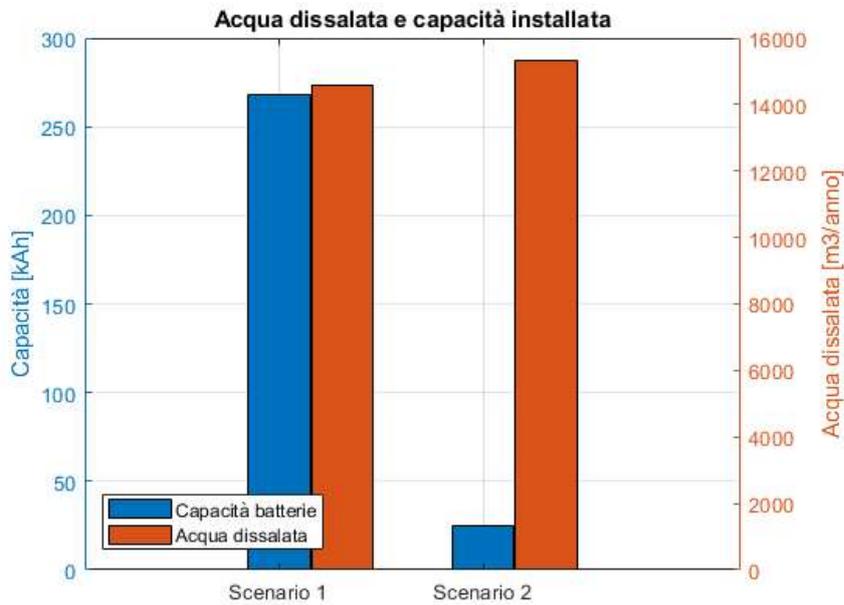


Figura 56. Confronto Acqua dissalata e capacità delle batterie installata per Porto Corsini MWA nello scenario 1 e nello scenario 2

Da questo grafico si può capire immediatamente che l'obiettivo di dimensionare un impianto dotato di una capacità inferiore, messo alla base dello sviluppo del secondo scenario, è stato rispettato. Infatti, nello scenario 2 si ha una capacità delle batterie che risulta essere circa un decimo di quella del primo scenario (24824 Ah invece di 268320 Ah).

Inoltre, complessivamente, si ha anche una produzione di acqua dissalata leggermente maggiore nello scenario 2 rispetto a quella del primo scenario. Infatti, nel secondo scenario si producono 15314 m³ all'anno di acqua all'anno contro i 14600 m³ dello scenario 1. Questa maggior produzione è legata allo sfruttamento quasi immediato della risorsa energetica. Consumare ogni giorno tutta l'energia prodotta in giornata permette di gestire meglio l'energia prodotta rispetto allo storage a lungo termine. Infatti, l'energia accumulata nelle batterie è soggetta a delle perdite nel tempo, quindi, meno tempo questa viene trattenuta all'interno del sistema di accumulo, minori saranno le perdite complessive.

Riassumendo quanto affermato fin qui sul sistema di accumulo, nel secondo scenario si ha una capacità delle batterie molto ridotta rispetto a quella del primo, ma in quest'ultimo si ha un degrado di queste molto più limitato. Diventa quindi interessante andare a capire se, analizzando l'intero ciclo di vita dell'impianto, la capacità da installare nel secondo scenario sia effettivamente inferiore rispetto a quella del primo. Sono stati quindi presi i risultati ottenuti nell'analisi sui 20 anni dei due diversi scenari ed è stata calcolata la capacità totale da installare sull'intero ciclo di vita dei due impianti. I risultati sono mostrati in Figura 57.

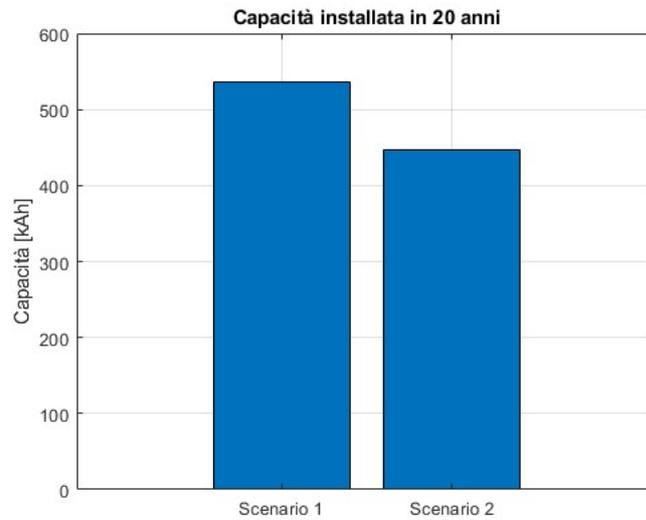


Figura 57. Capacità installata in 20 anni per Porto Corsini MWA nello scenario 1 e nello scenario 2

Come si può notare dal grafico appena mostrato, la capacità totale installata per lo scenario 2 risulta comunque inferiore a quella installata per il primo scenario nonostante il degrado in un anno risulti estremamente più grande. Infatti, a fine vita dell'impianto sarà stata necessaria l'installazione di una capacità di circa 447000 Ah nello scenario 2 e di circa 537000 Ah nello scenario 1.

9 Conclusioni e futuri sviluppi

Durante questo studio, è stato sviluppato un programma in grado di dimensionare, per ognuna delle piattaforme offshore presenti sul territorio italiano, ritenute di dimensioni adeguate, un impianto dotato di dissalatore, sistema di accumulo, e impianto fotovoltaico. In particolare, il programma è in grado di definire il numero di moduli fotovoltaici necessari, la loro disposizione sulla piattaforma e come questi debbano essere connessi tra loro e alla componentistica elettronica necessaria. Per quanto riguarda quest'ultima, il programma è in grado di calcolare la quantità di regolatori di carica e di inverter necessari al sistema e la configurazione in cui questi devono essere collegati. Definita quindi l'energia disponibile sulla piattaforma e scelto lo scenario operativo che si ritiene più consono alle proprie esigenze, il programma seleziona i dissalatori, qualora non ne venisse imposto uno dall'utente, e dimensiona le capacità delle batterie da associare a ciascun dissalatore. A seguito della valutazione della produttività degli impianti dotati dei diversi dissalatori selezionati, vengono infine scelte la configurazione dotata del sistema di accumulo di capacità inferiore e quella in grado di produrre la massima quantità di acqua possibile.

Gli scenari operativi trattati in questa sede sono due e sono stati pensati entrambi per configurazioni stand-alone. All'interno del programma è stato implementato anche uno scenario grid connected non trattato in questo lavoro.

Nello scenario 1 si propone di lavorare tutti i giorni dell'anno lo stesso numero di ore, senza tener conto di quanta energia viene giornalmente prodotta. Per fare ciò, è necessario il dimensionamento di un sistema di accumulo di grandi dimensioni, in grado di supportare l'impianto nei periodi di minore produzione del campo fotovoltaico sfruttando l'energia in eccesso prodotta nei mesi centrali dell'anno.

Il secondo scenario, invece, propone un sistema che lavori ogni giorno il numero di ore necessarie per il consumo di tutta l'energia prodotta in giornata dall'impianto fotovoltaico. In questo caso, quindi, le batterie andranno ad accumulare ogni giorno l'energia nelle ore in cui il campo fotovoltaico produce una potenza maggiore di quella richiesta dal dissalatore, dopodiché, questa verrà sfruttata per sostenere la produzione di acqua nei momenti in cui la potenza prodotta non sarà sufficiente.

I due scenari qui proposti, quindi, si differenziano principalmente per l'orario di lavoro del dissalatore. Infatti, nel primo si impone un tempo di funzionamento giornaliero costante nell'arco di un anno mentre nel secondo si impone un tempo di funzionamento variabile che segua la produzione energetica.

Guardando i risultati ottenuti, si può facilmente concludere che, se non si ha la necessità di avere ogni giorno una certa quantità di acqua, risulta vantaggioso dimensionare un impianto secondo i criteri dello scenario 2. Infatti, questo permette di produrre più acqua nell'arco dell'anno e richiede l'installazione di una quantità complessiva di batterie su tutto il ciclo di vita dell'impianto inferiore con gli stessi componenti dell'impianto dimensionato per lo scenario 1.

Inoltre, l'impianto dello scenario 2 richiede l'installazione di una capacità molto inferiore per funzionare. Da questo punto di vista si può quindi affermare che la scelta di dare una maggiore flessibilità alla produzione di acqua facendole seguire quella di energia, per riuscire a ottenere un sistema di accumulo di dimensioni ridotte, è risultata una scelta vincente.

Inoltre, l'inserimento di una capacità moderata in un impianto presenta sicuramente diversi vantaggi. Infatti, la gestione di un pacco batterie di dimensioni decisamente più ridotte risulterà senza dubbio meno complessa rispetto a quella dell'enorme sistema di accumulo del primo scenario. Inoltre, non è da trascurare anche la differenza in ingombro e peso dei due sistemi di accumulo visto che si ha l'intenzione di installarli su delle strutture molto vecchie e di dimensioni limitate. Nel primo scenario, infatti, si ha un sistema di accumulo che complessivamente andrà ad occupare un volume di quasi 8 m³ con un peso di circa 18 tonnellate. Nello scenario 2, invece, riducendosi notevolmente la quantità di batterie da installare, queste occuperanno circa 3 m³ e avranno un peso di circa 7 tonnellate. Visto le dimensioni e soprattutto il peso di questi sistemi di accumulo, è stato individuato, tra i futuri sviluppi di questo progetto, un'analisi strutturale delle piattaforme che ne riesca a definire la resistenza ai carichi da applicare e a individuare i volumi disponibili.

Ovviamente, ai vantaggi appena discussi per quanto riguarda l'installazione di un sistema di accumulo di capacità limitata, si contrappone la necessità di una sostituzione più frequente di quest'ultimo.

Infatti, durante questo studio, è stato riscontrato che a una riduzione di capacità delle batterie al piombo-acido, corrisponde anche una riduzione della loro durata a parità di applicazione. Non si può quindi dare per scontato che l'installazione di un sistema di accumulo più piccolo sia effettivamente meno dispendioso in termini economici andando a guardare l'intero ciclo di vita del sistema. Infatti, potrebbe essere necessario sostituire questo sistema di accumulo talmente di frequente, a causa del suo veloce degrado, da arrivare complessivamente a installare, su tutto il ciclo di vita dell'impianto, una capacità maggiore di quella che si installerebbe con un sistema più grande che andrebbe sostituito meno frequentemente. In realtà, l'eventualità appena descritta non si è mai verificata nelle prove fatte, per questo si ritiene sia molto improbabile.

Un altro risultato interessante riguarda l'impatto, sul comportamento delle batterie, dell'orario di accensione del dissalatore. A fronte di una risorsa energetica presente con intensità variabile nell'arco di una giornata, infatti, è risultato fondamentale gestire il carico rispetto ai momenti della giornata più o meno produttivi, in modo tale da rientrare nei limiti imposti nei diversi scenari per quanto riguarda SOC e SOH.

Arrivati a questo punto, potrebbe essere interessante in futuro individuare una serie di piattaforme prossime al decommissioning adeguate all'applicazione e andare a fare un'analisi più accurata su quest'ultime. Sarà necessario a partire dalla pianta dell'impianto capire cosa potrà essere rimosso per fare spazio a tutti i componenti necessari e capire se sarà possibile liberare completamente soprattutto il deck superiore. Lasciare dei corpi su quella superficie infatti potrebbe causare problemi di ombreggiamento al fotovoltaico, oltre che una riduzione della superficie disponibile per l'installazione di quest'ultimo.

Un altro punto fondamentale, per avere una stima la più accurata possibile della produttività delle piattaforme, sta nel completamento del database. Non è stato possibile infatti, nel corso di questo lavoro di tesi, riuscire a reperire i dati per quanto riguarda l'orientazione delle piattaforme in mare rispetto al sud.

Potrebbe, inoltre, essere interessante riuscire a fare un'analisi più accurata del comportamento dell'impianto sul suo ciclo di vita provando a variare le condizioni di utilizzo in base livello di degrado del sistema raggiunto.

Infine, qualora si riuscisse a reperire le informazioni riguardanti la domanda di acqua su piattaforme offshore, sarebbe interessante sviluppare un nuovo scenario dove non si cerca di produrre il massimo possibile di acqua, ma si cerca di soddisfare una richiesta imposta. Sarebbe interessante infatti capire in che misura un impianto come quello proposto riesca a soddisfare la domanda di acqua delle utenze ipotizzate.

Bibliografia

- [1] M. Alfieri, «Piadina offshore,» 2016. [Online]. Available: <http://www.eniday.it>.
- [2] D. Burdon, S. Barnard, S. Boyes e M. Elliot, «Oil and gas infrastructure decommissioning in marine protected areas: system complexity and challenges,» *Marine Pollution Bulletin*, n. 135, pp. 173-758, 2018.
- [3] Eni, *Studio di fattibilità decommissioning "BONACCIA NW"*, 2015.
- [4] Eni, «Senigallia notizie,» [Online]. Available: <http://www.senigallianotizie.it>.
- [5] MISE, «Piattaforme marine,» 2019. [Online]. Available: <https://unmig.mise.gov.it>.
- [6] SoDa-pro, «SoDa-pro web services,» 2019. [Online]. Available: <http://www.soda-pro.com>.
- [7] S. E. Bretz e H. Akbari, «Long-term performance of high-albedo roof coatings,» *Energy and buildings*, n. 25, 1997.
- [8] R. E. Payne, «Albedo of the sea surface,» *Woods hole oceanographic institution*, Luglio 1972.
- [9] B. Gwandu e D. Creasey, «Humidity: A factor in the appropriate positioning of a photovoltaic,» *Renewable Energy*, vol. VI, n. 3, pp. 313-316, 1995.
- [10] «Discarica.it,» Giugno 2018. [Online]. Available: <https://discarica.it>.
- [11] G. Illya, V. Handara, M. Siahandan, A. Nathania e A. Budiman, «Mechanical Studies of Solar Photovoltaics (PV) Backsheets Under Salt Damp Heat Environments,» *Procedia Engineering*, n. 215, pp. 238-245, 2017.
- [12] CEI, *Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione*, 2012.

- [13] F. Spertino e V. Cocina, *The current-voltage characteristic curve: the effect of irradiance and temperature*, Politecnico di Torino, 2017.
- [14] MISE, «arcgis,» 2019. [Online]. Available: <https://www.arcgis.com>.
- [15] Arpa, [Online]. Available: <https://www.arpa.it>.
- [16] SMA, *Sunny island 5048: il gestore della rete ad isola*.
- [17] P. Maninmekalai, R. Harikuma e S. Raghavan, «An overview of batteries for photovoltaic (PV) systems,» *International Journal of Computer applications*, vol. LXXXII, n. 12, 2013.
- [18] S. Anuphappharadorn, S. Sukchai, C. Sirisamphanwong e N. Ketjoy, «Comparison the economic analysis of the battery between lithium-ion and lead-acid in PV stand-alone application,» *Energy procedia*, n. 56, pp. 352-358, 2014.
- [19] M. Shimomura, T. Mochizuki e M. Takano, «Numerical Analysis of High-Performance Lithium-Ion and Lead-Acid Batteries with Capacity Fade for an Off-Grid Residential PV System,» *American Society of Civil Engineers*, 2015.
- [20] Electropedia, «Battery and energy technologies,» [Online]. Available: <https://www.mpoweruk.com>.
- [21] Y. Riffonneau, A. Delaille, F. Barruel e S. Bacha, «System modelling and energy management for grid connected PV system associated with storage,» in *23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Valenzia, 2008.
- [22] Y. Riffonneau, S. Bacha, Member, IEEE, F. Barruel e S. Ploix, *Optimal Power Flow Management for Grid Connected PV System With Batteries*, vol. 2, 2011.
- [23] J. Büngeler, E. Cattaneo, B. Riegel e D. U. Sauer, «Advantages in energy efficiency of flooded lead-acid batteries when using partial state of charge operation,» *Journal of Power Sources*, vol. CCCLXXV, pp. 53-58, 2018.
- [24] D. Sauer, *Lifetime determining processes*, Aachen: Elsevier B.V., 2009.

- [25] T. Abraham e A. Luthra, «Socio-economic & technical assessment of photovoltaic powered membrane desalination processes for India,» *Desalination*, pp. 238-248, 2011.
- [26] A. Hossam-Eldin, A. El-Nashar e A. Ismaiel, «Investigation into economical desalination using oprimized hybrid renewable energy system,» *International Journal Electrical Power Energy System*, pp. 1393-1400, 2012.
- [27] Y. Choi, H. Cho, Y. Shin, Y. Jang e S. Lee, «Economic evaluation of a hybrid desalination system combining forward and reverse osmosis,» *Membranes (Basel)*, 2015.
- [28] S. Ghosh, V. K. Yadav e V. Mukherjee, «Impact of environmental factors on photovoltaic performance and their mitigation strategies-A holistic review,» *Renewable Energy Focus*, vol. 28, Marzo 2019.
- [29] F. Silletti, *Conversione di piattaforme offshore per la dissalazione dell'acqua marina con fonti rinnovabili: modellazione e studio di fattibilità economica*, Torino, 2019.

Appendice A: schede tecniche moduli fotovoltaici

EN



X-MAX Monocrystalline

295 - 300 - 305 - 310 - 315 Wp



-  Mono PERC cells
-  Made in Italy
-  0/+5 Wp Positive tolerance
-  Ammonia resistance
-  Salt mist corrosion resistance
-  High resistance to snow/wind loads
-  AR Coating glass
-  25 YEARS Product warranty
-  30 YEARS Linear warranty

The photovoltaic modules X-STYLE PLUS is one of a wide range of products made by Sunerg and It is manufactured according to IEC 61215, IEC 61730 standard and CE. Know for their reliability and quality and they are characterized by cells to 4 busbars and built according to the new high efficiency PERC technology and are designed and manufactured in Italy. Each individual module of Sunerg undergoes a triple quality control and electroluminescence tests.

CORRESPOND TO

IEC 61215-ed2 | EN 61730-1 | EN 61730-2 | PV CYCLE | CE |

UNI EN ISO 9001:2008	Quality management system
UNI EN ISO 14001:2004	Standards for environmental management system
UNI EN BS OHSAS 18001:2007	International standards for occupational health and safety





ELECTRICAL DATA (STC)		XM460295I+35 (IB+35)	XM460300 I+35 (IB+35)	XM460305 I+35 (IB+35)	XM460310 I+35 (IB+35)	XM460315I+35
Open circuit voltage	(Voc)	39.12 V	39.36 V	39.60 V	39.78 V	39.96 V
Voltage at Pmax	(Vmp)	32.85 V	33.18 V	33.54 V	33.84 V	34.07 V
Short-circuit current	(Isc)	9.53 A	9.59 A	9.64 A	9.68 A	9.73 A
Current at Pmax	(Imp)	9.00 A	9.06 A	9.12 A	9.17 A	9.25 A
Peak Power (Pmax) Tolerance -0/+5 Wp*		295 Wp	300 Wp	305 Wp	310 Wp	315 Wp
Module Efficiency		18.11%	18.42%	18.72%	19.03%	19.34%
Maximum voltage		1000 V DC	1000 V DC	1000 V DC	1000 V DC	1000 V DC
Maximum series fuse rating		15A	15A	15A	15A	15A
Operating Temperature		-40°C - +85°C	-40°C - +85°C	-40°C - +85°C	-40°C - +85°C	-40°C - +85°C

Tolerance electric measurement 3%

* STC (Standard test conditions)

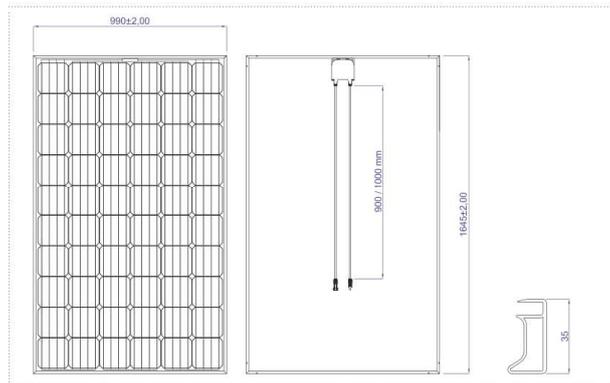
Irradiance 1000 w/m², module temperature 25°C, AM= 1.5

TEMPERATURE COEFFICIENT

NOCT	46±2 °C
Pmax Temperature coefficient	-0.40%/ °C
Voc Temperature coefficient	-0.31%/ °C
Isc Temperature coefficient	0.04%/ °C

MECHANICAL CHARACTERISTIC

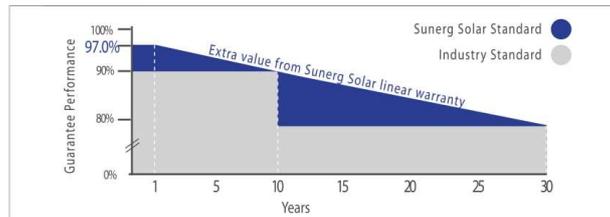
Hail test	25 mm - 23 m/s
Max load long side	5920 Pa
Number of cells	60 (156.75 mm x 156.75 mm) Tipo: Mono
Weight	17.9 Kg



GENERAL INFORMATION

Front glass	Tempered AR Coated glass, 3.2 mm
Frame	Anodized aluminum alloy (Ral 9005 black coating for IB+35 series)
Junction box	IP67 rating, 3 bypass diodes
Output cables	Cable E317230-C PV, connectors PV4

LINEAR WARRANTY



- look warranty terms -

Sunerg srl We reserve the right to make changes to product specifications without notice. The technical data of the module, even though they are entered with extreme care, may contain errors or inaccuracies not attributable to Sunerg Solar S.r.l.

IT

IL PROSSIMO SALTO EVOLUTIVO

LG NeON[®] 2BiFacial

**FINO A 514 WATT
IN TOTALE**

MODULO BIFACCIALE

**BACKSHEET
TRANSPARENTE**



LG NeON[®] 2BiFacial
www.lg-solar.com/it

LG NeON[®] 2 BiFacial

LG NeON[®] 2 BiFacial – SCATENA LA POTENZA!

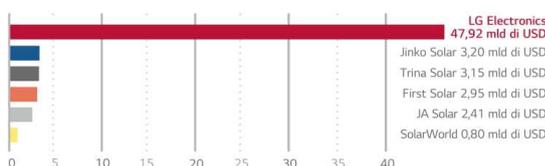
LG NeON[®] 2 BiFacial si basa sul ben noto modulo ad alte prestazioni LG NeON[®] 2. Già sul lato anteriore, il modulo LG395N2T-A5 raggiunge con le sue 72 celle monocristalline ad alta efficienza ha una potenza di 395 Watt di picco (Wp). Attraverso l'uso di celle bi-facciali e un backsheet trasparente, la potenza dei moduli solari LG NeON[®] 2 con tecnologia CELLO ora possono essere sfruttate appieno. Grazie al rendimento supplementare dal lato posteriore del modulo ("bonus bifacciale") complessivamente le prestazioni del modulo LG NeON[®] 2 BiFacial aumentano in condizioni ottimali fino a 514 W.

GARANTE LOCALE, SICUREZZA GLOBALE

LG Solar è parte di Lg Electronics, una azienda globale e finanziariamente forte, con oltre 50 anni di esperienza.

Bene a sapersi: LG Electronics è il garante dei vostri pannelli fotovoltaici. LG Electronics è presente in Europa con molte filiali da decenni.

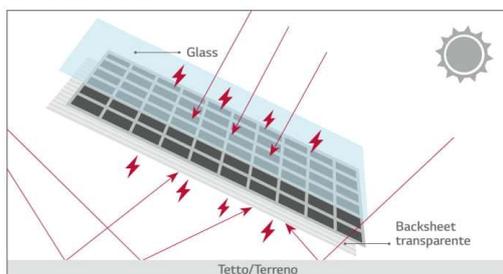
Ricavi in vendite del garante nel 2016 in miliardi di USD.



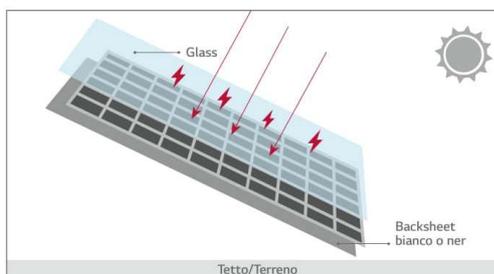
LG NeON[®] 2 BiFacial – BONUS!

Le celle tradizionali sono attive solo da una parte e i moduli possono assorbire la luce incidente solo dalla parte frontale e convertirla in elettricità. LG NeON[®] 2 BiFacial, tuttavia, ha una cella bifacciale e una pellicola trasparente sul retro. Ciò consente di utilizzare sia la luce incidente sul lato anteriore che sul lato posteriore, e aumenta il rendimento fino al 30% rispetto ad un modulo di tradizionale a parità di potenza nominale.

Modulo Bifacciale



Modulo Monofacciale



RENDIMENTO SUPERIORE CON 25 ANNI DI GARANZIA SUL PRODOTTO E SULLE PRESTAZIONI LG

Garanzia Prodotto Estesa

25 anni

Garanzia Lineare: 25 anni*

* 1) Primo anno 98%.
2) Dopo il primo anno 0,5% annuo di degradazione.
3) 86% al 25o anno.



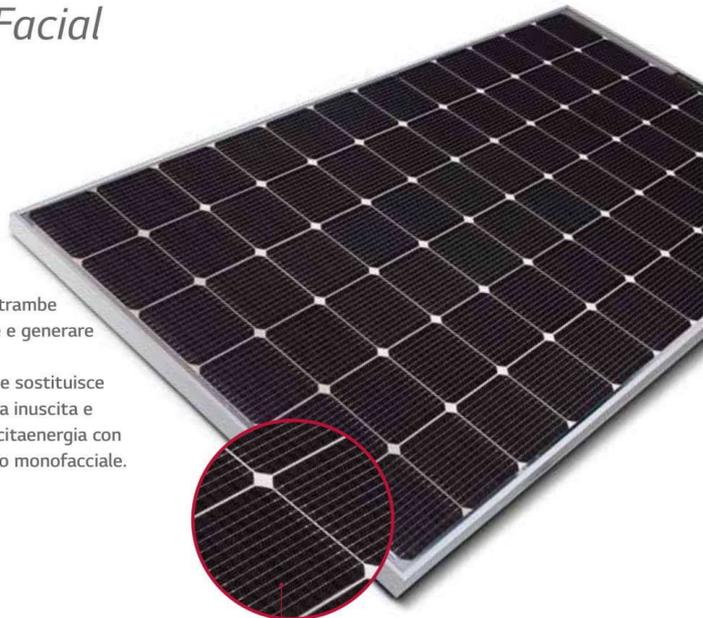
LG NeON[®] 2 BiFacial

LG395N2T-A5 | LG390N2T-A5

72 celle

LG NeON[®] 2 BiFacial è progettato per utilizzare entrambe le superfici di un modulo FV per assorbire più luce e generare più energia.

Adotta inoltre la tecnologia pluripremiata Celloche sostituisce 4 barre con 12 fili sottili per aumentare la potenza in uscita e l'affidabilità. È possibile produrre un surplus di uscita energia con LG NeON[®] 2 BiFacial rispetto ad un normale modulo monofacciale.



- tecnologia CELLO
- backsheet trasparente



CARATTERISTICHE PRINCIPALI



Garanzia potenziata sulle prestazioni

LG NeON[®] 2 BiFacial è distribuito con una garanzia potenziata sulle prestazioni. La degradazione annuale max. di -0,5%/anno. Per cui LG garantisce una potenza minima del 86% dopo 25 anni.



Migliori prestazioni nelle giornate di sole

Oggi LG NeON[®] 2 BiFacial assicura un rendimento migliore al sole grazie all'ottimizzazione dei coefficienti di temperatura.



Elevata Potenza in Uscita

LG NeON[®] 2 BiFacial è stato progettato utilizzando la nuova tecnologia CELLO di LG. L'efficienza della cella nella parte posteriore è leggermente minore paragonata alla parte frontale.



Producibilità maggiorata con il bifacciale

Si può produrre u 30% di energia in più, in condizioni ottimali, rispetto moduli con tecnologia tradizionale.



Più potenza anche nelle giornate nuvolose

LG NeON[®] 2 BiFacial garantisce ottime prestazioni anche durante giornate nuvolose grazie alle ottime prestazioni al basso irraggiamento.



Quasi Zero (Light Induced Degradation)

LG NeON[®] 2 BiFacial utilizza celle di tipo N che non utilizzano Boro, principale causa del decadimento delle prestazioni nei moduli convenzionali.

Riguardo LG Electronics

LG è un gruppo operante a livello globale, impegnato in misura crescente nel settore fotovoltaico. Nel 1985 LG ha avviato il primo programma di ricerca dedicato all'energia solare, avvalendosi dell'esperienza accumulata nei settori semiconduttori, LCD, chimica e realizzazione di materiali. Nel 2010 LG Solar ha lanciato sul mercato la prima serie MonoX[®], che ha riscosso enorme successo ed è oggi disponibile in 32 paesi. I moduli LG NeON[®] (già commercializzati come MonoX[®] NeON), NeON[®]2 e NeON[®]2 BiFacial sono stati insigniti negli anni 2013, 2015 e 2016 del riconoscimento "Intersolar AWARD", che attesta la leadership, la capacità d'innovazione e l'impegno di LG Solar nel settore.

Proprietà elettriche (STC²)

Modulo	LG395N2T-A5	Guadagno BiFacciale ¹				LG390N2T-A5	Guadagno BiFacciale ¹				
		5%	10%	20%	30%		5%	10%	20%	30%	
Potenza massima (Pmax)	[W]	395	415	435	474	514	390	410	429	468	507
Tensione MPP (Vmpp)	[V]	41,8	41,8	41,8	41,9	41,9	41,4	41,4	41,4	41,5	41,5
Corrente MPP (Impp)	[A]	9,46	9,92	10,39	11,31	12,26	9,43	9,90	10,36	11,28	12,22
Tensione a vuoto (Voc)	[V]	49,3	49,3	49,3	49,4	49,4	49,2	49,2	49,2	49,3	49,3
Corrente corto circuito (Isc)	[A]	10,19	10,70	11,21	12,23	13,25	10,15	10,15	11,17	12,18	13,20
Rendimento dei moduli	[%]	18,7	19,6	20,6	22,4	24,3	18,5	19,4	20,3	22,1	24,0
Temperatura di esercizio	[°C]	-40 ~ +90									
Massima tensione di sistema	[V]	1000									
Massima corrente inversa	[A]	20									
Coefficiente di Bifaccialità (Pmax) ⁴	[%]	76									
Tolleranza della potenza (%)	[%]	0 ~ +3									

¹ STC (condizioni di prova standard): Irraggiamento 1.000 W/m², temperatura modulo 25 °C, AM 1,5. LG Electronics non è responsabile per l'accuratezza di dati elettrici.

² Dipende dalla altezza del modulo dal terreno e dall'albedo circostante.

⁴ LG garantisce il coefficiente di Bifaccialità, basa to sila max, al 76 % per 25 anni riferendosi alla garanzia frontale, con una tolleranza del ± 7 %.

Proprietà meccaniche

Celle	6 x 12
Tipo delle celle	Monocristallino/N-type
Misura delle celle	161,7 x 161,7 mm
Barre collettrici delle celle	12
Dimensioni (L x P x H)	2.064 x 1.024 x 40 mm
Massimo carico	5.400Pa
	4.300Pa
Peso	22,0 kg
Tipo di connettore	MC4
Scatola di giunzione	IP68 con 3 diodi di bypass
Cavo di connessione (L)	2 x 1.200 mm
Copertura frontale	Vetro temprato ad alta trasmittanza
Telaio	Alluminio anodizzato

Certificazioni e garanzia

Certificazioni	IEC 61215, IEC 61730-1/-2
	IEC 62716 (test ammoniaca)
	IEC 61701 (test corrosione nebbia salina)
	ISO 9001
Resistenza del modulo al fuoco	Class C
Garanzia sul prodotto	25 anni
Garanzia sulla resa di Pmax (tolleranza metrologica ±3%)	25 anni garanzia lineare ¹

¹ 1° anno: 98%

² Dopo il primo anno: 0,5% di degradazione annuale.

³ 86% per 25 anni.

Coefficienti di temperatura

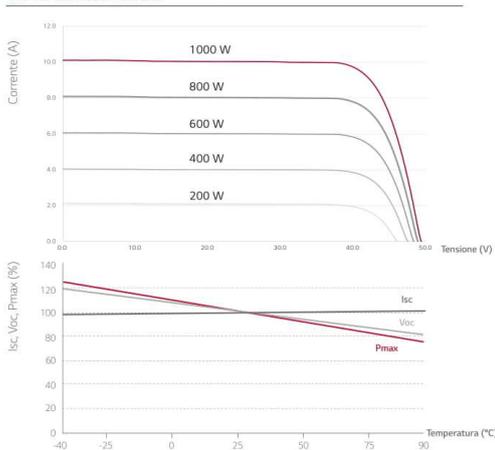
NOCT	[°C]	45 ± 3
Pmpp	[%/°C]	-0,36
Voc	[%/°C]	-0,27
Isc	[%/°C]	0,03

Proprietà elettriche (NOCT³)

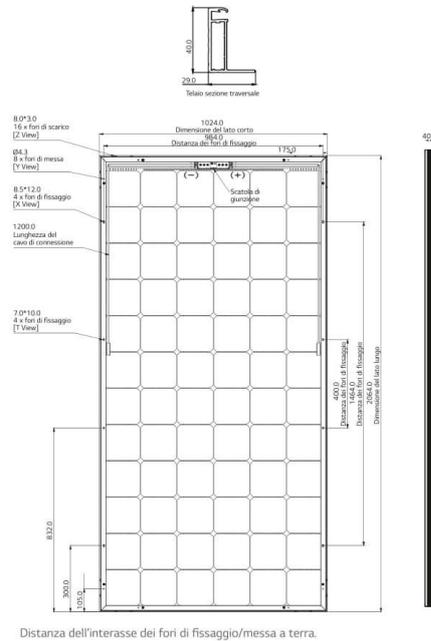
Modulo	LG395N2T-A5	LG390N2T-A5	
Potenza massima (Pmax)	[W]	292	289
Tensione MPP (Vmpp)	[V]	38,7	38,3
Corrente MPP (Impp)	[A]	7,55	7,54
Tensione a vuoto (Uoc)	[V]	46,0	45,9
Corrente corto circuito (Isc)	[A]	8,2	8,17

³ NOCT (temperatura di esercizio nominale delle celle): Irraggiamento 800 W/m², temperatura ambiente 20°C, velocità del vento 1 m/s.

Curve caratteristiche



Dimensioni (mm)



LG Electronics Deutschland GmbH
 EU Solar Business Group
 Alfred-Herrhausen-Allee 3-5
 65760 Eschborn, Germania
 E-Mail: solar@lge.de
 www.lg-solar.com/it

Tutte le indicazioni di questa scheda tecnica si rifanno a DIN EN 50380.
 Soggetto a modifica.
 Revisione: 05/2018
 Documento: DS-N2T-A5-IT-201805

Copyright © 2018 LG Electronics. Tutti i diritti riservati.



Appendice B: schede tecniche dissalatori

Lenntech Water Treatment

Seawater desalination units

small capacity packages

You need to desalinate seawater to supply your house, hotel with fresh drinking water or to water your garden?

Lenntech has designed ready-to-use packages, skid mounted, easy to operate for non-industrial applications

The desalination core process is reverse osmosis. Semi-permeable membranes are used to separate brine from fresh water.

Why a package ?

Reverse Osmosis membranes are very sensitive to pollutants that are present in seawater, such as microorganism, small sand particles and organic matter.

In order to enhance membrane lifetime and performance, a pretreatment step prior to membrane filtration is necessary.

Moreover, reverse osmosis water permeate is slightly acidic and low in calcium and magnesium. Therefore, we add a neutralization / remineralization step that re-equilibrates the water to make safe for your plants and consumers.

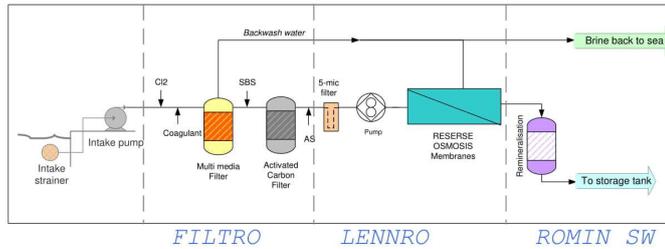


Our packages are designed based on the seawater quality of your intake and the treated water application.

Lenntech, Water Treatment and air Purification
Rotterdamseweg 402M, 2629HH Delft, The Netherlands
Tel: +31(0)152610900 / Fax: +31(0)152616289
info@lenntech.com / <http://www.lenntech.com>

All packages include:

- > **PRETREATMENT** *FILTRO SW*
- > **REVERSE OSMOSIS** *LENNRO SW*
- > **POST-TREATMENT** *ROMIN SW*



Chlorination	Bacteria control to avoid membrane damage	Limestone contactor	Neutralization and remineralization
Filtration (with pre-coagulation)	Suspended solids removal		
Activated carbon adsorption	Organic matter, odor, color and chlorine removal		
SBS injection	Dechlorination		
Antiscalant injection	Scale control to avoid membrane clogging		
Fine filtration 5 micron	Fine solids removal, police filter		

Lenntech, Water Treatment and air Purification
 Rotterdamseweg 402M, 2629HH Delft, The Netherlands
 Tel: +31(0)152610900 / Fax: +31(0)152616289
info@lenntech.com / <http://www.lenntech.com>

FiltRO SW is a flexible pretreatment packages with variations depending on your seawater intake. Usually open intakes are more turbid than beachwells. Also shallow waters are more muddy and slimy than deep intakes. The standard **FiltRO** package includes a chlorination, a multimedia filtration, a dechlorination step an antiscalant injection and a fine filtration of 5 -microns. Optional steps are required for more "dirty" waters, such as pre-coagulation and / or activated carbon.

Type <i>FILTRO SW</i>	100	250	500	1000	1500	2000	3000
Feed flow l/h	285	715	1430	2850	4290	5715	8570
Chlorination by NaOCl 12.5%	2-3 ppm Cl ₂						
Coagulation (option)	10-20 mg/L FeCl ₃						
Filtration	12 m/h						
Filtration rate	12 m/h						
Filter diameter (mm)	257	369	406	552	610	770	927
Filter height (mm)	1400	1680	1800	1650	2000	2100	2175
Media volume (L)	60	120	180	240	360	480	715
Connections	1"	1"	1"	1"	1"	1 ½"	1 ½"
Dechlorination by NaHSO ₃ 40%	6-9 ppm NaHSO ₃						
Activated carbon (option)	10 min						
Residence time	10 min						
Column diameter (mm)	334	369	552	770	927	1074	1226
Column height (mm)	1795	2230	2300	2350	2430	2465	3075
Activated carbon volume (L)	60	120	180	240	360	480	715
Antiscalant	3 mg/L						



Lenntech, Water Treatment and air Purification
 Rotterdamseweg 402M, 2629HH Delft, The Netherlands
 Tel: +31(0)152610900 / Fax: +31(0)152616289
info@lenntech.com / <http://www.lenntech.com>

LenRO SW is a compact skid-mounted seawater reverse osmosis package designed at low flux of 20 l/h.m² for long membrane lifetime. The **LenRO** high pressure pump pressure delivery is calculated based on your water salinity and varies from 55 to 65 bars. **ROmin** SW is a calcite contactor that neutralizes permeate water back to 7-7.5 by adding little amounts of calcium and bicarbonates. The **ROmin** step is strongly recommended for irrigation water.

Type <i>LENNRO SW</i>	100	250	500	1000	1500	2000	3000
Permeate flow * l/h	100	250	500	1000	1500	2000	3000
Feed flow l/h (35% Recovery)*	285	715	1430	2850	4290	5715	8570
Salt Rejection	96-99%						
Connections Feed	1"	1"	1"	1"	1"	1 1/2"	1 1/2"
Permeate	3/4"	3/4"	3/4"	3/4"	1"	1"	1"
Concentrate	3/4"	3/4"	3/4"	3/4"	1"	1"	1"
Power 400v, 50Hz**	2.2 kW	3.0 kW	4.5 kW	9.0 kW	13 kW	18 kW	22 kW
Dimensions (mm)							
Length	1000	1000	1400	1400	2400	2400	2400
Width	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Height	1600	1600	1600	1800	1800	1800	1800

* Under standard conditions : pH=7.6, T=15°C, TDS 35g/L

** Also available in 60Hz

Type <i>ROMIN SW</i>	100	250	500	1000	1500	2000	3000
Feed flow l/h	100	250	500	1000	1500	2000	3000
Limestone contactor							
Velocity	20 m/h						
Filter diameter (mm)	159	159	233	257	304	369	469
Filter height (mm)	910	910	910	1390	1350	1660	1790
Calcite volume (L)	10	12.5	25	50	75	100	150
Connections	3/4"	3/4"	3/4"	3/4"	1"	1"	1"

Lenntech, Water Treatment and air Purification

Rotterdamseweg 402M, 2629HH Delft, The Netherlands

Tel: +31(0)152610900 / Fax: +31(0)152616289

info@lenntech.com / <http://www.lenntech.com>



Culligan®



OSMOSI INVERSA

SW EVO

L'EVOLUZIONE NELLA DISSALAZIONE DELL'ACQUA DI MARE



SW EVO

L'EVOLUZIONE NELLA DISSALAZIONE
DELL'ACQUA DI MARE

LA DISSALAZIONE

La linea di **dissalatori per acqua di mare a osmosi inversa SW Evo Culligan**, è in grado di produrre acqua dolce da acqua di mare fino a 42.000 PPM con portate da 4 a 40 m³/h.

Il dispositivo **SW Evo** si avvale delle più recenti tecnologie di recupero dell'energia che consentono di ridurre al minimo i costi di gestione, mentre la tecnologia a membrana a osmosi inversa elimina più del **99%** del sale e degli altri contaminanti restituendo un'acqua di elevata qualità.

Tutte le unità sono assemblate nello stabilimento **Culligan** in Italia e sono montate su un telaio per rendere più semplice l'installazione e facilitare l'avviamento.

Grazie all'innovativo design modulare, **Culligan** è in grado di offrire questo prodotto di alta qualità con tempi di consegna che sono tra i più rapidi di tutto il mercato.

CARATTERISTICHE STANDARD

Culligan utilizza componenti della migliore qualità per garantire la massima affidabilità.

- Telaio con trattamento anticorrosivo.
- Membrane ad alta efficienza indicate anche per l'eliminazione del boro.
- Pompa ad alta pressione - tutte le parti a contatto con il liquido sono in superduplex (le altre sono in duplex).
- Dispositivo di recupero dell'energia iSave Danfoss installato di serie su tutte le unità ad eccezione di SW Evo 04.
- Inverter di serie per pompa ad alta pressione e dispositivo di recupero dell'energia.
- Tubazioni in alta pressione in duplex e tutte le tubazioni in bassa pressione in u-PVC.
- Prefiltrazione da 1 micron a cartuccia con contenitore in u-PVC.
- Strumentazione per il monitoraggio della pressione.
- Misuratori di portata sull'aspirazione della pompa alta pressione, aspirazione recuperatore di energia e prodotto.

60%
RISPARMIO
ENERGETICO

Il dispositivo di recupero dell'energia (ERD) iSave Danfoss consente **di risparmiare fino al 60% dell'energia consumata** durante il processo di osmosi inversa.

Il consumo standard di energia dopo 2 anni di funzionamento sarà inferiore a 2,2 kWh/m³.



BENEFICI:

- Il design efficiente dal punto di vista energetico riduce i costi di funzionamento: 2,2 kWh/m³ di acqua prodotta
- Più rapidi tempi di consegna
- Montaggio su telaio idoneo a contenere tutte le opzioni - l'assemblaggio non è necessario, basta semplicemente collegarlo e utilizzarlo
- Interamente configurabile grazie a una gamma completa di opzioni
- Assistenza tecnica e post-vendita in tutto il mondo
- Realizzato in Italia
- Pienamente conforme alle norme CE

OPZIONI E AGGIORNAMENTI PER LA MASSIMA FLESSIBILITÀ

Una gamma completa di opzioni di aggiornamento consentono agli utenti di configurare facilmente il dispositivo SW Evo in base alle proprie esigenze specifiche.

Tutte le opzioni sono direttamente installate sul telaio SW Evo.

OPZIONI DISPONIBILI:

- 1** Strumentazioni avanzate opzionali tra cui **misuratori della conducibilità** e **REDOX**.
- 2** Cartucce **pre-filtro** **addizionali da 1 e 5 micron**. Ideali per la gestione di portate di alimento con qualità variabili.
- 3** Sistema **con serbatoio di flusso integrato**. Se l'unità si ferma, oppure in caso di allarme, il lavaggio delle membrane sarà effettuato con acqua prodotta trattata.



- 4** Il sistema di flusso può essere ulteriormente aggiornato per essere utilizzato anche come **CIP** (Cleaning in Place).

- 5** **Stazioni di dosaggio chimico** per anti-incrostante e bisolfito per l'eliminazione del cloro.



Opzione sistema di controllo con PLC SW Culligan

- Display touch screen 10"
- Controlla tutte le funzioni dell'unità
- Monitora tutta la strumentazione
- Notifica allarmi
- Storico trend
- Ethernet/RS232/485/422/USB



Oltre al quadro con PLC SW Culligan, è disponibile una vasta gamma di opzioni di potenza e controllo. Tra queste possiamo citare:

- **Pack di collegamento PLC** per il collegamento ad un sistema con PLC centrale pre-esistente. Il pack comprende trasmettitori di pressione e portata con segnale 4-20 mA.
- PLC **personalizzato** e **quadri elettromeccanici** disponibili su richiesta.

SPECIFICHE DI SISTEMA

Culligan®

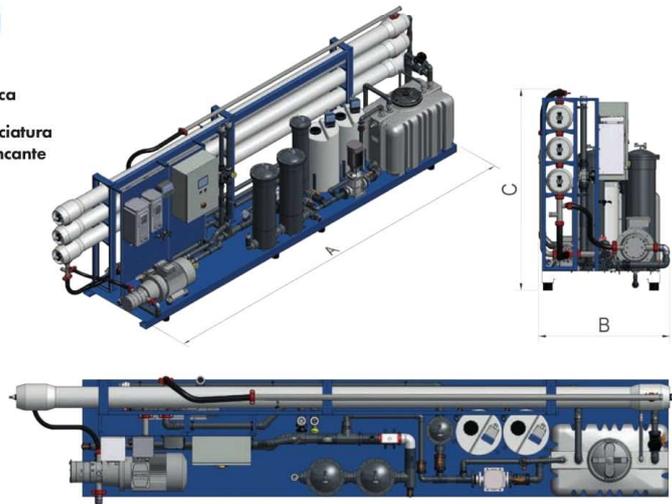
SW EVO
DISSALAZIONE DELL'ACQUA
DI MARE. EVOLUZIONE

MODELLO	SW Evo 4	SW Evo 8	SW Evo 12	SW Evo 16	SW Evo 20	SW Evo 24	SW Evo 32	SW Evo 40
Portata nominale ⁽¹⁾ m ³ /h	4	8	12	16	20	24	32	40
Numero di membrane	6	12	18	24	30	36	48	60
Contenitori per membrana	1x6	2x6	3x6	4x6	5x6	6x6	8x6	10x6
Potenza pompe (kW) 380 V ~ 50 Hz-3 pH	22	24	35,5	48	56	66	93,5	108,5
Tubazioni: Bassa pressione	U-PVC	U-PVC	U-PVC	U-PVC	U-PVC	U-PVC	U-PVC	U-PVC
Tubazioni: Alta pressione	Duplex	Duplex	Duplex	Duplex	Duplex	Duplex	Duplex	Duplex
Collegamenti								
Alimento	1,5"	2,5"	3"	4"	4"	4"	5"	6"
Prodotto	1"	1,5"	2"	2"	2,5"	2,5"	3"	3"
Rigetto	1"	1,5"	2"	2,5"	2,5"	3"	3"	4"
Dimensioni mm	A B C	6900x 1340x 2070	6900x 1340x 2070	6900x 1340x 2070	6900x 2150x 2170	6900x 2150x 2170	6900x 2200x 2190	6900x 2200x 2190

¹ Capacità nominale calcolata con membrane a osmosi inversa a 3 anni, funzionanti con un recupero del 40%, acqua di alimento correttamente pre-trattata di 36.000 ppm TDS NaCl, 20 °C, Silt Density index (SDI) inferiore a 3 e prodotto a pressione atmosferica

MATERIALI DI COSTRUZIONE

Telaio modelli 4/8/12	Acciaio zincato con verniciatura poliuretanic
Telaio modelli 16/24/32/40	Acciaio saldato con verniciatura poliuretanic e primer zincante organico
Membrane	Hydranautics SWC5 max 8"
Alloggiamento Membrane	FRP 1000 PSI
Tubazioni in bassa pressione	u-PVC PN16
Tubazioni in alta pressione	Acciaio inossidabile Duplex SAF2205
Alloggiamento filtro a cartuccia	U-PVC



Cat.No- B10342/07-2016

Culligan®

CULLIGAN ITALIANA S.P.A.

Via Gandolfi, 6
40057 Cadriano di Granarolo dell'Emilia (BO)
culligan@culligan.it | www.culligan.it

 Numero Verde: 800-857025

Affidati a un leader mondiale per il trattamento dell'acqua.

Da più di 80 anni Culligan si dedica a risolvere i tuoi problemi d'acqua. La nostra rete mondiale comprende più di 900 rivenditori e licenziatari internazionali in più di 90 paesi. Fidati degli esperti dell'acqua.

Appendice C: schede tecniche batterie

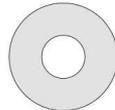
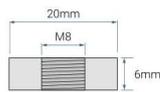


PG-2V860 **2V 856.0 AH @20-hr.** **2V 800.0 AH @10-hr.**

Rechargeable Sealed Lead Acid Battery
PG 2V – High Capacity Long Life Series

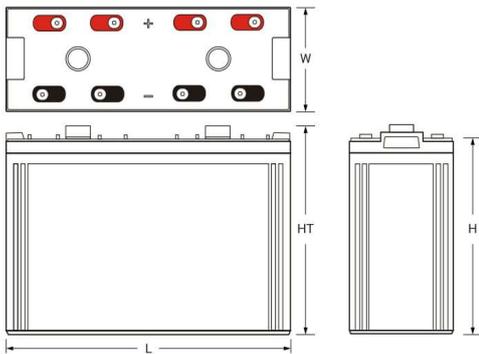
TERMINALS: (mm)

T11: Threaded insert with 8mm stud fastener



Torque: 11.0~14.7 Nxm

DIMENSIONS: inch (mm)



L: 6.88 (175) W: 16.14 (410) H: 12.99 (330) HT: 13.81 (351)
Tolerances are +/- 0.04 in. (+/- 1mm) and +/- 0.08 in. (+/- 2mm) for height dimensions.
All data subject to change without notice.

CORPORATE HEADQUARTERS (USA AND INTERNATIONAL EXCLUDING EMEA)

Power-Sonic Corporation
7550 Panasonic Way, San Diego,
California 92154
T: +1 (619) 661 2020
F: +1 (619) 661 3650
E: customer-service@power-sonic.com

POWER-SONIC EUROPE LIMITED (EMEA – EUROPE, MIDDLE EAST AND AFRICA)

3 Buckingham Square,
Hurricane Way, Wickford,
Essex SS11 8YQ
T: +44 (0)1268 560686
F: +44 (0)1268 560902
E: salesEMEA@power-sonic.com

To ensure safe and efficient operation always refer to the latest edition of our Technical Manual, as published on our website.
© 2018, Power-Sonic Corporation. All rights reserved. All trademarks are the property of their respective owners.
All data subject to change without notice. E&O.E

FEATURES

- Absorbent Glass Mat (AGM) technology for superior performance
- Wide capacity range ideal for large capacity off-grid systems
- Superb high-rate discharge characteristics ensures reliable performance in UPS and telecom applications
- Proven valve regulated technology that guarantees safe operation without maintenance
- Rugged impact resistant ABS case and cover (available to UL94:V-0)
- Thick plate design and efficient gas recombination yield a design life of up to 15 years
- Excellent recovery from over discharge situations

APPROVALS

- Approved for transport by air. D.O.T., I.A.T.A., F.A.A. and C.A.B. certified
- U.L recognized
- ISO9001:2015 – Quality management systems

PERFORMANCE SPECIFICATIONS

Nominal Voltage	2 volts (1 cell)
Nominal Capacity	
20-hr. (42.8A to 1.80 volts)	856.0 AH
10-hr. (80.0A to 1.80 volts)	800.0 AH
5-hr. (139.2A to 1.75 volts)	696.0 AH
1-hr. (496.0A to 1.60 volts)	496.0 AH
Approximate Weight	126.1 lbs. (57.2 kg)
Internal Resistance (approx.)	0.5 milliohms
Shelf Life (% of nominal capacity at 68°F (20°C))	
1 Month	97%
3 Month	91%
6 Month	83%
Operating Temperature Range	
Charge	5°F (-15°C) to 122°F (50°C)
Discharge	-4°F (-20°C) to 140°F (60°C)
Case	ABS Plastic

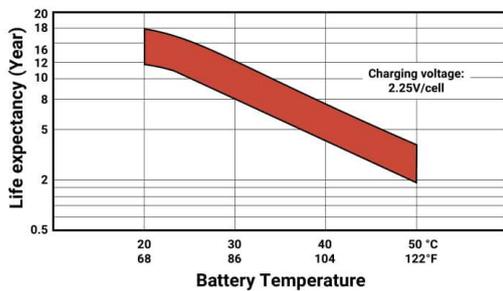
power-sonic.com

Rev 1.1/18

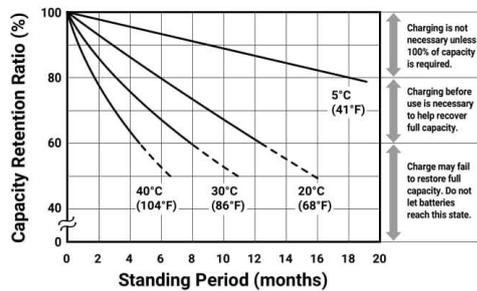
PG-2V860 2V 856.0 AH @ 20-hr.
2V 800.0 AH @ 10-hr.

Rechargeable Sealed Lead Acid Battery
PG 2V – High Capacity Long Life Series

CYCLE LIFE IN RELATION TO DEPTH OF DISCHARGE



GENERAL RELATION OF CAPACITY VS. STORAGE TIME



CHARGING

Cycle Applications: Apply constant voltage charge at 2.35v/c – 2.45v/c (14.1 – 14.7v for 12v Monobloc) at 20°C. Initial charging current should be set at less than 0.25C Amps. Switch to float charge to avoid overcharging.

“Float” or “Stand-By” Service: Apply constant voltage charge of 2.25v/c – 2.30v/c (13.5 to 13.8 volts for 12v Monobloc) at 20°C. When held at this voltage, the battery will seek its own current level and maintain itself in a fully charged condition.

Temperature Compensation: Charging Voltage for both Cyclic and Standby applications should be regulated in relation to ambient temperature. As temperature rises charging voltage should be reduced to prevent overcharge and increased as temperature falls to avoid undercharge.

For further charging information including temperature compensation factors, see Power Sonic Technical Manual/ Power Sonic Charger specifications.

CHARGERS

Power Sonic offers a wide range of chargers suitable for batteries with a variety of capacities.

Please refer to our website for more information on our switch mode and transformer type chargers.

Please contact our technical department for advice if you have difficulty in locating a suitable charger.

APPLICATIONS

A whole range of CYCLIC applications including but not limited to:

- Telecommunications
- UPS
- Wind
- Emergency Lighting
- Solar
- Utility

FURTHER INFORMATION

Please refer to our website www.power-sonic.com for a complete range of useful downloads, such as product catalogs, material safety data sheets (MSDS), ISO certification, etc.



CORPORATE HEADQUARTERS
(USA AND INTERNATIONAL EXCLUDING EMEA)

Power-Sonic Corporation
7550 Panasonic Way, San Diego,
California 92154
T: +1 (619) 661 2020
F: +1 (619) 661 3650
E: customer-service@power-sonic.com

POWER-SONIC EUROPE LIMITED
(EMEA – EUROPE, MIDDLE EAST AND AFRICA)

3 Buckingham Square,
Hurricane Way, Wickford,
Essex SS11 8YQ
T: +44 (0)1268 560686
F: +44 (0)1268 560902
E: salesEMEA@power-sonic.com

To ensure safe and efficient operation always refer to the latest edition of our Technical Manual, as published on our website.
© 2018, Power-Sonic Corporation. All rights reserved. All trademarks are the property of their respective owners.
All data subject to change without notice. E80.E

POWERSONIC

TRUSTED BATTERY SOLUTIONS



PDC SERIES



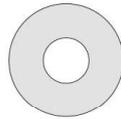
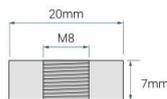
PDC-122000

12V 214.0 AH @ 20-hr.
12V 200.0 AH @ 10-hr.

Rechargeable Sealed Lead Acid Battery
PDC – Deep Cycle AGM Series

TERMINALS (mm)

T11: Threaded insert with
8mm stud fastener



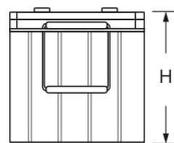
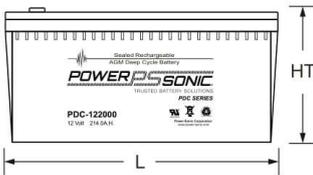
Torque: 11.0~14.7 Nxm

DIMENSIONS inch (mm)



L: 20.55 (522)
W: 9.45 (240)
H: 8.58 (218)
HT: 8.82 (224)

Tolerances are +/- 0.04 in.
(+/- 1mm) and +/- 0.08 in.
(+/- 2mm) for height
dimensions. All data subject
to change without notice.



CORPORATE HEADQUARTERS (USA AND INTERNATIONAL EXCLUDING EMEA)

Power-Sonic Corporation
7550 Panasonic Way, San Diego,
California 92154
T: +1 (619) 661 2020
F: +1 (619) 661 3650
E: customer-service@power-sonic.com

POWER-SONIC EUROPE LIMITED (EMEA – EUROPE, MIDDLE EAST AND AFRICA)

3 Buckingham Square,
Hurricane Way, Wickford,
Essex SS11 8YQ
T: +44 (0)1268 560686
F: +44 (0)1268 560902
E: salesEMEA@power-sonic.com

To ensure safe and efficient operation always refer to the latest edition of our Technical Manual, as published on our website.
© 2018, Power-Sonic Corporation. All rights reserved. All trademarks are the property of their respective owners.
All data subject to change without notice. E80.E

FEATURES

- AGM (absorbent glass mat) technology for superior performance
- Valve regulated, maintenance free spill proof construction
- Specialized paste formulation for true longer life deep cycle performance
- Special additives in the paste ensure excellent performance in deep discharge situations
- Power/volume ratio yielding unrivaled energy density
- Rugged vibration and impact resistant ABS case and cover (UL94-HB) Also available to UL94-V0

APPROVALS

- Approved for transport by air. D.O.T., I.A.T.A., F.A.A. and C.A.B. certified
- U.L recognized
- ISO9001:2015 – Quality management systems

PERFORMANCE SPECIFICATIONS

Nominal Voltage	12 volts (6 cells)
Nominal Capacity	
20-hr. (10.7A to 10.50 volts)	214.0 AH
10-hr. (20.0A to 10.50 volts)	200.0 AH
8-hr. (24.0A to 10.50 volts)	192.0 AH
5-hr. (35.1A to 10.20 volts)	175.4 AH
1-hr. (129.2A to 9.00 volts)	129.2 AH
15-min. (394.8A to 9.00 volts)	98.7 AH
Approximate Weight	138.0 lbs. (62.5 kg)
Internal Resistance (approx.)	2.7 milliohms
Max Discharge Current (7 Min.)	600 amperes
Max Short-Duration Discharge Current (10 Sec.)	2000 amperes
Shelf Life (% of nominal capacity at 68°F (20°C))	
1 Month	97%
3 Month	91%
6 Month	83%
Operating Temperature Range	
Charge	5°F (-15°C) to 122°F (50°C)
Discharge	-4°F (-20°C) to 140°F (60°C)
Case	ABS Plastic
Power Sonic Chargers	PSC-1220000-PC

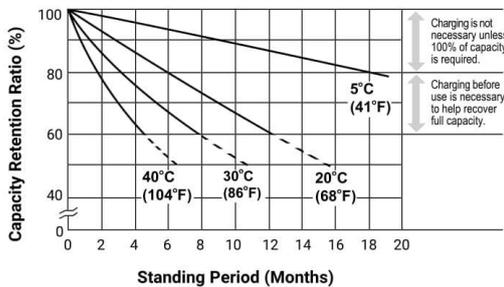
power-sonic.com

Rev. 1.1.18

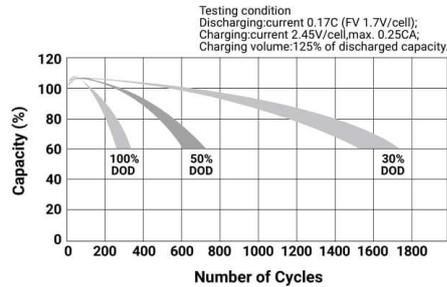
PDC-122000 12V 214.0 AH @ 20-hr.
12V 200.0 AH @ 10-hr.

Rechargeable Sealed Lead Acid Battery
PDC – Deep Cycle AGM Series

SHELF LIFE & STORAGE



CYCLE LIFE IN RELATION TO DEPTH OF DISCHARGE



CHARGING

Cycle Applications: Apply constant voltage charge at 2.35v/c – 2.45v/c (14.1 – 14.7v for 12v Monobloc) at 20°C. Initial charging current should be set at less than 0.25C Amps. Switch to float charge to avoid overcharging.

“Float” or “Stand-By” Service: Apply constant voltage charge of 2.25v/c – 2.30v/c (13.5 to 13.8 volts for 12v Monobloc at 20°C. When held at this voltage, the battery will seek its own current level and maintain itself in a fully charged condition.

Temperature Compensation: Charging Voltage for both Cyclic and Standby applications should be regulated in relation to ambient temperature. As temperature rises charging voltage should be reduced to prevent overcharge and increased as temperature falls to avoid undercharge.

For further charging information including temperature compensation factors, see Power Sonic Technical Manual/ Power Sonic Charger specifications.

APPLICATIONS

- Solar
- Wind
- Mobility
- Golf
- Medical
- Electric toys

CORPORATE HEADQUARTERS
(USA AND INTERNATIONAL EXCLUDING EMEA)

Power-Sonic Corporation
7550 Panasonic Way, San Diego,
California 92154
T: +1 (619) 661 2020
F: +1 (619) 661 3650
E: customer-service@power-sonic.com

POWER-SONIC EUROPE LIMITED
(EMEA – EUROPE, MIDDLE EAST AND AFRICA)

3 Buckingham Square,
Hurricane Way, Wickford,
Essex SS11 8YQ
T: +44 (0)1268 560686
F: +44 (0)1268 560902
E: salesEMEA@power-sonic.com

CHARGERS

Power Sonic offers a wide range of chargers suitable for batteries with a variety of capacities.

Please refer to our website for more information on our switch mode and transformer type chargers.

Please contact our technical department for advice if you have difficulty in locating a suitable charger.

FURTHER INFORMATION

Please refer to our website www.power-sonic.com for a complete range of useful downloads, such as product catalogs, material safety data sheets (MSDS), ISO certification, etc.



To ensure safe and efficient operation always refer to the latest edition of our Technical Manual, as published on our website.
© 2018, Power-Sonic Corporation. All rights reserved. All trademarks are the property of their respective owners.
All data subject to change without notice. E80.E

Ringraziamenti

Vorrei innanzitutto ringraziare il prof. Andrea Carpignano e l'ing. Raffaella Gerboni per aver affidato a me e Francesco lo svolgimento di questo lavoro di tesi e per averci fornito tutto il supporto necessario.

Rubando le parole dei ringraziamenti scritti sulla tesi di qualche amico/a (credo Marta), vorrei ringraziare anche il mio main sponsor, i miei genitori, Mauro e Annamaria per aver reso possibile il mio percorso all'interno del mondo universitario e per avermi sempre supportato in qualunque mia scelta. Vorrei inoltre ringraziare anche Francesca che è sempre stata molto paziente con me.

Un ringraziamento speciale va a tutti i miei amici di Roma che sono riusciti a rimanermi vicini anche a 713 km di distanza. Gli sono molto grato per essersi sempre impegnati per incontrarci ogni volta che sono sceso in questi due anni.

In particolare, mi sento di dover ringraziare tutti gli amici di Vallerano con i quali sono cresciuto. Quindi grazie Tej, Bruno, Simone, Claudio, Boccia e Valerio. Un grazie speciale qui va a Massimiliano. Vorrei dire che non ha fatto niente ma c'è sempre stato, come ho scritto sotto la didascalia di una foto della triennale che ho pubblicato su Instagram, ma non sarebbe vero. Ha fatto tanto, mi è sempre stato a sentire, mi ha sempre dato buoni consigli (che in realtà raramente ho seguito) e soprattutto, quando gli ho parlato di un mio problema, lo ha sempre fatto diventare qualcosa di affrontabile in qualche modo. La tranquillità che mi ha dato in certe situazioni di panico e frustrazione un piano costruito insieme, non me l'ha mai data nient'altro.

Sarebbe quasi scorretto a questo punto non spendere due parole per i miei amici del liceo. Loro sono stati veramente fondamentali in questi anni. Quindi, grazie Titto, Giova, Dibbi, Ghet, Sara, Alessandro per avermi sempre ascoltato nei momenti difficili e per aver sempre continuato a condividere tutto. Grazie anche per non avermi mai lasciato da solo in una serata in cui volevo una birra nonostante i vari impegni lavorativi e non del giorno dopo. Questo l'ho veramente apprezzato. Su tutti qui mi sento di dover ringraziare Ghet per essersi sempre accollato anche le telefonate durante i miei momenti di scazzo.

Vorrei a questo punto ringraziare Casa Marchisio per avermi sempre accolto qui a Torino e per avermi fatto trovare un ambiente in cui mi sono sentito sempre molto a mio agio.

Un ringraziamento speciale va sicuramente anche a Marta, Paola, Gerry e Mattia che mi hanno da subito accolto nei loro lasagna party e poi coinvolto in tutto il loro trash. Devo dire che però ce l'ho un po' con loro per non avermi mai offerto un pezzo di lasagna. Maledetti.

Ovviamente, non posso non soffermarmi un po' di più per ringraziare Mattia con il quale ho condiviso veramente tutto quello che ho vissuto in questi due anni a Torino. Grazie veramente per i lunghi discorsi su qualunque cosa durante i quali siamo sempre stati in grado di dirci la verità anche quando faceva schifo. Grazie per avermi messo davanti a problematiche che ho sempre ignorato. E grazie, soprattutto, per avermi fatto vedere in cucina cose che mai avrei potuto immaginare. Sei stato illuminante.

Vorrei anche ringraziare Nap, Francesco e Alessandra con i quali ho condiviso tutto: lezioni, progetti, uscite, i vari 3 litri di vino del Che, studio e meme. Sicuramente senza di loro non sarebbe stato lo stesso. In particolare, mi sento di dover ringraziare Ale e Francesco per avermi un po' trainato nello studio e avermi fatto assumere ritmi a me sconosciuti.

Infine, vorrei spendere due parole di ringraziamento in più per Ale senza la quale forse stare a Torino non mi sarebbe piaciuto così tanto. Quindi grazie Ale per il tempo condiviso insieme, per essere sempre stata con me. Per non avermi mai lasciato solo anche quando ti allontanavo. Per aver continuato a chiedermi come stavo quando sono stato un po' più triste o nervoso anche se continuavo a fare finta che andasse tutto bene. Per aver sempre fatto qualcosa per farmi stare meglio in quei casi, anche quando, in realtà, avresti preferito fare altro. Per aver fatto finta, sempre in quei momenti, che stavi facendo proprio quello che volevi per non farmi sentire in colpa per l'accoglienza che ti eri presa. Grazie per aver condiviso con me i tuoi disagi e le tue insicurezze facendomi sentire un pezzo importante nella tua vita. Grazie per le giornate in aula studio, che senza di te sarebbero state insopportabili. Grazie per i giri in bici in cui mi hai fatto da guida. Per avermi mostrato i soffitti di Crocetta mentre ti attaccavi alla mia bici e facevi pedalare solo a me. Infamissima per questo tra l'altro. Grazie per i giri in bici al Valentino, nei quali riuscivamo abilmente ad andare senza mani. Grazie infine per aver condiviso con me la tua casa, i tuoi luoghi preferiti, gli odori, la tua musica, i tramonti, il mirto, le stelle e la sabbia in Sardegna.

