

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare

Tesi di Laurea Magistrale



***Riconversione di piattaforme Oil & Gas: studio di un impianto
ad energia solare per la dissalazione dell'acqua marina***

Relatore: Prof. Andrea Carpignano

Correlatore: Ing. Raffaella Gerboni

Candidato: Simone Luciano

Matricola 242280

Ottobre 2018

Indice

Introduzione	1
1. Decommissioning delle piattaforme	3
1.1 Soluzioni convenzionali	6
1.2 Soluzioni innovative.....	10
2. Localizzazione e descrizione delle piattaforme	15
2.1 Piattaforme	15
2.2 Descrizione delle piattaforme	17
3. Analisi delle fonti energetiche nella regione dell'Adriatico	21
4. Impianto fotovoltaico.....	26
4.1 Funzionamento modulo bifacciale	27
4.2 Tipologia di impianti.....	28
4.3 Dimensionamento	29
5. Tecnologie di dissalazione dell'acqua	31
5.1 Overview delle tecnologie di dissalazione	32
5.2 Classificazione in base al tipo di sostanza estratta	33
5.3 Classificazione in base al processo di separazione	35
5.4 Classificazione in base al tipo di energia utilizzata.....	36
5.5 Processi Meccanici.....	37
5.5.1 Mechanical Vapor Compression (MVC).....	37
5.5.2 Reverse Osmosis (RO)	40
5.6 Processi Termici.....	43
5.6.1 Seawater Freezing Desalination (SFD)	43
5.6.2 Multiple Effect Distillation (MED)	45
5.6.3 Multi Stage Flash (MSF)	47
5.6.4 Membrane Distillation (MD).....	50
5.7 Processi Elettrici.....	52
5.7.1 Elettrodialisi (ED)	52
5.8 Confronto finale tra le tecnologie.....	54

6. Impianto ad Osmosi Inversa Descrizione & Layout.....	57
6.1 Impianto di presa dell'acqua	61
6.2 Pompa di Alta Pressione	61
6.3 Pretrattamenti	61
6.4 Membrane per l'Osmosi Inversa	65
6.5 Dispositivo di recupero energetico.....	69
6.6 Post-trattamenti	70
7. Posizionamento impianti.....	71
8. Software per lo studio di fattibilità	74
8.1 Logica del Software – Flow Chart	75
8.2 Struttura e descrizione del programma.....	78
8.3 Caso Studio – Piattaforma Clara Ovest.....	102
9. Analisi e discussione di diverse scelte progettuali.....	108
9.1 Piattaforma Porto Corsini.....	109
9.2 Piattaforma Santo Stefano Mare	111
9.3 Piattaforma San Giorgio Mare	113
9.4 Piattaforma nel Golfo del Messico.....	115
Conclusioni	117
Bibliografia	119
Appendice A	124
Appendice B.....	125
Appendice C.....	131
Appendice D	135
Appendice E.....	136
Ringraziamenti.....	138

Elenco delle figure

1.1 - Ciclo di vita di una piattaforma Oil & Gas [1]	3
1.2 - Struttura di una piattaforma Oil & Gas fissa [4]	5
1.3 - Rimozione parziale jacket piattaforma [6]	7
1.4 - Ribaltamento in loco jacket piattaforma [6]	8
1.5 - Reef artificiale ai piedi della piattaforma Eureka (USA) [11]	11
1.6 - Piattaforma con installazione di turbine eoliche (North Sea) [12]	12
1.7 - Accoppiamento PV-Wind [14] e Wave-Wind [13]	13
2.1 - Carta delle concessioni di coltivazione, delle piattaforme e di altre strutture nel nord Adriatico, con evidenziati i gruppi di strutture da analizzare [15]	16
2.2 - Foto della piattaforma Porto Corsini MWT (sinistra) e MWA (destra) [15]	19
2.3 - Foto della piattaforma Clara Ovest [15]	19
2.4 - San Giorgio Mare 3 [15]	30
2.5 - San Giorgio Mare 6 [15]	30
2.6 - Santo Stefano Mare 101 [15]	20
2.7 - Santo Stefano Mare [15]	20
2.8 - Santo Stefano Mare 3 [15]	20
2.9 - Santo Stefano Mare 4 [15]	20
3.1 - Velocità del vento media annua [m/s] a 100 m s.l.m. [17]	22
3.2 - Producibilità eolica specifica annua [MWh/MW] a 100 m s.l.m. [17]	23
3.3 - Radiazione solare incidente sul piano inclinato [18]	23
3.4 - Energia disponibile da moto ondoso [MWh/anno/m] fino a 70 km dalla costa [19]	24
3.5 - Flusso specifico di potenza media annua [w/m ²] delle correnti [19]	24
4.1 - Rappresentazione della struttura di un modulo bifacciale [20]	27
4.2 - Impianto fotovoltaico Stand-Alone [21]	28
4.3 - Impianto fotovoltaico Grid Connected [21]	29
4.4 - Triangolo delle ombre [22]	30
5.1 - Classificazione dei processi di dissalazione in base alla sostanza estratta [27]	33
5.2 - Classificazione dei processi di dissalazione in base al tipo di processo [27]	35
5.3 - Classificazione dei processi di dissalazione in base al tipo di energia utilizzata [27] ..	36
5.4 - Compressione meccanica del vapore a singolo effetto [31]	37
5.5 - Sezione trasversale dell'evaporatore [31]	39
5.6 - Osmosi diretta e inversa [33]	40

5.7 - Flusso di solvente in funzione della pressione applicata [27]	41
5.8 - Seawater Freezing Desalination accoppiato con rigassificazione LNG [36]	43
5.9 - Distillazione a 3 effetti [29]	45
5.10 - MED-TVC [27].....	46
5.11 - MED-MVC [27]	47
5.12 - Impianto MSF di dissalazione dell'acqua [42].....	48
5.13 - MSF-Once Through [43].....	49
5.14 - MSF-Brine Recirculation [43]	49
5.15 - Depressione all'interfaccia del poro (a) e principio di funzionamento di distillazione mediante una membrana a contatto diretto (b) [27]	51
5.16 - Dissalazione tramite Elettrodialisi [47].....	52
5.17 - Grado di salinità dell'acqua per le diverse tecnologie di dissalazione	54
5.18 - Energia elettrica e termica utilizzata per le diverse tecnologie di dissalazione.....	55
5.19 - Costo di produzione dell'acqua per le diverse tecnologie di dissalazione	56
6.1 – Struttura di un impianto ad osmosi inversa [50]	59
6.2 – Layout completo dell'impianto [46]	59
6.3 - Nucleo del processo ad osmosi inversa [50]	60
6.4 – Schema di processo per i pretrattamenti dell'acqua [27]	62
6.5 - Configurazione schematica di un modulo a spirale avvolta [27].....	65
6.6 - Scansione elettronica a microscopio della sezione di una membrana composita in poliammide [52].....	67
6.7 - Configurazione schematica di un'unità RO a 2 stage [27].....	68
6.8 - Impianto ad osmosi inversa con recupero energetico Pelton Wheel [53].....	69
6.9 - Impianto ad osmosi inversa con recupero energetico Pressure Exchanger [53].....	70
7.1 - Complesso di Porto Corsini con collocazione degli impianti [15]	72
7.2 - Piattaforma Clara Ovest con collocazione degli impianti [15]	73
8.1 - Menù di scelta della piattaforma.....	78
8.2 - Finestra per l'immissione dei lati della piattaforma - Porto Corsini	79
8.3 - Profilo di irradianza solare per la piattaforma Porto Corsini.....	81
8.4 - Potenza prodotta dall'impianto fotovoltaico	82
8.5 – Menù di scelta della modalità di funzionamento dell'impianto FV.....	83
8.6 - Menù di scelta del tipo di dissalatore da installare.....	84
8.7 - Grafico a barre dell'energia prelevata dalla rete, Porto Corsini - 29 kW _p installati di potenza fotovoltaica	85
8.8 - Grafico a barre dell'energia ceduta alla rete, Porto Corsini - 29 kW _p installati di potenza fotovoltaica	86

8.9 - Grafico a barre del quantitativo annuale di acqua prodotta, Porto Corsini - 29 kW _p installati di potenza fotovoltaica	87
8.10 - Interpolazione lineare per i dissalatori LENNRO SW.....	89
8.11 – Portata di acqua desalinizzata prodotta per l'impianto LENNRO SW 1500	91
8.12 - Energia prelevata e ceduta alla rete per l'impianto LENNRO SW 1500	92
8.13 - Grafico a barre dell'energia annuale in esubero, Porto Corsini - 29 kW _p installati di potenza fotovoltaica.....	94
8.14 - Grafico a barre del numero di batterie da installare, Porto Corsini - 29 kW _p installati di potenza fotovoltaica	95
8.15 - Grafico a barre del numero di batterie ottimale, Porto Corsini – 29 kW _p installati di potenza fotovoltaica.....	96
8.16 - Grafico a barre del numero di ore di funzionamento, Porto Corsini - 29 kW _p installati di potenza fotovoltaica	98
8.17 - Grafico a barre della quantità di acqua prodotta, Porto Corsini - 29 kW _p installati di potenza fotovoltaica.....	99
8.18 - Andamento dell'energia accumulata nelle batterie, Porto Corsini - 29 kW _p installati di potenza fotovoltaica accoppiato con dissalatore LENNRO SW 1500	100
8.19 – Grafico a barre delle ore di funzionamento con e senza batterie, Porto Corsini - 29 kW _p installati di potenza fotovoltaica accoppiato con dissalatore LENNRO SW 1500	101
8.20 - Grafico a barre del quantitativo di acqua prodotta con e senza batterie, Porto Corsini - 29 kW _p installati di potenza fotovoltaica accoppiato con dissalatore LENNRO SW 1500.....	101
8.21 – Andamento dell'Irradianza solare per la piattaforma Clara Ovest.....	103
8.22 - Andamento della potenza prodotta dall'impianto fotovoltaico, 73 kW _p di potenza installata.....	103
8.23 - Grafico a barre dell'energia in esubero, Clara Ovest - 73 kW _p di potenza fotovoltaica installata.....	104
8.24 - Grafico a barre delle ore di funzionamento, Clara Ovest - 73 kW _p di potenza fotovoltaica installata.....	104
8.25 - Grafico a barre del numero di batterie da installare, Clara Ovest - 73 kW _p di potenza fotovoltaica installata.....	105
8.26 - Grafico a barre della quantità di acqua prodotta, Clara Ovest - 73 kW _p di potenza fotovoltaica installata.....	105
8.27 - Andamento dell'energia accumulata nelle batterie, Clara Ovest- 73 kW _p installati di potenza fotovoltaica accoppiato con dissalatore LENNRO SW 1500	106
8.28 - Grafico a barre del numero di ore di funzionamento, Clara Ovest - 73 kW _p installati di potenza fotovoltaica accoppiato con dissalatore LENNRO SW 1500.....	107

8.29 - Grafico a barre della quantità di acqua prodotta con e senza batterie, Clara Ovest - 73 kW _p installati di potenza fotovoltaica accoppiato con dissalatore LENNRO SW 1500.....	107
9.1 - Grafico a barre delle ore di funzionamento, Porto Corsini - 24 kW _p di potenza fotovoltaica installata.....	109
9.2 - Grafico a barre del numero di batterie ottimale, Porto Corsini – 24 kW _p installati di potenza fotovoltaica	110
9.3 - Grafico a barre della quantità di acqua prodotta, Porto Corsini - 24 kW _p di potenza fotovoltaica installata.....	110
9.4 - Grafico a barre delle ore di funzionamento, Santo Stefano Mare- 48 kW _p di potenza fotovoltaica installata.....	111
9.5 - Grafico a barre del numero di batterie ottimale, Santo Stefano Mare – 48 kW _p installati di potenza fotovoltaica	112
9.6 - Grafico a barre della quantità di acqua prodotta, Santo Stefano Mare - 48 kW _p di potenza fotovoltaica installata	112
9.7 - Grafico a barre delle ore di funzionamento, San Giorgio Mare - 8 kW _p di potenza fotovoltaica installata.....	113
9.8 - Grafico a barre del numero di batterie ottimale, Santo Giorgio Mare – 8 kW _p installati di potenza fotovoltaica	114
9.9 - Grafico a barre della quantità di acqua prodotta, Santo Giorgio Mare - 8 kW _p di potenza fotovoltaica installata	114
9.10 - Grafico a barre delle ore di funzionamento, Golfo del Messico - 154 kW _p di potenza fotovoltaica installata.....	115
9.11 - Grafico a barre del numero di batterie ottimale, Golfo del Messico – 154 kW _p installati di potenza fotovoltaica	116
9.12 - Grafico a barre della quantità di acqua prodotta, Golfo del Messico – 154 kW _p di potenza fotovoltaica installata.....	116

Elenco delle tabelle

<i>5.1 - Confronto tra le diverse tecnologie di dissalazione.....</i>	<i>56</i>
<i>A.1 – Elenco delle strutture in dismissione mineraria al 2021-2022.....</i>	<i>124</i>
<i>B.1– Risorse energetiche Porto Corsini WAT.....</i>	<i>125</i>
<i>B.2 - Risorse energetiche Clara Ovest.....</i>	<i>126</i>
<i>B.3 - Risorse energetiche San Giorgio Mare 3.....</i>	<i>127</i>
<i>B.4 – Risorse energetiche San Giorgio Mare 6.....</i>	<i>127</i>
<i>B.5 - Risorse energetiche San Giorgio Centrale.....</i>	<i>128</i>
<i>B.6 – Risorse energetiche Santo Stefano Mare 101.....</i>	<i>128</i>
<i>B.7 - Risorse energetiche Santo Stefano Mare 1-9.....</i>	<i>129</i>
<i>B.8 - Risorse energetiche Santo Stefano Mare 3-7.....</i>	<i>129</i>
<i>B.9 - Risorse energetiche Santo Stefano Mare 8.....</i>	<i>130</i>
<i>B.10 - Risorse energetiche Santo Stefano Mare 4.....</i>	<i>130</i>

Sommario

Il seguente lavoro di tesi si propone di effettuare uno studio di fattibilità per la riconversione di piattaforme Oil & Gas a fine vita. In particolare, si vuole cercare un possibile riutilizzo delle strutture offshore evitando le costose operazioni di smantellamento. La soluzione individuata è l'installazione di un impianto di dissalazione dell'acqua di mare alimentato da fonti energetiche rinnovabili. Considerando la posizione delle piattaforme, la scelta più adeguata risulta la realizzazione di un impianto ad osmosi inversa alimentato da fonte solare. L'obiettivo finale è produrre acqua potabile che potrà servire per alimentare le piattaforme vicine oppure semplicemente essere inviata onshore.

Lo scopo dell'elaborato è analizzare nel dettaglio il possibile accoppiamento tra il dissalatore e la fonte solare valutando la quantità di acqua potenzialmente producibile dal sistema.

Parole chiave: piattaforme, dismissione, riconversione, fonti energetiche rinnovabili, fotovoltaico, dissalazione, osmosi inversa.

Abstract

The following thesis work proposes to carry out a feasibility study for the reconversion of Oil & Gas platforms at the end of their life. In particular, the aim is to search a possible reuse for the offshore structures, avoiding the cost related to dismantling operations.

The solution identified is the installation of a seawater desalination plant powered by renewable energy sources. Considering the position of the platforms, the most appropriate choice is the realization of a reverse osmosis system powered by solar source. The goal is to produce drinking water that can be used to feed nearby platforms or simply be sent onshore. The purpose of the elaborate is to analyse in detail the possible coupling between the desalination plant and the solar source by evaluating the amount of water potentially produced by the system.

Keywords: platforms, decommissioning, reuse, renewable energy sources, photovoltaic, desalination, reverse osmosis.

Introduzione

Le piattaforme offshore Oil & Gas possiedono una vita operativa limitata e un problema di sempre maggiore interesse è relativo allo smaltimento delle strutture al termine della loro vita produttiva. Infatti, quando il giacimento petrolifero è esaurito, il complesso estrattivo ha terminato la sua attività e tale situazione viene descritta con l'uso di molti termini: abbandono, rimozione, smaltimento, decommissioning.

Globalmente, è molto elevato il numero di piattaforme operanti dagli anni '60-'70 che sono giunte al termine del loro ciclo vitale; nei prossimi anni, quindi, il processo di decommissioning diventerà una sfida cruciale non solo per le compagnie Oil & Gas, ma per il mondo intero. Ad esempio, nella zona del Mare del Nord, è prevista una rimozione massiccia di installazioni petrolifere onshore e offshore ubicate tra Inghilterra, Norvegia, Danimarca e Germania dai prossimi anni fino al 2025 [1].

In Italia, la maggioranza degli impianti installati è costituito da piattaforme tubolari risalenti agli anni '60-'80 situate in acque poco profonde, principalmente nella regione del Mare Adriatico. Alcune strutture sono state rimosse completamente mentre altre si prevede che nei prossimi anni terminino la loro attività. Dunque, anche per l'Italia, la pratica di decommissioning è un tema estremamente delicato da affrontare in quanto le problematiche a livello socio-economico ed ambientale complicano notevolmente il problema.

Selezionare il giusto processo di decommissioning, infatti, è una pratica estremamente articolata che coinvolge un ampio numero di fattori strettamente correlati tra loro.

La difficoltà sta proprio nel trovare il giusto bilancio tra:

- Fattibilità tecnica;
- Protezione dell'ambiente;
- Sicurezza;
- Costo.

In particolare, l'aspetto economico gioca un ruolo fondamentale per le compagnie Oil & Gas: le stime indicano che, in alcuni casi, il costo di rimozione di una struttura offshore può addirittura superare l'investimento iniziale. Tale costo è influenzato da una serie di fattori come posizione geografica, profondità dell'acqua e idrocarburo estratto (olio o gas). Recentemente, soprattutto nella regione del Mare del Nord, sono state sviluppate numerose alternative rispetto alla totale rimozione come la produzione di energia da fonte eolica e

marina. La generazione da fonte eolica prevedrebbe l'installazione di una turbina proprio sulla cima della piattaforma dismessa mentre per la fonte marina si andrebbe a sfruttare il moto ondoso e le correnti sottomarine al fine di produrre energia elettrica.

Tuttavia, per attuare queste soluzioni, andrebbero apportate delle modifiche strutturali all'apparato offshore tali da rendere l'opzione eolica e marina delle strade non percorribili. In altre zone si è pensato di posare le piattaforme inattive sul fondale in modo tale da creare una barriera corallina artificiale utilizzabile dalle specie marine come alghe, molluschi e fauna ittica. È il caso del Golfo del Messico dove numerose piattaforme dismesse sono tutt'ora la nuova casa dell'ecosistema marina.

Questo lavoro di tesi si inserisce proprio nell'ottica di riqualificazione e riutilizzo della struttura offshore. In particolare, si prevede la conversione della piattaforma dismessa in un impianto di dissalazione dell'acqua alimentato da fonte rinnovabile. L'obiettivo è produrre acqua potabile che potrà essere poi distribuita alle altre piattaforme e adoperata dai lavoratori oppure, in alternativa, potrà essere trasportata onshore per altri utilizzi.

Nel Capitolo 1 dell'elaborato verrà descritta la pratica di decommissioning delle piattaforme analizzando le possibili soluzioni proposte a livello globale. Successivamente, nel Capitolo 2, verranno presentate le piattaforme italiane su cui si concentrerà la successiva analisi energetica, posizionate nella regione del Mare Adriatico.

Per scegliere l'adeguata fonte energetica con cui alimentare l'impianto di dissalazione è necessaria un'analisi delle risorse disponibili, effettuata nel Capitolo 3. La fonte più adatta si rivelerà essere quella solare e quindi saranno dei pannelli fotovoltaici ad alimentare l'impianto di dissalazione dell'acqua marina.

Il Capitolo 4 riguarderà l'impianto fotovoltaico con la descrizione della tecnica utilizzata per il dimensionamento. Nel successivo Capitolo 5 si passerà alla descrizione teorica delle possibili tecniche per dissalare l'acqua di mare per poi scegliere la più adatta per l'applicazione offshore considerata ossia l'osmosi inversa. In seguito, si analizzerà la configurazione tipica di un impianto di dissalazione ad osmosi inversa compreso di pretrattamenti e post-trattamenti (Capitolo 6). Nel Capitolo 7 verrà descritta una possibile soluzione per il posizionamento dei due impianti sulle diverse piattaforme mentre Fatto ciò, nel Capitolo 8 verrà presentato il codice Matlab sviluppato per studiare la possibile riconversione della piattaforma petrolifera e sarà esaminato un caso studio effettuando un'analisi energetica sulla piattaforma Clara Ovest.

Infine, nel Capitolo 9 verranno discusse diverse possibili scelte progettuali attuabili attraverso il programma sviluppato.

Capitolo 1

1. Decommissioning delle piattaforme

La pratica di decommissioning delle piattaforme è una pratica molto complessa che passa attraverso diversi successivi step: pianificazione, approvazione da parte dell'ente governativo, rimozione della piattaforma e possibile riutilizzo.

In primo luogo, è utile analizzare il tipico ciclo di vita di una piattaforma Oil & Gas così come è rappresentato in Figura 1.1 con i relativi impatti ambientali connessi ad ogni fase.

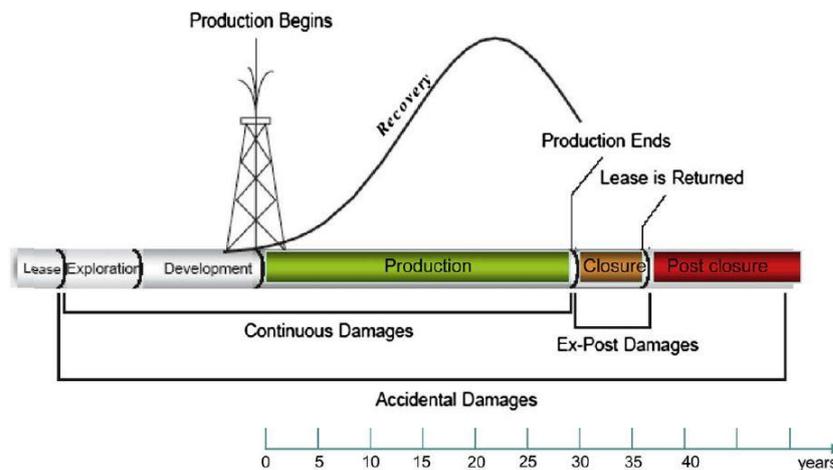


Figura 1.1 - Ciclo di vita di una piattaforma Oil & Gas [1]

La durata del ciclo di vita si attesta intorno ai 30-40 anni con una fase di produzione di durata variabile a seconda delle caratteristiche del giacimento, delle condizioni della piattaforma e di tutto l'apparato estrattivo [1]. Tale fase è quella che garantisce il ritorno economico dell'investimento iniziale e deve essere sfruttata in maniera ottimale sino all'esaurimento totale del giacimento.

Giunta a fine vita, la piattaforma verrà smantellata: questa fase operativa comprende la ricerca di una soluzione ottimale dal punto di vista economico, ambientale e tecnologico per la dismissione di tale apparato.

Esistono diversi metodi per rimuovere e dismettere una piattaforma dipendenti da un numero di fattori molto elevato come il tipo di costruzione, la taglia, la distanza dalla costa, le condizioni atmosferiche e la complessità delle operazioni di rimozione, salvaguardando sempre la salute degli operai.

Le più comuni opzioni relative al decommissioning delle piattaforme risultano essere [2]:

- Rimozione totale e smaltimento onshore con riciclo dei materiali;
- Ribaltamento in loco;
- Smaltimento in acque profonde;
- Mantenimento sul posto.

Accanto a queste pratiche “convenzionali” si affiancano altre soluzioni innovative che mirano al possibile riutilizzo della piattaforma dismessa:

- Barriere coralline artificiali;
- Stazioni di maricoltura e piscicoltura;
- Centri di ricerca ambientale ed oceanografica;
- Centri di controllo del traffico marittimo e monitoraggio dello stato di qualità dell’acqua marina;
- Stazioni di produzione energetiche.

La scelta di una specifica soluzione deve rispettare, in primo luogo, le leggi di tutela e salvaguardia del territorio dell’area interessata e non costituire quindi un pericolo per la fauna marina, l’uomo ed ogni organismo potenzialmente coinvolto.

Inoltre, il potenziale smantellamento e/o conversione deve poter essere realizzato operativamente compatibilmente con quelli che sono i vincoli climatici, ambientali e tecnologici; moto ondoso, vento, tutela della fauna ittica, stato dell’acqua marina, materiali e configurazione della piattaforma sono aspetti fondamentali da prendere in considerazione in uno studio di fattibilità per la riconversione.

È molto importante sottolineare il fatto che l’impianto deve essere trattato in modo tale da eliminare ogni traccia di idrocarburo residuo e ogni possibile inquinante prima di cominciare una qualsiasi operazione di rimozione. Inquinanti come H₂S, HC devono essere eliminati per garantire il sicuro svolgimento delle operazioni di smantellamento [2].

Nel seguito è utile fornire una breve descrizione della tipica struttura di una piattaforma petrolifera per poi andare ad analizzare le varie tecniche di rimozione.

Struttura di una piattaforma petrolifera

La configurazione può essere di svariato tipo a seconda dell'applicazione e della profondità dell'acqua. Tuttavia, la maggior parte delle piattaforme installate si trova in acque poco profonde che consentono un ancoraggio diretto con il fondo marino. Tali strutture vengono definite piattaforme fisse (fixed platforms).

La parte emersa è nominata topsides mentre la struttura tubolare di acciaio che consente il fissaggio al fondale è il jacket. Il topsides può essere diviso in diversi piani, chiamati deck. Su ogni deck si trovano diversi componenti/processi produttivi: deck di perforazione, deck di produzione e deck di stoccaggio.

Inoltre, di fondamentale importanza è anche l'helideck ossia lo spazio della piattaforma riservato per l'atterraggio dell'elicottero. Infine, sono presenti i living quarters ossia gli alloggi adibiti al personale.

Una rappresentazione completa della struttura di una piattaforma fissa è rappresentata in Figura 1.2.

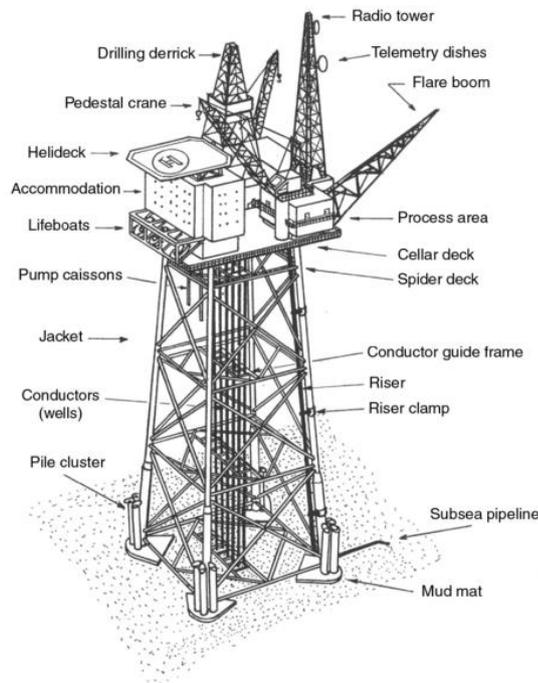


Figura 1.2 - Struttura di una piattaforma Oil & Gas fissa [3]

1.1 Soluzioni convenzionali

Rientrano all'interno di questa categoria tutti i processi che, in ogni caso, non prevedono il riutilizzo della piattaforma in alcun modo. Certamente, a seguito dello smantellamento, i materiali costituenti la struttura offshore possono essere comunque riciclati e/o riutilizzati. Questi processi vengono adoperati maggiormente dalle compagnie petrolifere data la facile realizzazione nella maggior parte dei casi, anche se estremamente costosi.

RIMOZIONE TOTALE: tale procedura prevede la rimozione totale della struttura con un taglio alle gambe di sostegno mediante l'utilizzo di cariche esplosive, tagli termici o meccanici. La prima fase di rimozione riguarda la parte superiore della piattaforma, situata sopra il livello del mare (topsides). Essa contribuisce alla maggior parte del costo totale di rimozione e può avvenire secondo diverse procedure:

- **Small-piece method:** il topsides viene smantellato in piccoli pezzi ciascuno dei quali dotato del massimo peso sollevabile dalla gru di manovra. Le sezioni vengono poi trasportate sulla costa per essere riutilizzate, riciclate o dismesse. Il grosso vantaggio di tale metodologia è l'utilizzo della gru già esistente sulla piattaforma per effettuare il sollevamento senza che sia richiesto l'intervento di apparati esterni.
- **Module by module:** i moduli del topsides vengono rimossi uno alla volta in ordine inverso rispetto a come erano stati installati. Tale procedura richiede particolare cura in quanto l'alterazione del peso della piattaforma potrebbe causare uno spostamento del suo centro di massa portando, nel peggiore dei casi, al collasso della struttura.
- **Single lift:** la rimozione del topsides avviene con un singolo sollevamento effettuato dalla gru garantendo la totale rimozione dell'apparato in una singola operazione. Tale processo è possibile solo se si ha a disposizione delle gru dotate di elevata capacità di sollevamento.

Una volta rimosso il topsides secondo i metodi sopra descritti, la seconda fase consiste nella rimozione del jacket, ossia della struttura subacquea in acciaio che garantisce l'ancoraggio della piattaforma al fondo marino. Questa operazione può essere effettuata mediante sollevamento, taglio della struttura di ancoraggio o ribaltamento in loco [4].

Infine, è di estrema importanza sottolineare il fatto che la pratica di rimozione totale è prevista dalla “Geneva Convention on the Continental Shelf (GCCS)” del 1958¹.

RIMOZIONE PARZIALE: solo il topsides della piattaforma viene rimosso al fine di garantire la sicurezza della navigazione mentre tutta o parte della struttura inferiore rimane in posizione. In quest’ultimo caso, la parte superiore del jacket viene staccata mediante taglio meccanico [5] e adagiata sul fondo marino giungendo ad una configurazione con due strutture di acciaio come visibile in Figura 1.3.

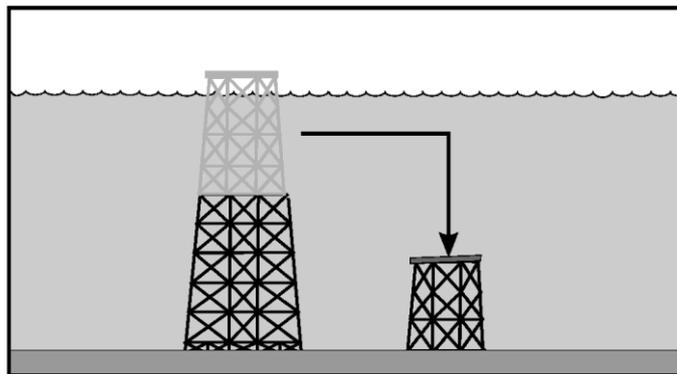


Figura 1.3 - Rimozione parziale jacket piattaforma [5]

Dal punto di vista ambientale tale opzione è preferibile rispetto alla rimozione totale in quanto garantisce una minore alterazione dell’ecosistema marino formatosi nei pressi delle gambe della piattaforma. Una rimozione totale causerebbe un danno irreversibile per alghe, molluschi e conchiglie residenti nei pressi della struttura. Inoltre, la possibilità di trasformare la piattaforma dismessa in un reef artificiale, ossia in una scogliera sottomarina rende questa soluzione estremamente interessante.

La pratica di rimozione parziale è in accordo con quanto specificato dalla “United Nations Convention on the Law of the Sea” (UNCLOS) tenutasi nel 1982².

¹ GCCS - Article 5 Par.5: “Due to notice must be given of the construction of any such installations, and permanent means for giving warning of their presence must be maintained. Any installations which are abandoned or disused must be entirely removed”.

² UNLOCS – Article 60 par.3: “Any installation or structure which is abandoned or disused shall be removed to ensure safety of navigation, taking into account any generally accepted international standards established in this regard by a competent international organization...”

RIBALTAMENTO IN LOCO: il primo step concerne sempre la rimozione del topsides mentre, a differenza dei precedenti metodi, la struttura subacquea viene ribaltata e adagiata sul fondo marino. Il jacket può venire direttamente disancorato dalle fondamenta o tagliato ad una certa altezza per poi essere posato sul fondale.

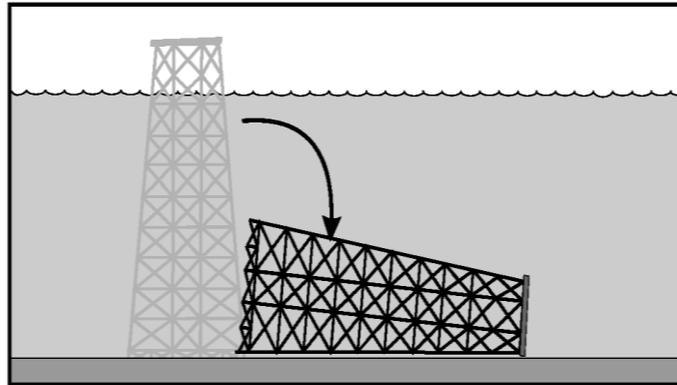


Figura 1.4 - Ribaltamento in loco jacket piattaforma [5]

SMALTIMENTO IN ACQUE PROFONDE: tramite rimorchiatori la piattaforma da dismettere viene trasportata in appositi siti dove verrà affondata e adagiata sul fondale marino. Le caratteristiche del sito devono essere tali da garantire una profondità di almeno 2000 m e una distanza dalla costa di 150 miglia nautiche [2].

Questa soluzione viene adottata quando lo smantellamento e riciclaggio onshore risultano complicati a causa di problemi strutturali dell'apparato o, come nella maggior parte dei casi, a causa dell'elevato costo di dismissione.

L'impatto ambientale di questa pratica è abbastanza consistente ma, l'affondamento a profondità molto elevate, garantisce che tale impatto sia limitato esclusivamente nelle zone profonde non/parzialmente influenzando le medio-basse profondità dove risiede la maggior parte dell'ecosistema marino.

Nell'ambito di questa opzione è importante citare il caso Brent Spar per il notevole impatto sociale e politico avuto sulla comunità.

Brent Spar era una piattaforma operante nel Mare del Nord di proprietà della compagnia Shell che nel settembre 1991 terminò la sua attività estrattiva [6].

La compagnia petrolifera individuò come soluzione per la sua dismissione il suo affondamento in mare. Questa opzione risultò la migliore per il basso costo, l'insignificante impatto ambientale e per la sicurezza dei lavoratori ma non fu accettata da Greenpeace e altre associazioni ambientaliste. Alcuni attivisti riuscirono ad occupare la piattaforma Brent Spar evitandone l'affondamento come era invece previsto dal piano Shell.

Successivamente, a seguito di scontri e discussioni politiche, la compagnia optò per una nuova soluzione ossia il riutilizzo della piattaforma nel porto norvegese di Mekjarvik.

A seguito di queste vicissitudini la convenzione OSPAR stabilì il divieto di smaltimento delle piattaforme oil & gas nel Mare del Nord preferendone la dismissione onshore con possibile riutilizzo dei materiali.

L'opzione affondamento della piattaforma, inoltre, non è praticabile neanche in Italia, in quanto vietata da norme marittime nazionali.

MANTENIMENTO SUL POSTO: in questo caso la piattaforma, giunta al termine della sua attività produttiva, viene lasciata nel sito in cui si trova.

In particolare, le attrezzature e i moduli presenti possono essere parzialmente o totalmente rimossi per essere utilizzati nuovamente, mentre la struttura di supporto della piattaforma viene mantenuta in posizione. In ogni caso, sono richieste delle operazioni di manutenzione da svolgere periodicamente per mantenere sempre in buono stato la struttura offshore evitandone il decadimento precoce.

1.2 Soluzioni innovative

In questo caso l'obiettivo è individuare un possibile riutilizzo della piattaforma giunta a fine vita piuttosto che prevederne un semplice smantellamento. La struttura di ancoraggio, il ponte e i vari deck possono essere il punto di partenza per il riadattamento della struttura ad un nuovo processo impiantistico.

Le possibili soluzioni variano a seconda di numerosi fattori tra cui la collocazione geografica e l'età della piattaforma.

Ad esempio, una soluzione che prevede l'installazione di impianti a fonte rinnovabile è possibile solo se nel sito si ha una disponibilità di risorse tali da garantire una buona producibilità energetica.

Il degradamento dei materiali, inoltre, dovuto in particolare a corrosione, potrebbe compromettere l'integrità della struttura non consentendo l'installazione di nuovi impianti che contribuirebbero ad incrementare il carico statico (e.g. turbine eoliche).

REEF ARTIFICIALI: prevede la creazione di barriere coralline artificiali utili per fornire un ulteriore habitat all'ecosistema marino. Tale approccio consente di incrementare la proliferazione di specie quali alghe, molluschi e fauna ittica garantendo un ottimo sviluppo dell'ambiente marino.

Il topsides della piattaforma viene completamente rimosso mentre il jacket di supporto viene lasciato in posizione oppure, come nella maggior parte dei casi, viene disancorato, trasportato in una specifica area e poggiato sul fondale marino. È necessario che la zona dove la struttura verrà adagiata abbia caratteristiche tali da sostenere ed incrementare la qualità di vita dell'ecosistema.

Tale soluzione è adottata dal programma americano "Rigs-to-Reefs (RTR)" il quale prevede la conversione delle piattaforme dismesse in scogliere artificiali [7]. In particolare, nella zona del Golfo del Messico (GOM) il programma RTR ha avuto particolare successo a causa di condizioni estremamente favorevoli che hanno portato alla formazione di vere e proprie barriere coralline artificiali; 470 piattaforme sono state convertite in reef artificiali fino a luglio 2015 nell'area GOM [8]. Il piano RTR è utilizzato anche per la dismissione delle piattaforme della California (USA) riscontrando notevole approvazione.

Recenti studi [9] hanno dimostrato che anche nel Mare del Nord le piattaforme attraggono una notevole quantità di pesci e l'attuazione di un piano RTR gioverebbe all'ambiente

marino. Tuttavia, a seguito delle vicende legate alla Brent Spar, la commissione Oslo-Parigi (OSPAR) ha reso impossibile la soluzione Reeg-to-Reefs per il Mare del Nord. In Figura 1.5 possiamo notare una vera e propria barriera corallina artificiale formatasi ai piedi della piattaforma Eureka situata a largo delle coste californiane.



Figura 1.5 - Reef artificiale ai piedi della piattaforma Eureka (USA) [10]

STAZIONI DI PRODUZIONE ENERGETICHE: quest'ultima opzione si prefigge l'obiettivo di convertire la piattaforma dismessa, attraverso nuove installazioni, in un centro di produzione di vettori energetici.

In particolare, nella zona del Mare del Nord, si è pensato alla generazione di energia da fonte eolica e marina come possibile soluzione per il decommissioning. La struttura già esistente della piattaforma verrebbe rinforzata, qualora necessario, e riutilizzata come base su cui verrà installata la turbina eolica.

L'idea di fondo è chiaramente visualizzabile in Figura 1.6 anche se la piattaforma, in questo caso, è stata costruita appositamente e non riutilizzata da una struttura dismessa.



Figura 1.6 – Piattaforma con installazione di turbine eoliche (North Sea) [11]

Per quanto riguarda la generazione da fonte marina l'obiettivo è utilizzare l'energia derivante dalle onde o dalle correnti sottomarine per produrre energia elettrica. In questo caso la base della piattaforma fornirebbe un sostegno adeguato per l'installazione dei dispositivi di captazione dell'energia marina, mentre sul ponte potrebbe essere situato il trasformatore, la cabina elettrica e i sistemi ausiliari.

Il concetto di Multi Use Platform (MUP) sta prendendo sempre più piede nella zona del Mare del Nord. Esso consiste nell'accoppiamento di diverse fonti energetiche sulla piattaforma per incrementare la produzione elettrica e sfruttare al meglio il potenziale disponibile [12]; accoppiamenti PV-Wind e Wave-Wind (entrambi in Figura 1.7) sono oggetto di particolare interesse per possibili soluzioni presenti e future relative al decommissioning.



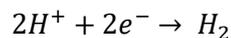
Figura 1.7 - Accoppiamento PV-Wind [13] e Wave-Wind [12]

Un'altra possibile soluzione per le piattaforme a fine vita è il Power to Gas (P2G) ossia la trasformazione in unità in grado di produrre green gas come Idrogeno (H_2) e altri gas sintetici in grado di fornire una valida alternativa ai tradizionali combustibili fossili. In questo caso, si prevede il collegamento della piattaforma ad un parco eolico offshore in modo tale che l'energia prodotta dalle turbine eoliche venga adoperata per la sintesi di un combustibile.

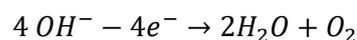
Se il combustibile che si vuole produrre è H_2 il processo più vantaggioso da utilizzare, considerando l'ampia disponibilità di acqua marina, è l'elettrolisi. Tale processo prevede la dissociazione delle molecole dell'acqua attraverso energia elettrica che deve essere fornita dall'esterno.

La corrente elettrica dissocia la molecola d'acqua negli ioni H^+ e OH^- i quali subiranno delle reazioni di riduzione ed ossidazione, rispettivamente.

Al catodo si ha la produzione di idrogeno gassoso attraverso la seguente reazione di riduzione:



All'anodo gli ioni OH^- subiscono un'ossidazione producendo ossigeno gassoso attraverso la seguente reazione:



Questo breve inciso teorico è necessario per comprendere il meccanismo di produzione dell'idrogeno da fonte rinnovabile il quale non è soggetto a particolari vincoli che impediscano la sua applicazione in aree offshore.

Per quanto riguarda le piattaforme italiane situate nel Mar Adriatico la risorsa solare potrebbe essere sfruttata a causa della buona radiazione solare; le ridotte velocità del vento, i bassi fondali e le caratteristiche non favorevoli del mare rendono la risorsa eolica e marina non utilizzabili. Inoltre, numerosi sono i progetti che prevedono la conversione delle piattaforme dismesse in veri e propri parchi scientifici marini. Il progetto Poseidon, messo in atto da Eni, ha cominciato a trasformare la piattaforma Azaela A e la struttura monotubolare PC73 in centri di monitoraggio dell'ambiente marino. Si prevede l'installazione di sonar sotto la piattaforma al fine di monitorare l'attività della fauna marina nei pressi della struttura.

Le attività di ricerca del parco potranno essere utili per indagare la presenza di specie protette e prevenirne l'estinzione. Inoltre, potranno essere monitorate le migrazioni di cetacei e tartarughe. Tramite tecnologie wireless e a microonde le informazioni raccolte verranno trasmesse ai centri di ricerca, garantendo un costante aggiornamento sulle condizioni dell'ambiente marino.

Capitolo 2

2. Localizzazione e descrizione delle piattaforme

2.1 Piattaforme

Il primo step fondamentale consiste nell'identificare le piattaforme su cui verrà effettuato il successivo studio di fattibilità per una possibile riconversione. Le piattaforme di interesse sono piattaforme italiane costruite negli anni '60-'80 e giunte ormai al termine della loro vita produttiva; tali giacimenti di idrocarburi, infatti, risultano essere pressoché terminati o comunque la presenza di olio/gas è talmente esigua da non poter sostenere efficientemente l'attività estrattiva della piattaforma. Dunque, per le suddette strutture offshore è necessario ideare un'adeguata operazione di decommissioning che possa valorizzare al meglio le risorse disponibili.

Le piattaforme italiane individuate da operatori ed autorità per essere smantellate nei prossimi anni sono circa una ventina e tra tutte queste occorrerà scegliere quelle che più si prestano per una possibile riconversione.

A tale fine è possibile sfruttare l'elenco messo a disposizione dal Ministero dello Sviluppo Economico DGS-UNMIG riguardante le strutture offshore di prevista dismissione negli anni 2021-2022, riportato in Appendice A. Tra queste sono state selezionate le più adatte per l'applicazione ossia le piattaforme dotate di spazio sufficiente per garantire l'installazione sia dell'impianto a fonte rinnovabile che del dissalatore; piattaforme monotubolari e bitubolari vengono escluse proprio per motivi di spazio mentre le piattaforme con strutture reticolari possono essere una buona soluzione.

Sulla base di queste considerazioni sono state selezionate le seguenti piattaforme:

- 1) Porto Corsini MWA (PC).
- 2) Santo Stefano Mare 101, Santo Stefano Mare 4 (SSM).
- 3) San Giorgio Mare 3, San Giorgio Mare 6, San Giorgio Mare Centrale (SGM).
- 4) Clara Ovest (CO).

La seguente figura fornisce una visione molto chiara della collocazione geografica delle piattaforme petrolifere da analizzare.

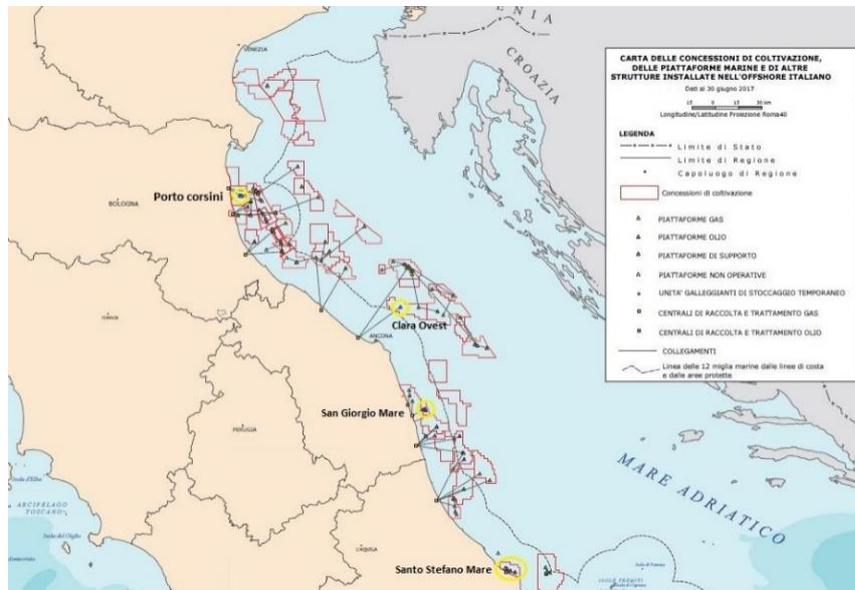


Figura 2.1 - Carta delle concessioni di coltivazione, delle piattaforme e di altre strutture nel nord Adriatico, con evidenziati i gruppi di strutture da analizzare [14]

2.2 Descrizione delle piattaforme

Per ogni piattaforma viene fornita una breve descrizione riguardante gli aspetti rilevanti: tipo di idrocarburo estratto, taglia della struttura, collegamenti con centrali/piattaforme limitrofe e altri particolari tecnici utili per avere una visione completa delle strutture offshore considerate.

Le informazioni riportate di seguito sono state reperite dal sito del Ministero dello Sviluppo Economico DGS-UNMIG [14] e da quello di Edison [15].

Porto Corsini: La struttura offshore di Porto Corsini opera su un giacimento che estrae principalmente gas naturale ed è composta da due differenti blocchi:

- 1) **Piattaforma Porto Corsini MWA** la quale svolge l'attività puramente estrattiva dell'idrocarburo. Essa è una struttura reticolare a 12 gambe di dimensioni pari a 31.5x14 m allacciata con 8 pozzi sottomarini.
- 2) **Piattaforma Porto Corsini MWT** sulla quale sono collocati uffici/alloggi del personale, helideck e sistemi di trattamento del gas naturale. Essa è una struttura reticolare a 4 gambe di dimensioni pari a 22x22 m non collegata a pozzi sottomarini.

Il gas estratto dal giacimento viene prima trattato e compresso sulla piattaforma per poi essere successivamente inviato alla centrale di Casalborgorsetti attraverso una condotta sottomarina. Il complesso è piuttosto anziano considerato che la sua costruzione risale al 1968 ed è in concessione all'operatore ENI che ne coordina le operazioni estrattive.

Le strutture Porto Corsini MWA e MWT sono situate a largo della costa romagnola ad una distanza di circa 7-8 Km.

Clara Ovest: La piattaforma Clara Ovest è costituita da una struttura reticolare ad 8 gambe situata a 28 Km a largo della costa marchigiana, Ancona nello specifico.

La struttura è stata costruita nel 1987 ed è provvista di un collegamento sottomarino con la centrale di Falconara dove viene inviato il gas estratto del giacimento. Inoltre, essa è collegata con 8 pozzi sottomarini ormai non più eroganti.

La piattaforma è di proprietà dell'ENI mentre le sue dimensioni sono pari a 30x65 m.

San Giorgio Mare: le piattaforme San Giorgio Mare 3 (SGM3) e San Giorgio Mare 6 (SGM6) estraggono direttamente il gas naturale dal giacimento il quale viene convogliato nella piattaforma di raccolta San Giorgio Mare Centrale (SGMC).

Il complesso è formato quindi da 3 piattaforme: due di estrazione e una di raccolta. L'idrocarburo estratto verrà poi inviato alla centrale di San Giorgio Mare per il successivo trattamento e compressione.

Le piattaforme SGM3, SGM6 e SGMC, di proprietà dell'operatore EDISON, sono costituite da una struttura reticolare con quattro gambe di sostegno priva di alloggiamenti del personale di esercizio in quanto non sono presenti impianti di processo.

Tale complesso è situato nella parte sud delle Marche, a 11Km dalla costa e le dimensioni delle piattaforme sono: 5x7 m SGM3, 5x7 m SGM6 e 9x9 m SGMC.

Santo Stefano Mare: il complesso petrolifero di Santo Stefano Mare è situato ad una distanza di 2 Km dalle coste dell'Abruzzo ed è composto da 5 piattaforme:

- 1) Santo Stefano Mare 101 (SSM 101), 10x10 m, struttura reticolare a 4 gambe;
- 2) Santo Stefano Mare 1-9 (SSM 1-9), 9x9 m, struttura reticolare a 5 gambe;
- 3) Santo Stefano Mare 3-7 (SSM 3-7), 9x9 m, struttura reticolare a 4 gambe;
- 4) Santo Stefano Mare 4 (SSM 4), 5x7 m, struttura reticolare a 4 gambe;
- 5) Santo Stefano Mare 8 bis (SSM 8bis), 6x9 m, monotubolare.

Le strutture sono allacciate a 7 pozzi sottomarini, ma attualmente è in produzione solamente uno dei 7 pozzi (l'SSM9D).

Il gas viene inviato alla centrale a terra di Santo Stefano Mare per il successivo trattamento attraverso 3 sea-lines sottomarine.

Porto Corsini



Figura 2.2 –Foto della piattaforma Porto Corsini MWT (sinistra) e MWA (destra) [14]

Clara Ovest



Figura 2.3 – Foto della piattaforma Clara Ovest [14]

San Giorgio Mare

SGM 3



Figura 2.4 - San Giorgio Mare 3 [14]

SGM 6



Figura 2.5 - San Giorgio Mare 6 [14]

Santo Stefano Mare

SSM 101



Figura 2.6 – Santo Stefano Mare 101 [14]

SSM 1-9



Figura 2.7 – Santo Stefano Mare [14]

SSM 3-7



Figura 2.8 - Santo Stefano Mare 3 [14]

SSM 4



Figura 2.9 - Santo Stefano Mare 4 [14]

Capitolo 3

3. Analisi delle fonti energetiche nella regione dell'Adriatico

Le strutture offshore Porto Corsini, Santo Stefano Mare, San Giorgio Mare e Clara Ovest sono collocate in diverse posizioni del Mare Adriatico. Risulta quindi di fondamentale importanza effettuare una valutazione preliminare delle fonti energetiche rinnovabili (FER) potenzialmente sfruttabili in questa regione. L'obiettivo finale è individuare la fonte più appropriata con cui si andrà ad alimentare l'impianto di dissalazione dell'acqua di mare.

L'area di interesse per l'analisi energetica è l'area offshore a largo delle coste Adriatiche dove sono presenti le piattaforme Oil & Gas mentre le FER considerate sono:

- 1) Risorsa eolica;
- 2) Risorsa solare;
- 3) Risorsa marina (moto ondoso e da correnti).

Nel seguito verranno presentate delle mappe riguardanti la distribuzione di suddette risorse nelle aree di interesse.

Le informazioni riguardanti la risorsa eolica sono state reperite dall'Atlante Eolico dell'Italia realizzato da RSE³ mentre per quanto riguarda la risorsa solare si fa riferimento al database PVGIS-JRC⁴. Le mappe del potenziale energetico da onde e correnti marine sono state sviluppate dal WebGis di TRITONE di RSE⁵.

Nello specifico le mappe per le diverse fonti energetiche fanno riferimento a:

- Mappa di velocità del vento media annua [m/s] a 100 m s.l.m. riportata in Figura 3.1. È stata selezionata tale altezza per porsi nella condizione più favorevole possibile ossia con velocità del vento più elevata anche se un'eventuale installazione di una turbina eolica prevedrebbe un'altezza inferiore ai 100 metri.

³ <http://atlanteeolico.rse-web.it/>

⁴ <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis.html>

⁵ <http://tritone.rse-web.it/map.phtml>

- Mappa di producibilità specifica eolica [MWh/MW] a 100 m s.l.m. riportata in Figura 3.2. La producibilità è riferita all'unità di potenza (MW) della capacità eolica che si intende installare.
- Mappa della radiazione solare incidente [kWh/m²] sul piano inclinato riportata in Figura 3.3.
- Mappa della potenza media annua disponibile da moto ondoso [kW/anno/m lineare di fronte d'onda intercettato] riportata in Figura 3.4. In particolare, tale mappa fa riferimento ad una distanza dalla costa sino a 70 km.
- Mappa del flusso specifico di potenza media annua delle correnti che interessano le coste italiane [W/m²] riportata in Figura 3.5. Questa mappa risulta particolarmente utile per la valutazione preliminare di una possibile installazione in grado di produrre energia dalle correnti.

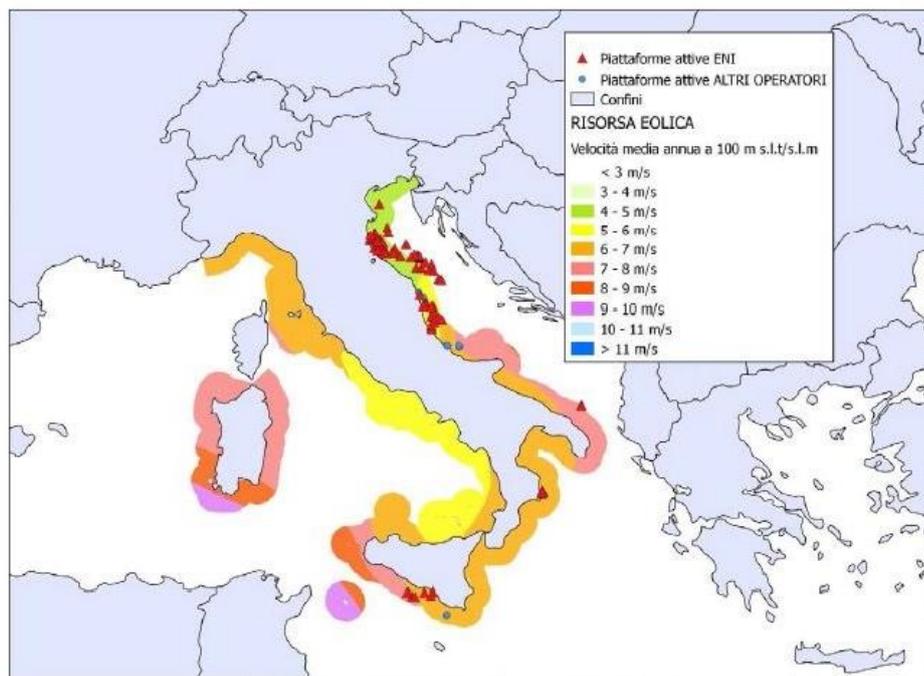


Figura 3.1 - Velocità del vento media annua [m/s] a 100 m s.l.m. [16]

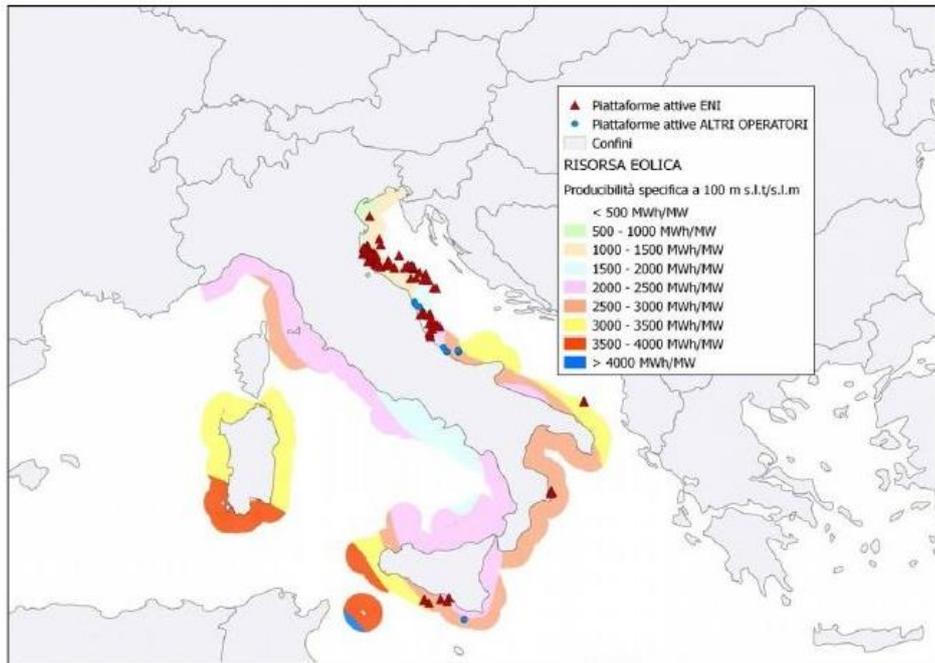


Figura 3.2 - Producibilità eolica specifica annua [MWh/MW] a 100 m s.l.m. [16]

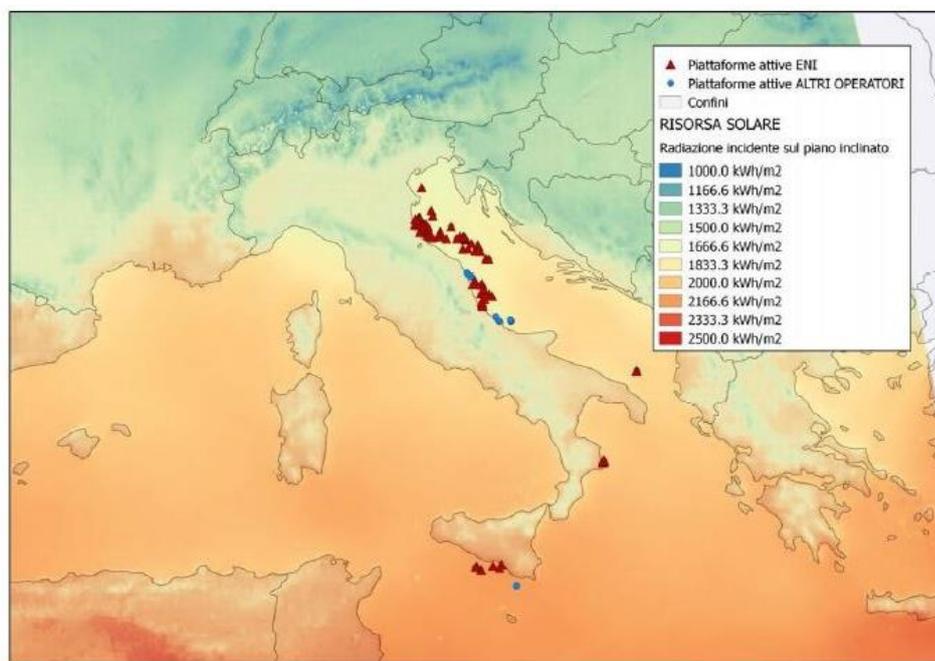


Figura 3.3 - Radiazione solare incidente sul piano inclinato [17]

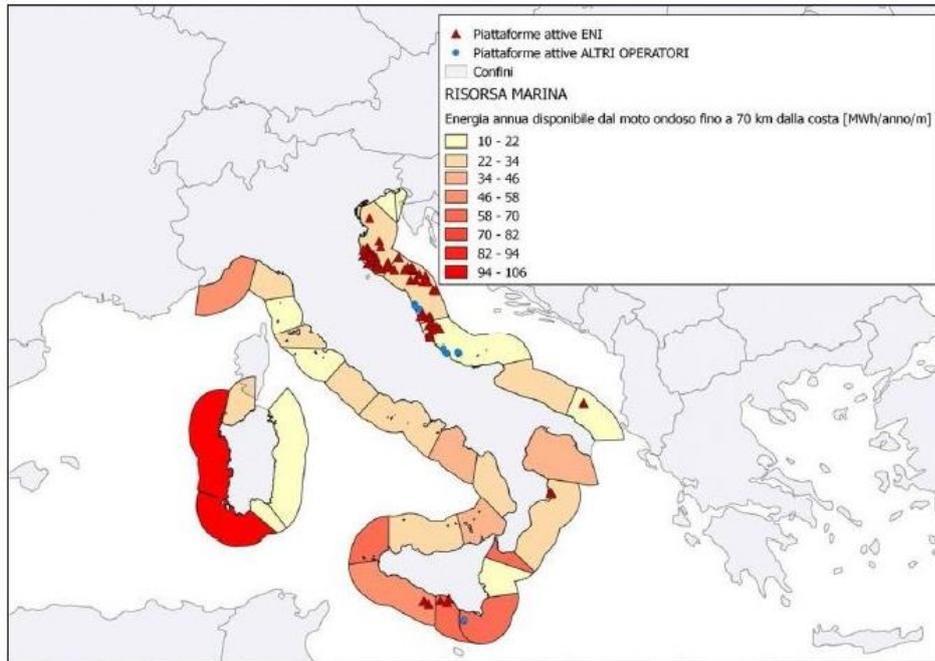


Figura 3.4 - Energia disponibile da moto ondoso [MWh/anno/m] fino a 70 km dalla costa [18]

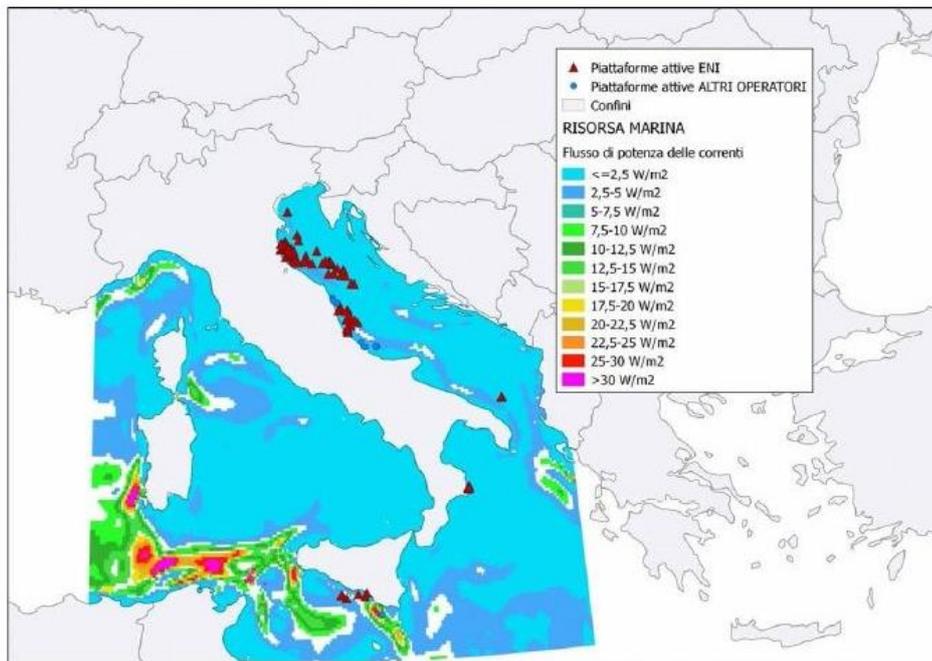


Figura 3.5 - Flusso specifico di potenza media annua [w/m^2] delle correnti [18]

Dall'analisi delle precedenti mappe relative alle fonti energetiche e dalle schede riassuntive delle piattaforme (Appendice B) si possono estrapolare delle informazioni molto importanti. Per prima cosa, la risorsa vento risulta molto limitata nella regione Adriatica: si hanno velocità dai 4 ai 7 m/s che non garantirebbero delle performance soddisfacenti alle turbine eoliche. L'installazione delle turbine, inoltre, presenterebbe numerosi svantaggi:

- Alto costo di investimento;
- Elevato ingombro;
- Necessità del trasporto offshore;
- Problemi strutturali per installazioni su piattaforme “vecchie” derivanti dall'elevato peso della turbina.

L'opzione vento è quindi da scartare per tutte queste problematiche.

Un discorso analogo vale per la risorsa marina nel senso che essa non sarebbe sufficiente per alimentare in maniera autonoma un impianto di dissalazione. Infatti, l'elevata aleatorietà della fonte e la comunque bassa producibilità energetica non garantirebbero un funzionamento continuo e performante all'impianto di dissalazione.

La radiazione solare incidente, invece, potrebbe essere opportunamente sfruttata in quanto possiede valori soddisfacenti (1600-2000 kWh/m² dalla mappa) nell'area di interesse. Tramite pannelli fotovoltaici è possibile convertire la radiazione solare in energia elettrica in grado di alimentare l'impianto di dissalazione. L'installazione dei pannelli, inoltre, presenterebbe numerosi vantaggi:

- Facilità di installazione dei pannelli sulla piattaforma;
- Ingombro ridotto;
- Possibile accoppiamento con un sistema di accumulo (batterie);
- Flessibilità: il numero di pannelli da installare può essere variato a seconda della superficie disponibile della piattaforma;
- Nessun problema strutturale per la piattaforma.

Dopo questa analisi sulle fonti energetiche disponibili è possibile concludere che la soluzione più adatta per le piattaforme in esame è l'installazione di un impianto di dissalazione dell'acqua alimentato da pannelli fotovoltaici.

Capitolo 4

4. Impianto fotovoltaico

La fonte energetica più adatta per alimentare l'impianto di dissalazione è l'energia solare come evidenziato dalla precedente analisi. Attraverso i pannelli la radiazione solare viene convertita in energia elettrica e adoperata per sostenere il funzionamento dell'impianto di dissalazione dell'acqua.

Di seguito vengono elencati alcuni vantaggi e svantaggi dei moduli fotovoltaici.

Vantaggi:

- Elevata affidabilità e lunga vita (>25 anni con EPBT<3 anni);
- Ridotto costo di manutenzione (pulizia del vetro);
- Assenza di rumore ed inquinamento atmosferico;
- Produzione vicino al consumo (rispetto ad una centrale convenzionale);
- Smaltimento privo di scorie a fine vita;
- Assenza di organi meccanici in movimento;
- Funzionamento anche in condizioni nuvolose;
- Dimensionamento in funzione della specifica applicazione.

Svantaggi:

- Fluttuazione della produzione energetica (giornaliera e stagionale);
- Necessità di componenti aggiuntivi (accumulo e convertitori elettronici);
- Costo di installazione non trascurabile (1000-2500 €/kW_p);
- Richiede ampie zone per installazioni su larga scala.

I pannelli fotovoltaici scelti per effettuare un'analisi preliminare di producibilità sono i moduli bifacciali LG NeON 2 da 320 W_p (Scheda tecnica in Appendice C).

4.1 Funzionamento modulo bifacciale

I moduli fotovoltaici bifacciali rappresentano una novità nel campo l'energia solare in quanto sono in grado di sfruttare l'energia sia dal lato anteriore che dal lato posteriore del pannello (Figura 4.1).

La parte posteriore del modulo è in grado di sfruttare la luce diffusa e la luce riflessa dal pavimento, che nei pannelli standard non vengono utilizzate.

Questo permette di sfruttare al massimo l'irraggiamento del sole, massimizzando il livello di corrente di cella e quindi la potenza in uscita.

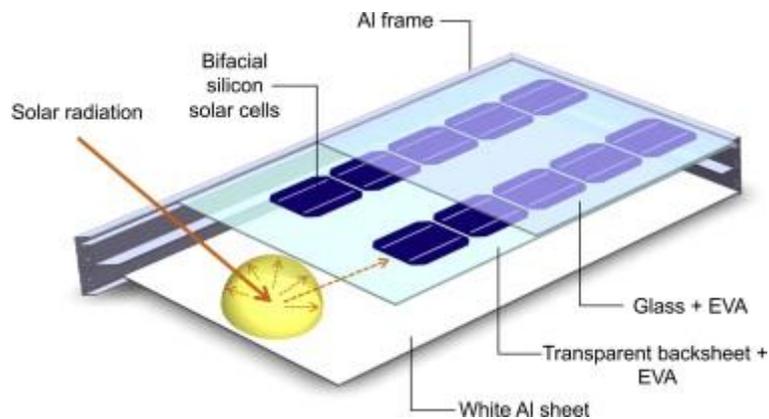


Figura 4.1 - Rappresentazione della struttura di un modulo bifacciale [19]

Il rendimento del modulo bifacciale varia in base alla capacità di riflettere la luce del materiale sul quale è posato il pannello. È possibile massimizzare il contributo della parte posteriore adoperando delle superfici ad elevato albedo come superfici a tinta bianca o a specchio ottenendo un aumento del rendimento fino al 26.9 % [20].

4.2 Tipologia di impianti

È utile fornire una breve descrizione delle possibili configurazioni adottabili da un sistema fotovoltaico per capirne il funzionamento, peculiarità ed aspetti tecnici.

Tali configurazioni verranno poi applicate ed analizzate per gli impianti delle piattaforme petrolifere per cui un'introduzione teorica preliminare risulta utile.

Gli impianti fotovoltaici possono essere classificati in due famiglie:

- 1) Impianti **Stand Alone** che sfruttano l'energia prodotta direttamente sul posto e non sono connessi ad alcuna rete di distribuzione. Tali impianti, generalmente, sono dotati di sistemi di accumulo (batterie) in grado di stoccare l'energia prodotta in esubero per poterla poi utilizzare quando se ne avrà bisogno. I componenti principali del sistema sono i moduli fotovoltaici, il regolatore di carica, l'inverter e il sistema di accumulo (Figura 4.2).

Il regolatore di carica è utile per la stabilizzazione e gestione dell'energia elettrica prodotta mentre l'inverter o convertitore DC/AC serve per convertire la corrente continua in uscita dal pannello in corrente alternata sfruttabile dall'utenza.

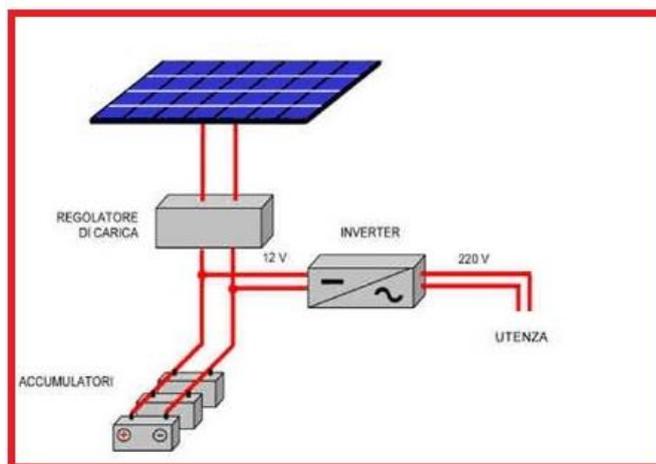


Figura 4.2 - Impianto fotovoltaico Stand-Alone [21]

- 2) Impianti **Grid Connected** connessi direttamente ad una rete elettrica di distribuzione che non necessitano di un sistema di stoccaggio. L'energia elettrica in esubero, infatti, viene immessa nella rete elettrica nazionale dove potrà essere ridistribuita ed utilizzata.

Nei periodi di non funzionamento dell'impianto fotovoltaico, per la mancanza di radiazione solare, ad esempio, l'energia potrà essere prelevata dalla rete elettrica per soddisfare il fabbisogno dell'utenza garantendo un servizio continuativo.

I componenti principali del sistema sono i moduli fotovoltaici, l'inverter, il quadro elettrico dotato di dispositivo di interfaccia con la rete elettrica e il contatore di energia bidirezionale (Figura 4.3).

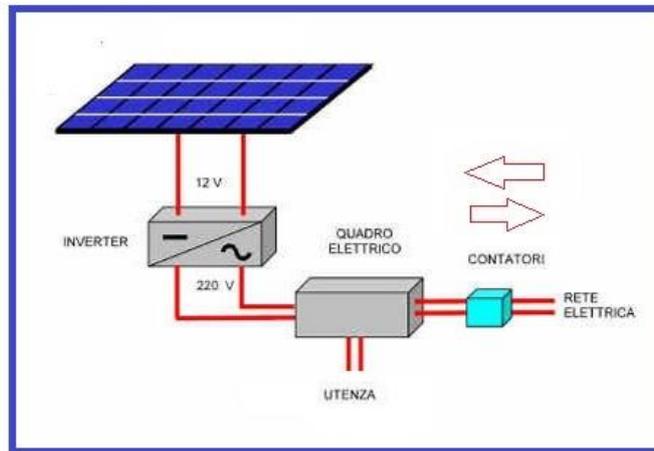


Figura 4.3 - Impianto fotovoltaico Grid Connected [21]

4.3 Dimensionamento

Per il dimensionamento dell'impianto fotovoltaico si è deciso di utilizzare il procedimento descritto dal triangolo delle ombre. L'obiettivo finale è calcolare la distanza minima che deve esserci tra una fila di moduli e la successiva (D_T) in modo tale da eliminare l'effetto di ombrazione. In certe ore della giornata, infatti, potrebbe succedere che l'ombra delle prima file di moduli venga proiettata sulle file posteriori oscurando, in parte o totalmente, la superficie captante e causando quindi una diminuzione della producibilità energetica.

Eliminando l'effetto di ombrazione si riesce a massimizzare la resa dei pannelli ed è proprio quello che si riesce ad ottenere con il procedimento adottato.

In Figura 4.4 è riprodotta l'ombra generata da una generica superficie di lunghezza X , inclinata di un angolo β rispetto al piano orizzontale. La distanza D_T è ricavata applicando semplici regole di geometria analitica.

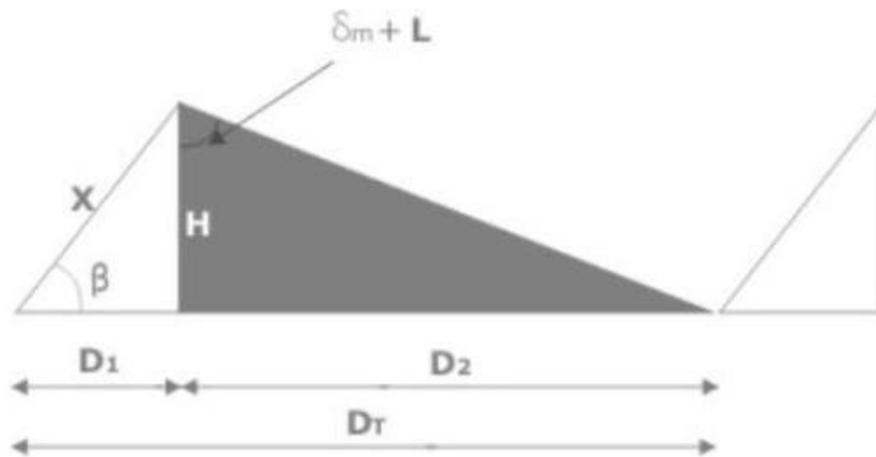


Figura 4.4 - Triangolo delle ombre [22]

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

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

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

$$D_T = D_1 + D_2$$

- X è la lunghezza della superficie ombreggiante;
- β è l'angolo di tilt (inclinazione rispetto al piano orizzontale);
- $\delta_m=23.45^\circ$ è la declinazione solare al solstizio invernale (21 dicembre);
- L è la latitudine del sito.

Il dimensionamento dell'impianto fotovoltaico verrà effettuato, per ogni piattaforma, sfruttando il procedimento del triangolo delle ombre e la relativa trattazione verrà riportata nelle successive sezioni dell'elaborato.

Capitolo 5

5. Tecnologie di dissalazione dell'acqua

Gli impianti di dissalazione dell'acqua sfruttano dei processi tecnologici mediante i quali suddetto fluido viene separato dai sali contenuti al suo interno ottenendo quindi acqua pura desalinizzata come prodotto finale.

Tale prodotto è di estrema importanza in quanto, a seguito di post-trattamenti di purificazione e rimozione di batteri, può essere distribuito ed utilizzato per scopi civili o industriali. I processi di dissalazione si presentano quindi come una buona strada percorribile per soddisfare il fabbisogno sempre crescente di acqua potabile in diverse aree geografiche mondiali [23].

L'utilizzo di questo particolare tipo di tecnologie è fortemente adoperato in regioni caratterizzate da climi aridi e scarsa disponibilità di acqua potabile; in particolare, aree geografiche come Medio Oriente e Nord Africa (MENA – Middle East & North Africa) sono caratterizzate da un considerevole impiego di acqua desalinizzata derivante da processi industriali di distillazione tanto da contribuire per più del 50% della capacità mondiale collegata a tali di tipi di impianti [24]. Inoltre, la diffusione della tecnologia di dissalazione trova ampio utilizzo in regioni con un elevato tasso di crescita della popolazione o regioni in cui le precipitazioni atmosferiche non sono facilmente prevedibili.

I processi di desalinizzazione producono acqua desalinizzata attraverso meccanismi di separazione dei sali da due possibili fonti primarie [25]:

- Acqua di mare.
- Acqua salmastra.

Rientrano nella categoria delle acque salmastre acque provenienti da fiumi, laghi, falde acquifere sotterranee e qualsiasi altro giacimento idrico potenzialmente sfruttabile per la produzione di acqua potabile.

La differenza principale tra questi due tipi di impianti è il grado di salinità ossia la concentrazione complessiva dei sali all'interno dell'acqua processata: per quanto riguarda l'acqua marina il valore di riferimento è 35000 ppm [26] mentre per l'acqua salmastra la concentrazione varia tra 1500 e 10000 ppm [26].

Considerando che l'impianto di dissalazione oggetto di studio dovrà essere collocato su una piattaforma offshore verranno trattati nello specifico processi di dissalazione riguardanti acqua marina, discutendone il processo produttivo, le peculiarità e gli aspetti tecnici in grado di caratterizzare le performance del sistema.

5.1 Overview delle tecnologie di dissalazione

La produzione di acqua desalinizzata avviene attraverso un processo di separazione dei sali dall'acqua marina processata nell'impianto.

Tale processo può essere effettuato nelle maniere più svariate ma basandosi sempre sul principio cardine che la separazione dell'acqua dal sale non avviene spontaneamente ma bensì dovrà essere forzato dall'esterno; è necessaria una fonte energetica esterna che alimenti costantemente l'impianto in maniera tale da consentire la produzione di acqua pura.

I processi di dissalazione possono essere suddivisi in funzione di tre criteri fondamentali [26]:

- (1) In base al tipo di sostanza estratta dall'acqua marina.
- (2) In base alla tipologia del processo di separazione adottato.
- (3) In base al tipo di energia primaria adoperata per alimentare l'impianto.

Nel seguito verranno introdotti i diversi processi secondo i suddetti criteri a livello generale mentre la descrizione ingegneristica dei diversi impianti produttivi con i correlati parametri tecnici verrà effettuata successivamente.

5.2 Classificazione in base al tipo di sostanza estratta

L'acqua marina è una miscela eterogenea composta da acqua con sali disciolti all'interno per cui è possibile adottare due soluzioni (Figura 5.1):

- (1.1) Processi in cui l'acqua viene rimossa dal flusso principale.
- (1.2) Processi in cui i sali vengono rimossi dal flusso principale.

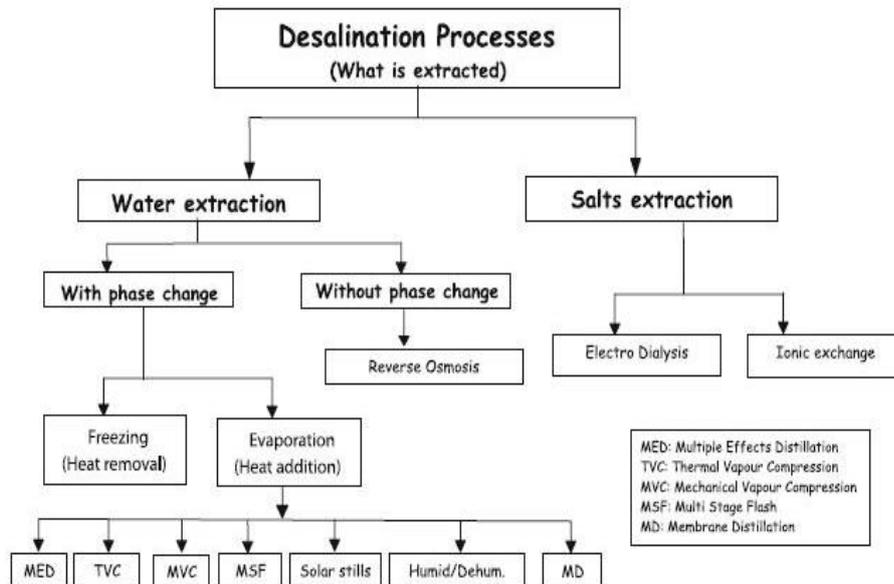


Figura 5.1 - Classificazione dei processi di dissalazione in base alla sostanza estratta [26]

Considerando la bassa concentrazione dei sali all'interno dell'acqua marina risulterebbe conveniente, a primo impatto, rimuovere questi ultimi dalla soluzione piuttosto che la situazione duale. Tuttavia, la migliore integrazione energetica e soprattutto il minore consumo energetico rende gli impianti a estrazione di acqua più facilmente sfruttabili dal punto di vista applicativo.

Questi ultimi processi possono essere ulteriormente suddivisi in processi che sfruttano il cambiamento di fase dell'acqua o senza cambiamento di fase.

Il cambiamento di fase può essere un congelamento (rimozione del calore) o un'evaporazione (addizione di calore). Questi ultimi sono i più considerati nella pratica a causa di una più semplice realizzazione anche se richiedono un quantitativo di energia molto elevato. Tra i più importanti:

- Multi Stage Flash Desalination (MSF) in cui l'evaporazione dell'acqua avviene in camere poste in cascata mantenute ad una pressione inferiore della pressione di

vapore dell'acqua stessa causando un flashing istantaneo e garantendo quindi la separazione [27].

- Multiple Effect Distillation (MED) in cui l'evaporazione dell'acqua avviene sulla superficie esterna di un fascio tubiero al cui interno è presente del vapore che condensa fornendo il calore necessario per l'evaporazione. Il vapore prodotto in uno stadio viene utilizzato nello stage successivo per garantire una successiva evaporazione [28].
- Thermal Vapour Compression (TVC) and Mechanical Vapour Compression in cui il vapore necessario per garantire l'evaporazione dell'acqua salata viene prodotto per via termica (convenzionale) o per via meccanica rispettivamente.
- Cicli di umidificazione/deumidificazione mediante i quali è possibile ottenere acqua desalinizzata e processi di distillazione mediante membrana (MD).

5.3 Classificazione in base al processo di separazione

La seconda classificazione dei processi di dissalazione è basata sulla tipologia del processo di separazione adottato (Figura 5.2).

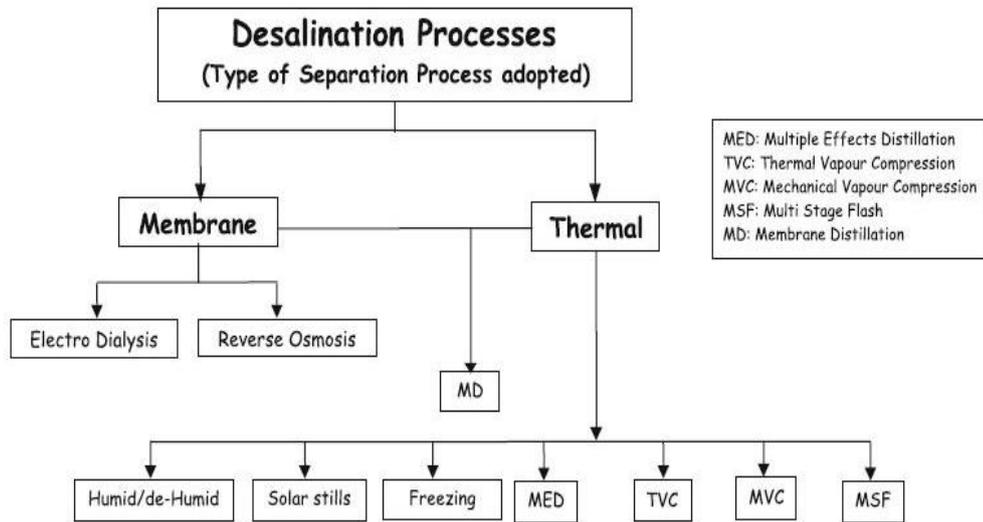


Figura 5.2 - Classificazione dei processi di dissalazione in base al tipo di processo [26]

In quest’ottica possiamo identificare come prima grande famiglia i processi a membrana all’interno dei quali vengono sfruttate delle membrane selettive appositamente ideate per garantire il corretto compimento del processo di separazione.

I più importanti processi a membrana adoperati nella pratica risultano:

- Reverse Osmosis (RO) in cui il processo viene forzato mediante una differenza di pressione ottenuta tra le diverse facce di una membrana semipermeabile. Tale membrana è in grado di garantire il passaggio delle molecole di acqua mentre il sale viene intrappolato e accumulato nella struttura della membrana stessa [29].
- Electro Dialysis (ED) in cui il processo viene forzato mediante una differenza di potenziale ottenuta tra due elettrodi opposti; la separazione avviene attraverso l’utilizzo di membrane a scambio ionico interposte tra i due elettrodi le quali consentono il passaggio selettivo di ioni positivi o ioni negativi [29].

La seconda grande famiglia è costituita dai processi termici all’interno dei quali la separazione avviene tramite l’addizione o sottrazione del calore dall’acqua marina.

5.4 Classificazione in base al tipo di energia utilizzata

L'ultima e più significativa classificazione è in base al tipo di energia impiegata per promuovere il processo di dissalazione. Tale fonte energetica può essere di tipo meccanico, termico o elettrico. Occorre comunque tenere presente che, nel caso in cui l'input sia di tipo meccanico o termico, sarà comunque necessaria dell'energia elettrica per movimentare le pompe di circolazione e i sistemi ausiliari.

Questa classificazione assume un'importanza fondamentale quando si vuole andare a studiare il possibile accoppiamento dell'impianto di dissalazione con tecnologie rinnovabili o impianti a combustione; tale classificazione, infatti, fornisce un quadro molto chiaro del tipo di energia richiesto per alimentare ogni specifico processo produttivo.

Per queste ragioni tale suddivisione verrà presa come riferimento per la descrizione specifica delle diverse tecnologie e nel proseguo di tutto l'elaborato.

In Figura 5.3 sono illustrate le tecnologie di dissalazione classificate secondo il criterio energetico.

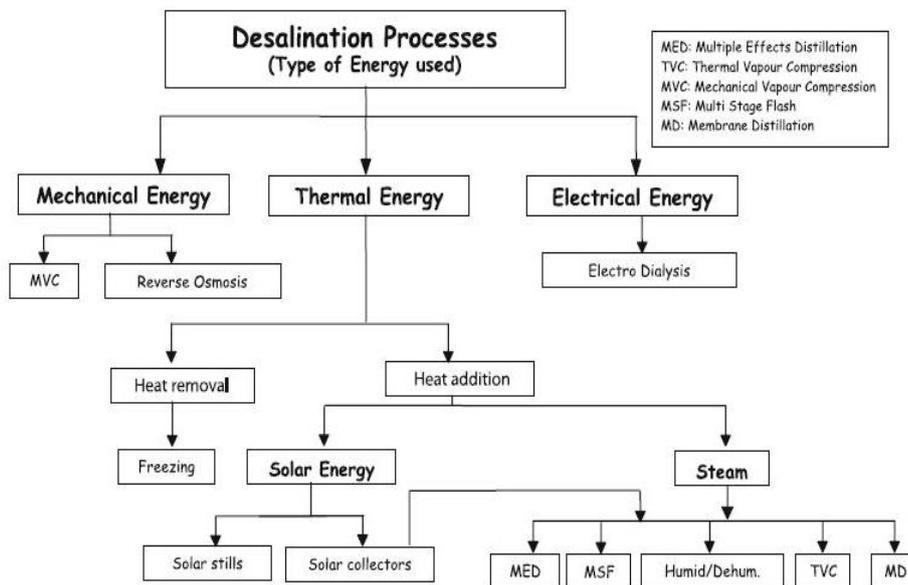


Figura 5.3 - Classificazione dei processi di dissalazione in base al tipo di energia utilizzata [26]

5.5 Processi Meccanici

5.5.1 Mechanical Vapor Compression (MVC)

La tecnologia a compressione meccanica di vapore nasce dalla necessità di sviluppare un processo di dissalazione che sfrutti esclusivamente energia elettrica per potere funzionare. L'energia elettrica verrà poi convertita in energia meccanica all'interno del compressore favorendo il processo di separazione.

La capacità di impianti MVC varia dai 300 ai 2500 m³/day mentre il loro consumo elettrico medio è di circa 11 kWh per metro cubo di acqua desalinizzata prodotta [30]. Il fattore di compressione si aggira intorno a 1.3 per il singolo effetto mentre è circa 1.85 quando si analizzano stage multipli [30]. La piccola taglia e lo sfruttamento esclusivo di energia elettrica rendono gli impianti MVC estremamente adatti ad una possibile integrazione con fonte rinnovabile come fotovoltaico o eolico.

Per capire il funzionamento di un sistema a compressione meccanica di vapore è utile fare riferimento a Figura 5.4.

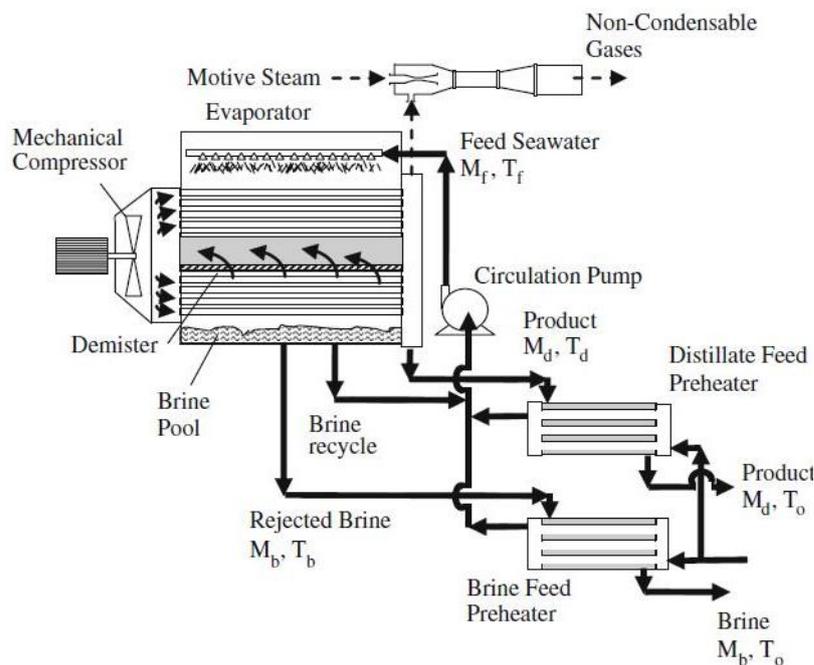


Figura 5.4 - Compressione meccanica del vapore a singolo effetto [30]

Il sistema in figura rappresenta un singolo effetto composto da evaporatore/condensatore, compressore, preriscaldatori, pompa di ricircolo e sistema di sfiato per i gas incondensabili. L'acqua marina viene prelevata ad una temperatura variabile tra 5-35°C e preriscaldata nei due scambiatori di calore (Brine & Distillate feed preheater) posti in serie sino a raggiungere una temperatura prossima alla temperatura di saturazione valutata alla pressione di alimentazione [30].

Il processo di scambio termico avviene utilizzando il calore recuperato, rispettivamente, dall'acqua di scarto ad elevata concentrazione salina (Brine) e dall'acqua desalinizzata prodotta (Distillate).

Successivamente, tramite un sistema di spray, la soluzione viene iniettata sulla superficie esterna dei tubi evaporativi dove il processo di vaporizzazione ha inizio. Per prevenire la formazione di accumuli di acqua sui tubi evaporatori o zone troppo secche occorre limitare il quantitativo di massa iniettata per unità di lunghezza nel range $0.03 - 0.14 \frac{kg}{m \cdot s}$ [26].

Il vapore formato, viene privato di ogni possibile traccia liquida all'interno di un separatore di gocce consentendo il raggiungimento di titoli molto elevati ($x \sim 1$) e inviato al compressore. La velocità del vapore all'interno del separatore deve essere mantenuta ad un valore pari a 4 m/s per minimizzare il trascinarsi di possibili residui salini nella corrente gassosa [30].

Nel compressore il vapore prodotto viene ulteriormente surriscaldato a causa dell'aumento di pressione e inviato nei tubi evaporatori; è buona norma mantenere il grado di surriscaldamento al di sotto di 70°C per limitare il più possibile la formazione di depositi sulla superficie esterna dei tubi evaporatori [26]. In quest'ultimo componente il vapore subisce un processo di condensazione rilasciando calore latente e calore dovuto al surriscaldamento; l'acqua marina iniettata sulla superficie esterna del fascio tubiero evapora assorbendo tale quantitativo di calore.

Tipicamente il banco tubiero viene suddiviso in due fasci collocati ai lati del separatore di gocce il quale è posto al centro dell'evaporatore (Figura 5.5).

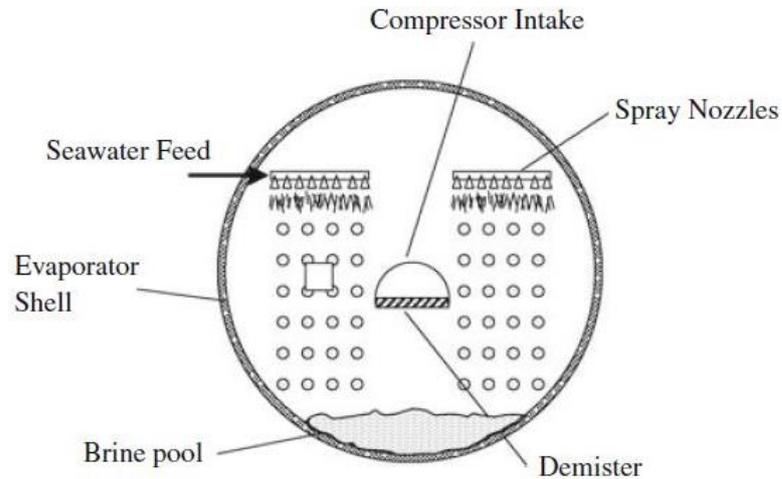


Figura 5.5 - Sezione trasversale dell'evaporatore [30]

L'acqua marina viene iniettata nella parte superiore del componente ed evapora incontrando i fasci tubieri posti nella parte sottostante.

Il separatore di gocce è in grado di raccogliere e convogliare questo vapore verso la bocca di aspirazione del compressore dove verrà surriscaldato fino alla temperatura desiderata.

È presente inoltre un sistema di sfiato mediante un ugello calibrato per la rimozione dei gas incondensabili quali O_2 , N_2 e CO_2 rilasciati durante il processo di evaporazione.

L'accumulo di tali gas nell'evaporatore, seppure in quantità molto basse, causa un aumento della resistenza termica con conseguente diminuzione dei flussi termici scambiati ed è quindi un aspetto da considerare in sede progettuale [30].

5.5.2 Reverse Osmosis (RO)

Il processo di osmosi inversa consente la separazione dell'acqua dagli ioni disciolti al suo interno mediante l'ausilio di membrane semipermeabili in grado di catturare fino al 99,5% dei sali presenti (Salt Rejection 99.5%).

Consideriamo una tubazione con forma tipica ad U in cui nella parte sinistra è presente il solvente costituito da acqua pura mentre nella parte destra è presente la soluzione di acqua più sale. A causa della differenza di pressione che si origina tra i due fluidi (pressione osmotica) si instaura un flusso di acqua pura da sinistra verso destra.

Tale processo avviene in maniera naturale sino al raggiungimento dell'equilibrio tra i due fluidi provocando una differente altezza del livello del liquido a causa proprio della pressione osmotica.

Se viene applicata una pressione esterna sul lato acqua marina verrà forzato il passaggio di tale fluido (flusso da destra verso sinistra) attraverso la membrana garantendo la separazione del sale dell'acqua [31].

La rappresentazione del processo descritto è riportata in Figura 5.6

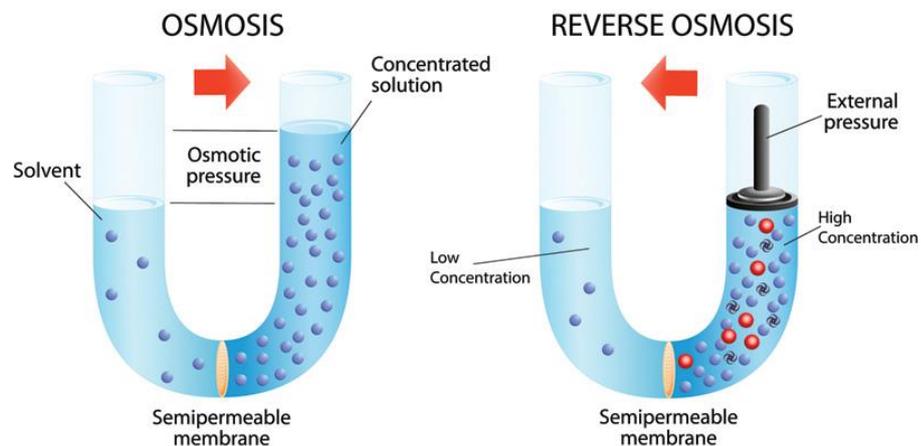


Figura 5.6 - Osmosi diretta e inversa [32]

Il valore di pressione osmotica Π dipende dalla concentrazione della soluzione secondo la seguente equazione:

$$\Pi = RT \sum_i v_i c_i$$

- $R = 8.314 \frac{J}{kg K}$ è la costante ideale dei gas;
- T è la temperatura assoluta della miscela [K];
- v_i è il coefficiente di Van't Hoff dello ione i-esimo;
- c_i è la concentrazione di sale all'interno dell'acqua marina $\left[\frac{mol}{m^3}\right]$.

La pressione osmotica di una tipica acqua marina è intorno ai 25 bar [26]. Fintanto che la pressione idrostatica ΔP applicata sul lato a concentrazione maggiore di sale sarà più elevata della differenza di pressione osmotica $\Delta \Pi$ si avrà passaggio dell'acqua marina attraverso la membrana con conseguente separazione dal sale.

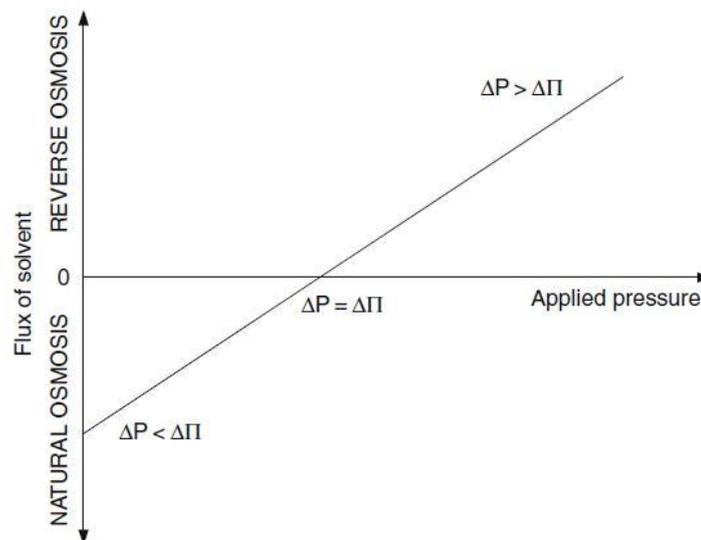


Figura 5.7 - Flusso di solvente in funzione della pressione applicata [26]

Il processo di separazione può essere modellizzato mediante leggi tipiche della diffusione al fine di capire come le specie chimiche coinvolte tendono a disperdersi.

Il modello proposto da Lonsdale et al [33] è un ottimo strumento per capire come il meccanismo diffusivo influenza il processo di separazione. Il flusso molare di acqua che riesce a permeare attraverso la membrana può essere ricavato dalla legge della diffusione di Fick ed è pari a:

$$J_w = \frac{D_w K_w C_{w1} V_w}{RT} \left(\frac{\Delta P - \Delta \Pi}{\delta} \right) = A \left(\frac{\Delta P - \Delta \Pi}{\delta} \right)$$

- D_w coefficiente di diffusione dell'acqua nella membrana $\left[\frac{cm^2}{s} \right]$;
- K_w coefficiente di assorbimento di acqua e membrana $K_w = \frac{C_{wm}}{C_{w1}}$ dove C_{wm} è la concentrazione molare di acqua all'interfaccia della membrana;
- C_{w1} concentrazione di acqua nella membrana $\left[\frac{mol}{cm^3} \right]$;
- V_w volume parziale di acqua $\left[\frac{cm^3}{mol} \right]$;
- R costante dei gas $\left[\frac{J}{kg K} \right]$ mentre T temperatura $[K]$;
- δ spessore della membrana $[cm]$.

A è la costante di permeabilità dell'acqua nella membrana; è un parametro fondamentale da considerare in sede di progetto in quanto fornisce una chiara indicazione sulle performance della specifica membrana.

Il consumo energetico di un impianto RO dotato di Energy Recovery Device (ERD) varia tra 2.4 e 3.8 kWh/m³ a seconda del tipo di impianto considerato ed escludendo i sistemi di pre/post trattamento [34]. Considerando anche questi ultimi due processi il consumo specifico aumenta sino a 4-6 kWh/m³.

Quest'ultimo valore risulta essere notevolmente inferiore rispetto al consumo specifico della tecnologia MVC; il processo ad osmosi inversa è sicuramente conveniente rispetto alle altre tecnologie dato il basso consumo energetico e viene preferito nella maggior parte dei processi industriali.

5.6 Processi Termici

5.6.1 Seawater Freezing Desalination (SFD)

Tale processo di separazione si basa sull'idea di rimuovere via via sempre più calore dalla soluzione salina sino a raggiungere il punto di congelamento. Durante il passaggio di stato i sali vengono rigettati dalla soluzione consentendo la formazione di cristalli di ghiaccio. Successivamente, l'acqua pura viene prodotta semplicemente fondendo i cristalli formatisi.

Il grosso vantaggio rispetto ai metodi con addizione di calore è dal punto di vista energetico: il calore di fusione dell'acqua è molto minore rispetto al calore di vaporizzazione. L'energia richiesta per la separazione mediante congelamento è 1/7 del calore latente di vaporizzazione rendendo tale processo efficiente energeticamente [35].

Inoltre, recenti studi (Chungang Xie et al.) dimostrano come è possibile accoppiare la tecnologia SFD con impianti di gassificazione di gas naturale rendendo tale processo estremamente interessante dal punto di vista pratico.

Nei terminali LNG (Liquid Natural Gas) un'elevata quantità di energia "fredda" è resa disponibile (~827 kJ/kg) dalla rigassificazione del gas naturale e rilasciata nell'ambiente marino utilizzato come sorgente termica.

I processi SFD-LNG mirano al riutilizzo di questo quantitativo di energia per congelare l'acqua marina e, conseguentemente, produrre acqua pura desalinizzata.

Un tipico esempio di questo tipo di impianto viene riportato di seguito (Figura 5.8) e risulta utile per la descrizione dell'intero processo.



Figura 5.8 - Seawater Freezing Desalination accoppiato con rigassificazione LNG [35]

Il GNL è stoccato in grossi serbatoi criogenici mantenuti ad una temperatura poco inferiore ai $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ a pressione atmosferica che garantiscono il mantenimento della fase liquida. Attraverso delle pompe il GNL viene inviato nel rigassificatore dove avviene il passaggio alla fase gassosa mediante trasferimento di calore da un fluido refrigerante. Il gas naturale (GN) viene successivamente compresso e inviato alle utenze mediante condutture mentre il refrigerante viene adoperato nell'Ice Generator per la produzione di ghiaccio.

Attraverso degli ugelli calibrati il refrigerante viene atomizzato e iniettato all'interno della soluzione marina garantendo il congelamento di quest'ultima.

Le goccioline di refrigerante vengono raccolte sul fondo del generatore di ghiaccio a causa della più elevata densità, mentre i cristalli di ghiaccio tendono ad aggregare e depositarsi nella parte superiore formando quello che viene definito come Ice Slurry [35]; tale soluzione è composta da fini cristalli di ghiaccio ed acqua marina liquida caratterizzata da buona fluidità, facile separazione e rapida fusione [36].

L'Ice Slurry viene successivamente pompato in un separatore dove i cristalli di ghiaccio vengono divisi dall'acqua marina residua e inviati verso l'Ice Melter.

In tale componente i cristalli di ghiaccio vengono fusi assorbendo il calore proveniente dall'acqua marina di alimentazione consentendo la produzione di acqua pura.

La tecnologia SFD è ancora in fase sperimentale ma si attesta come un buon candidato per lo sviluppo di scenari futuri molto proficui in ambito desalinizzazione. Il consumo di questo tipo di impianti si aggira intorno ai 12 kWh/m^3 .

5.6.2 Multiple Effect Distillation (MED)

Nella distillazione ad effetto multiplo il processo di evaporazione avviene sulla superficie esterna di un fascio tubiero riscaldato dal vapore che condensa all'interno della tubazione. In Figura 5.9 è rappresentato un sistema a tre effetti connessi in serie che formano, nel complesso, un'unità di distillazione.

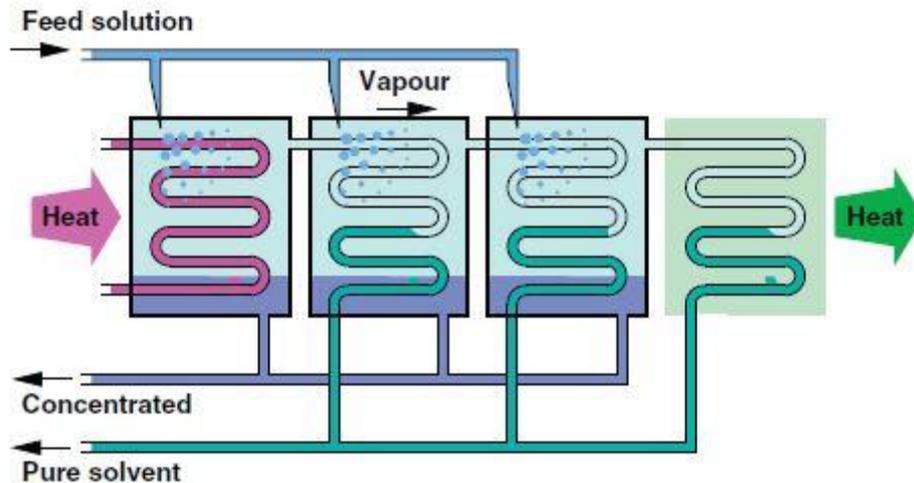


Figura 5.9 - Distillazione a 3 effetti [28]

“L’effetto” è composto da due processi: evaporazione e condensazione. Nel primo stadio il calore fornito da una fonte esterna (generalmente vapore ad alta temperatura) provoca l’evaporazione dell’acqua marina che viene iniettata dall’alto tramite un sistema di spruzzatori. Il vapore prodotto viene raccolto e convogliato verso lo stadio successivo dove condenserà consentendo l’ulteriore evaporazione dell’acqua marina iniettata nella camera. Tale processo viene ripetuto in cascata fino a che la temperatura del vapore raggiunge i 30-40 °C [26]. In ogni stadio è presente una vasca di raccolta dell’acqua marina non condensata ad elevata concentrazione salina (Brine); inoltre, acqua desalinizzata viene prodotta in ogni effetto del dispositivo (“Pure solvent” in Figura 5.9) la quale viene convogliata verso un bacino di raccolta comune.

Il vantaggio della tecnologia MED è che il calore richiesto come input energetico nel primo effetto è vapore a bassa temperatura tra 60 e 90 °C [37] ad una pressione 2-15 bar [38].

Inoltre, la maggior parte dei processi MED lavorano a temperature minori di 70 °C per ridurre al minimo la possibile formazione di accumuli e incrostazioni sulla superficie esterna dei tubi evaporatori; tali processi sono estremamente dannosi in quanto provocano

un deterioramento precoce dei materiali coinvolti e causano una diminuzione significativa delle performance termiche.

Tipicamente la capacità degli impianti MED varia dai 600 a 30000 m³/day [39] di acqua prodotta con un consumo specifico di energia pari a:

- 40-65 kWh/m³ di energia termica.
- 2-2.5 kWh/m³ di energia elettrica.

È possibile integrare il processo MED con un sistema a compressione termica di vapore (MED-TVC) cioè, parte del vapore prodotto nell'ultimo effetto, viene compresso tramite un ugello meccanico [40]. L'effetto utile viene ottenuto utilizzando vapore ($P > 3$ bar) che, a sua volta, comprime il vapore proveniente dall'ultimo effetto e utilizzato successivamente per avviare il processo evaporativo nel primo effetto (Figura 5.10).

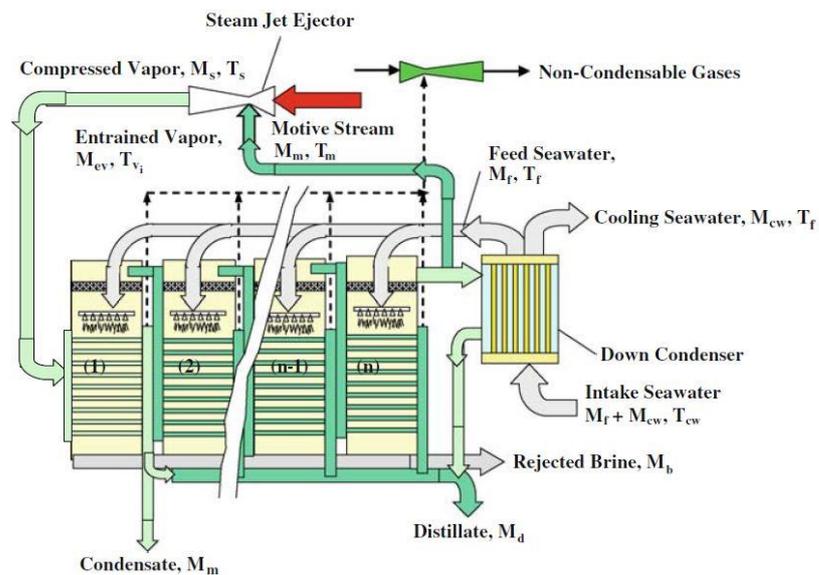


Figura 5.10 - MED-TVC [26]

Una seconda possibile configurazione prevede la compressione dell'intera quantità di vapore prodotto nell'ultimo stage attraverso un compressore meccanico (MVC). Il vapore compresso verrà poi inviato al primo effetto per innescare il processo di evaporazione e garantire il processo di separazione.

Tale configurazione ibrida è definita MED-MVC ed è rappresentata in Figura 5.11.

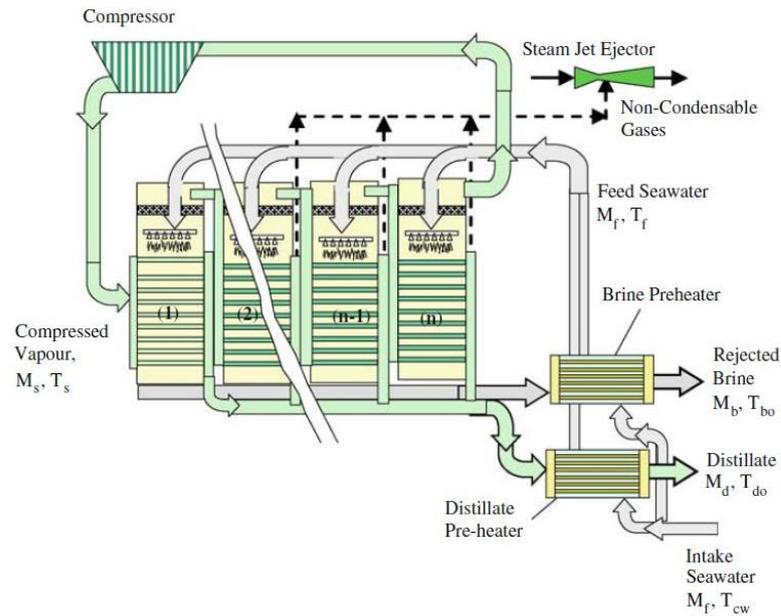


Figura 5.11 - MED-MVC [26]

5.6.3 Multi Stage Flash (MSF)

Nei processi MSF la separazione viene ottenuta mediante un processo di evaporazione molto rapido (flashing) dell'acqua marina in ogni stage.

Un parametro molto importante è la Top Brine Temperature (TBT) ossia la temperatura dell'acqua salata di alimentazione del primo evaporatore, in quanto due sono le possibili soluzioni [41]:

- (1) Se $TBT > 100\text{ °C}$ la maggior parte degli stage lavorerà in condizioni di vuoto tranne nei primi stadi dove la pressione atmosferica sarà già sufficiente per garantire l'evaporazione.
- (2) Se $TBT < 100\text{ °C}$ tutti gli stage lavoreranno in condizioni di vuoto o comunque ad una pressione molto bassa (minore di quella atmosferica) necessaria per promuovere il processo evaporativo.

L'acqua marina entrante (Brine) in ogni stage incontra una pressione inferiore rispetto alla sua pressione del vapore e quindi un processo di flashing avrà luogo che produrrà vapore in prima istanza e, conseguentemente, provocherà un raffreddamento dell'acqua. Nel passaggio da uno stage al successivo la temperatura dell'acqua marina diminuisce di circa

2.5-3°C [41] mentre il grado di salinità aumenta conseguentemente all'evaporazione di parte di essa.

Un layout generale di un impianto Multi Flash è riportato in Figura 5.12 ed è utile per spiegarne il funzionamento.

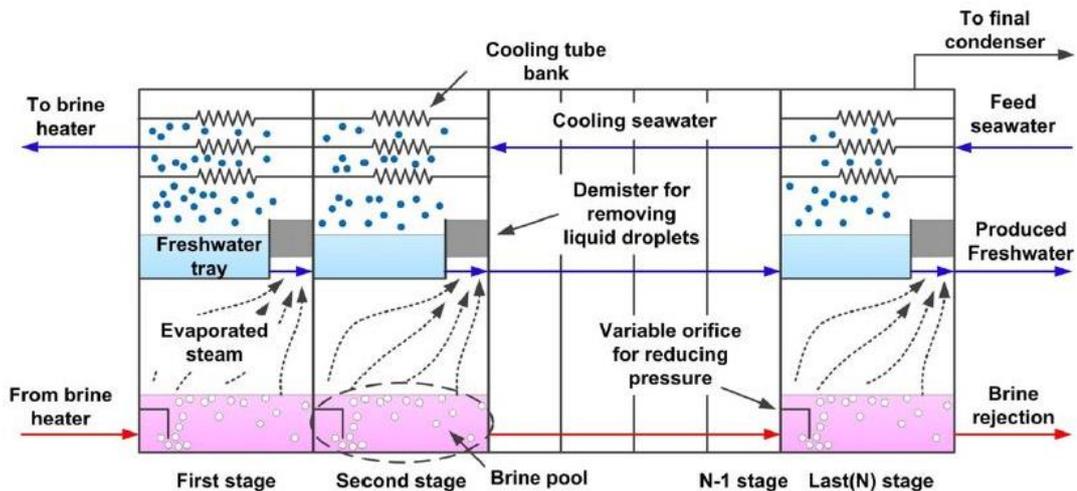


Figura 5.12 - Impianto MSF di dissalazione dell'acqua [41]

L'acqua marina di alimentazione viene prelevata e pompata all'interno dei tubi evaporatori dell'ultima camera di flash. Il calore latente viene così trasferito dall'acqua desalinizzata che condensa all'acqua di alimentazione, provocando un aumento di temperatura di quest'ultima. Tale processo si ripete fino a raggiungere la prima camera di flash.

Successivamente l'acqua marina viene ulteriormente riscaldata nel Brine Heater sfruttando una fonte energetica esterna, tipicamente vapore a medio-bassa pressione e $T=97-117^{\circ}\text{C}$ [42], fino a raggiungere la TBT.

In seguito, l'acqua marina viene pompata all'interno delle successive camere di flashing dove, a causa di una pressione molto bassa, subirà un processo di evaporazione; il vapore prodotto viene privato di ogni possibile impurità all'interno del separatore di gocce (demister) per poi condensare sulla superficie esterna dei tubi condensatori. L'acqua marina non evaporata all'interno dello stage (Brine) viene inviata allo stage successivo per innescare un nuovo processo evaporativo e produrre altra acqua desalinizzata.

Tipicamente la capacità degli impianti MSF varia dai 10000 a 35000 m^3/day [39] di acqua prodotta con un consumo specifico di energia pari a:

- 50-80 kWh/m^3 di energia termica.
- 2.5-5 kWh/m^3 di energia elettrica.

Dal punto di vista applicativo le soluzioni adottate per un impianto MSF si distinguono in due categorie [42]:

- Once-Through Multi-Stage flash system (MSF-OT) in cui l'acqua marina percorre in cascata i vari stage senza alcun sistema di ricircolo (Figura 5.13).
- Brine Recirculation Multi-Stage Flash system (MSF-BR) in cui è possibile controllare la temperatura di alimentazione dell'acqua marina tramite una sezione apposita di rimozione del calore. Inoltre, è presente una seconda sezione evaporativa in cui avviene il processo di flashing (Figura 5.14).

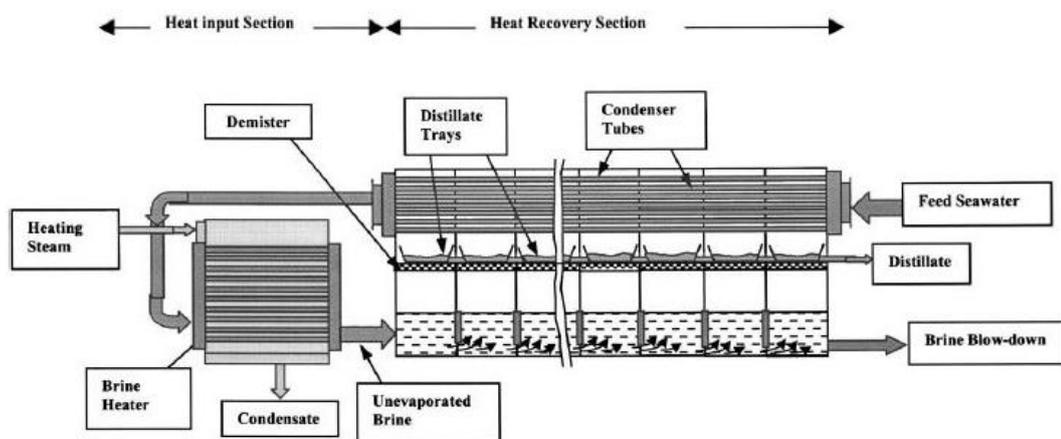


Figura 5.13 - MSF-Once Through [42]

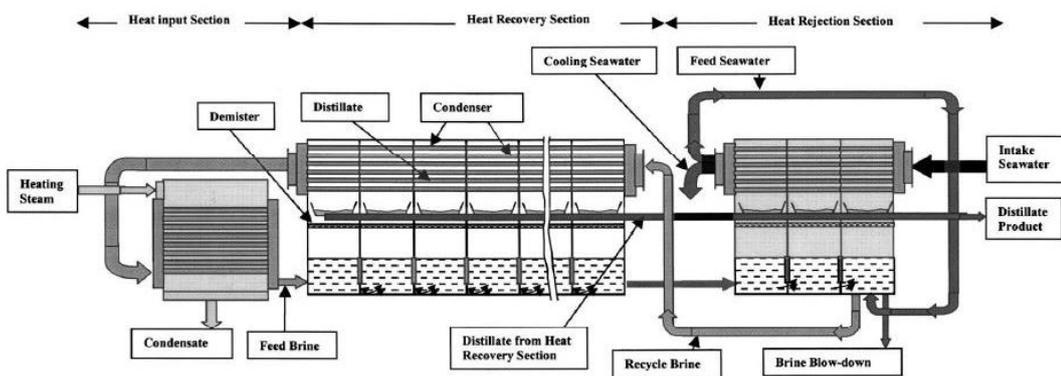


Figura 5.14 - MSF-Brine Recirculation [42]

5.6.4 Membrane Distillation (MD)

La tecnologia di distillazione a membrana è un processo termico che sfrutta una membrana idrofobica microporosa per garantire il processo di separazione. La dimensione dei pori è dell'ordine di 0.05-0.15 μm [43] ed è tale per cui viene garantito il passaggio delle molecole di vapore ma non dell'acqua liquida; questo è dovuto all'elevata tensione superficiale del materiale polimerico di cui è costituita la membrana e la conseguente depressione che si crea all'interno dei pori (Figura 5.15).

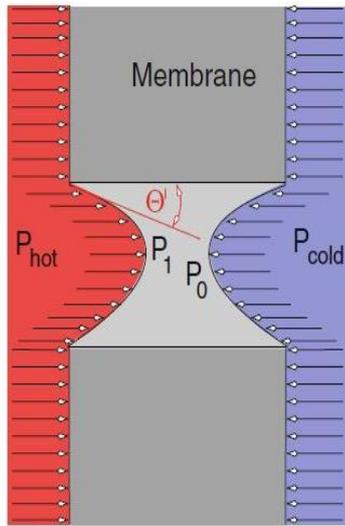
Il processo di evaporazione avviene grazie ad un gradiente di pressione del vapore che si instaura nella membrana dove la soluzione salina e acqua pura vengono mantenute a diretto contatto (DCMD – Direct Contact Membrane Distillation). Su un lato della membrana è presente la soluzione salina mantenuta ad una temperatura intorno ai 70°C [44] mentre sul lato freddo è presente acqua pura desalinizzata. Tale differenza di temperatura genera un gradiente di pressione adeguato consentendo l'evaporazione dell'acqua che attraverserà i pori della membrana e condenserà sul lato opposto.

Dal punto di vista realizzativo sono possibili diverse soluzioni per questo tipo di tecnologia [26]:

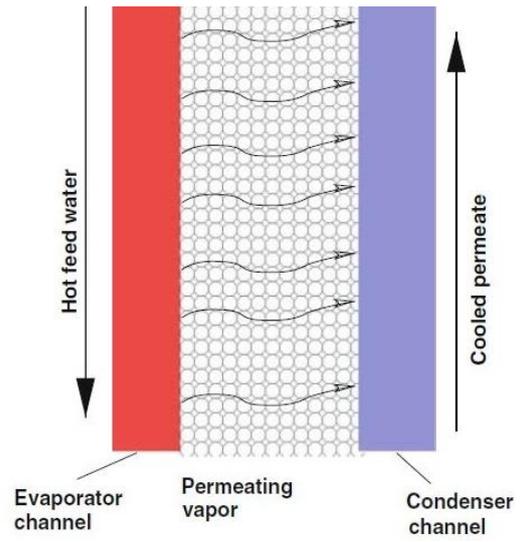
- Direct Contact Membrane Distillation (DCMD);
- Air Gap Membrane Distillation (AGMD);
- Sweeping Gas Membrane Distillation (SGMD);
- Vacuum Membrane Distillation (VMD).

La prima tecnologia di distillazione è la più adoperata e copre buona parte del mercato; in tutti e quattro i processi, tuttavia, l'acqua marina scorre da un lato della membrana e il vapore formatosi penetrerà nei pori raggiungendo il lato opposto. Qui il vapore condenserà secondo uno specifico meccanismo caratterizzante la tecnologia adoperata.

Tipicamente la capacità degli impianti MD è relativamente bassa e la sua diffusione sul mercato non ha raggiunto ancora livelli considerevoli.



(a)



(b)

Figura 5.15 - *Depressione all'interfaccia del poro (a) e principio di funzionamento di distillazione mediante una membrana a contatto diretto (b) [26]*

5.7 Processi Elettrici

5.7.1 Elettrodialisi (ED)

I processi di desalinizzazione tramite elettrodialisi sono utilizzati in molte applicazioni industriali per la produzione di acqua potabile, di sali e trattamento di effluenti industriali o produzione di alimenti [45].

Per quanto riguarda i processi di desalinizzazione l'elettrodialisi è più adatta a trattare acque con una concentrazione salina non troppo elevata; si presta molto bene al trattamento di acque salmastre mentre non fornisce ottime prestazioni quando il fluido di processo è l'acqua marina.

Nell'elettrodialisi il processo di separazione è ottenuto mediante l'utilizzo di membrane a scambio ionico che possono essere di due tipologie:

- (1) Membrane cationiche le quali possono essere attraversate da ioni positivi mentre respingono ioni negativi.
- (2) Membrane anioniche le quali possono essere attraversate da ioni negativi mentre respingono ioni positivi.

Per spiegare il principio di funzionamento di un processo ED è utile fare riferimento alla Figura 5.16.

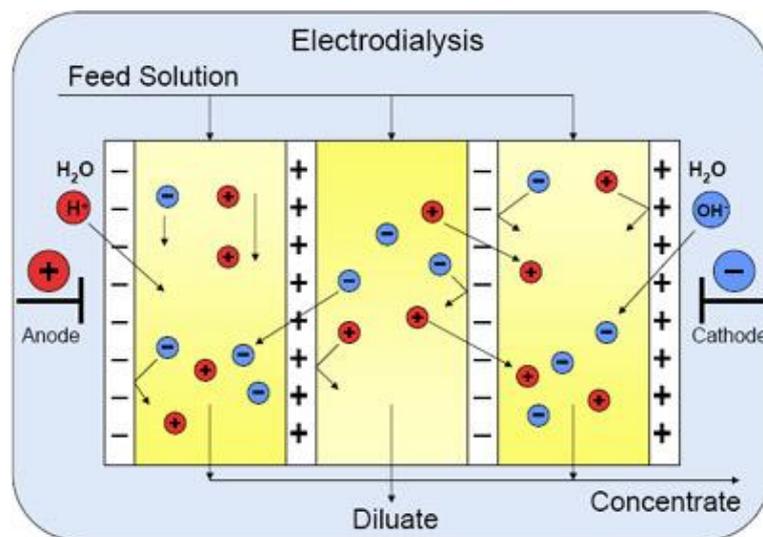


Figura 5.16 - Dissalazione tramite Elettrodialisi [46]

Le membrane cationiche ed anioniche vengono interposte alternativamente tra un catodo e un anodo esterno formando uno Stack.

Quando gli elettrodi vengono alimentati esternamente da una sorgente di corrente continua gli ioni del sale (contenuti nell'acqua marina) vengono attratti verso l'elettrodo di segno opposto.

- Lo ione sodio Na^+ viene attratto verso il catodo.
- Lo ione cloruro Cl^- viene attratto verso l'anodo.

Alimentando tramite acqua salata il canale "Diluate" lo ione sodio penetra attraverso la membrana cationica ma il suo passaggio viene successivamente ostacolato dalla membrana anionica che non consente allo ione di raggiungere il catodo; la situazione duale accade per lo ione cloruro. Mediante tale meccanismo si formano dei canali con acqua pura (dilate) e canali con acqua ad alta concentrazione di sali (concentrate) tra le membrane ed è possibile ottenere acqua pura desalinizzata.

La singola unità comprendente membrana anionica, membrana cationica, canale per la raccolta dell'acqua desalinizzata (permeato) e canale per la raccolta dell'acqua salata (concentrato) viene definita coppia di celle. Nelle comuni applicazioni industriali si possono avere sino a 500 coppie di celle in uno stack con un'area attiva, per la singola membrana, di circa 1 m^2 [47].

Nel processo di elettrodialisi inversa (EDR – Electro Dialysis Reversal) la polarità degli elettrodi viene alternata periodicamente. Inoltre, i canali permeati diventano canali concentrati creando un processo di pulizia autonomo della membrana e provocando un aumento della vita degli elettrodi [39].

Il consumo specifico di energia elettrica di un impianto ED varia tra $0.7\text{-}2.5 \text{ kWh/m}^3$ per basse salinità ($<2500 \text{ ppm}$) mentre varia tra $2.64\text{-}5.5 \text{ kWh/m}^3$ per alte salinità (tra 2500 e 5000 ppm) [39].

5.8 Confronto finale tra le tecnologie

Dopo avere introdotto i diversi processi di dissalazione è utile fornire un breve riassunto finale in cui vengono condensati gli aspetti fondamentali delle diverse tecnologie; i suddetti aspetti, inoltre, vengono confrontati mediante l'ausilio di grafici, al fine di trarre delle conclusioni utili per il proseguo dell'elaborato.

In particolare, per le diverse tecnologie, si vuole effettuare un confronto tra diversi parametri caratteristici:

- (1) Salinità dell'acqua di mare di alimentazione e dell'acqua desalinizzata prodotta
- (2) Energia elettrica ed energia termica utilizzata per alimentare il processo.
- (3) Costo dell'acqua desalinizzata prodotta.

In Figura 5.17 è rappresentato il parametro salinità per le diverse tecnologie di dissalazione.

Per quanto riguarda l'acronimo SWRO utilizzato nel seguito, si intende Sea Water Reverse Osmosis ossia il processo di dissalazione ad osmosi inversa applicato esclusivamente all'acqua marina.

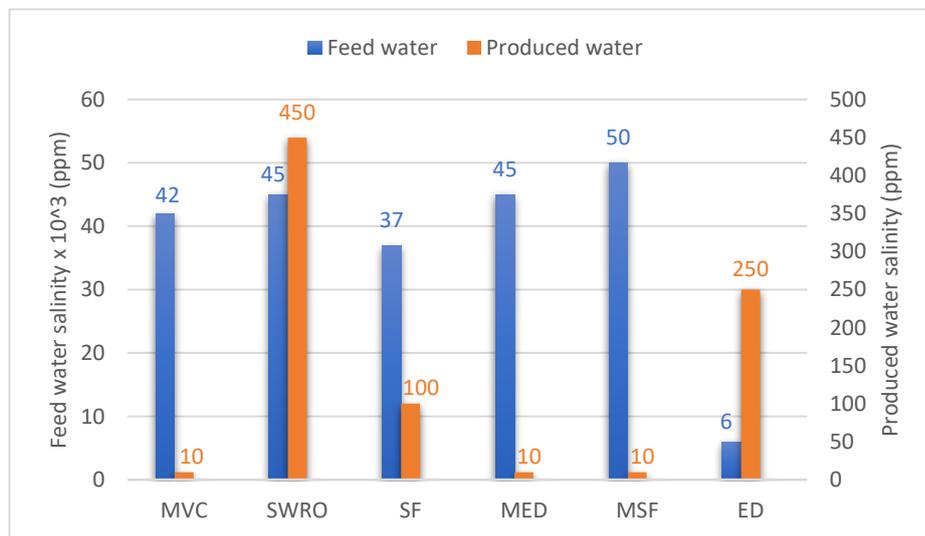


Figura 5.17 - Grado di salinità dell'acqua per le diverse tecnologie di dissalazione

Per quanto riguarda la salinità dell'acqua di alimentazione si può notare come tutti i processi, ad esclusione dell'elettrodialisi, siano adatti per trattare acqua marina. Quest'ultimo procedimento viene impiegato per la dissalazione di acque salmastre a basso contenuto di sali.

A causa del cambiamento di fase dell'acqua i processi termici riescono a produrre acqua pura di ottima qualità (~10 ppm di Sali disciolti) mentre nei processi a membrana la quantità di sali è molto più elevata, richiedendo quindi un post-trattamento dell'acqua prodotta prima della distribuzione.

Il secondo parametro di interesse è l'energia utilizzata (Figura 5.18).

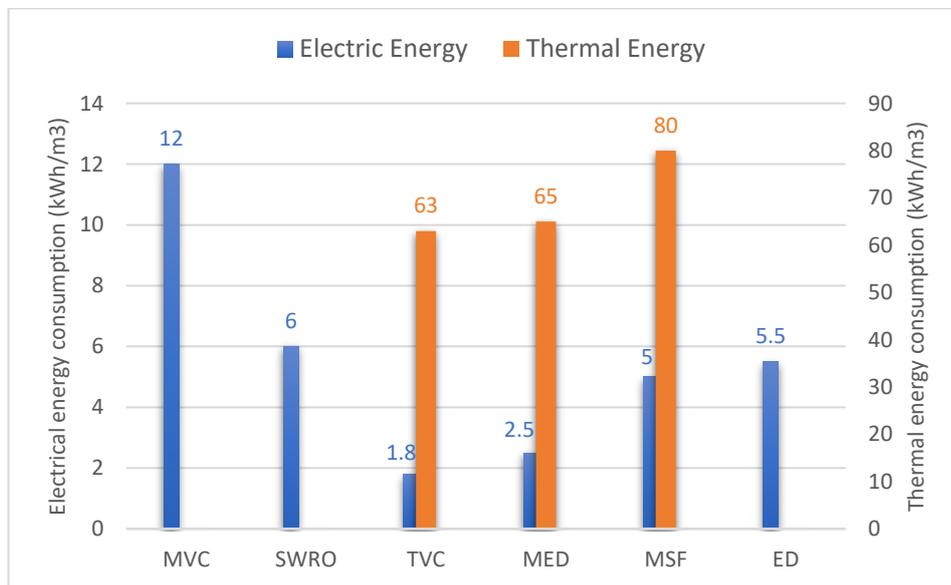


Figura 5.18 - Energia elettrica e termica utilizzata per le diverse tecnologie di dissalazione

I processi più dispendiosi sono quelli termici perché richiedono un elevato quantitativo di energia per innescare il processo di dissalazione; in particolare, mentre la quota di energia elettrica risulta accettabile, la quota termica rende i processi termici fortemente energivori. L'osmosi inversa è una soluzione molto vantaggiosa in quanto il consumo di energia è basso (6 kWh/m³) e può essere facilmente alimentato da fonti rinnovabili.

Inoltre, è di particolare interesse analizzare il costo dell'acqua prodotta (Figura 5.19).

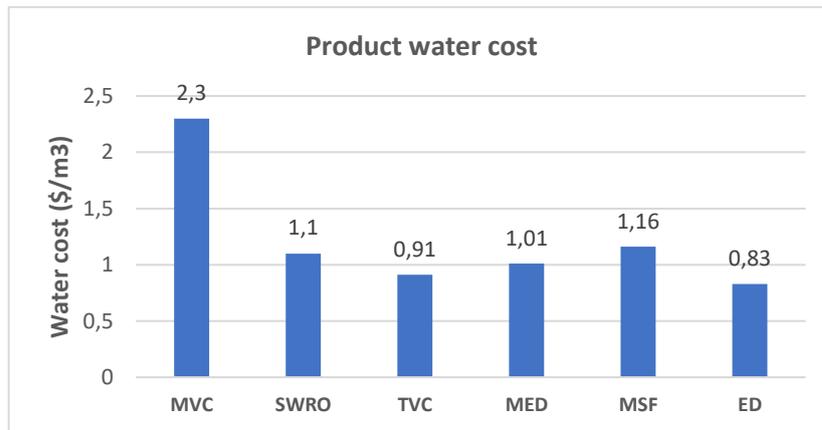


Figura 5.19 - Costo di produzione dell'acqua per le diverse tecnologie di dissalazione

Per completare e concludere il confronto tra le varie tecnologie, vengono riportati di seguito i più importanti parametri tecnici di ogni tecnologia di dissalazione.

Process	Typical unit size	Electrical consumption	Thermal energy consumption	Thermal energy consumption	Equivalent electrical of thermal consumption	Total electricity consumption	Product water cost
	(m3/day)	(kWh/m3)	(MJ/m3)	(kWh/m3)	(kWh/m3)	(kWh/m3)	(\$/m3)
MVC	100-3,000	7 to 12	None	None	None	7 to 12	2-2.6
SWRO	Up to 128,000	4 to 6	None	None	None	4 to 6	0.45-1.72
TVC	10,000-30,000	1.6-1.8	227	63	14.5	16.26	0.87-0.95
MED	5,000-15,000	2-2.5	145-230	40-65	12.2-19.1	14.45-21.35	0.52-1.5
MSF	50,000-70,000	2.5-5	190-282	50-80	15.83-23.5	19.58-27.25	0.56-1.75
ED	2-145,000	2.64-5.5	None	None	None	2.64-5.5	0.6-1.05

Tabella 5.1 - Confronto tra le diverse tecnologie di dissalazione

Capitolo 6

6. Impianto ad Osmosi Inversa Descrizione & Layout

Dopo avere presentato tutte le possibili tecnologie di dissalazione occorre scegliere quale adoperare nell'impianto che verrà installato sulle piattaforme petrolifere da decommissionare.

Per prima cosa è necessario sottolineare il fatto che non si tratta di un impianto "convenzionale" nel senso che sarà collocato offshore e non su terra ferma il che complica notevolmente le cose a causa delle ridotte risorse disponibili in mare.

Tra tutte le tecnologie di dissalazione è consigliabile escludere tutti i processi termici in quanto nelle applicazioni offshore trattate non si dispone di un input di energia termica; anche i processi ad elettrodialisi vengono esclusi perché non adatti a trattare acqua marina. La scelta ricade quindi sull'osmosi inversa considerato il basso consumo energetico del processo di filtrazione.

Di seguito vengono presentati vantaggi e svantaggi dell'osmosi inversa.

Vantaggi:

- necessità esclusivamente di energia elettrica per funzionare;
- assorbimento energetico nettamente inferiore rispetto ai processi termici;
- adatto a trattare acqua marina ad elevata salinità;
- impianto compatto, di dimensioni ridotte;
- alto tasso di filtrazione salina;
- ecosostenibile.

Svantaggi:

- sistema di membrane dedicato con conseguente necessità di un sistema di pretrattamento;
- rischio di incrostazioni;
- importante consumo di sostanze chimiche per la manutenzione;
- manutenzione costante per allungare la vita delle membrane.

Il processo ad osmosi inversa, però, non è in grado di fornire acqua potabile sicura e non garantisce un'elevata efficienza dell'impianto. Proprio per questo è necessario un sistema di pretrattamento a monte delle membrane ad osmosi inversa fondamentale per massimizzare la vita dell'impianto e per minimizzare la frequenza di sostituzione delle membrane. Le performance dell'impianto di dissalazione sono altamente influenzate dai pretrattamenti svolti a monte.

A seconda di diversi parametri tecnici quali temperatura e salinità dell'acqua di mare, l'impianto ad osmosi inversa può essere progettato ad uno o due passi.

Un impianto di desalinizzazione ad osmosi inversa può trattare diversi tipi di acqua di mare:

- acqua di mare superficiale;
- acqua di mare profonda;
- acqua di fiume salmastra;
- acqua di mare da pozzo.

L'acqua prodotta dall'impianto può essere di diverso tipo:

- acqua potabile (WHO);
- acqua per irrigazione;
- acqua di processo (acqua di alimentazione per caldaie, acqua di raffreddamento);
- acqua demineralizzata o ultrapura.

Di seguito vengono riportate due rappresentazioni utili per capire il funzionamento di un impianto di dissalazione ad osmosi inversa con i diversi componenti e sistemi ausiliari.

In particolare, in Figura 6.1 è rappresentata la struttura logica dell'impianto con i processi di pretrattamento e post-trattamento correlati ad esso.

In Figura 6.2, invece, è riportato il tipico layout del processo di dissalazione con le relative componenti del sistema.

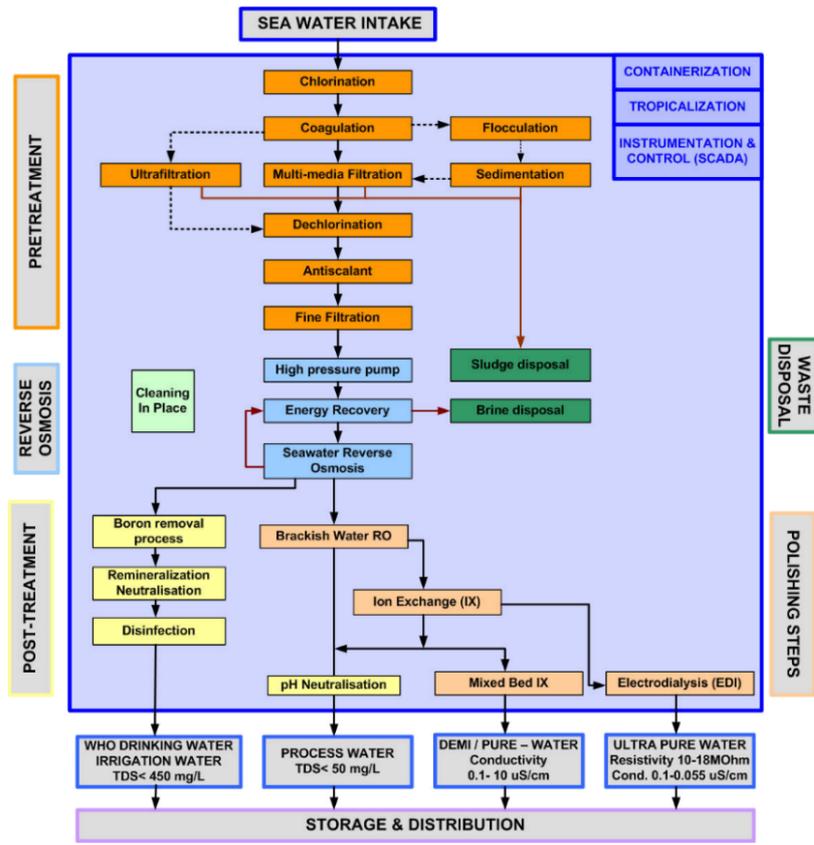


Figura 6.1 – Struttura di un impianto ad osmosi inversa [48]

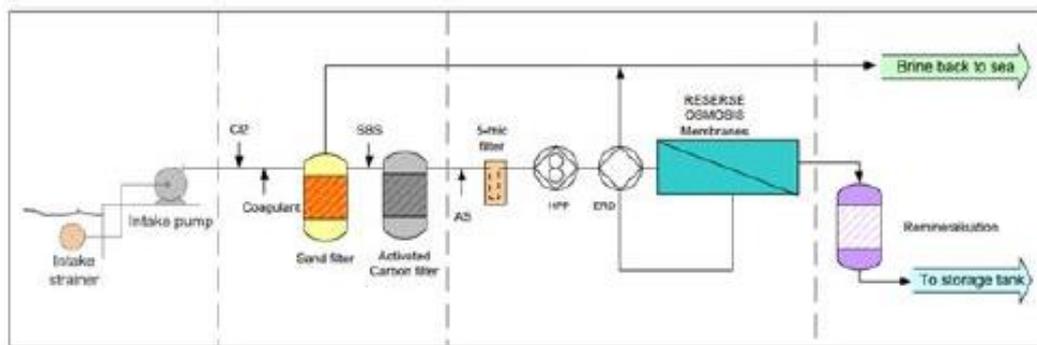


Figura 6.2 – Layout completo dell'impianto [45]

I componenti principali dell'impianto ad osmosi inversa sono:

- Impianto di presa dell'acqua;
- Pretrattamenti;
- Pompa di alta pressione;
- Membrane per l'osmosi inversa;
- Dispositivi di recupero energetico;
- Post-trattamenti;
- Scarico del concentrato.

Il cuore dell'impianto di dissalazione resta comunque il processo di osmosi inversa costituito dalla pompa di alta pressione, dalle membrane ad osmosi inversa e dal dispositivo di recupero energetico. In particolare, la pompa di alta pressione convoglia l'acqua marina all'interno delle membrane dove avviene il processo di separazione. L'energia di pressione contenuta all'interno del concentrato (Brine) viene recuperata nell'Energy Recovery Device mentre l'acqua desalinizzata viene inviata per i post-trattamenti (Figura 6.3).

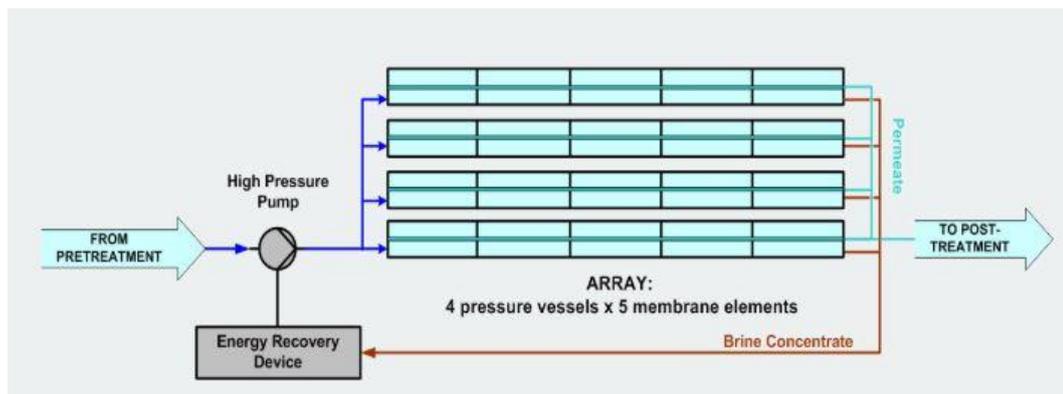


Figura 6.3 - Nucleo del processo ad osmosi inversa [48]

Nel seguito ogni componente verrà descritto nel dettaglio fornendo particolari tecnici in modo tale da avere una visione esaustiva dell'intero processo.

6.1 Impianto di presa dell'acqua

Attraverso una pompa a bassa pressione l'acqua viene prelevata dal mare e immessa nell'impianto di dissalazione. Il punto di presa a mare deve essere ben calcolato in maniera tale da ridurre al minimo la presenza di alghe, microrganismi e scarichi navali.

L'acqua marina passa attraverso una griglia di filtraggio utile per evitare il trascinarsi di corpi estranei come, ad esempio, la fauna ittica all'interno dell'impianto.

6.2 Pompa di Alta Pressione

Prima di entrare nei moduli ad osmosi inversa, l'acqua marina viene pressurizzata attraverso una pompa di alta pressione che opera in un range di pressione che varia dai 55 agli 85 bar, a seconda della temperatura e della concentrazione salina dell'acqua di alimentazione [48]. Generalmente vengono utilizzate delle pompe centrifughe capaci di trattare delle portate di fluido anche molto elevate (nel caso di impianti medio-grossi).

L'assorbimento energetico del sistema di pompaggio è il più elevato tra tutti i componenti e contribuisce per circa l'80 % al consumo di totale dell'impianto ad osmosi inversa a causa delle elevate pressioni di alimentazione richieste dal sistema [26].

6.3 Pretrattamenti

I pretrattamenti sono fondamentali per salvaguardare prestazioni dell'impianto ed estendere la vita delle membrane ad osmosi inversa. La scelta di opportuni processi, infatti, può minimizzare la formazione di accumuli nelle membrane e ridurre la necessità di lavaggio delle stesse.

I convenzionali metodi di pretrattamento per un impianto SWRO sono (Figura 6.4):

- screening per una prefiltrazione grossolana;
- clorurazione;
- addizione di acidi per regolare il pH o agenti di flocculazione;
- coagulazione/flocculazione;
- dual media filtration;
- filtrazione a cartuccia.

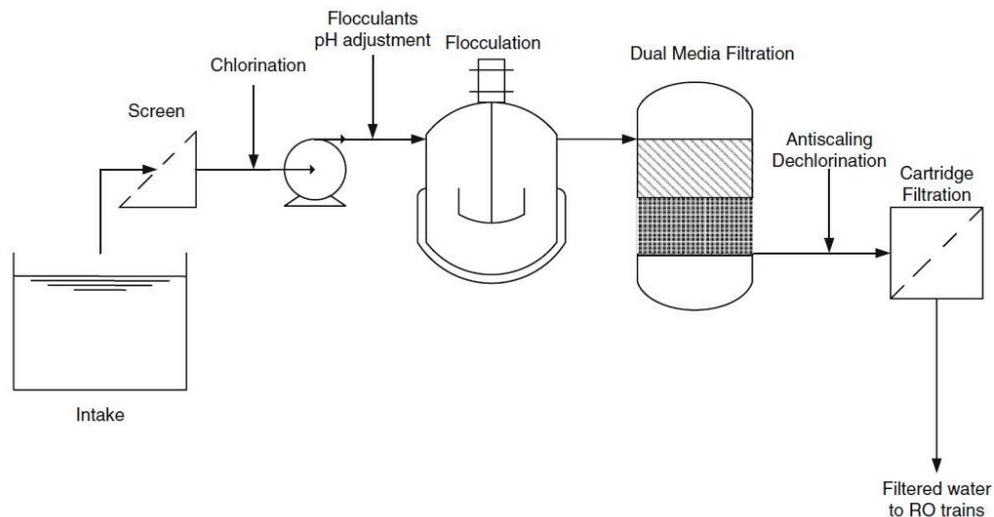
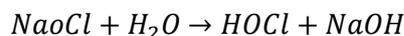


Figura 6.4 – Schema di processo per i pretrattamenti dell’acqua [26]

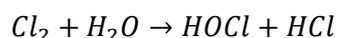
SCREENING: Per prima cosa l’acqua di alimento viene prelevata e filtrata attraverso delle grate per eliminare gli organismi/oggetti più grossi rimasti intrappolati nella corrente fluida. Tale operazione è fondamentale per proteggere le pompe a valle da eventuali problemi di intasamento. L’invaso di prelievo dell’acqua marina deve essere ideato in modo tale da limitare il più possibile il numero di organismi marini che viene trascinato nelle condotte a causa della forza dell’acqua.

CLORURAZIONE: L’operazione di clorazione è necessaria per eliminare dall’acqua marina microrganismi patogeni come batteri, alghe, spore e virus.

La soluzione più utilizzata per la disinfezione è l’ipoclorito di sodio tramite la seguente reazione:



Alternativamente il cloro può essere iniettato direttamente sotto forma gassosa disciogliendosi rapidamente nella corrente fluida sino ad una massima concentrazione di 3500 mg/l [26]. La reazione è la seguente:



COAGULAZIONE E FLOCCULAZIONE: Il processo di coagulazione è necessario per rimuovere le particelle solide sospese, materiale organico, sostanze tossiche e tracce di metalli (dimensioni nel range 1 nm a 1 µm). I coagulanti più utilizzati in questo tipo di processo sono il solfato di alluminio $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3 \cdot 14\text{H}_2\text{O}$, il solfato di ferro $\text{Fe}_2(\text{SO}_4)_3$ o cloruro ferrico FeCl_3 , ossido di calcio CaO e polimeri sintetici.

Subito dopo la coagulazione avviene il processo di flocculazione utile per rimuovere le particelle solide che si separano dando vita a dei fiocchi in sospensione. La flocculazione avviene mediante una lenta miscelazione in apposite camere che utilizzano dispositivi meccanici quali palette o eliche per amalgamare la miscela: i piccoli fiocchi tendono ad agglomerare formando fiocchi sempre più grossi che possono essere facilmente rimossi dalla soluzione.

FILTRAZIONE A SABBIA: La filtrazione a sabbia è un processo biologico in aggiunta a quelli chimici e fisici necessario per rimuovere impurità all'interno di un fluido.

L'acqua viene fatta passare attraverso un letto di sabbia fine ad una velocità molto bassa in modo tale che le materie sospese vengano opportunamente rimosse dal letto. Il vantaggio della filtrazione a sabbia è che richiede poca energia per funzionare e non sono necessari degli elementi chimici addizionali.

DUAL MEDIA FILTRATION: Il materiale solido sospeso rimasto ancora nell'acqua viene rimosso tramite i Dual Media Filters (DMFs). Tali filtri sono costituiti da carbone antracitico su di un letto di sabbia fine e consentono una separazione estremamente accurata: quando l'acqua passa attraverso i DMFs il materiale flocculato e le impurezze entrano in contatto con i grani ed aderiscono ad essi.

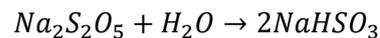
AGGIUSTAMENTO DEL PH: Prima di entrare nelle membrane ad osmosi inversa, il pH dell'acqua marina deve essere ridotto. Infatti, a moderati valori di pH, il processo di osmosi inversa gode di migliori performance e soprattutto le membrane degradano molto meno. Tipicamente, l'acido solforico viene aggiunto per regolare il pH fino a circa 7.5 prevenendo così la formazione di carbonato di calcio che potrebbe formare incrostazioni.

AGENTI ANTI-SCALANTI: Per prevenire la formazione di incrostazioni che potrebbero portare all'intasamento di filtri e membrane è necessaria l'introduzione di soluzioni anti-scalanti. Tipicamente l'aggiunta di questi elementi chimici è da applicare in impianti SWRO che operano con un recupero maggiore del 35% [49].

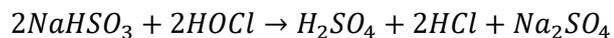
L'esametafosfato di sodio è comunemente utilizzato per questi scopi anche se recentemente è stato sostituito da composti polimerici (polifosfati e poliacrilati) a causa dei minori problemi dello smaltimento dei quest'ultimi.

DE-CLORURAZIONE: Prima dello stage ad osmosi inversa il cloro deve essere rimosso dall'acqua di alimentazione per evitare danni dovuti ad un eventuale ossidazione.

Il composto chimico più utilizzato per la de-clorurazione è il metabisolfito di sodio $Na_2S_2O_5$ a causa della sua elevata reattività. La reazione di tale composto con l'acqua è la seguente:



Il bisolfito di sodio ($NaHSO_3$) reagisce poi con l'acido ipocloroso ($HOCl$)



L'ultimo step consiste semplicemente nell'eliminare l'acido cloridrico dalla soluzione per completare il processo di de-clorurazione.

FILTRI A CARTUCCIA: Questo sistema di filtri è particolarmente utile per minimizzare la concentrazione di contaminanti nell'acqua di alimentazione. I filtri a cartuccia possono essere filtri a superficie o filtri a profondità. In questi ultimi le impurità vengono catturate sfruttando l'intero spessore del filtro mentre in quelli a superficie le particelle rimangono bloccate sulla superficie esterna. Tipicamente la dimensione dei pori varia tra 5 e 10 μm [26].

6.4 Membrane per l'Osmosi Inversa

L'applicazione dell'osmosi inversa richiede l'impacchettamento delle membrane per formare dei moduli veri e propri in grado di facilitare la separazione tra l'alimentazione, il permeato e il concentrato.

Le due configurazioni più adottate per i moduli sono moduli a fibra cava e moduli a spirale avvolta. Tutt'ora la struttura a spirale avvolta è la più utilizzata negli impianti di dissalazione ad osmosi inversa.

I moduli a spirale sono costituiti da due fogli di una membrana piatta, di dimensioni 1m x 1m, che vengono uniti insieme separati da particolari reti di spaziatura.

Più moduli vengono impacchettati tra loro e vengono arrotolati su di un tubo di plastica forato (tubo del permeato) assumendo la tipica configurazione cilindrica con una densità di impacchettamento che si aggira intorno ai 500-800 m²/m³ [26].

Una rete di polipropilene mantiene la separazione tra due gruppi adiacenti di membrane formando un canale di alimentazione per l'acqua marina.

Tipici elementi commerciali hanno dai 20 ai 40 gruppi di membrane applicate sul tubo del permeato, formando un elemento di diametro 20 cm e lunghezza 1 m con un'area attiva della membrana di circa 37-41 m² [26].

La configurazione schematica del modulo a spirale avvolta è presentata in Figura 6.5.

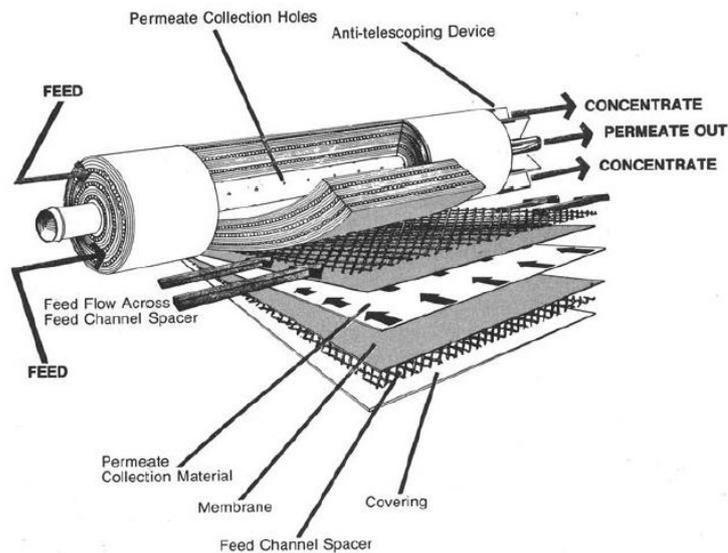


Figura 6.5 - Configurazione schematica di un modulo a spirale avvolta [26]

L'acqua marina entra dai canali di alimentazione presenti nel modulo. Questo flusso si suddivide in due parti: il permeato e il concentrato. Parte dell'acqua di alimento permea attraverso le membrane ed entra nel canale del permeato.

Dentro questo canale è presente un tessuto poroso in grado di mantenere la separazione tra due layer di membrane adiacenti consentendo la formazione di un canale per il permeato. Successivamente, il permeato fluisce attraverso i canali ed entra nel tubo forato centrale e trasportato sino all'uscita del modulo.

Tale flusso rappresenta l'effetto utile ossia acqua desalinizzata che potrà essere raccolta e inviata per un successivo post-trattamento a seconda dell'uso finale.

L'altra parte dell'acqua di alimento che non permea attraverso le membrane fluisce attraverso i canali di alimentazione ed esce dal modulo. Tale flusso è costituito da acqua ad elevata concentrazione salina (Brine); il sale, infatti, non riesce a permeare attraverso i pori della membrana così come parte dell'acqua di alimentazione.

Considerando questa configurazione e le dimensioni del canale di alimentazione del modulo a spirale avvolta, è necessario che l'acqua in ingresso sia quanto più pulita possibile per far funzionare le membrane correttamente. Qualunque traccia di materiale solido sospeso, infatti, potrebbe essere intrappolato nella rete di spaziatura bloccando il flusso di acqua di alimento.

La maggior parte delle membrane ad osmosi inversa sono costituite da materiale polimerico: acetato di cellulosa o poliammidi aromatiche.

Le membrane ad acetato di cellulosa (CA) generano una membrana con una struttura asimmetrica ossia la barriera e il layer di supporto sono fatti dello stesso materiale ma con una differente struttura. La barriera è densa, dotata di bassa permeabilità all'acqua e alto rifiuto degli ioni. Il layer di supporto, invece, ha una struttura porosa e garantisce il supporto meccanico necessario alla barriera.

Le membrane a materiale composito sono costituite da poliammidi aromatiche (PA) mentre il layer di supporto è di un materiale differente, tipicamente polimerico.

Sono caratterizzate da alta permeabilità all'acqua e alto rifiuto degli ioni.

Inoltre, l'utilizzo di differenti materiali consente l'ottimizzazione di diverse proprietà per ogni componente.

Grazie alle migliori performance e longevità, le membrane composite sono le più utilizzate tutt'ora in applicazioni industriali anche se degradano molto più velocemente in presenza di cloro.

In Figura 6.6 è possibile osservare la sezione trasversale di una membrana composta in poliammide tramite scansione a microscopio: nella parte inferiore è presente il tessuto in poliestere, ricoperto da uno strato poroso di materiale polimerico. La superficie densa nella parte superiore è la barriera costituita da poliammide aromatica.

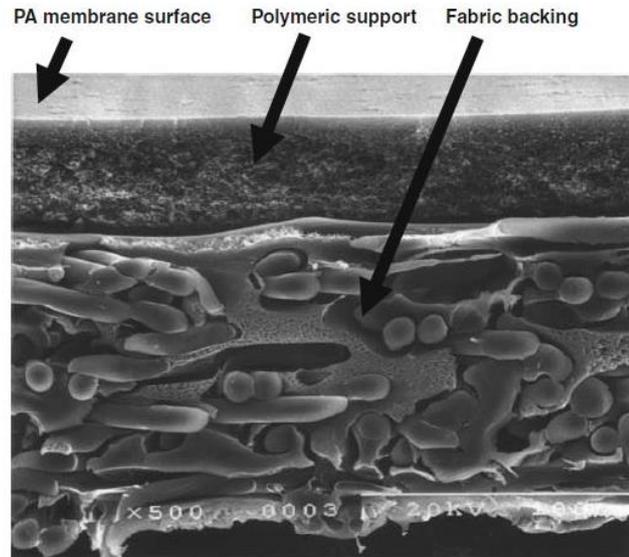


Figura 6.6 - Scansione elettronica a microscopio della sezione di una membrana composta in poliammide [50]

Nei sistemi ad osmosi inversa gli elementi a membrana vengono installati in contenitori pressurizzati (pressure vessels) per fare in modo che la pressione di alimento consenta la separazione del permeato. In questi contenitori, un certo numero di elementi a membrana viene posto in serie, con i tubi del permeato collegati in maniera successiva.

Nel passaggio da un elemento al successivo, la salinità dell'acqua di alimento aumenta mentre il flusso di permeato è minore.

In un'unità ad osmosi inversa i pressure vessels possono anche operare in gruppo con la porte di alimentazione, concentrato e permeato connesse in parallelo.

Ogni gruppo di pressure vessel connesso in parallelo viene definito stage mentre un numero di stage connessi in serie forma un array (Figura 6.7).

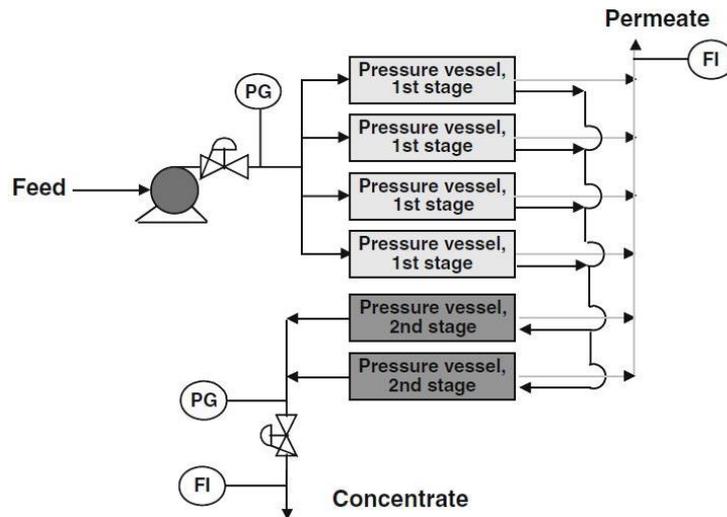


Figura 6.7 - Configurazione schematica di un'unità RO a 2 stage [26]

L'acqua di alimento scorre attraverso la pompa di alta pressione, la valvola di controllo, l'array dei pressure vessels e la valvola del concentrato. Inoltre, nello schema sono presenti pressure gauges (PG) e flow indicators (FI) sia per il flusso di concentrato che per il permeato. Il flusso di concentrato in uscita dal primo stage viene raccolto per poi alimentare il secondo stage. Il flusso di permeato da entrambi gli stage viene riunito in uno storage comune.

Tuttavia, gli impianti ad osmosi inversa ad acqua marina vengono progettati per operare con un singolo stage [26].

6.5 Dispositivo di recupero energetico

L'utilizzo di energia in un impianto di dissalazione ad osmosi inversa avviene per il prelievo dell'acqua marina, i processi di pretrattamento, pompa di alta pressione, post-trattamenti e sistemi ausiliari. Parte dell'energia utilizzata può essere recuperata tramite l'ausilio di un Energy Recovery Device (ERD): il concentrato, infatti, esce dalla membrana con una pressione ancora elevata che può essere sfruttata per un recupero energetico.

Gli ERD si dividono possono essere fondamentalmente di due tipi:

- 1) **Pelton Wheel / Energy Recovery Turbine (ERT)** che consiste in una turbina montata sullo stesso albero della pompa di alta pressione. Il flusso di concentrato, che esce dalle membrane in pressione, urta le palette della turbina e mette in rotazione l'albero il quale fornisce una potenza addizionale alla pompa di alta pressione.

Tale apparato è rappresentato schematicamente in Figura 6.8.

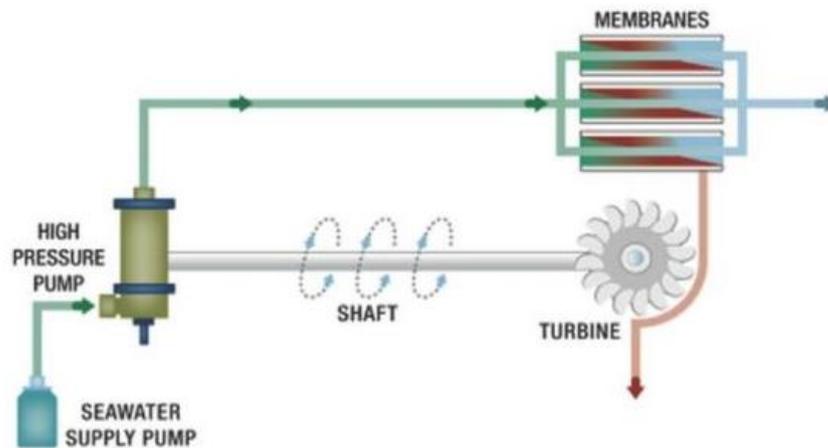


Figura 6.8 - Impianto ad osmosi inversa con recupero energetico Pelton Wheel [51]

- 2) **Pressure Exchanger (PX)** ossia dei dispositivi in grado di trasferire l'energia di pressione dal flusso concentrato al fluido a bassa pressione. Una tipologia particolarmente efficiente di scambiatore di pressione è lo scambiatore di pressione rotativo. Questo dispositivo utilizza un rotore cilindrico con canali longitudinali paralleli all'asse di rotazione. Il rotore gira all'interno di un manicotto con due coperchi alle estremità. L'energia di pressione viene trasferita direttamente dalla corrente ad alta pressione alla corrente a bassa pressione nei

condotti del rotore. Alcuni fluidi che rimangono nei condotti fungono da barriera che inibisce la miscelazione tra i diversi flussi.

I condotti del rotore si caricano e si scaricano continuamente mentre il processo di trasferimento della pressione si ripete.

Tale apparato è rappresentato schematicamente in Figura 6.9.

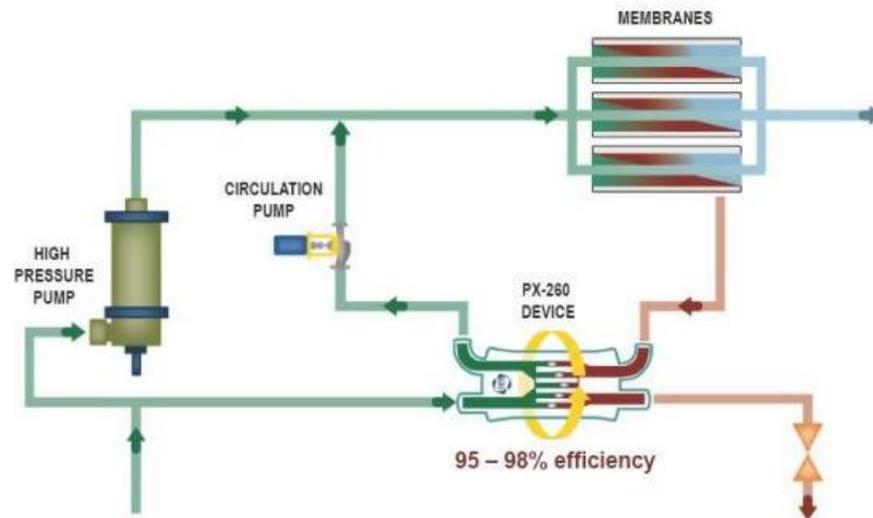


Figura 6.9 - Impianto ad osmosi inversa con recupero energetico Pressure Exchanger [51]

6.6 Post-trattamenti

L'acqua desalinizzata prodotta tramite processi ad osmosi inversa necessita di post-trattamenti che variano a seconda dell'utilizzo finale. Generalmente, si aggiungono degli additivi chimici per stabilizzare il prodotto finale: viene aggiunta della CO₂, aumentata l'alcalinità e regolato il pH dell'acqua prodotta.

Se si vuole produrre acqua potabile, inoltre, occorre ridurre la concentrazione di Cloruro di Sodio e Boro attraverso una seconda filtrazione a membrana.

Se l'obiettivo è invece produrre acqua per irrigazione occorre ridurre la concentrazione di boro in quanto rappresenta un veleno per le piante ed effettuare un processo di remineralizzazione in base alla pianta da irrigare.

Capitolo 7

7. Posizionamento impianti

L'obiettivo della pratica di decommissioning per le piattaforme precedentemente descritte è quello di convertirle in centri produttivi installando su di esse un impianto di dissalazione dell'acqua alimentato direttamente da pannelli fotovoltaici.

È molto importante quindi prevedere una giusta collocazione sia dell'impianto di dissalazione che dei pannelli per ottimizzare gli spazi disponibili e la produzione energetica.

I moduli solari devono essere posizionati su di un'area esposta direttamente ai raggi solari priva di ostacoli che possono provocare ombra sulla superficie dei pannelli.

L'impianto di dissalazione, invece, non ha dei vincoli particolari: occorre semplicemente verificare che le dimensioni dell'impianto scelto siano compatibili con lo spazio reso disponibile dalla piattaforma. Per costruzioni dotate di una struttura basata su più deck la scelta più ragionevole risulta posizionare i pannelli sul ponte della piattaforma mentre nei deck immediatamente sottostanti l'impianto di dissalazione.

In questo modo, l'acqua marina prelevata percorre la distanza minima possibile prima di entrare nell'impianto di dissalazione diminuendo il consumo della pompa di prelievo e la lunghezza della condotta. I pannelli fotovoltaici, inoltre, sono esposti direttamente alla radiazione solare garantendo una buona producibilità energetica.

Nel seguito, per ogni piattaforma o gruppo di piattaforme, verrà spiegata la configurazione adottata per i due impianti energetici.

Porto Corsini: i pannelli fotovoltaici possono essere posizionati sulla piattaforma Porto Corsini MWA considerata la notevole superficie esposta alla radiazione solare. L'impianto di dissalazione, invece, può essere collocato nel deck immediatamente sottostante della stessa piattaforma oppure nel deck inferiore della struttura limitrofa Porto Corsini MWT. Quest'ultima ipotesi risulta più conveniente in quanto lo spazio disponibile è molto più elevato anche se dovrà essere previsto un collegamento elettrico per trasportare l'energia prodotta dai pannelli sulla piattaforma MWA all'impianto di dissalazione sulla piattaforma MWT.

La zona degli uffici, sale di controllo ed eliporto può essere rimosse totalmente o parzialmente (Figura 7.1).



Figura 7.1 - Complesso di Porto Corsini con collocazione degli impianti [14]

Clara Ovest: la configurazione adottata prevede che i pannelli fotovoltaici siano installati sul ponte con l'impianto di dissalazione situato nei deck inferiori della piattaforma. Inoltre, quest'ultimo può essere articolato su due piani successivi garantendo una migliore distribuzione spaziale di macchinari e sistemi di stoccaggio. Come nel caso precedente, la zona degli uffici, sale di controllo ed eliporto può essere rimosse totalmente o parzialmente a seconda delle necessità.



Figura 7.2 - Piattaforma Clara Ovest con collocazione degli impianti [14]

San Giorgio Mare: la soluzione ipotizzata per il complesso San Giorgio Mare prevede l'installazione dei pannelli sulle due piattaforme San Giorgio Mare 3 e San Giorgio Mare 6, entrambe di dimensioni pari a 5x7 m per una superficie totale di 70 m².

Sulla piattaforma San Giorgio Mare Centrale è collocato l'impianto di dissalazione con i rispettivi sistemi ausiliari considerato il maggior spazio a disposizione (9x9 m).

Cautelativamente, si è scelto di posizionare il dissalatore sulla struttura offshore di dimensioni più ampie dato l'elevato ingombro della struttura in sé e dei sistemi ausiliari quali stoccaggi, impianti di pre e post trattamento dell'acqua direttamente collegati ad essa. Inoltre, il sistema fotovoltaico possiede una maggiore flessibilità nel senso che, qualora si volesse diminuire il numero di pannelli su di una piattaforma, lo si potrebbe fare tranquillamente pagando il prezzo di una minore produzione energetica. L'impianto di dissalazione, invece, ha bisogno di tutti i sistemi ausiliari per funzionare correttamente necessitando quindi di uno spazio disponibile maggiore e non modificabile in itinere.

Santo Stefano Mare: adottando lo stesso criterio utilizzato per la precedente struttura l'impianto di dissalazione viene installato sulla piattaforma Santo Stefano 101.

Il parco fotovoltaico verrà installato su tutte le altre piattaforme del complesso Santo Stefano Mare: SSM 1-9, SSM 3-7, SSM 4, SSM 8 bis.

Capitolo 8

8. Software per lo studio di fattibilità

L'obiettivo dell'elaborato è fornire uno strumento utile che possa essere utilizzato per effettuare uno studio preliminare relativo alla conversione di piattaforme Oil & Gas giunte a fine vita. Nello specifico, si vuole analizzare la possibile installazione di un impianto di dissalazione dell'acqua alimentato da fonte solare.

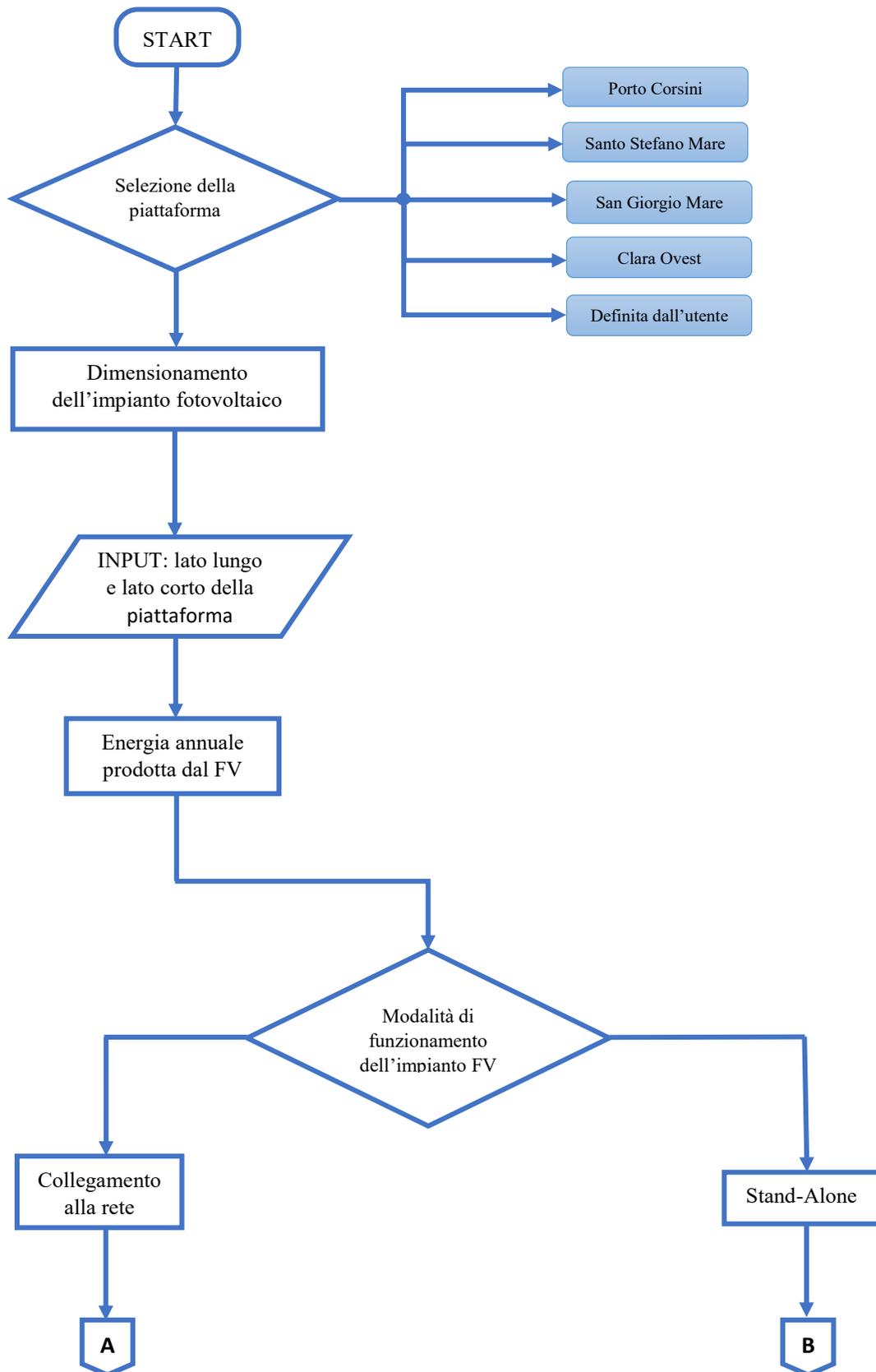
L'idea di base è fornire all'utente finale del programma tutte le informazioni necessarie affinché egli stesso possa valutare direttamente la fattibilità o meno dell'accoppiamento fotovoltaico-dissalazione

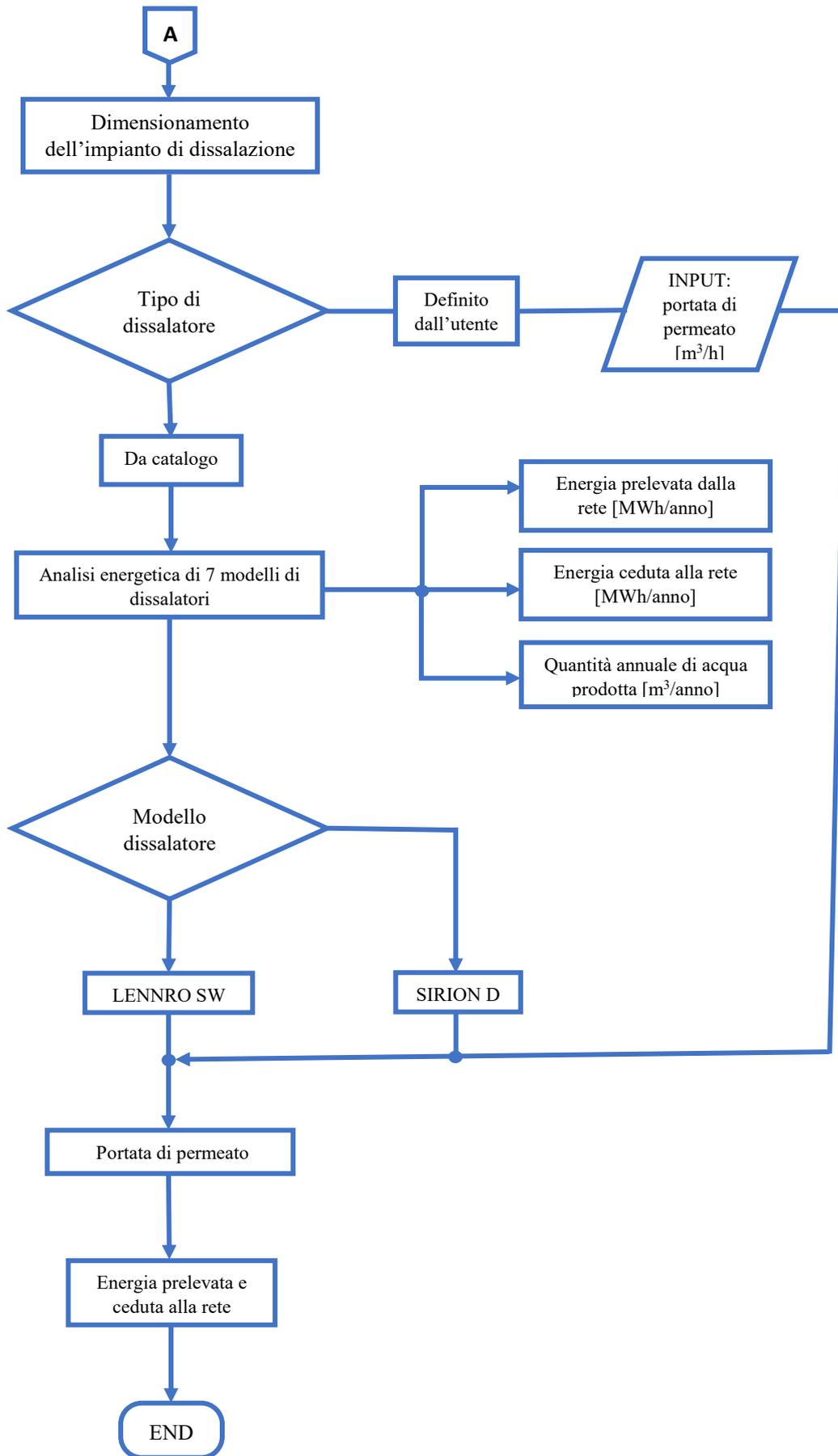
A tale fine, è stato sviluppato un programma su software Matlab capace di studiare l'accoppiamento tra i due tipi di impianti e guidare l'utente finale nelle scelte progettuali. È stato scelto proprio Matlab per l'implementazione del modello in quanto capace di fornire una chiara interfaccia grafica all'utente: quest'ultimo, infatti, potrà immettere dei valori di input nel software che verranno utilizzati per i successivi calcoli.

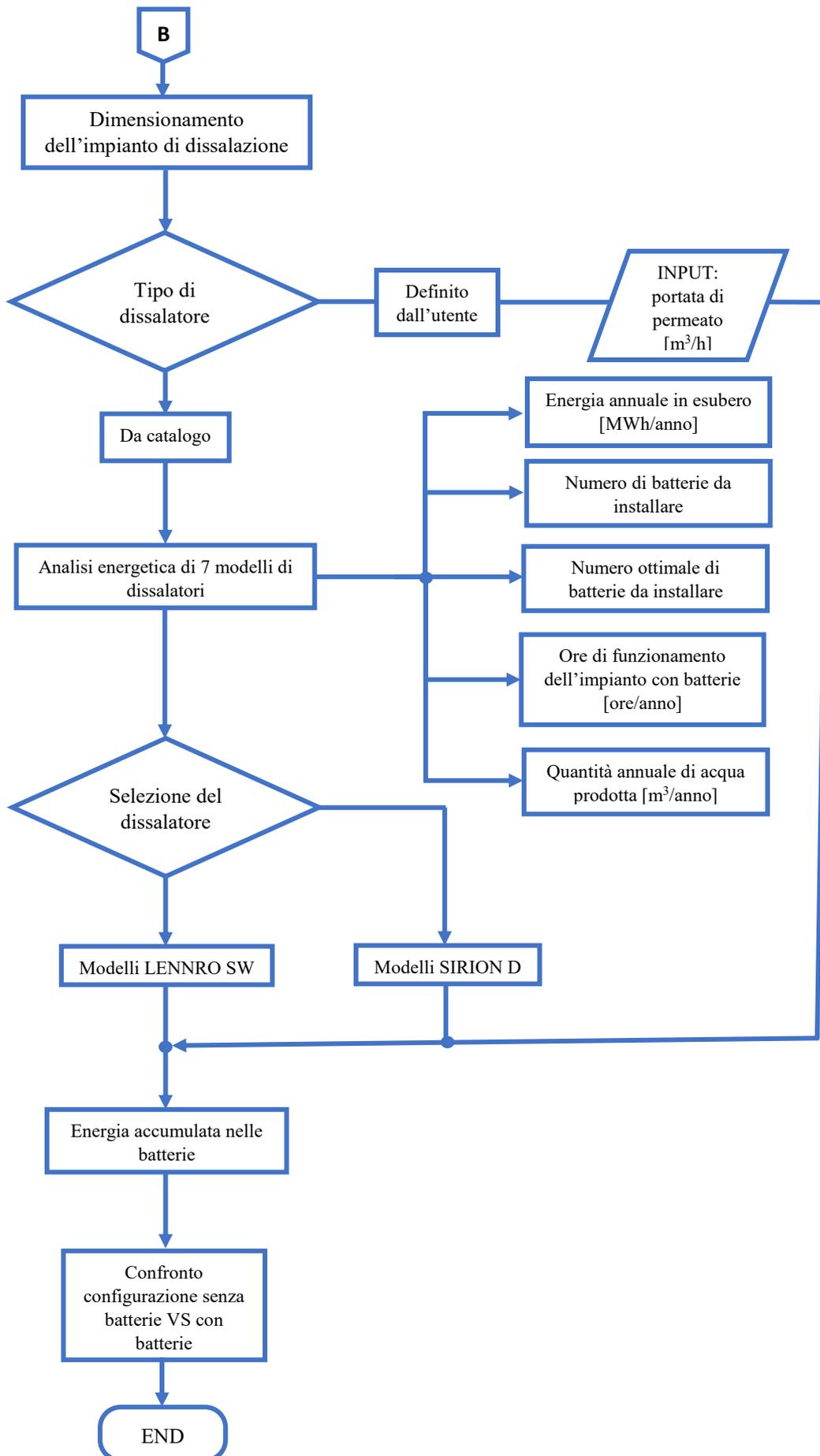
Inoltre, Matlab permette una facile e veloce gestione di un numero molto elevato di calcoli fornendo come output finale dei grafici esplicativi comprensibili e ben strutturati.

Nel seguito, attraverso dei diagrammi flow-chart, verrà descritta la logica ingegneristica che sta dietro il codice sviluppato. Successivamente, si entrerà nel programma vero e proprio seguendo l'implementazione step by step, descrivendo dettagliatamente le operazioni svolte dal software e il significato dei grafici forniti come output.

8.1 Logica del Software – Flow Chart







8.2 Struttura e descrizione del programma

Facendo riferimento al flow chart appena presentato si procederà con una descrizione step by step del codice implementato soffermandosi sugli aspetti che richiedono particolare attenzione.

SELEZIONE DELLA PIATTAFORMA: appena avviato il programma, la prima operazione richiesta è la selezione della piattaforma sulla quale si vuole effettuare l'analisi energetica. L'utente potrà scegliere tra le alternative proposte nel menù di Figura 8.1.



Figura 8.1 - Menù di scelta della piattaforma

Le piattaforme considerate nell'analisi sono quelle presentate nei precedenti capitoli dell'elaborato mentre l'opzione "Piattaforma definita dall'utente" consiste in una piattaforma le cui dimensioni e posizione geografica possono essere decise dall'operatore. Tuttavia, per limitare la quantità di casi trattabili, si è scelto di limitare il posizionamento di tale piattaforma in tre aree geografiche opportunamente selezionate:

- Mare Adriatico;
- Mare del Nord;
- Golfo del Messico.

In seguito alla selezione della piattaforma verrà presentata una foto della struttura offshore e una finestra di dialogo presenterà la scheda tecnica contenente tutte le informazioni rilevanti (eccetto il caso "Piattaforma definita dall'utente").

DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO: il primo step nel dimensionamento dell'impianto FV consiste nel conoscere l'area disponibile per l'installazione dei pannelli. A tale fine, l'utente viene lasciato completamente libero di scegliere quanta superficie della piattaforma coprire con i pannelli.

L'area totale della piattaforma, infatti, potrà essere ridotta per tenere conto di strutture difficilmente rimovibili come gru, helideck, sale di controllo e dispositivi di manovra che riducono la superficie utile. Queste considerazioni assumono un profondo significato nel caso delle piattaforme Porto Corsini e Clara Ovest: come riscontrabile dalle foto, non tutta la superficie potrà essere utilizzata per l'installazione dei pannelli a causa della presenza di ostacoli. Le piattaforme Santo Stefano Mare e San Giorgio Mare, di dimensioni molto più ridotte, mostrano un numero di ostacoli inferiore ed è possibile assumere che l'area sfruttabile coincide circa con l'area totale della piattaforma.

Tramite una finestra di dialogo, viene richiesto all'utente di inserire i lati della piattaforma che intende considerare nell'analisi. I valori di default (31.5 m e 14 m, nel caso di Porto Corsini in figura) sono le dimensioni reali della piattaforma selezionata.

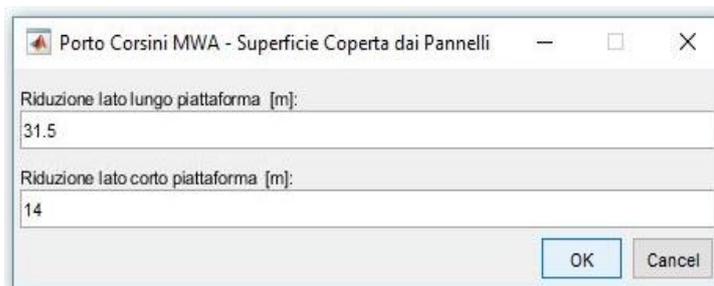


Figura 8.2 - Finestra per l'immissione dei lati della piattaforma - Porto Corsini

Note le dimensioni della piattaforma si procede al dimensionamento dell'impianto con il metodo del triangolo delle ombre descritto precedentemente utilizzando la latitudine del sito corrispondente alla piattaforma selezionata.

Lo scopo finale è quello di calcolare D_T ossia la distanza tra due file successive di moduli.

I pannelli fotovoltaici vengono scelti di default dal programma: moduli bifacciali LG NeON 2 da 320 W_p (Scheda tecnica in Appendice C) di cui si riportano alcuni dati utili:

- Potenza: 320 W_p;
- Lato lungo del modulo: 1.64 m;
- Lato corto del modulo: 1 m;
- Efficienza: 0.195.

Per minimizzare l'effetto di ombreggiatura i moduli verranno installati con il lato lungo disposto orizzontalmente. Si procede calcolando il numero dei moduli presenti in una fila:

$$N_{\text{modulixfila}} = \frac{\text{lato lungo piattaforma}}{\text{lato lungo modulo}}$$

Successivamente viene valutato il numero di file:

$$N_{\text{file}} = \frac{\text{lato corto piattaforma}}{D_T}$$

Per un totale di:

$$N_{\text{moduli}} = N_{\text{modulixfila}} * N_{\text{file}}$$

La potenza da installare sarà pari a:

$$W_{p,tot} = W_{p,1modulo} * N_{\text{moduli}}$$

Ore è possibile andare ad analizzare quale è il profilo di irradianza [kW/m²] nella località di interesse e successivamente stimare la potenza prodotta dall'impianto fotovoltaico [kW]. Inserendo le coordinate della località di interesse sul software PVGIS viene ricavato l'andamento dell'irradianza solare durante tutto l'anno. È bene specificare che i dati per le zone offshore non sono disponibili nel database PVGIS dunque sono stati presi i valori di irradianza solare delle località sulla costa più prossima.

Per quanto riguarda il caso della piattaforma definita dall'utente sono state impostate delle località di default: Rimini per il Mare Adriatico, Bacton (Inghilterra) per il Mare del Nord e Galveston (USA) per il Golfo del Messico. Tali località non sono state scelta casualmente bensì sono collocate molto vicino a dove la concentrazione di piattaforme offshore è molto elevata.

Il grafico visualizzato a schermo è simile a quello di Figura 8.3, dove viene analizzato il profilo di irradianza solare relativo alla piattaforma Porto Corsini per le prime 2000 ore dell'anno. I dati sono disponibili per tutte le ore dell'anno ma per una chiara visualizzazione grafica si è deciso di limitarsi alle prime 2000 ore.

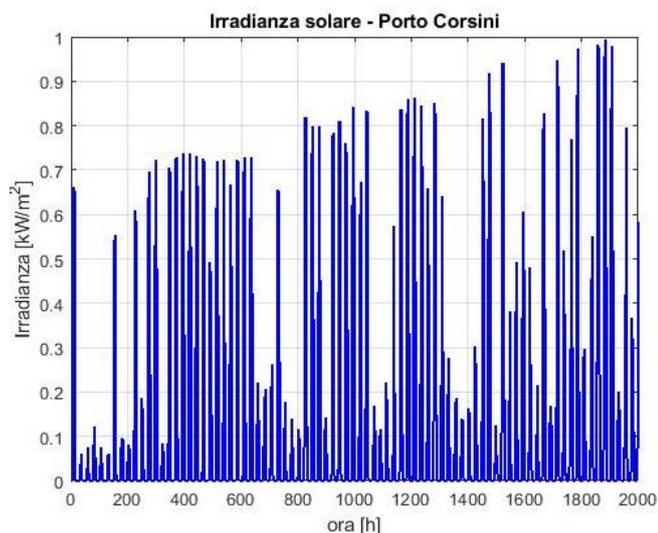


Figura 8.3 - Profilo di irradianza solare per la piattaforma Porto Corsini

Conoscendo il profilo di irradianza solare si può stimare la producibilità dell'impianto fotovoltaico tramite una combinazione dei software PVGIS, Excel e infine Matlab.

Non conoscendo a priori la potenza totale installata dell'impianto fotovoltaico, in quanto dipendente dai lati della piattaforma decisi dall'utente, viene attuato il seguente procedimento:

- Tramite software PVGIS vengono estratti i dati di orari di irradianza [kW/m²] e produzione fotovoltaica [kW] di un impianto fotovoltaico noto di potenza pari a 70 kW (valore di default) situato nella posizione della piattaforma scelta.

In questo modo si può conoscere l'andamento ora per ora della produzione fotovoltaica che sarà uguale a quello dell'impianto in analisi.

- Per conoscere la potenza FV occorre adottare un fattore di scala (f) in grado di riadattare i valori dall'impianto di 70 kW all'impianto considerato.

Il fattore di scala viene calcolato facendo il rapporto tra i 70 kW di potenza installata e la potenza effettiva a cui sta lavorando l'impianto fotovoltaico in quella determinata ora dell'anno.

$$f = \frac{70 \text{ kW}}{W_{PV,70kw}}$$

- I 4 vettori: ora [h], potenza FV [kW], irradianza solare [kW/m²] e fattore di scale vengono salvati in file documenti di testo (e.g. “irr_clara.txt”) e sono pronti per essere esportati su Matlab.

Essi contengono 8784 elementi in quanto le analisi sono effettuate per l’anno 2016, bisestile (ad esclusione di Golfo del Messico e Mare del Nord dove i dati PVGIS risalgono al 2015).

La produzione fotovoltaica dell’impianto in analisi viene calcolata con la formula:

$$W_{PV,oraria} = W_{PV,tot} * f$$

$W_{PV,tot}$ è la potenza totale installata dell’impianto calcolata precedentemente mentre $W_{PV,oraria}$ è un vettore di 8784 elementi contente la potenza effettiva a cui sta lavorando l’impianto fotovoltaico.

L’andamento della produzione fotovoltaica viene plottato, ottenendo un grafico simile a Figura 8.4 che fa riferimento ad un impianto da 29 kW_p installato sulla piattaforma Porto Corsini.

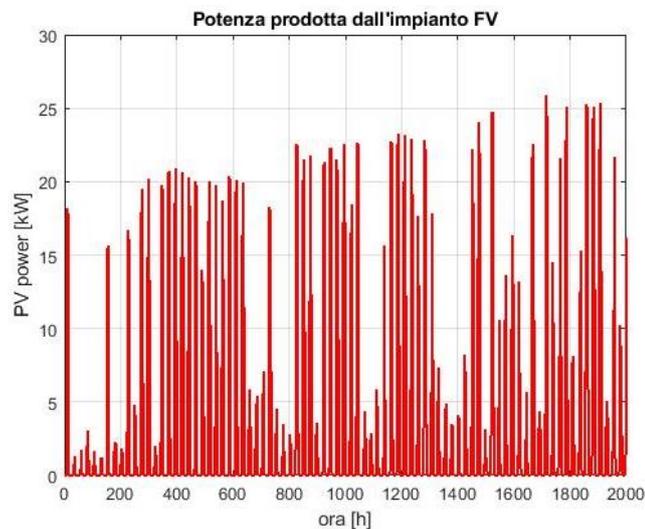


Figura 8.4 - Potenza prodotta dall'impianto fotovoltaico

MODALITÀ DI FUNZIONAMENTO DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO:

Per potere interfacciare i moduli fotovoltaici con l'impianto di dissalazione è necessario stabilire la modalità di funzionamento che si vuole adottare: collegato alla rete o stand-alone.

Tale scelta è effettuata dall'utente dal menù rappresentato in Figura 8.5.

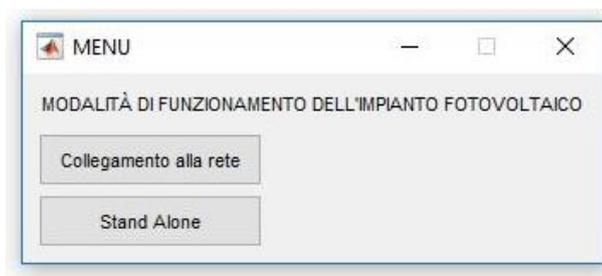


Figura 8.5 – Menù di scelta della modalità di funzionamento dell'impianto FV

Nel seguito i due casi collegamento alla rete e stand-alone verranno trattati separatamente.

Collegamento alla rete

Il collegamento alla rete garantisce una specie di “accumulatore infinito” in cui stoccare la potenza in esubero prodotta e da cui prelevarla per ottenere un funzionamento continuo. Inoltre, non si ha la necessità di installare un sistema di batterie in quanto l'impianto potrà ampliare le sue ore di funzionamento prelevando potenza extra dalla rete.

In questa configurazione è stato assunto quindi che l'impianto di dissalazione funzioni a portata di permeato costante ossia la portata di acqua desalinizzata viene garantita in tutte le ore dell'anno. L'energia necessaria per fare funzionare il dissalatore, infatti, viene fornita o direttamente dall'impianto fotovoltaico o dalla rete elettrica consentendo un funzionamento continuo per tutte le ore dell'anno.

DIMENSIONAMENTO IMPIANTO DI DISSALAZIONE: La potenza disponibile dall'impianto fotovoltaico non è nota a priori in quanto dipende dai dati di input immessi dall'utente. Ciò rende molto complicata la decisione sul tipo di dissalatore da accoppiare con i pannelli. Tramite il menù di Figura 8.6, l'utente è chiamato a scegliere se installare un dissalatore di quelli presenti sul mercato (modelli LENNRO SW e SIRION-D) oppure

ideare un impianto ad-hoc che soddisfi le sue necessità. Nel seguito verranno trattate le due differenti opzioni separatamente.

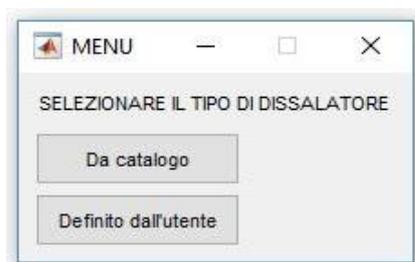


Figura 8.6 - Menù di scelta del tipo di dissalatore da installare

Dissalatori da catalogo

Il procedimento adoperato prevede di effettuare un'analisi energetica di 7 dissalatori presenti su mercato per evidenziare quello più adatto alle esigenze dell'utente finale.

I 7 dissalatori analizzati fanno riferimento ai modelli LENNRO SW e SIRION D (scheda tecnica in Appendice D), nello specifico:

- LENNRO SW 250: portata di permeato: 0.25 m³/h, consumo pompe: 3 kW;
- LENNRO SW 500: portata di permeato: 0.5 m³/h, consumo pompe: 4.5 kW;
- LENNRO SW 1000: portata di permeato: 1 m³/h, consumo pompe: 9 kW;
- LENNRO SW 1500: portata di permeato: 1.5 m³/h, consumo pompe: 13 kW;
- SIRION D-50: portata di permeato: 2.12 m³/h, consumo pompe: 22 kW;
- SIRION D-100: portata di permeato: 4.24 m³/h, consumo pompe: 30 kW;
- SIRION D-150: portata di permeato: 6.35 m³/h, consumo pompe: 44 kW.

I modelli LENNRO SW sono dissalatori di piccola taglia mentre i modelli SIRION D sono di taglia medio-grande.

Per ogni dissalatore viene effettuata un'analisi dettagliata valutando, nello specifico:

- 1) Energia annuale prelevata dalla rete [MWh/anno]: quando l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico è nulla o minore di quella richiesta per la dissalazione occorre effettuare un prelievo dalla rete. Conoscendo l'energia prodotta dai pannelli FV e l'energia richiesta per l'impianto di dissalazione ora per ora è possibile calcolare i kWh prelevati dalla rete.

A titolo di esempio, in una determinata ora, si assuma che:

$$E_{PV} = 9 \text{ kWh}, E_{diss} = 13 \text{ kWh (LENNRO SW 1500)};$$

L'energia oraria prelevata dalla rete sarà:

$$E_{prel,rete} = E_{diss} - E_{PV} = 4 \text{ kWh}$$

Facendo la sommatoria su tutte le ore dell'anno si riesce a ricavare l'energia annuale prelevata dalla rete [MWh/anno].

Tale procedimento viene svolto per tutti i dissalatori e i risultati ottenuti vengono plottati in un grafico a barre (Figura 8.7).

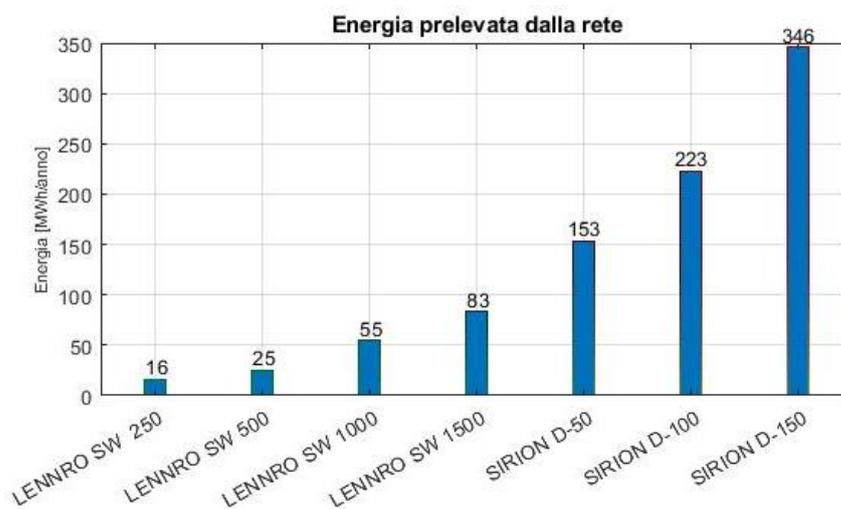


Figura 8.7 - Grafico a barre dell'energia prelevata dalla rete, Porto Corsini - 29 kW_p, installati di potenza fotovoltaica

- 2) Energia annuale ceduta alla rete [MWh/anno]: quando l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico è maggiore di quella richiesta per la dissalazione è possibile immettere il surplus in rete. Conoscendo l'energia prodotta dai pannelli FV e l'energia richiesta per l'impianto di dissalazione ora per ora è possibile calcolare i kWh ceduti alla rete.

A titolo di esempio, si assuma:

$$E_{PV} = 30 \text{ kWh}, E_{diss} = 13 \text{ kWh (LENNRO SW 1500)};$$

L'energia oraria ceduta alla rete sarà:

$$E_{ced,rete} = E_{PV} - E_{diss} = 17 \text{ kWh}$$

Facendo la sommatoria su tutte le ore dell'anno si riesce a ricavare l'energia annuale ceduta alla rete [MWh/anno].

I risultati vengono plottati in un grafico a barre come quello visibile in Figura 8.8.

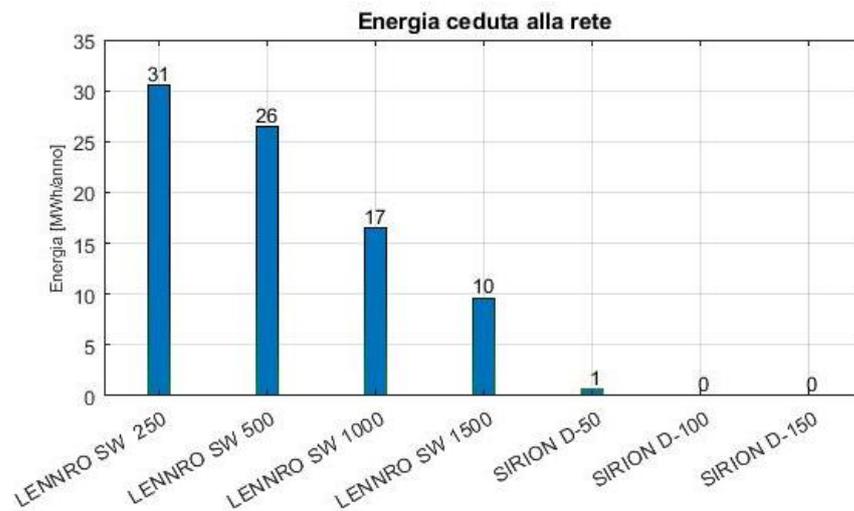


Figura 8.8 - Grafico a barre dell'energia ceduta alla rete, Porto Corsini - 29 kW_p installati di potenza fotovoltaica

- 3) Quantità annuale di acqua desalinizzata prodotta [m³/anno]. L'impianto di dissalazione collegato alla rete funziona a portata di permeato costante e quindi la quantità di acqua prodotta V viene calcolata come:

$$V = \dot{V}_{permeato} * 8784 * 0.95$$

$\dot{V}_{permeato}$ è la portata di permeato in [m³/h] prodotta dall'impianto di dissalazione mentre 8784 sono le ore dell'anno 2016, bisestile, su cui viene condotta l'analisi.

Le ore annue di funzionamento dell'impianto vengono ridotte del 5% per considerare periodi di manutenzione e ricambio dei macchinari.

I risultati dell'elaborazione vengono plottati in un grafico a barre per una chiara visualizzazione (Figura 8.9).

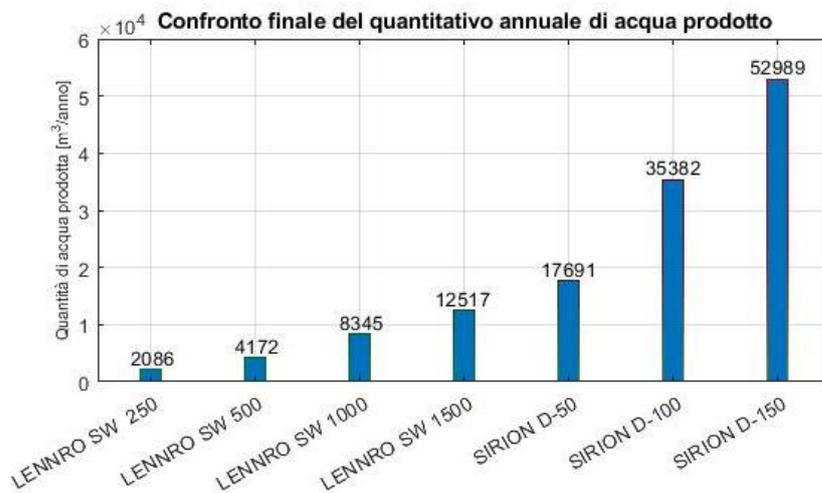


Figura 8.9 - Grafico a barre del quantitativo annuale di acqua prodotta, Porto Corsini - 29 kW_p installati di potenza fotovoltaica

I punti 1) e 2) appena descritti (riguardanti l'energia ceduta e prelevata) si traducono in Matlab con una semplice verifica tramite la struttura logica "if-else" inserita all'interno di un ciclo for per analizzare tutti gli elementi (8784) del vettore "PV". Il codice riportato, per brevità, riguarda solo il dissalatore "1" ossia il modello LENNRO SW 250.

```
for jj=1:length(PV)

    if (PV(jj)<pow_1)
        prel_const_1(jj,1) = pow_1-PV(jj);
        ced_const_1(jj,1) = 0;
    else
        prel_const_1(jj,1) = 0;
        ced_const_1(jj,1) = PV(jj)-pow_1;
    end

end
```

PV: vettore contenente l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico [kWh]

pow_1: energia richiesta per il funzionamento dell'impianto di dissalazione [kWh]

prel_const_1: vettore contenente l'energia prelevata dalla rete [kWh]

ced_const_1: vettore contenente l'energia ceduta alla rete [kWh]

Dissalatore definito dall'utente

In questo caso l'utente è libero di progettare il dissalatore adattandolo alla sua specifica applicazione. Il dato di input richiesto, sempre tramite interfaccia grafica, è la portata volumetrica di acqua desalinizzata prodotta dall'impianto [m³/h].

L'altro dato necessario per il dimensionamento è la potenza assorbita che viene calcolata in automatico dal software tramite un'operazione di fitting eseguita sui parametri tecnici dei dissalatori LENNRO SW. Conoscendo potenza e portata di permeato per i diversi impianti LENNRO analizzati è possibile plottare l'andamento della potenza assorbita in funzione della portata di permeato prodotta, come rappresentato in Figura 8.10.

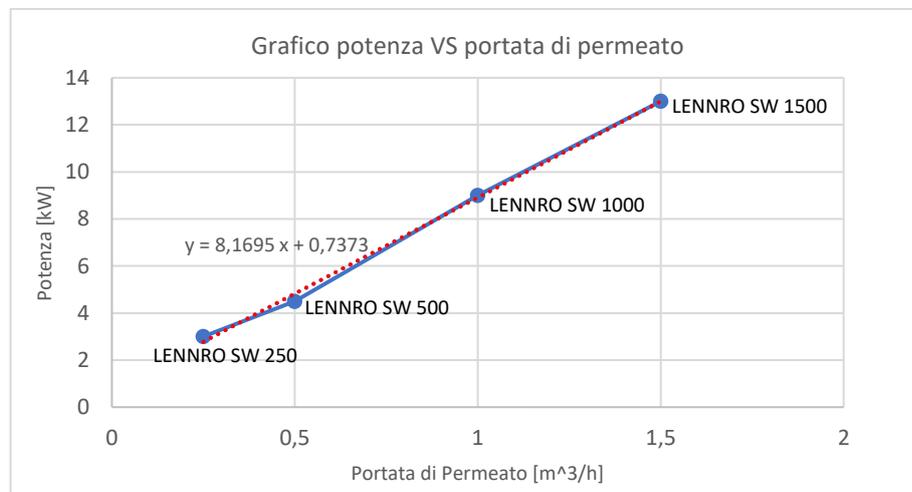


Figura 8.10 - Interpolazione lineare per i dissalatori LENNRO SW

L'andamento è pressoché lineare approssimato molto bene dall'equazione della retta:

$$W = 8.1695 * \dot{V}_{H2O} + 0.7373$$

- W è la potenza assorbita in [kW];
- \dot{V}_{H2O} è la portata volumetrica di permeato [m³/h];
- 8.1695 e 0.7373 sono dei parametri di fitting.

Tramite la portata volumetrica immessa dall'utente viene quindi ricavata la potenza assorbita dall'impianto. È bene precisare che il software impone una limitazione sulla massima portata di permeato: infatti, immettendo un valore estremamente alto di portata il dissalatore richiede un'energia troppo elevata per funzionare che non può essere fornita dall'impianto fotovoltaico, se quest'ultimo è di piccole dimensioni.

Il massimo valore di portata di permeato è quello che si ricava quando l'array fotovoltaico sta lavorando alla massima potenza.

$$\dot{V}_{H_2O,max} = \frac{W_{FV,tot} - 0.7373}{8.1695}$$

- \dot{V}_{H_2O} è la portata volumetrica massima di permeato [m³/h];
- $W_{FV,tot}$ è la potenza totale dell'array fotovoltaico [kW].

Il software controlla sempre che la portata immessa sia minore di questo valore massimo, evidenziando possibili incongruenze con un messaggio di errore.

Con lo stesso procedimento adottato nel caso dei 7 dissalatori, viene valutata l'energia annuale prelevata dalla rete [MWh/anno], l'energia annuale ceduta alla rete [MWh/anno] e la quantità di acqua prodotta [m³/anno].

Infine, i risultati vengono visualizzati graficamente ma non riportati per brevità.

SELEZIONE DEL DISSALATORE: È da effettuare solo nel caso in cui si ha selezionato l'opzione "dissalatori da catalogo" nel software. L'utente deve scegliere uno tra i 7 dissalatori presentati tramite un menù che compare a schermo.

Sulla base delle informazioni contenute nei grafici esposti è possibile scegliere l'impianto che più si adatta alle esigenze dell'utilizzatore. Il criterio di scelta può essere basato sulla percentuale di energia che si vuole immettere o acquistare dalla rete, piuttosto che sul voler massimizzare la quantità di acqua producibile.

Se si è interessati solo a quest'ultimo aspetto sarà necessario selezionare il dissalatore che produce più m³ all'anno mentre, se si è interessati al criterio energetico, occorrerà analizzare i kWh ceduti e prelevati (o i valori percentuali) per poi effettuare l'opportuna scelta. Alternativamente, potrebbe essere scelto l'impianto con la percentuale minore di energia prelevata dalla rete al fine di minimizzare il costo di acquisto. Tutto ciò è per sottolineare il fatto che l'utente è libero di scegliere il dissalatore da installare secondo il criterio che ritiene più adeguato.

Le informazioni relative al quantitativo di acqua prodotta ed energia vengono espone direttamente a schermo tramite un'interfaccia grafica per garantire una comoda visualizzazione da parte dell'utente.

PORTATA DI PERMEATO: Viene plottato a schermo l'andamento della portata di permeato durante l'anno (grafico limitato alle prime 2000 ore), come visibile in Figura 8.11. La portata di $1,5 \text{ m}^3/\text{h}$ è costante durante le 2000 ore considerate consentendo un funzionamento stazionario dell'impianto.

Tale discorso è ovviamente valido per tutte le ore dell'anno che non sono rappresentate in figura per chiarezza grafica.

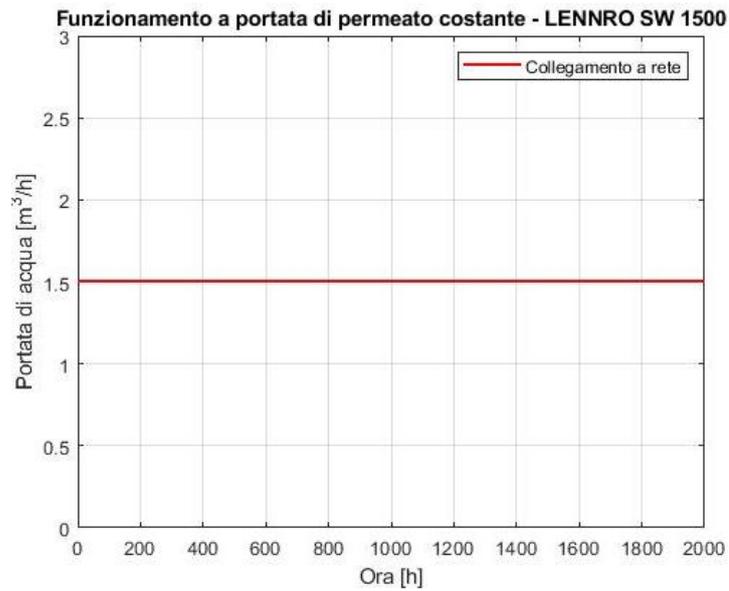


Figura 8.11 – Portata di acqua desalinizzata prodotta per l'impianto LENNRO SW 1500

ENERGIA PRELEVATA E CEDUTA ALLA RETE: L'ultimo step consiste nell'analizzare gli scambi energetici con la rete elettrica ora per ora. I risultati vengono rappresentati in un grafico come quello in Figura 8.12.

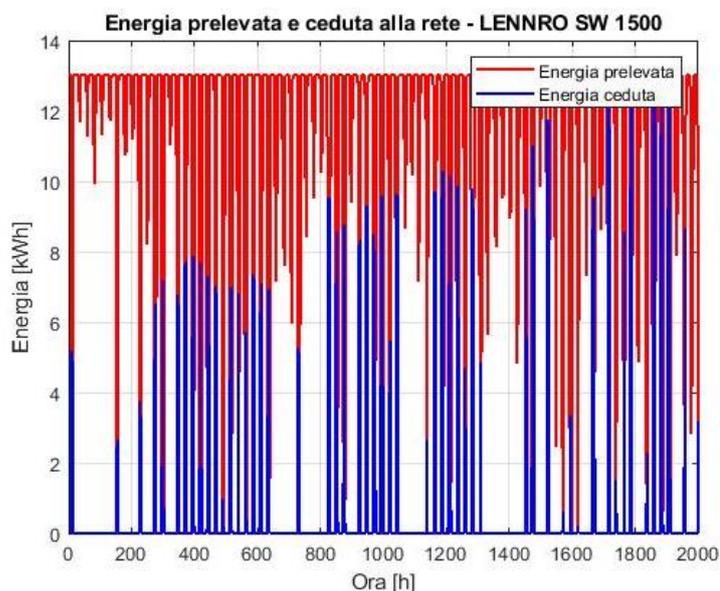


Figura 8.12 - Energia prelevata e ceduta alla rete per l'impianto LENNRO SW 1500

I picchi delle curve rosse, rappresentanti l'energia prelevata, sono pari a 13 kWh ossia il valore di energia necessario per garantire il funzionamento dell'impianto LENNRO SW 1500, nel caso. Le curve blu, rappresentanti l'energia ceduta, hanno un picco che varia a seconda della produzione fotovoltaica. Le due curve sono tra loro mutualmente escludenti nel senso che l'energia è prelevata o ceduta, non può esserci la compresenza di queste due condizioni oppure, in termini grafici, dove la curva blu ha dei valori diversi da zero la curva rossa è nulla e viceversa.

A causa dell'elevato numero di curve rosse, è possibile affermare che avvengono molti più prelievi dalla rete rispetto alle cessioni. Questa condizione è totalmente giustificata dal fatto che stiamo analizzando le prime 2000 ore dell'anno ossia i mesi di gennaio, febbraio e parte di marzo dove l'irradianza solare non è molto elevata. Di conseguenza, anche la produzione fotovoltaica è scarsa e si ha quindi la necessità di prelevare dalla rete l'energia necessaria per la dissalazione. Se considerassimo le ore estive dell'anno si potrebbe osservare un incremento delle curve blu a cause della maggiore energia in esubero dai pannelli.

Stand-Alone

In applicazioni remote, come le strutture offshore, può essere difficile stabilire una connessione con la rete elettrica e gli impianti installati, il più delle volte, sono costretti a lavorare in maniera autonoma. Ciò significa che devono autosostenersi con l'energia prodotta sul posto in quanto privi di ogni approvvigionamento energetico dall'esterno.

Nella configurazione stand-alone si prevede l'installazione di un sistema di batterie in grado di stoccare l'energia in eccesso e garantire un funzionamento più lineare e continuo possibile all'impianto di dissalazione. Infatti, grazie all'ausilio dei sistemi di accumulo, è possibile stoccare il surplus energetico disponibile durante il giorno e utilizzarlo nella notte quando è nulla la produzione fotovoltaica.

Questo espediente garantisce un aumento del fattore di utilizzazione dell'impianto incrementando il quantitativo di acqua prodotta.

DIMENSIONAMENTO IMPIANTO DI DISSALAZIONE: L'utente è chiamato a scegliere se installare un dissalatore di quelli presenti sul mercato (modelli LENNRO SW e SIRION-D) oppure progettare un impianto che soddisfi le sue esigenze. Nel seguito viene riportata la descrizione teorica solo dei dissalatori forniti da catalogo per brevità. Inoltre, i procedimenti da adottare nei due casi sono identici e risulterebbe ridondante riportarli entrambi.

Dissalatori da catalogo

Il procedimento è del tutto analogo a quello adottato nel caso del collegamento alla rete e consiste nell'analisi energetica dei 7 dissalatori presentati ma analizzando dei parametri leggermente differenti.

Per ogni dissalatore viene studiato, nello specifico:

- 1) Energia annuale in esubero [MWh/anno]. Il processo è identico a quello del caso collegamento a rete e non verrà più discusso. Viene riportato esclusivamente il grafico a barre ottenuto come risultato.

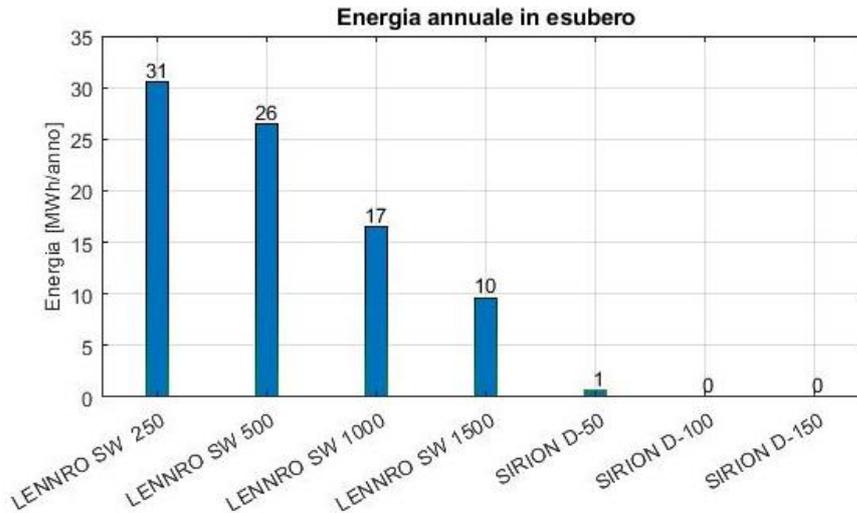


Figura 8.13 - Grafico a barre dell'energia annuale in esubero, Porto Corsini - 29 kWp installati di potenza fotovoltaica

- 2) Numero di batterie da installare. L'ipotesi adottata è che il processo di carica delle batterie avvenga durante il giorno per poi essere scaricate completamente durante la notte e così via.

Il numero di batterie è stato calcolato considerando che esse devono essere in grado di stoccare l'energia nel giorno dell'anno con maggiore surplus energetico. Tramite questo processo di ottimizzazione, si ha la certezza che l'accumulo installato sia in grado di stoccare l'energia durante ogni giorno dell'anno.

Le batterie installate vengono scelte di default dal programma e sono le LG RESU 10H (scheda tecnica in Appendice E) con un'energia utilizzabile di 9,3 kWh.

Tramite un semplice ciclo *for* e diversi calcoli viene ricavata l'energia in esubero per ogni giorno dell'anno ossia un vettore composto da 366 elementi (2016, anno bisestile).

Di questo vettore occorre cercare il massimo valore e memorizzarlo in una variabile nominata "max_en_1" nel codice Matlab mentre, per comodità, $E_{max,esubero}$ nel seguito.

Infine, viene calcolato il numero di batterie come:

$$N_{batt} = \frac{E_{max,esubero}}{E_{batteria}}$$

$E_{batteria}$ è l'energia accumulabile in una singola batteria ossia 9,3 kWh.

Questo procedimento viene effettuato per tutti e 7 i dissalatori e i risultati vengono plottati in un grafico a barre.

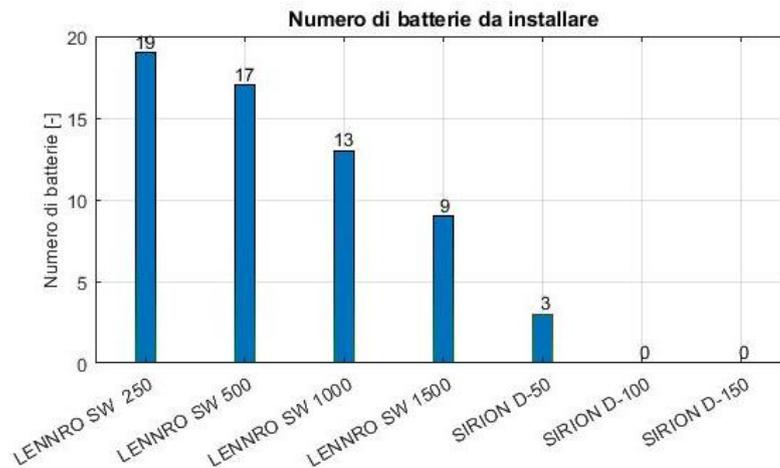


Figura 8.14 - Grafico a barre del numero di batterie da installare, Porto Corsini - 29 kW_p installati di potenza fotovoltaica

Il grafico riportato fornisce una prima significativa informazione: l'accoppiamento dell'impianto fotovoltaico, di potenza pari a 29 kW nel caso di figura, è impossibile con i dissalatori SIRION D-100 e SIRION D-150. Tali dissalatori, non richiedono l'installazione di batterie e ciò significa che l'energia in esubero è nulla come osservabile in Figura 8.13. In conclusione, si può dedurre che la potenza fornita dall'impianto fotovoltaico, molto probabilmente, non è sufficiente per alimentare il processo di dissalazione.

I dissalatori SIRION D-100 e SIRION D-150, infatti, assorbono una potenza pari a, rispettivamente, 30 kW e 44 kW che non può essere mai fornita dai pannelli, neanche nel migliore dei casi rendendo l'accoppiamento impossibile.

- 3) Numero di batterie ottimale. Il dimensionamento dell'accumulo effettuato con il criterio presentato nel punto 2) può rivelarsi molto svantaggioso, soprattutto per dissalatori di piccola taglia in quanto richiede l'installazione di un numero molto elevato di batterie. Il sistema di accumulo è sovradimensionato perché, in molti giorni dell'anno, l'energia contenuta nelle batterie è notevolmente minore rispetto alla capacità totale. Questo perché il criterio di dimensionamento prevedeva di installare un numero di batterie tali da stoccare il surplus energetico giornaliero più elevato.

È possibile, invece, cercare una nuova configurazione in cui il dissalatore funziona lo stesso numero di ore e produce la stessa quantità di acqua ma con un minor numero di batterie installate. Il nuovo criterio prevede che il numero di batterie da installare debba essere tale da stoccare l'energia necessaria per il dissalatore ogni ora.

$$E_{batt,dim} = W_{diss} * 24$$

- $E_{batt,dim}$ è l'energia stoccata nelle batterie al giorno [MWh/giorno];
- W_{diss} è la potenza assorbita dall'impianto di dissalazione [kW];
- 24 [ore/giorno].

Infine, è importante effettuare una verifica e calcolare il numero di batterie.

Se $E_{batt,dim}$ è minore di $E_{max,esubero}$:

$$N_{batt} = \frac{E_{batt,dim}}{E_{batteria}}$$

Altrimenti:

$$N_{batt} = \frac{E_{max,esubero}}{E_{batteria}}$$

Nel primo caso la configurazione ottimale prevede un nuovo numero di batterie mentre nel secondo caso il numero di batterie ottimo era già quello valutato con il primo criterio. I risultati vengono esposti in un grafico a barre.

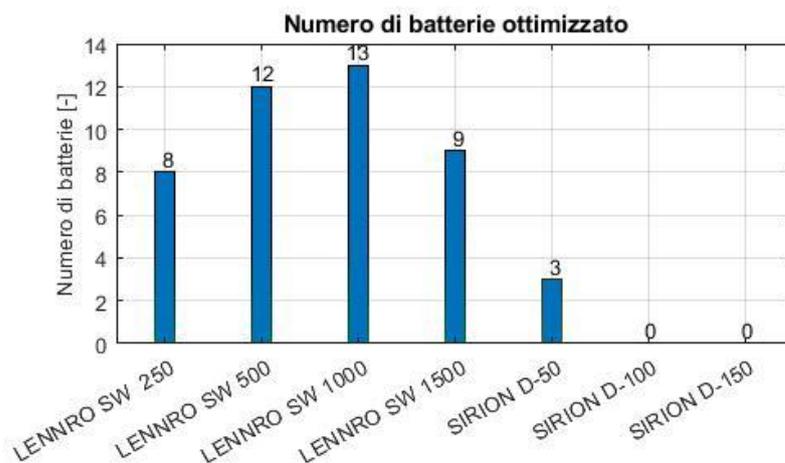


Figura 8.15 - Grafico a barre del numero di batterie ottimale, Porto Corsini – 29 kWp installati di potenza fotovoltaica

È possibile osservare come il numero di batterie sia notevolmente ridotto per i dissalatori di più piccola taglia ossia LENNRO SW 250 e LENNRO SW 500

- 4) Ore di funzionamento annue dell'impianto [ore/anno]. Per valutare questo parametro viene analizzata prima la configurazione stand-alone senza batterie conteggiando il numero di ore di funzionamento dell'impianto di dissalazione (h_1). In questo caso l'impianto funziona solo quando l'energia fornita dai pannelli è maggiore o uguale dell'energia richiesta dal dissalatore. Ciò viene implementato su Matlab tramite la struttura logica *if/else* molto simile a quella riportata precedentemente nel caso del collegamento alla rete. Successivamente, viene calcolato il numero di ore di funzionamento del dissalatore con le sole batterie (h_2):

$$h_2 = \frac{\text{energia esubero annuale}}{\text{consumi}}$$

I consumi [kW] dell'impianto sono forniti dal catalogo dei diversi dissalatori e vengono aumentati del 10% per tenere conto di consumi extra derivanti da sistemi ausiliari, della pompa di distribuzione del permeato e altri apparati.

Il numero totale di ore di funzionamento dell'impianto di dissalazione è dato dalla somma delle ore di funzionamento con le sole batterie e senza:

$$h_{tot} = h_1 + h_2$$

Anche in questo caso si è deciso di diminuire del 5% le ore di funzionamento dell'impianto per lo svolgimento della manutenzione.

I risultati ottenuti vengono plottati in un grafico a barre, come in Figura 8.16.

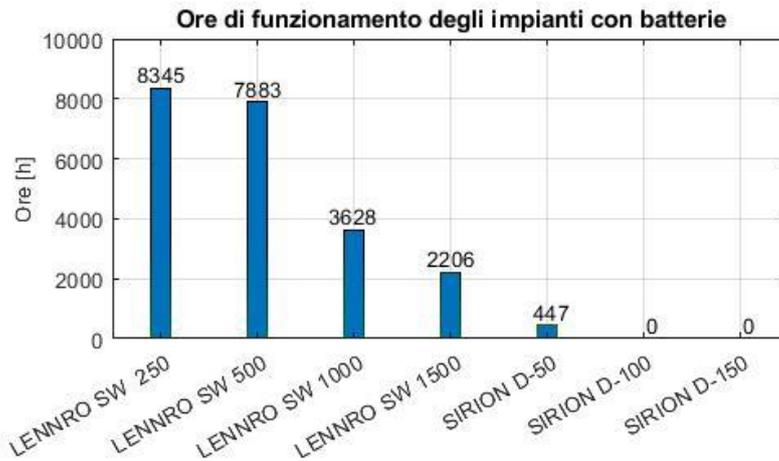


Figura 8.16 - Grafico a barre del numero di ore di funzionamento, Porto Corsini - 29 kW_p installati di potenza fotovoltaica

A conferma di quanto detto in precedenza i dissalatori SIRION D-100 e SIRION D-150 non lavorano mai durante tutto l'anno.

- 5) Quantità annuale di acqua desalinizzata prodotta [m³/anno]. Viene calcolata facendo il prodotto tra la portata di permeato prodotta (\dot{V}_{perm}) e le ore di funzionamento annue dell'impianto di dissalazione (h_{tot}):

$$V = \dot{V}_{perm} * h_{tot}$$

Anche in questo caso i risultati vengono esposti in un chiaro grafico a barre dove è possibile effettuare un confronto tra la quantità di acqua prodotta dai 7 diversi dissalatori.

Non è conveniente scegliere un dissalatore di taglia elevata in quanto non garantisce una buona producibilità di acqua. Lo stesso discorso vale per il modello LENNRO SW 250, di taglia più piccola. Se si vuole ottimizzare la quantità di acqua producibile il dissalatore migliore risulta il LENNRO SW 500.



Figura 8.17 - Grafico a barre della quantità di acqua prodotta, Porto Corsini - 29 kWp installati di potenza fotovoltaica

SELEZIONE DEL DISSALATORE: L'utente deve scegliere uno tra i 7 dissalatori presentati tramite un menù che compare a schermo.

Sulla base delle informazioni contenute nei grafici esposti, l'utilizzatore è totalmente libero di selezionare l'impianto che più si adatta alle sue esigenze. Il criterio di scelta può essere basato sulle ore di funzionamento annue dell'impianto piuttosto che sul voler massimizzare la quantità di acqua producibile o, ancora, minimizzare il numero di batterie da installare.

Ad esempio, se si volesse un impianto in grado di operare in maniera più continuativa possibile durante l'anno, basterebbe scegliere quello con il numero di ore di funzionamento più elevato, anche se magari questo produrrebbe meno acqua rispetto ad altri dissalatori.

Volendo massimizzare la quantità di acqua prodotta, invece, basterebbe fare riferimento a Figura 8.17 e scegliere il dissalatore con il valore di produzione massima presente nel grafico. In linea generale, sarebbe bene cercare un giusto compromesso tra i diversi parametri ossia selezionare un impianto che garantisca una buona producibilità di acqua, funzioni in maniera più continuativa possibile e richieda l'installazione di un numero ragionevole di batterie. Tuttavia, la scelta spetterà all'utente finale che adotterà il criterio che ritiene più adeguato.

Le informazioni relative al numero di ore di funzionamento, numero di batterie e quantità di acqua prodotta vengono visualizzate direttamente a schermo tramite un'interfaccia grafica per facilitare la selezione da parte dell'utente.

ENERGIA ACCUMULATA NELLE BATTERIE: È utile andare ad analizzare l'andamento dell'energia stoccata giorno per giorno. A tale fine, il software fornisce un grafico come quello rappresentato in Figura 8.18.

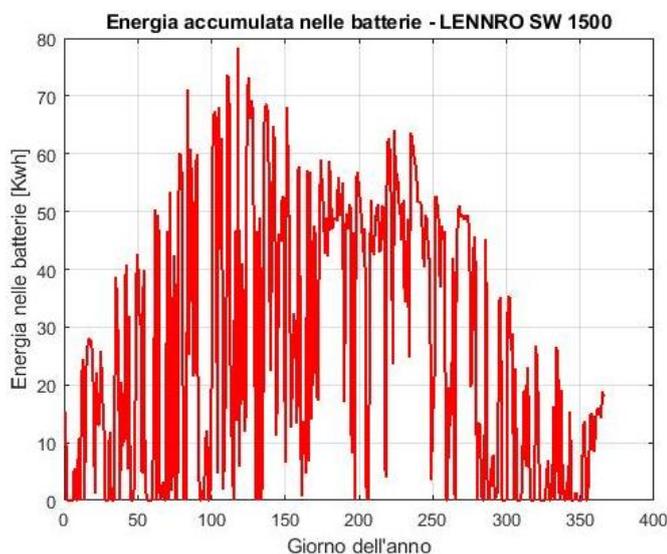


Figura 8.18 - Andamento dell'energia accumulata nelle batterie, Porto Corsini - 29 kWp installati di potenza fotovoltaica accoppiato con dissalatore LENNRO SW 1500

Come prevedibile, l'energia stoccata nelle batterie è maggiore nei giorni estivi dove la produzione fotovoltaica è elevata mentre risulta scarsa nei giorni invernali.

CONFRONTO STAND-ALONE SENZA BATTERIE VS CON BATTERIE:

L'ultimo step consiste nell'effettuare un confronto tra la due configurazioni per capire come l'inserimento delle batterie incrementi le prestazioni dell'intero sistema. Nella maggior parte dei casi, l'impianto stand-alone senza sistema di accumulo non è utilizzato nella pratica in quanto non è in grado di autosostenersi e garantire delle performance sufficienti al sistema. Le installazioni autonome, infatti, necessitano di uno stoccaggio in grado di accumulare e fornire l'energia quando necessario.

I parametri presi in considerazione per il confronto sono le ore di funzionamento e il quantitativo di acqua prodotta con e senza batterie. I risultati vengono plottati in due grafici a barre, il primo per le ore (Figura 8.19) e il secondo per la quantità di acqua (Figura 8.20).

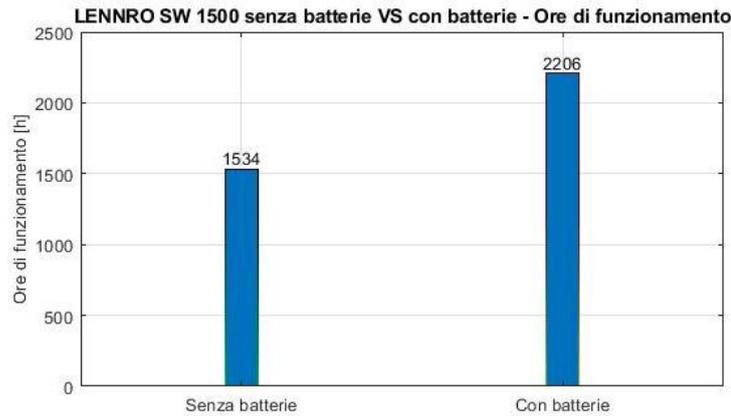


Figura 8.19 – Grafico a barre delle ore di funzionamento con e senza batterie, Porto Corsini - 29 kWp installati di potenza fotovoltaica accoppiato con dissalatore LENNRO SW 1500

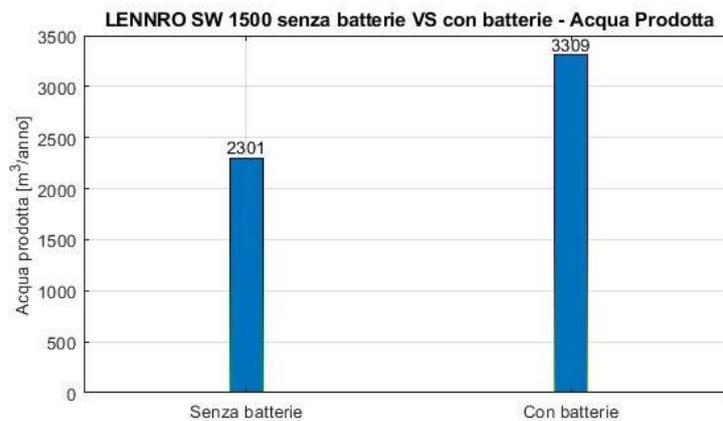


Figura 8.20 - Grafico a barre del quantitativo di acqua prodotta con e senza batterie, Porto Corsini - 29 kWp installati di potenza fotovoltaica accoppiato con dissalatore LENNRO SW 1500

L’inserimento delle batterie garantisce un incremento considerevole delle prestazioni dell’impianto di dissalazione dell’acqua: il numero delle ore di funzionamento e la quantità di acqua prodotta aumentano del 43,8%.

Un’ultima considerazione va fatta sullo spazio disponibile: i dissalatori forniti di default sono stati scelti in modo tale che le loro dimensioni rispettassero quelle delle piattaforme. Per quanto riguarda le batterie, invece, spetta all’utente valutare se la quantità da installare sia compatibile o meno con la superficie della struttura offshore.

Eventualmente, i sistemi di accumulo potrebbero essere montati su più deck ottimizzando lo spazio a disposizione.

8.3 Caso Studio – Piattaforma Clara Ovest

Per comprendere in maniera più approfondita il codice sviluppato si è deciso di trattare un caso studio riguardante la piattaforma Clara Ovest di cui vengono riportati alcuni dati:

- Dimensioni: 65x30 m;
- Tipo: struttura reticolare 8 gambe;
- Latitudine (WGS84): 43,828681;
- Longitudine (WGS84): 13,711516.

Per mantenersi il più possibile vicini ad un caso reale si è deciso di dimezzare il lato lungo della piattaforma per tenere conto della presenza di apparecchiature non rimovibili.

Inoltre, viene lasciato un metro di distanza da ogni lato corto della piattaforma per eventuali spazi di manovra o ingombri aggiuntivi.

I valori inseriti nel codice Matlab sono quindi 32,5 m di lato lungo e 28 m di lato corto per una superficie totale di 910 m² impiegata per l'installazione dei pannelli.

Il risultato dei calcoli effettuati dal codice mostra che la potenza totale installata dell'impianto fotovoltaico è pari a 73 kW_p utilizzando i moduli LG NEON 2 selezionati di default.

È possibile quindi andare a conoscere l'irradianza solare [kW/m^2] e la potenza prodotta dall'impianto fotovoltaico [kW] ora per ora, Figura 8.21 e Figura 8.22.

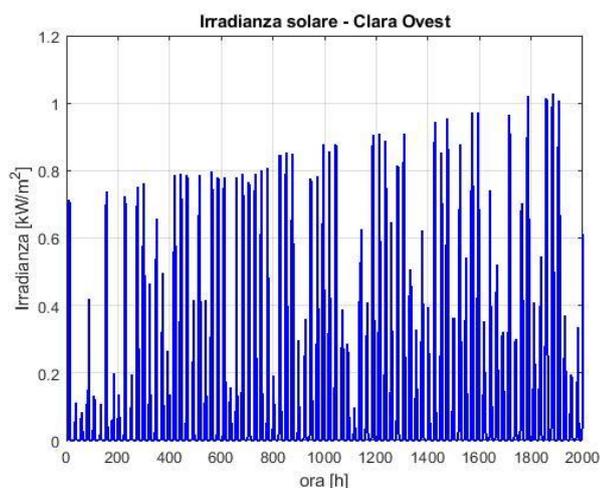


Figura 8.21 – Andamento dell'Irradianza solare per la piattaforma Clara Ovest

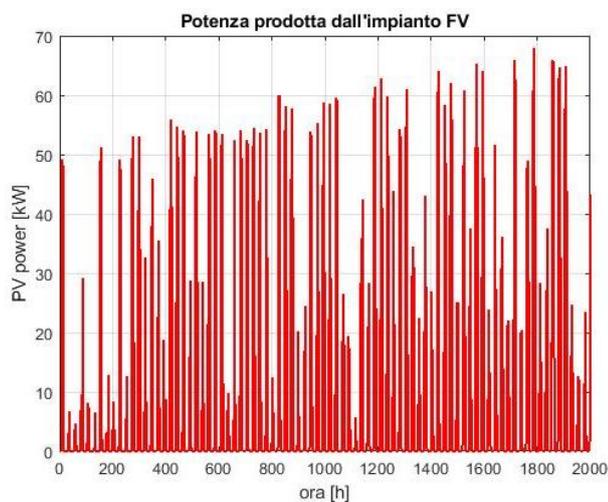


Figura 8.22 - Andamento della potenza prodotta dall'impianto fotovoltaico, 73 kW_p di potenza installata

La modalità di funzionamento scelta per l'impianto fotovoltaico è, in questo caso, stand-alone. Ora si procede con la scelta del dissalatore da installare nell'applicazione in esame. A tale fine, occorre analizzare i grafici forniti dal software per estrapolare informazioni utili che guideranno la selezione.

I parametri che vengono analizzati attraverso visualizzazione grafica sono quelli descritti precedentemente ossia energia annuale in esubero, ore di funzionamento, numero di batterie ottimizzato e quantità annuale di acqua prodotta.

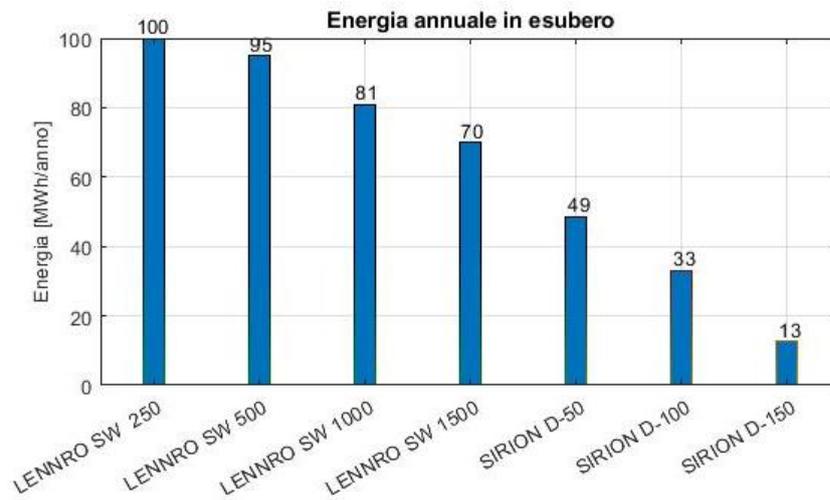


Figura 8.23 - Grafico a barre dell'energia in esubero, Clara Ovest - 73 kW_p di potenza fotovoltaica installata

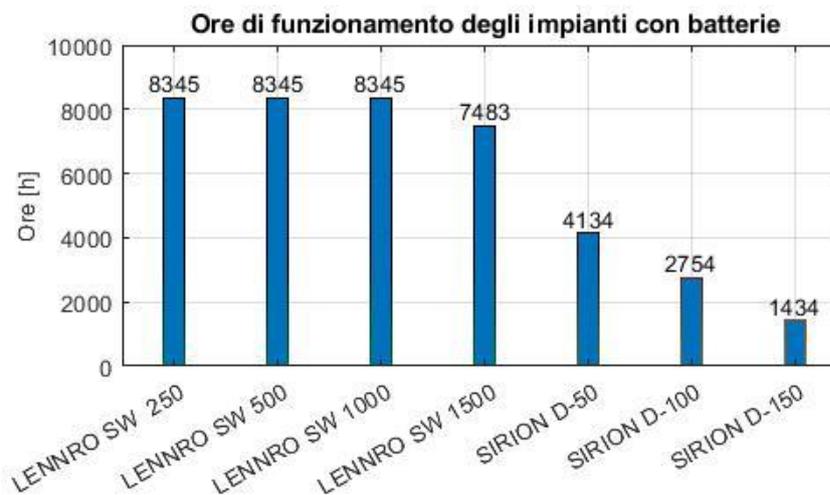


Figura 8.24 - Grafico a barre delle ore di funzionamento, Clara Ovest - 73 kW_p di potenza fotovoltaica installata

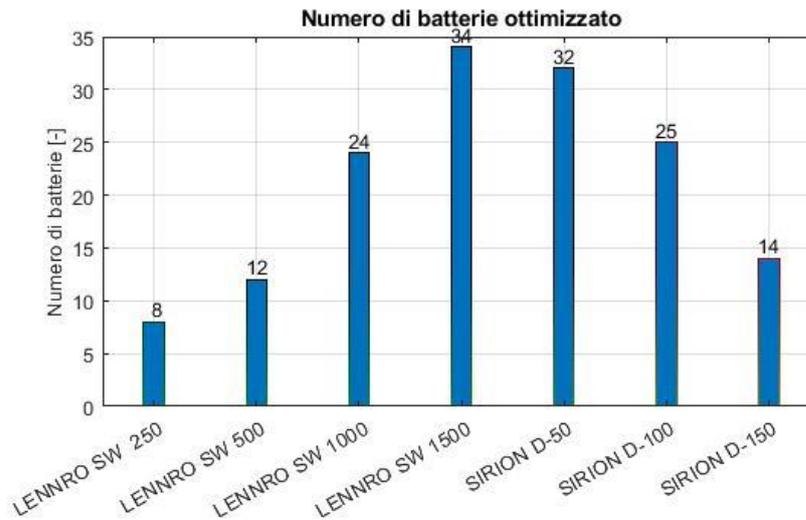


Figura 8.25 - Grafico a barre del numero di batterie ottimizzato, Clara Ovest - 73 kW_p di potenza fotovoltaica installata

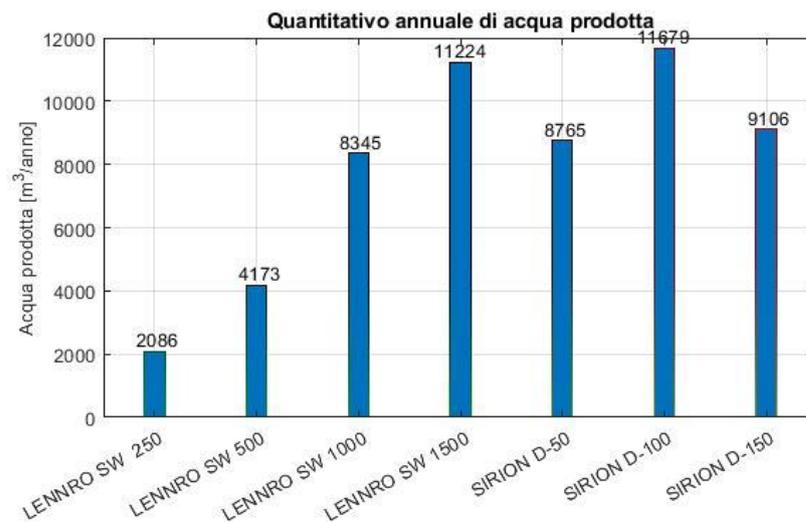


Figura 8.26 - Grafico a barre della quantità di acqua prodotta, Clara Ovest - 73 kW_p di potenza fotovoltaica installata

In questo caso, l'obiettivo è scegliere un dissalatore che fornisca un'ottima producibilità di acqua e abbia un funzionamento il più possibile continuo durante l'intero anno.

Infatti, si vuole che la portata di acqua in uscita, seppur non troppo elevata, sia garantita in maniera più costante possibile; in sostanza, si preferisce un dissalatore che produca anche un po' meno ma che funzioni per più ore.

Per ottimizzare la produzione di acqua i dissalatori migliori sono il SIRION D-100 e il LENNRO SW 1500, come evidenziato da Figura 8.26.

Se si va poi ad analizzare le ore di funzionamento dei due impianti si scopre che il SIRION D-100 lavora per 2754 ore all'anno (31,4%) mentre il LENNRO SW 1500 lavora per 7483 ore (85,2%). In sintesi, il primo dissalatore produce più acqua ma lavorando un numero di ore inferiore rispetto al secondo. Ciò è possibile in quanto la portata di permeato è molto più elevata nel primo caso, 4,24 m³/h contro 1,5 m³/h. Il numero di batterie richiesto è pari a 34 per il LENNRO SW 1500 mentre 25 per il SIRION D-100.

Sulla base delle suddette considerazioni il dissalatore scelto è il LENNRO SW 1500.

Esso, infatti, produce un po' di meno rispetto all'altro modello ma garantisce un funzionamento più continuo nel tempo con un numero accettabile di batterie da installare.

In seguito, viene plottata l'energia giornaliera stoccata all'interno delle batterie, Figura 8.27.

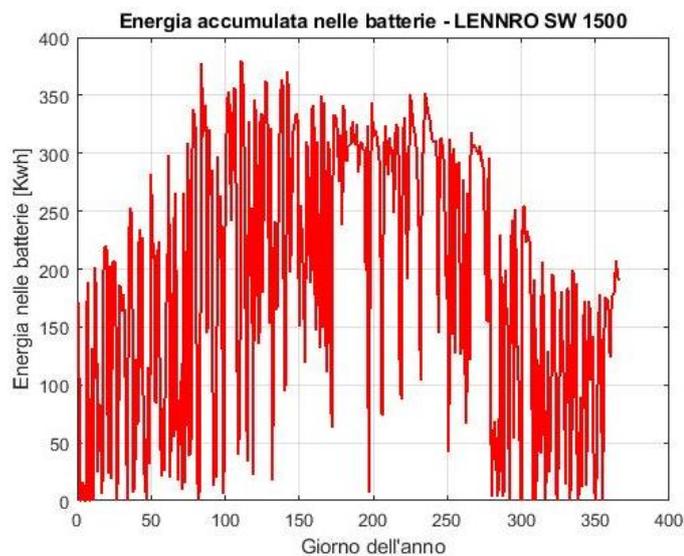


Figura 8.27 - Andamento dell'energia accumulata nelle batterie, Clara Ovest- 73 kW_p installati di potenza fotovoltaica accoppiato con dissalatore LENNRO SW 1500

Infine, viene effettuato un confronto tra la configurazione senza e con batterie per vedere come quest'ultime incidano sulle performance globali del sistema. Nello specifico, i parametri considerati sono le ore di funzionamento e il quantitativo di acqua prodotta.

I risultati vengono esposti in Figura 8.28 e Figura 8.29.

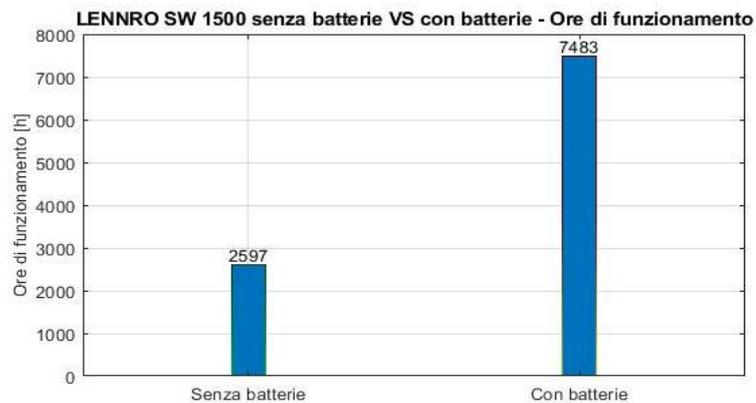


Figura 8.28 - Grafico a barre del numero di ore di funzionamento, Clara Ovest - 73 kW_p installati di potenza fotovoltaica accoppiato con dissalatore LENNRO SW 1500

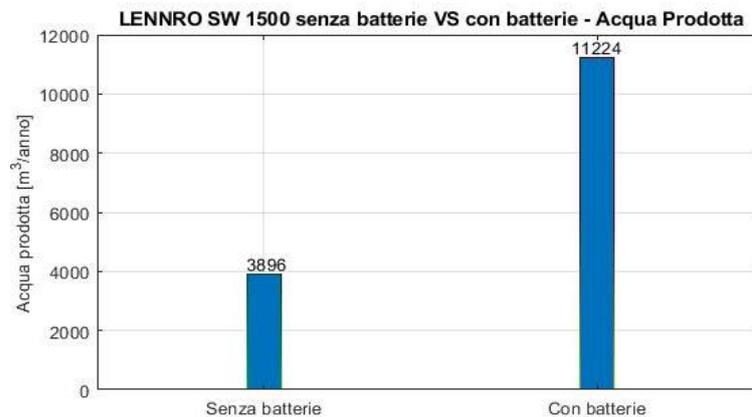


Figura 8.29 - Grafico a barre della quantità di acqua prodotta con e senza batterie, Clara Ovest - 73 kW_p installati di potenza fotovoltaica accoppiato con dissalatore LENNRO SW 1500

L'inserimento delle batterie consente quasi di triplicare sia il numero di ore di funzionamento che la quantità annuale di acqua prodotta dall'impianto di dissalazione.

È proprio da questa considerazione che si può comprendere quanto sia importante per l'impianto stand-alone possedere un accumulo energetico. Le batterie, infatti, garantiscono un funzionamento più continuativo nel tempo; conseguentemente, anche la portata di acqua in uscita verrà fornita in modo più costante provocando un incremento del quantitativo annuale prodotto.

Capitolo 9

9. Analisi e discussione di diverse scelte progettuali

In questo capitolo il software sviluppato verrà applicato ad una matrice di casistiche in modo tale da potere capire come in alcuni casi può essere possibile installare un dissalatore ed in altri no. In particolare, l'analisi si concentrerà sulla scelta di quest'ultimo componente in quanto è l'aspetto progettuale più critico del sistema: per l'impianto fotovoltaico il dimensionamento è "standard" (una volta inserite le dimensioni della piattaforma) mentre per il dissalatore sta all'utente scegliere quello che più soddisfa le sue esigenze. Selezionare il corretto dissalatore consente di ottenere una buona producibilità di acqua installando un numero ragionevole di batterie. Questi due aspetti sono fondamentali per la fase progettuale e garantiscono delle buone possibilità realizzative per l'impianto ideato.

I parametri a cui si farà riferimento per la scelta del dissalatore sono il numero di ore di funzionamento dell'impianto [ore/anno], il numero di batterie ottimale da installare e la quantità annuale di acqua prodotta [m^3 /anno].

9.1 Piattaforma Porto Corsini

Il primo caso analizzato fa riferimento alla struttura offshore di Porto Corsini di dimensioni pari a 31,5 x 14 m. Per tenere conto di eventuali dispositivi non rimovibili le misure inserite nella piattaforma sono:

- Lato lungo: 25 m;
- Lato corto: 12 m.

Con queste dimensioni, si ottiene una potenza installata dell'impianto fotovoltaico pari a 24 kW_p. La modalità di funzionamento selezionata è stand-alone mentre la scelta del dissalatore viene da catalogo.

Si procede ora nell'analizzare i parametri più significativi per la scelta del dissalatore, rappresentati in Figura 9.1, Figura 9.2 e Figura 9.3.

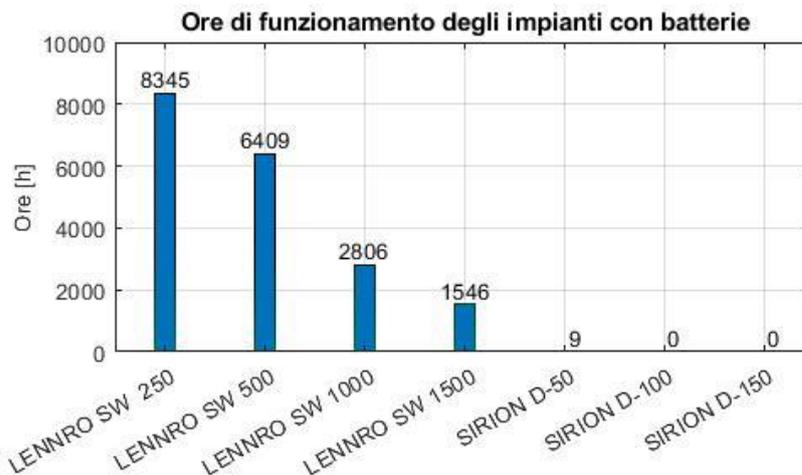


Figura 9.1 - Grafico a barre delle ore di funzionamento, Porto Corsini - 24 kW_p di potenza fotovoltaica installata

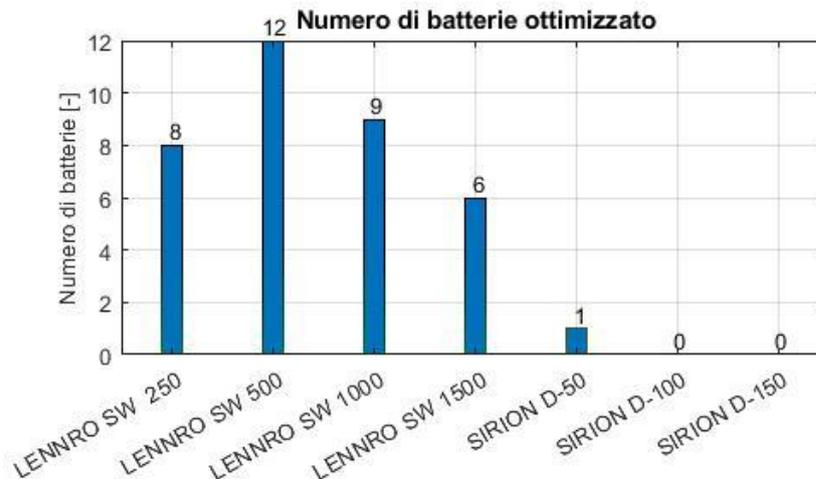


Figura 9.2 - Grafico a barre del numero di batterie ottimale, Porto Corsini – 24 kW_p installati di potenza fotovoltaica

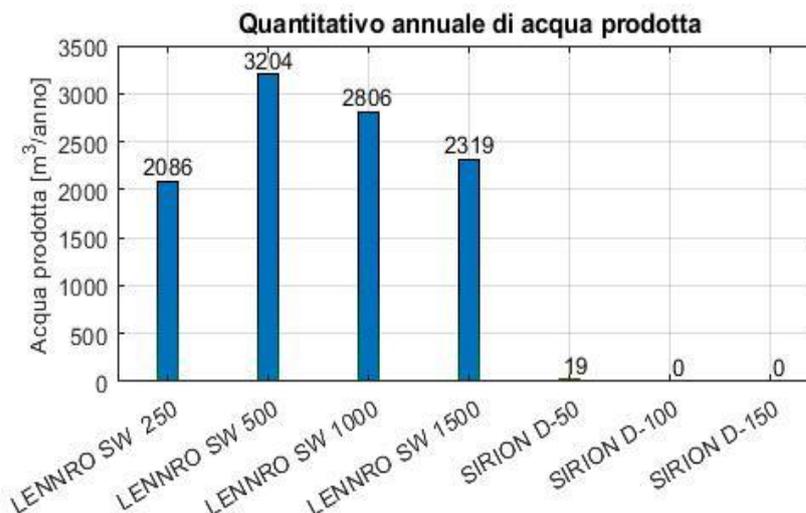


Figura 9.3 - Grafico a barre della quantità di acqua prodotta, Porto Corsini - 24 kW_p di potenza fotovoltaica installata

L'accoppiamento dell'impianto fotovoltaico da 24 kW_p è impossibile con i dissalatori SIRION D-100 e D-150 in quanto il numero di ore di funzionamento è nullo. Questo perché la potenza assorbita dai suddetti impianti (30 kW e 44 kW) è maggiore di quella resa disponibile dal fotovoltaico rendendo impossibile l'accoppiamento.

Il modello SIRION D-50 viene escluso a causa delle scarsissime prestazioni.

Per questa applicazione il dissalatore migliore sembrerebbe essere il LENNRO SW 500 perché rappresenta il compromesso ideale tra i parametri analizzati: è quello che produce più acqua garantendo un servizio pressoché continuativo durante tutto l'anno. Tuttavia, anche il modello LENNRO SW 250 andrebbe molto bene soprattutto se si vuole

minimizzare il numero di batterie da installare. Inoltre, esso garantirebbe un funzionamento continuo anche se produrrebbe meno acqua rispetto al SW 500.

9.2 Piattaforma Santo Stefano Mare

In questo caso vengono utilizzate le dimensioni reali della piattaforma senza alcuna riduzione e quindi:

- Santo Stefano Mare 1-9: 9x9 m;
- Santo Stefano Mare 3-7: 9x9 m;
- Santo Stefano Mare 4: 7x5 m.

Con queste dimensioni, si ottiene una potenza installata dell'impianto fotovoltaico pari a 48 kW_p.

La modalità di funzionamento è stand-alone e la scelta del dissalatore viene effettuata sulla base delle informazioni contenute nei seguenti grafici (Figura 9.4, Figura 9.5 e Figura 9.6).

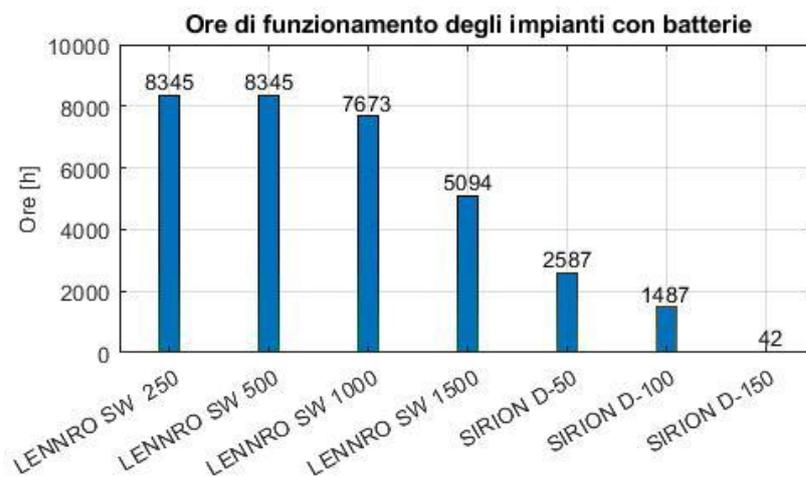


Figura 9.4 - Grafico a barre delle ore di funzionamento, Santo Stefano Mare- 48 kW_p di potenza fotovoltaica installata

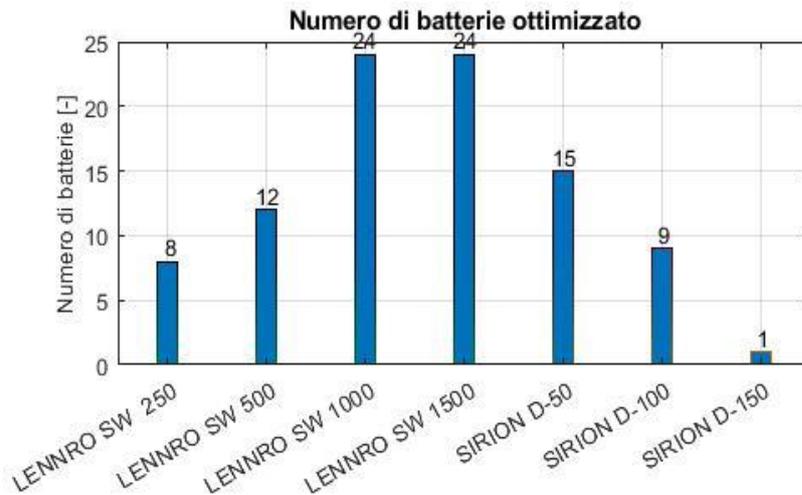


Figura 9.5 - Grafico a barre del numero di batterie ottimale, Santo Stefano Mare – 48 kW_p installati di potenza fotovoltaica

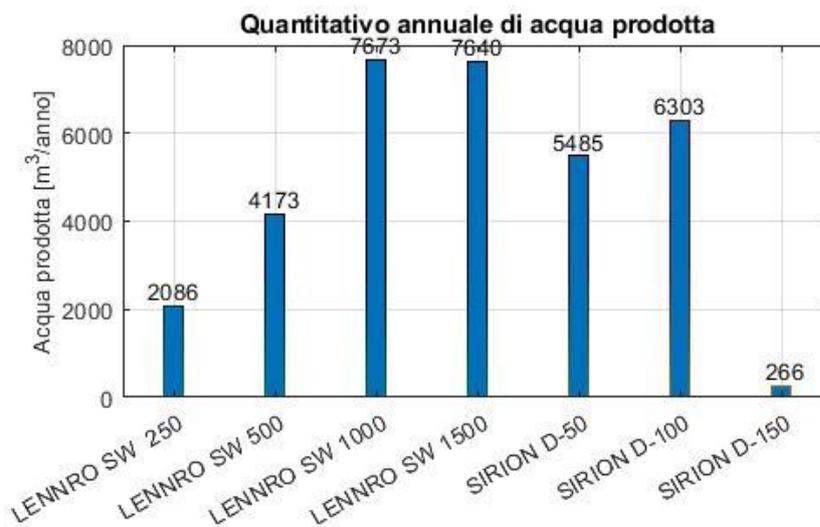


Figura 9.6 - Grafico a barre della quantità di acqua prodotta, Santo Stefano Mare - 48 kW_p di potenza fotovoltaica installata

Il dissalatore selezionato per questa applicazione è il LENNRO SW 1000 perché consente di ottimizzare la produzione annuale di acqua funzionando in maniera continuativa.

Un aspetto a sfavore è legato al numero di batterie da installare, 24, il più elevato tra tutti i dissalatori. Qualora ci fossero problema di spazio o economici relativi all'installazione

dell'accumulo è sempre possibile ricorrere ad un dissalatore che richiede meno batterie come, nel caso, il LENNRO SW 500 producendo una minore quantità di acqua.

9.3 Piattaforma San Giorgio Mare

Le dimensioni del complesso offshore inserite come input nel programma sono:

- San Giorgio Mare 3: 5x5 m;
- San Giorgio Mare 6: 5x5 m.

Il dimensionamento dell'impianto fotovoltaico porta ad una potenza installata di 8 kW_p.

A causa delle ridotte dimensioni del complesso, l'array FV è di dimensioni molto piccole e necessariamente dovrà essere accoppiato con un dissalatore di adeguata ridotta.

La modalità di funzionamento selezionata è stand-alone mentre la scelta del dissalatore viene da catalogo.

Si procede con l'analisi dei dati tramite i soliti grafici (Figura 9.7, Figura 9.8 e Figura 9.9).

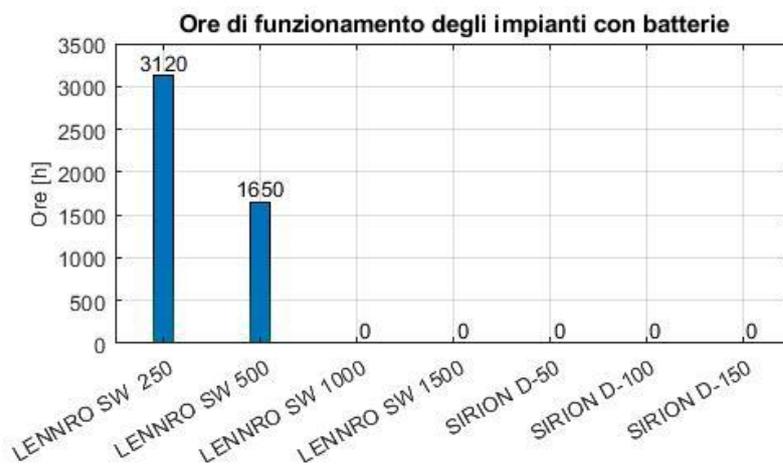


Figura 9.7 - Grafico a barre delle ore di funzionamento, San Giorgio Mare - 8 kW_p di potenza fotovoltaica installata

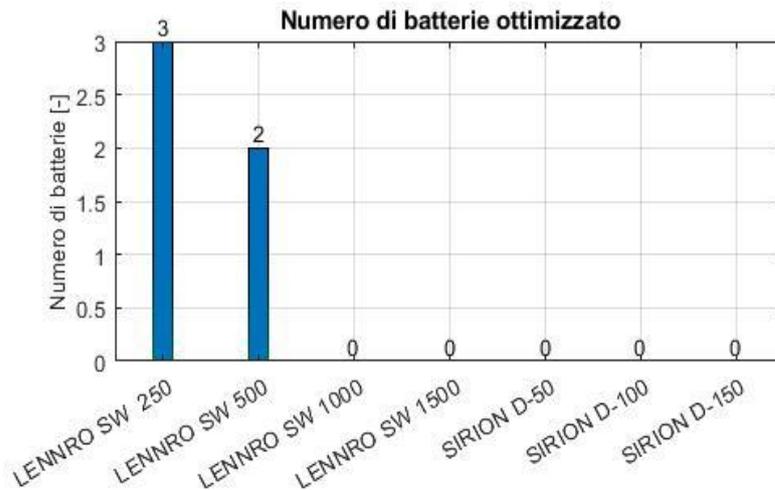


Figura 9.8 - Grafico a barre del numero di batterie ottimale, Santo Giorgio Mare – 8 kW_p installati di potenza fotovoltaica

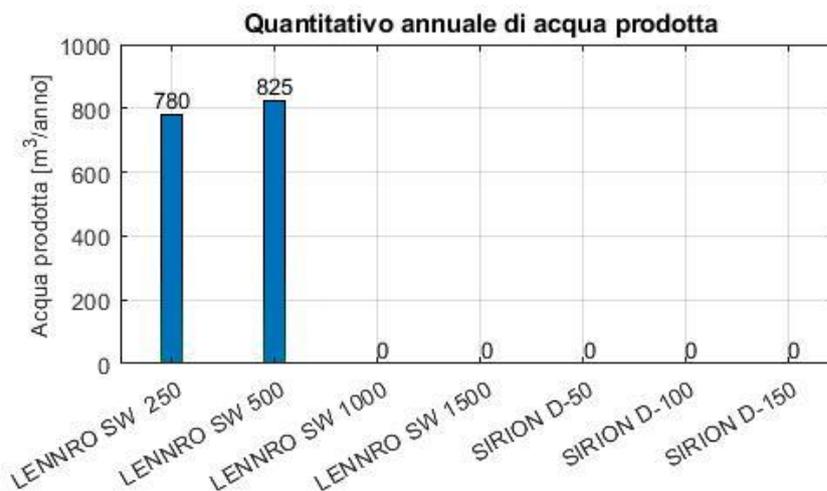


Figura 9.9 - Grafico a barre della quantità di acqua prodotta, Santo Giorgio Mare - 8 kW_p di potenza fotovoltaica installata

I dissalatori che possono essere installati sono soltanto i 2 di più piccola taglia: il LENNRO SW 250 e il LENNRO SW 500. La quantità di acqua prodotta dai due dispositivi è praticamente la stessa ma il 250 funziona più ore all'anno e con una batteria in più rispetto al 500. Da queste considerazioni è praticamente ovvio che la scelta ricada sul dissalatore LENNRO SW 250.

9.4 Piattaforma nel Golfo del Messico

In questo caso l'analisi è effettuata su di una piattaforma totalmente definita dall'utente localizzata nell'area del Golfo del Messico, di dimensioni pari a:

- Lato lungo: 40 m;
- Lato corto: 30 m.

Il dimensionamento dell'impianto fotovoltaico porta ad una potenza installata di 154 kW_p. L'array FV è di dimensioni molto elevate e potrà essere accoppiato con un dissalatore di grossa taglia. La modalità di funzionamento selezionata è stand-alone mentre la scelta del dissalatore viene da catalogo.

I dati utili per la selezione del dissalatore vengono presentati nelle seguenti figure (Figura 9.10, Figura 9.11 e Figura 9.12).

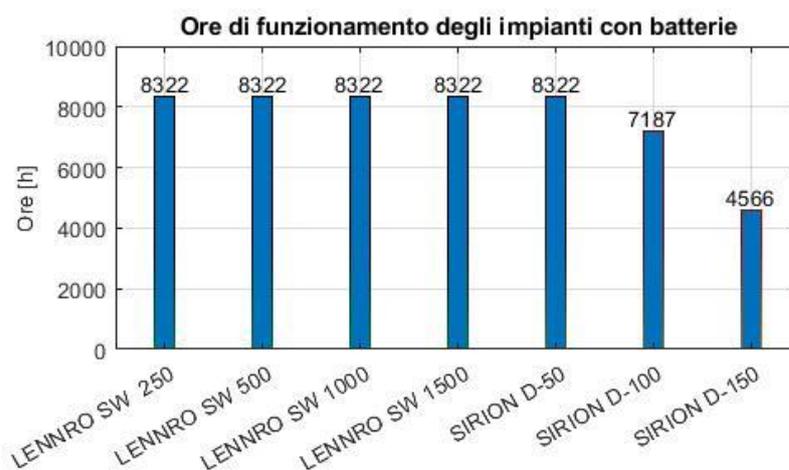


Figura 9.10 - Grafico a barre delle ore di funzionamento, Golfo del Messico - 154 kW_p di potenza fotovoltaica installata

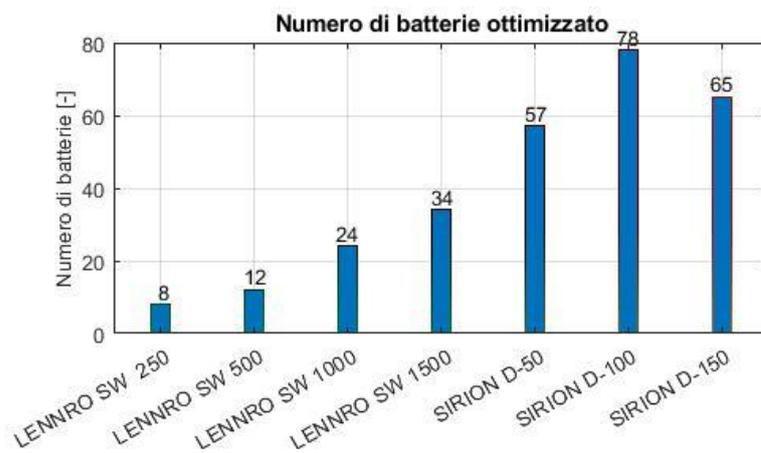


Figura 9.11 - Grafico a barre del numero di batterie ottimale, Golfo del Messico – 154 kW_p installati di potenza fotovoltaica

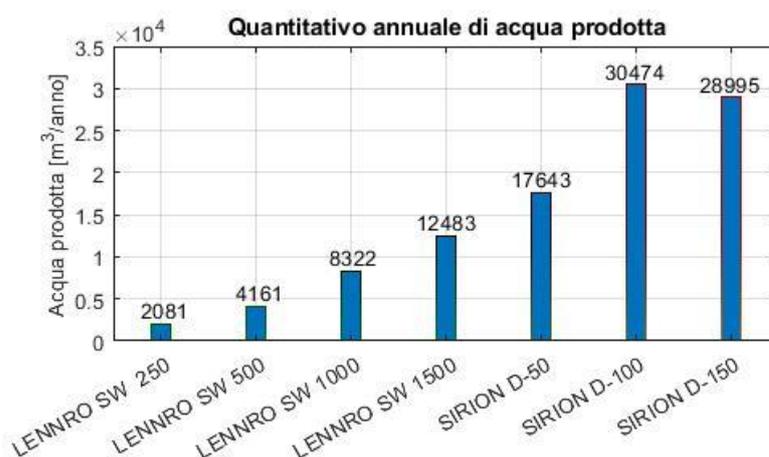


Figura 9.12 - Grafico a barre della quantità di acqua prodotta, Golfo del Messico – 154 kW_p di potenza fotovoltaica installata

È evidente che l'accoppiamento con un dissalatore di piccola taglia garantisce un funzionamento pressoché continuo ma la quantità di acqua prodotta non è molto elevata. Questa considerazione vale, in particolare, per i modelli LENNRO SW.

Può essere vantaggioso, come in questo caso, scegliere un dissalatore che funzioni un po' di meno ma sia in grado di produrre un elevato quantitativo di acqua anche perché l'impianto fotovoltaico è in grado di fornire molta energia.

Dunque, la scelta più appropriata ricade sui modelli SIRION D e, in particolare, il dissalatore SIRION D-100 è il più adatto a questa applicazione anche se richiede 78 batterie, un numero non trascurabile.

Conclusioni

L'analisi effettuata nel corso dell'elaborato consente di giungere a delle conclusioni di estremo interesse, sia dal punto di vista teorico che da quello pratico.

Innanzitutto, è evidente come l'osmosi inversa sia la tecnologia di dissalazione più adatta per le piattaforme. Tale processo, infatti, è adatto per trattare acqua di mare e richiede esclusivamente energia elettrica per poter funzionare rendendolo particolarmente appropriato per applicazioni remote, come l'offshore. Inoltre, l'ingombro dell'impianto ad osmosi inversa è notevolmente ridotto se confrontato con un impianto di dissalazione ad input termico; ciò facilita di molto l'installazione dell'apparato sulla piattaforma esistente.

L'energia elettrica necessaria per la dissalazione viene fornita dai pannelli fotovoltaici. Dopo un'analisi delle fonti energetiche disponibili nella regione del Mare Adriatico, si può concludere che la fonte solare è la più conveniente in quanto garantisce una buona produzione in grado di soddisfare, in maniera più o meno costante, il fabbisogno energetico del processo di dissalazione.

Il software sviluppato nel corso dell'elaborato è uno strumento particolarmente utile per effettuare una valutazione preliminare per la riconversione della piattaforma. Esso consente di interfacciare la tecnologia fotovoltaica con la dissalazione; tramite un'analisi energetica effettuata su diversi modelli di dissalatori l'utente può scegliere quello che più si adatta alle sue esigenze oppure può direttamente progettarne uno ad hoc. Sulla base dei risultati ottenuti: ore di funzionamento del dissalatore, quantità di acqua prodotta e numero di batterie da installare è possibile stabilire se l'impianto potrà essere effettivamente realizzato oppure no.

In alcuni casi potrebbe succedere che la superficie della piattaforma ricopribile dai pannelli sia troppo limitata o comunque non soddisfi totalmente le esigenze di progetto. Si potrebbe pensare ad una soluzione che prevede l'installazione dei pannelli fotovoltaici direttamente a mare creando un vero e proprio parco offshore. In questo modo, lo spazio disponibile sulla piattaforma verrebbe adibito esclusivamente all'impianto di dissalazione ed ausiliari, consentendo l'installazione di dissalatori più performanti.

Per incrementare ulteriormente le performance del sistema, un'altra soluzione prevede l'installazione di un tracking solare in grado di incrementare la produzione fotovoltaica inseguendo il movimento del sole. Ovviamente, ci sarebbe da considerare un ulteriore

consumo energetico dettato dai motori elettrici del sistema di tracking indispensabili per la rotazione dei pannelli.

Se si considerassero le piattaforme collocate nella regione del Mare del Nord, ad esempio, sarebbe plausibile pensare ad un accoppiamento tra la fonte eolica e l'osmosi inversa.

Una o più turbine eoliche producono l'energia elettrica che alimenta direttamente il processo di dissalazione. Tuttavia, questa soluzione è di gran lunga più complicata rispetto all'installazione di pannelli fotovoltaici in quanto richiede una verifica di stabilità strutturale della piattaforma. Infatti, l'elevato carico statico aggiuntivo dato dalla turbina installata potrebbe causare il collasso dell'intero complesso offshore.

Un'ulteriore prospettiva futura è rappresentata dalla produzione di idrogeno sulla piattaforma Oil & Gas da dismettere. L'idrogeno verrebbe prodotto attraverso processi di elettrolisi o installando dei bioreattori in grado di scindere la molecola di acqua. In ogni caso, l'impianto di dissalazione sarebbe comunque necessario in quanto tecnologie come l'elettrolisi richiedono acqua pura come fluido in ingresso.

Inoltre, in questo caso, l'installazione di un parco fotovoltaico a mare sarebbe molto utile per ottimizzare gli spazi disponibili. Questa soluzione è sicuramente un po' più problematica dal punto di vista della sicurezza in quanto l'idrogeno è un gas altamente infiammabile. La strumentazione di sicurezza necessaria potrebbe essere comunque riutilizzata e riadattata per il nuovo utilizzo.

Un'ulteriore analisi di estremo interesse è la valutazione economica relativa alla conversione della piattaforma petrolifera. In particolare, la stima dei costi legati ai pannelli e all'impianto di dissalazione potrebbe essere uno strumento utile per una valutazione di fattibilità da parte dell'azienda. Tuttavia, tale valutazione è estremamente complicata in quanto dipende da un numero molto elevato di fattori (posizione della piattaforma, taglia degli impianti, tipo di piattaforma) e deve essere svolta dall'azienda per lo specifico caso.

La speranza è che questo lavoro di tesi possa avere contribuito, seppur in piccola parte, a supportare una valida soluzione per il riutilizzo di piattaforme offshore Oil & Gas.

L'opportunità di poter riutilizzare una struttura già esistente deve essere sfruttata al meglio: il dissalatore alimentato a fonte solare è un'ipotesi ma sono moltissime le idee innovative che sono nate e nasceranno in futuro. L'augurio finale è che queste soluzioni possano essere attuate al più presto possibile risolvendo (o quanto meno contribuendo) un problema così complicato come il decommissioning delle piattaforme.

Bibliografia

- [1] D. Burdon, S. Barnard, S.J. Boyes, M. Elliot. Oil and Gas infrastructure decommissioning in marine protected areas: System complexity, analysis and challenges. *Marine Pollution Bulletin* 2018, 135:173-758.
- [2] Eni, Agip, E&P Division. Decommissioning of offshore structures publication.
- [3] Drilling formulas.com. Piled Offshore Platform Structures – Offshore Structure Series. <http://www.drillingformulas.com/piled-offshore-platform-structures-offshore-structure-series/>, 2017.
- [4] Les Dauterive. Rigs-To-Reefs Policy, Progress and Perspective. U.S. Department of the Interior, Minerals Management Service 2000.
- [5] Claisse JT, Pondella DJ II, Love M, Zahn LA, Williams CM, Bull AS (2015) Impacts from Partial Removal of Decommissioned Oil and Gas Platforms on Fish Biomass and Production on the Remaining Platform Structure and Surrounding Shell Mounds. *PLoS ONE* 10(9): e0135812. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0135812>
- [6] Hans Rask Jensen. Staging political consumption: a discourse analysis of the Brent Spar conflict as recast by the Danish mass media. *Journal of Retailing and Consumer Services* 2003;10:71-80.
- [7] John Chandler, David White, Erika J. Techera, Susan Gourvenec, Scott Draper. Engineering and legal considerations for decommissioning of offshore oil and gas infrastructure in Australia. *Ocean Engineering* 2017;131:338-347.
- [8] Bureau of safety and Environmental Enforcement. Promoting Safety, Protecting the Environment and Conserving Offshore Resources. Rigs to Reefs program. <https://www.bsee.gov/what-we-do/environmental-focuses/rigs-to-reefs>
- [9] Aud Vold Soldal, Ingvalf Svellingen, Terje JØrgensen, Svein LØkkeborg. Rigs-to-reefs in the North Sea: hydroacoustic quantification of fish in the vicinity of a “semi-cold” platform. *ICES Journal of the Marine Science* 2002;59:281-287.
- [10] The lost explorer. The possibility of turning the oil rig you hate into a reef you love. <http://thelostexplorer.com/magazine/a-grand-ocean-love-story>

- [11] Electric Light & Power. Siemens installs two platforms for TenneT in North Sea in July 2014. <https://www.elp.com/articles/2014/07/siemens-installs-two-offshore-platforms-for-tennet-in-north-sea-in-july.html>.
- [12] Nilay Elginöz, Bilge Bas. Life Cycle Assessment of a multi-use offshore platform: Combining wind and wave energy production. Ocean Engineering, An international Journal of Research and Development 2017;145:430-443.
- [13] Y.K. Tiong et al. The feasibility of Wind and Solar Energy Application for Oil and Gas Offshore Platform. IOP conference series: Material Science and Engineering 2015.
- [14] Ministero dello Sviluppo economico DGS_UNMIG. Piattaforme marine e strutture ammissibili. <http://unmig.mise.gov.it/unmig/strutturemarine/elenco.asp>, 2017.
- [15] Edison. Attività in Italia. <http://www.edison.it/attivita-italia>, 2016.
- [16] Ricerca Sistema Energetica (RSE). Atlante eolico. <http://atlanteeolico.rse-web.it/> 2018.
- [17] Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). Solar radiation data. <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis>, 2018.
- [18] Ricerca Sistema Energetico (RSE). Tritone, strumento per la gestione delle aree marine e costiere. <http://tritone.rse-web.it/map.phtml>, 2018.
- [19] A. Moehlecke, F.S. Febras, I. Zanesco. Electrical performance analysis of PV modules with bifacial silicon solar cells and white diffuse reflector. Solar Energy 2013;96:253-262.
- [20] VP SOLAR professional distribution. NeON 2 BiFacial, i nuovi pannelli bifacciali di LG. <https://www.vpsolar.com/neon-2-bifacial-nuovi-pannelli-bifacciali-lg/>, 2018.
- [21] BibLus-net. Impianto fotovoltaico: cos'è, come funziona e quali sono i vantaggi. <http://biblus.acca.it/focus/impianto-fotovoltaico-cose/>
- [22] I.I.S. "Marconi-Galletti". Impianti fotovoltaici – ombreggiamento tra file parallele. http://www.marconigalletti.it/solare/index.php?option=com_content&view=article&id=40&Itemid=44

- [23] Zhanyu Li, Afreen Siddiqi, Laura Diaz Anadon, Venkatesh Narayanamurti. Towards sustainability in water-energy nexus: Ocean energy for seawater desalination. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2018;82:3833-3847.
- [24] The World Bank. Renewable energy desalination: an emerging solution to close the water gap in the Middle East and North Africa. Washington, D.C. The World Bank, 2012. <http://www.worldbank.org/>
- [25] Hilla Shemer, Raphael Semiat. Sustainable RO desalination – Energy demand and environmental impact. *The International Journal on the Science and Technology of Desalting and Water Purification* 2017;424:10-16.
- [26] Andrea Cipollina, Giorgio Micale, Lucio Rizzuti. *Seawater Desalination. Green energy and technology, conventional and renewable energy processes*. Springer, 2009.
- [27] Chandra Sekhar Bandi, R. Uppaluri, Amit Kumar. Global optimization of MSF seawater desalination processes. *The International Journal on the Science and Technology of Desalting and Water Purification* 2016;394:30-43.
- [28] Dorian Brogioli, Fabio La Mantia, Ngai Yin Yip. Thermodynamic analysis and energy efficiency of thermal desalination processes. *The International Journal on the Science and Technology of Desalting and Water Purification* 2018;428:29-39.
- [29] Aamer Ali, Ramato Ashu Tufa, Francesca Macedonio, Efrem Curcio, Enrico Drioli. Membrane technology in renewable-energy-driven desalination. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2018;81:1-21.
- [30] Hisham Ettouney. Design of single-effect mechanical vapor compression. *The International Journal on the Science and Technology of Desalting and Water Purification* 2006;190:1-15.
- [31] Greg Reyneke. *Introduction to Membrane Separations*. Water Conditioning and Purification magazine, 2017.
- [32] K&R Water Services. Discussing some pros and cons of reverse osmosis. March 22, 2016.

- [33] M.A. Al-Obaidi, C.Kara-Zaitri, I.M. Mujtaba. Scope and limitations of the irreversible thermodynamics and the solution diffusion models for the separation of binary and multi-component system in reverse osmosis process. *Computers & Chemical engineering* 2017;100:48-79.
- [34] Jungbin Kim, Seungkwan Hong. A novel single-pass reverse osmosis configuration for high-purity water production and low energy consumption in seawater desalination. *The International Journal on the Science and Technology of Desalting and Water Purification* 2018;429:142-154.
- [35] Chungang Xie, Lingpin Zhang, Yanhui Liu, Quingchun Lv, Guoling Ruan, Seyed Saeid Hosseini. A direct contact type ice generator for seawater freezing desalination using LNG cold energy. *The International Journal on the Science and Technology of Desalting and Water Purification* 2018;435:293-300.
- [36] Peter W. Egolf, Micheal Kauffeld. From physical properties of ice slurries to industrial ice slurry applications. *International Journal of Refrigeration* 2005;28:4-12.
- [37] C. Frantz, B. Seifert. Thermal analysis of a multi effect distillation plant powered by a solar tower plant. *Energy Procedia* 2015;69:1928-1937.
- [38] Tawfiq H. Dahdah, Alexander Mitsos. Structural optimization of seawater desalination: II novel MED-MSF-TVC configurations. *The International Journal on the Science and Technology of Desalting and Water Purification* 2014;344:219-227.
- [39] Letter to the editor. Energy consumption and water production cost of conventional and renewable-energy-powered desalination processes. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2013;24:343-356.
- [40] Wabag company. Thermal desalination – MED-TVC – Multi-effect with Thermal Vapor Compression. <http://www.wabag.com>
- [41] Soon-Ho Choi. On the brine re-utilization of a multi-stage flashing (MSF) desalination plant. *The International Journal on the Science and Technology of Desalting and Water Purification* 2016;398:64-76.
- [42] Hisham T. El-Dessouky, Hisham M. Ettouney, Yousef Al-Roumi. Multi stage flash desalination: present and future outlook. *Chemical Engineering Journal* 1999;73:173-190.

- [43] E.Korin, I. Ladizhensky, E.Korngold. Hydrophilic hollow fiber membranes for water desalination by the pervaporation method. Chemical Engineering and processing-Process intensification 1996;35:451-457.
- [44] Aly M.Elzahaby, A.E. Kabeel, M.M.Bassuoni, Ayman Refat Abd Elbar. Direct contact membrane water distillation assisted with solar energy. Energy Conversion and Management 2016;110:397-406.
- [45] Bilal Ahmed Qureshi, Syed M. Zubair. Design of electrodialysis desalination plants by considering dimensionless groups and variable equivalent conductivity. The International Journal on the Science and Technology of Desalting and Water Purification 2018;430:197-207.0
- [46] Fumatech Company. Electrodialysis. <http://www.fumatech.com>
- [47] A. Campione, L. Gurreri, M. Ciofalo, G. Micale, A. Tamburini, A. Cipollina. Electrodialysis for water desalination: A critical assessment of recent developments on process fundamentals, models and applications. The International Journal on the Science and Technology of Desalting and Water Purification 2018;434:121-160.
- [48] Lenntech company. Reverse Osmosis Desalination Process. <https://www.lenntech.it/>
- [49] D. Hasson, A. Drak, R. Semiat. Induction times induces in an RO system by antiscalants delaying CaSO₄ precipitation, Desalination 157 (2003) 193-207.
- [50] Wilf,M., with chapters by C.Bartels, L. Awerbuch, M. Mikley, G. Pearce and N. Voutchkov, "The Guidebook to Membrane Desalination Technology. Reverse Osmosis, Nanofiltration and hybrid systems. Process, Design and Applications" by Balaban Desalination Publications (2006)
- [51] Mageed Jean Guirguis. Energy recovery devices in seawater reverse osmosis desalination plants with emphasis on efficiency and economical analysis of isobaric versus centrifugal devices. University of South Florida, 2011.

Appendice A

Prima appendice: piattaforme italiane da dismettere nei prossimi anni

Tabella A.1 – Elenco delle strutture in dismissione mineraria al 2021-2022

N.	Struttura	Anno di installazione	Tipo di piattaforma	Entro le 12 miglia	Titolo
1	AZAELA A	1984	Bitubolare	Sì	A.C 8.ME
2	ADA 3	1982	Monotubolare	Sì	A.C 9.AG
3	REGINA 1	1997	Monotubolare	Sì	A.C 17 AG
4	PORTO CORSINI 73	1968	Monotubolare	Sì	A.C 26.EA
5	PORTO CORSINI M W A	1968	Struttura reticolare 12 gambe	Sì	
6	ARMIDA 1	1973	Monotubolare	Sì	A.C 29.EA
7	DIANA	1971	Cluster	Sì	
8	SANTO STEFANO MARE 101	1987	Struttura reticolare 4 gambe	Sì	B.C 1.LF
9	SANTO STEFANO MARE 4	1975	Struttura reticolare 4 gambe	Sì	
10	SANTO STEFANO MARE 8	1991	Monotubolare	Sì	
11	SAN GIORGIO MARE 3	1972	Struttura reticolare 4 gambe	Sì	B.C 2.LF
12	SAN GIORGIO MARE 6	1981	Struttura reticolare 4 gambe	Sì	
13	SAN GIORGIO MARE CENTRALE	1972	Struttura reticolare 4 gambe	Sì	
14	CAMILLA 2	2001	Testa pozzo sottomarina	No	B.C 3.AS
15	ELENA 1	1989	Testa pozzo sottomarina	No	
16	EMILIO 3	1980	Testa pozzo sottomarina	No	
17	VIVIANA 1	1998	Monotubolare	Sì	B.C 5.AS
18	CLARA OVEST	1987	Struttura reticolare 8 gambe	No	B.C 14.AS
19	FABRIZIA 1	1998	Monotubolare	Sì	B.C 21.AG
20	JOLE 1	1999	Monotubolare	Sì	
21	OMBRINA MARE 2	2008	Monotubolare	Sì	B.R269.GC

Appendice B

Seconda appendice: schede riassuntive delle piattaforme

Tabella B.1 – Risorse energetiche Porto Corsini WAT

NOME PIATTAFORMA	PORTO CORSINI W A-T		
Link MISE	http://innmig.sviluppoeconomico.gov.it/innmig/strutturemarine/dettaglio.asp?id=256		
Dimensioni parti emerse [m]	167 x 27		
Altezza m s.l.m.	31		
Distanza dalla costa [km]	7		
Profondità fondale [m]	13		
RISORSA EOLICA			
Velocità media annua a 25 m s.l.m. [m/s]	3.7	Producibilità specifica a 25 m s.l.m. [MWh/MW]	605
Velocità media annua a 50 m s.l.m. [m/s]	4.0	Producibilità specifica lorda a 50 m s.l.m. [MWh/MW]	635
Velocità media annua a 75 m s.l.m. [m/s]	4.2	Producibilità specifica lorda a 75 m s.l.m. [MWh/MW]	944
Velocità media annua a 100 m s.l.m. [m/s]	4.4	Producibilità specifica lorda a 100 m s.l.m. [MWh/MW]	1035
RISORSA SOLARE			
Angolo di inclinazione ottimale del campo fotovoltaico [°]	35		
Radiazione solare incidente sul piano orizzontale [kWh/m ²]	1470		
Radiazione solare incidente sul piano inclinato ottimale [kWh/m ²]	1699		
RISORSA MARINA			
Potenza media annua disponibile per le onde [kW/m/anno]	2.8		
Flusso di potenza della corrente marina [W/m ²]	0.6		

Tabella B.2 - Risorse energetiche Clara Ovest

NOME PIATTAFORMA		CLARA OVEST	
Link MISE	http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it/unmig/strutturemarine/dettaglio.asp?id=213		
Dimensioni parti emerse [m]	30 x 65		
Altezza m s.l.m.	55		
Distanza dalla costa [km]	28		
Profondità fondale [m]	71		
RISORSA EOLICA			
Velocità media annua a 25 m s.l.m. [m/s]	4.1	Produttività specifica a 25 m s.l.m. [MWh/MW]	1036
Velocità media annua a 50 m s.l.m. [m/s]	4.5	Produttività specifica lorda a 50 m s.l.m. [MWh/MW]	1101
Velocità media annua a 75 m s.l.m. [m/s]	4.7	Produttività specifica lorda a 75 m s.l.m. [MWh/MW]	1223
Velocità media annua a 100 m s.l.m. [m/s]	4.9	Produttività specifica lorda a 100 m s.l.m. [MWh/MW]	1327
RISORSA SOLARE			
Angolo di inclinazione ottimale del campo fotovoltaico [°]	34		
Radiazione solare incidente sul piano orizzontale [kWh/m ²]	1508		
Radiazione solare incidente sul piano inclinato ottimale [kWh/m ²]	1737		
RISORSA MARINA			
Potenza media annua disponibile per le onde [kW/m/anno]	2.6		
Flusso di potenza della corrente marina [W/m ²]	2.2		

Tabella B.3 - Risorse energetiche San Giorgio Mare 3

NOME PIATTAFORMA		S.GIORGIO MARE 3	
Link MISE	http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it/unmig/strutturemarine/dettaglio.asp?id=266		
Dimensioni parti emerse [m]	7 x 5		
Altezza m s.l.m.	12		
Distanza dalla costa [km]	11		
Profondità fondale [m]	18		
RISORSA EOLICA			
Velocità media annua a 25 m s.l.m. [m/s]	4.3	Produttività specifica a 25 m s.l.m. [MWh/MW]	1154
Velocità media annua a 50 m s.l.m. [m/s]	4.7	Produttività specifica lorda a 50 m s.l.m. [MWh/MW]	1214
Velocità media annua a 75 m s.l.m. [m/s]	4.9	Produttività specifica lorda a 75 m s.l.m. [MWh/MW]	1346
Velocità media annua a 100 m s.l.m. [m/s]	5.1	Produttività specifica lorda a 100 m s.l.m. [MWh/MW]	1611
RISORSA SOLARE			
Angolo di inclinazione ottimale del campo fotovoltaico [°]	35		
Radiazione solare incidente sul piano orizzontale [kWh/m ²]	1531		
Radiazione solare incidente sul piano inclinato ottimale [kWh/m ²]	1775		
RISORSA MARINA			
Potenza media annua disponibile per le onde [kW/m ²]	2.6		
Flusso di potenza della corrente marina [W/m ²]	0.8		

Tabella B.4 – Risorse energetiche San Giorgio Mare 6

NOME PIATTAFORMA		S.GIORGIO MARE 6	
Link MISE	http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it/unmig/strutturemarine/dettaglio.asp?id=267		
Dimensioni parti emerse [m]	7 x 5		
Altezza m s.l.m.	12		
Distanza dalla costa [km]	11		
Profondità fondale [m]	18		
RISORSA EOLICA			
Velocità media annua a 25 m s.l.m. [m/s]	4.3	Produttività specifica a 25 m s.l.m. [MWh/MW]	1148
Velocità media annua a 50 m s.l.m. [m/s]	4.7	Produttività specifica lorda a 50 m s.l.m. [MWh/MW]	1208
Velocità media annua a 75 m s.l.m. [m/s]	4.9	Produttività specifica lorda a 75 m s.l.m. [MWh/MW]	1340
Velocità media annua a 100 m s.l.m. [m/s]	5.1	Produttività specifica lorda a 100 m s.l.m. [MWh/MW]	1603
RISORSA SOLARE			
Angolo di inclinazione ottimale del campo fotovoltaico [°]	35		
Radiazione solare incidente sul piano orizzontale [kWh/m ²]	1537		
Radiazione solare incidente sul piano inclinato ottimale [kWh/m ²]	1782		
RISORSA MARINA			
Potenza media annua disponibile per le onde [kW/m ²]	2.6		
Flusso di potenza della corrente marina [W/m ²]	0.8		

Tabella B.5 - Risorse energetiche San Giorgio Centrale

NOME PIATTAFORMA		S.GIORGIO MARE CENTRALE	
Link MISE	http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it/unmig/strutturamarine/dettaglio.asp?id=262		
Dimensioni parti emerse [m]	9 x 9		
Altezza m s.l.m.	12		
Distanza dalla costa [km]	10		
Profondità fondale [m]	18		
RISORSA EOLICA			
Velocità media annua a 25 m s.l.m. [m/s]	4.3	Producibilità specifica a 25 m s.l.m. [MWh/MW]	1144
Velocità media annua a 50 m s.l.m. [m/s]	4.7	Producibilità specifica lorda a 50 m s.l.m. [MWh/MW]	1205
Velocità media annua a 75 m s.l.m. [m/s]	4.9	Producibilità specifica lorda a 75 m s.l.m. [MWh/MW]	1336
Velocità media annua a 100 m s.l.m. [m/s]	5.1	Producibilità specifica lorda a 100 m s.l.m. [MWh/MW]	1599
RISORSA SOLARE			
Angolo di inclinazione ottimale del campo fotovoltaico [°]	35		
Radiazione solare incidente sul piano orizzontale [kWh/m ²]	1537		
Radiazione solare incidente sul piano inclinato ottimale [kWh/m ²]	1782		
RISORSA MARINA			
Potenza media annua disponibile per le onde [kW/m ² /anno]	2.6		
Flusso di potenza della corrente marina [W/m ²]	0.8		

Tabella B.6 – Risorse energetiche Santo Stefano Mare 101

NOME PIATTAFORMA		S.STEFANO MARE 101	
Link MISE	http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it/unmig/strutturamarine/dettaglio.asp?id=262		
Dimensioni parti emerse [m]	6 x 9		
Altezza m s.l.m.	15		
Distanza dalla costa [km]	2		
Profondità fondale [m]	15		
RISORSA EOLICA			
Velocità media annua a 25 m s.l.m. [m/s]	5.3	Producibilità specifica a 25 m s.l.m. [MWh/MW]	1807
Velocità media annua a 50 m s.l.m. [m/s]	5.9	Producibilità specifica lorda a 50 m s.l.m. [MWh/MW]	2018
Velocità media annua a 75 m s.l.m. [m/s]	6.3	Producibilità specifica lorda a 75 m s.l.m. [MWh/MW]	2340
Velocità media annua a 100 m s.l.m. [m/s]	6.6	Producibilità specifica lorda a 100 m s.l.m. [MWh/MW]	2499
RISORSA SOLARE			
Angolo di inclinazione ottimale del campo fotovoltaico [°]	34		
Radiazione solare incidente sul piano orizzontale [kWh/m ²]	1543		
Radiazione solare incidente sul piano inclinato ottimale [kWh/m ²]	1771		
RISORSA MARINA			
Potenza media annua disponibile per le onde [kW/m ² /anno]	2.3		
Flusso di potenza della corrente marina [W/m ²]	0.2		

Tabella B.7 - Risorse energetiche Santo Stefano Mare 1-9

NOME PIATTAFORMA		S.STEFANO MARE 1-9	
Link MISE	http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it/unmig/strutturemarine/dettaglio.asp?id=270		
Dimensioni parti emerse [m]	10 x 10		
Altezza m s.l.m.	13		
Distanza dalla costa [km]	2		
Profondità fondale [m]	13		
RISORSA EOLICA			
Velocità media annua a 25 m s.l.m. [m/s]	5.2	Produttività specifica a 25 m s.l.m. [MWh/MW]	1755
Velocità media annua a 50 m s.l.m. [m/s]	5.8	Produttività specifica lorda a 50 m s.l.m. [MWh/MW]	1984
Velocità media annua a 75 m s.l.m. [m/s]	6.2	Produttività specifica lorda a 75 m s.l.m. [MWh/MW]	2307
Velocità media annua a 100 m s.l.m. [m/s]	6.6	Produttività specifica lorda a 100 m s.l.m. [MWh/MW]	2499
RISORSA SOLARE			
Angolo di inclinazione ottimale del campo fotovoltaico [°]	34		
Radiazione solare incidente sul piano orizzontale [kWh/m ²]	1578		
Radiazione solare incidente sul piano inclinato ottimale [kWh/m ²]	1825		
RISORSA MARINA			
Potenza media annua disponibile per le onde [kW/m/anno]	2.3		
Flusso di potenza della corrente marina [W/m ²]	0.2		

Tabella B.8 - Risorse energetiche Santo Stefano Mare 3-7

NOME PIATTAFORMA		S.STEFANO MARE 3-7	
Link MISE	http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it/unmig/strutturemarine/dettaglio.asp?id=271		
Dimensioni parti emerse [m]	9 x 9		
Altezza m s.l.m.	8		
Distanza dalla costa [km]	2		
Profondità fondale [m]	13		
RISORSA EOLICA			
Velocità media annua a 25 m s.l.m. [m/s]	5.2	Produttività specifica a 25 m s.l.m. [MWh/MW]	1769
Velocità media annua a 50 m s.l.m. [m/s]	5.9	Produttività specifica lorda a 50 m s.l.m. [MWh/MW]	2012
Velocità media annua a 75 m s.l.m. [m/s]	6.3	Produttività specifica lorda a 75 m s.l.m. [MWh/MW]	2353
Velocità media annua a 100 m s.l.m. [m/s]	6.7	Produttività specifica lorda a 100 m s.l.m. [MWh/MW]	2499
RISORSA SOLARE			
Angolo di inclinazione ottimale del campo fotovoltaico [°]	35		
Radiazione solare incidente sul piano orizzontale [kWh/m ²]	1608		
Radiazione solare incidente sul piano inclinato ottimale [kWh/m ²]	1866		
RISORSA MARINA			
Potenza media annua disponibile per le onde [kW/m/anno]	2.3		
Flusso di potenza della corrente marina [W/m ²]	0.5		

Tabella B.9 - Risorse energetiche Santo Stefano Mare 8

NOME PIATTAFORMA		S.STEFANO MARE 8	
Link MISE	http://nnmig.sviluppoeconomico.gov.it/nnmig/strutturemarine/dettaglio.asp?id=273		
Dimensioni parti emerse [m]	5 x 7		
Altezza m s.l.m.	8		
Distanza dalla costa [km]	3		
Profondità fondale [m]	17		
RISORSA EOLICA			
Velocità media annua a 25 m s.l.m. [m/s]	5.4	Produttività specifica a 25 m s.l.m. [MWh/MW]	1905
Velocità media annua a 50 m s.l.m. [m/s]	5.9	Produttività specifica lorda a 50 m s.l.m. [MWh/MW]	2051
Velocità media annua a 75 m s.l.m. [m/s]	6.3	Produttività specifica lorda a 75 m s.l.m. [MWh/MW]	2346
Velocità media annua a 100 m s.l.m. [m/s]	6.6	Produttività specifica lorda a 100 m s.l.m. [MWh/MW]	2499
RISORSA SOLARE			
Angolo di inclinazione ottimale del campo fotovoltaico [°]	34		
Radiazione solare incidente sul piano orizzontale [kWh/m ²]	1580		
Radiazione solare incidente sul piano inclinato ottimale [kWh/m ²]	1828		
RISORSA MARINA			
Potenza media annua disponibile per le onde [kW/m ² anno]	2.3		
Flusso di potenza della corrente marina [W/m ²]	0.5		

Tabella B.10 - Risorse energetiche Santo Stefano Mare 4

NOME PIATTAFORMA		S.STEFANO MARE 4	
Link MISE	http://nnmig.sviluppoeconomico.gov.it/nnmig/strutturemarine/dettaglio.asp?id=272		
Dimensioni parti emerse [m]	9 x 9		
Altezza m s.l.m.	8		
Distanza dalla costa [km]	2		
Profondità fondale [m]	12		
RISORSA EOLICA			
Velocità media annua a 25 m s.l.m. [m/s]	5.5	Produttività specifica a 25 m s.l.m. [MWh/MW]	1971
Velocità media annua a 50 m s.l.m. [m/s]	6.0	Produttività specifica lorda a 50 m s.l.m. [MWh/MW]	2144
Velocità media annua a 75 m s.l.m. [m/s]	6.3	Produttività specifica lorda a 75 m s.l.m. [MWh/MW]	2392
Velocità media annua a 100 m s.l.m. [m/s]	6.6	Produttività specifica lorda a 100 m s.l.m. [MWh/MW]	2610
RISORSA SOLARE			
Angolo di inclinazione ottimale del campo fotovoltaico [°]	34		
Radiazione solare incidente sul piano orizzontale [kWh/m ²]	1583		
Radiazione solare incidente sul piano inclinato ottimale [kWh/m ²]	1830		
RISORSA MARINA			
Potenza media annua disponibile per le onde [kW/m ² anno]	2.3		
Flusso di potenza della corrente marina [W/m ²]	0.5		

Appendice C

Terza appendice: moduli bifacciali LG Neon 2 da 320 W_p



IT

**ECCO IL
TOP PERFORMER
LG NeON²**

UPDATE 2016

FINO A 320 WATT

TECNOLOGIA LG CELLO

MAGGIORI GARANZIE

 **LG**
Life's Good

LG NeON²
www.lg-solar.com/it

LG NeON²

LG NeONTM 2 – MIGLIORE. PIÙ EFFICIENTE. GARANTITO.

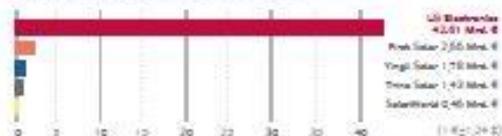
Il modulo solare NeONTM 2 di LG offre ora ancora più prestazioni. Caratterizzato da un nuovo design elegante e con un totale di 60 celle, può sopportare un carico di 6000 pascali. LG ha esteso la garanzia del prodotto da 10 a 12 anni, e ha migliorato anche la garanzia sulle prestazioni lineari fino a garantire almeno il 83,6% della potenza nominale.

GARANTE LOCALE, ASSICURAZIONE GLOBALE

LG Solar è un marchio di LG Electronics - facendo così parte di una società finanziariamente forte, globale, con oltre 50 anni di tradizione ed esperienza.

È bene sapere che: LG Electronics è il garante dei vostri moduli solari.

Le vendite del garante per il 2012 in miliardi di euro



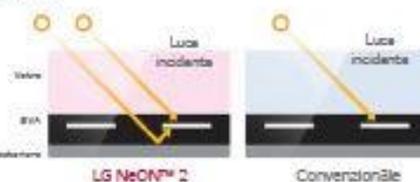
QUALITÀ ECCELLENTE VERIFICATA CON TEST INDIPENDENTI

Di LG ci si può fidare. Testiamo i nostri prodotti con il doppio dell'intensità e delle specifiche dello standard IEC. Questa qualità è apprezzata dagli installatori in tutta Europa, e per questo hanno premiato i moduli solari LG con il marchio TOP BRAND PV attestando l'elevata propensione a consigliare il prodotto per la terza volta di fila. Inoltre, i pannelli LG hanno già ricevuto il prestigioso Intersolar Award, il Plus X Award - uno dei più ambiti premi per l'innovazione tecnologica, lo sport e lo stile di vita.



MAGGIORE È LA POTENZA, MAGGIORE È LA RESA

Sfruttando le nozioni acquisite nell'ambito della tecnologia dei semiconduttori, si ottiene una superficie delle celle più contenuta, aumentando così il grado di efficienza fino a superare il 21%. Il modulo è in grado di captare la luce incidente sulla parte anteriore o sulla parte posteriore della cella, questa tecnologia consente alle celle LG NeON² di lavorare in maniera più efficiente rispetto alle celle solari tradizionali, con una resa maggiore.



PROGETTAZIONE PERFETTA, GARANTITA NEL TEMPO

grazie al suo telaio rinforzato, LG NeON² può sopportare un carico anteriore fino a 6000 Pa e un carico posteriore fino a 5400 Pa. Sulla base di una migliore robustezza, LG ha esteso la garanzia del prodotto per ulteriori 2 anni.

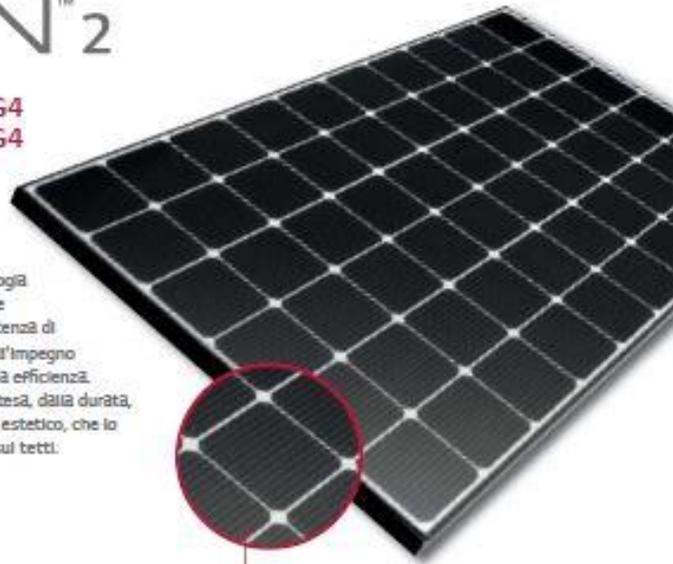


LG NeON™2

LG320N1C-G4 | LG315N1C-G4
 LG310N1C-G4 | LG305N1C-G4

60 celle

Il nuovo modulo LG NeON™2 sfrutta la tecnologia CELLO. La tecnologia CELLO sostituisce 3 barre collettrici con 12 fili sottili per migliorare la potenza di uscita e l'affidabilità. NeON™2 è il risultato dell'impegno di LG nel fornire al cliente molto di più della sola efficienza. Il valore aggiunto è costituito dalla garanzia estesa, dalla durata, dalle prestazioni in condizioni reali e dal design estetico, che lo rende particolarmente adatto all'installazione sui tetti.



Tecnologia CELLO



CARATTERISTICHE PRINCIPALI



Garanzia potenziata sulle prestazioni
 LG NeON™2 è distribuito con una garanzia potenziata sulle prestazioni. La degradazione annuale è diminuita da -0,7%/anno a -0,6%/anno. Anche dopo 25 anni, la cella assicura una resa del 2,4% in più rispetto ai precedenti moduli NeON™.



Estetica del tetto
 LG NeON™2 è stato progettato tenendo in considerazione canoni estetici; per questo presenta fili più sottili che generano un effetto di nero uniforme a una certa distanza. Grazie al suo design moderno, il prodotto arricchisce gli edifici su cui è installato.



Migliori prestazioni nelle giornate di sole
 Oggi LG NeON™2 assicura un rendimento migliore al sole grazie all'ottimizzazione dei coefficienti di temperatura.



Elevata potenza di uscita
 Rispetto ai modelli precedenti, LG NeON™2 è stato concepito per potenziare in modo significativo l'efficienza in termini di resa e per esprimere tutto il suo potenziale anche in spazi ristretti.



Durata eccezionale
 Grazie alla nuova concezione rinforzata del telaio, LG ha aumentato la garanzia di NeON™2 di ulteriori 2 anni. Inoltre, LG NeON™2 è in grado di sopportare un carico frontale di 6000 Pa e un carico posteriore di 5400 Pa.



Costruzione a doppia superficie della cella
 Il lato posteriore della cella implementata in LG NeON™2 genera energia proprio come il lato anteriore; il raggio luminoso riflesso dal lato posteriore del modulo viene quindi riassorbito, generando un'elevata quantità aggiuntiva di energia.

Informazioni su LG Electronics

LG Electronics è una grande realtà integrata a livello globale nel campo delle imprese, che opera all'interno del mercato del fotovoltaico. Questa ha intrapreso il primo programma di ricerca sull'energia solare nel 1992 con il supporto del gruppo LG, che ha messo a disposizione la sua fonderia specializzata nei settori dei semiconduttori, dell'LCD, della chimica e dei materiali. Nel 2010, LG Solar ha effettuato con successo il lancio sul mercato della prima serie di Mono®. Attualmente in LG Solar, nel 2011, NeON™ (già commercializzato come Mono® NeON) è stato integrato nel "Tecnologia Power", un processo che eleva la qualità, l'innovazione e l'impegno di LG Solar nel settore.

Proprietà meccaniche

Cella	8 x 10
Protezione della cella	UV
Tipo della cella	Monocristallina / N-type
Misure della cella	108,70 x 108,70 mm
Barrilettolite della cella	12 (senza collaterale multi-line)
Dimensioni (L x P x H)	1840 x 1000 x 40 mm
Massima serie	8000 Pa (pressione)
	2400 Pa (vibrazione)
Peso	17,0 ± 0,0 kg
Tipo di connettore	MCA / PBT
Scatola di giunzione	PBT con 3 strati di strappo
Cavo di connessione (L)	2 x 1000 mm
Capacità Frontale	Valore temperato ad alta irradianza
Telaio	Aluminio anodizzato

Certificazioni e garanzie

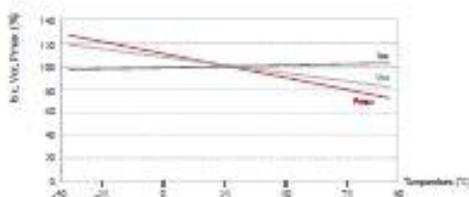
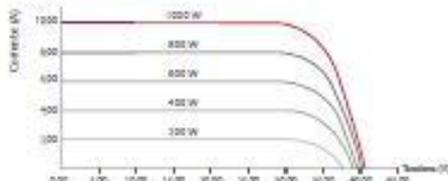
Certificazioni	IEC 61210, IEC 61730, IEC 61731
	IEC 62716 (test ammoniacale)
	IEC 61701 (test ammoniacale sulla cella)
Resistenza del modulo ai fuochi	Classe C, Fire Class 1 (Italia)
Garanzia sul prodotto	12 anni
Garanzia sulla resa di Pmax (almeno metà della vita)	25 anni garanzia lineare*

* 1) 1° anno 10%, 2) Dopo il 2° anno 0,5% di degradazione annuale, 3) 0,5% per 23 anni

Coefficienti di temperatura

NOCT	46 ± 3 °C
Pmax	-0,35 %/°C
Voc	-0,20 %/°C
Isc	0,03 %/°C

Curve caratteristiche



Proprietà elettriche (STC¹⁾)

	300 W	310 W	315 W	320 W
Tensione MPP Vmpg (V)	33,8	33,2	32,8	32,3
Corrente MPP Impg (A)	8,23	8,20	8,40	8,78
Tensione a vuoto V _{oc} (V)	40,8	40,8	40,4	40,1
Corrente a corto circuito Isc (A)	10,00	10,00	9,88	9,83
Rendimento del modulo (%)	18,2	18,2	18,8	18,8
Temperatura di assembly (°C)	-40 ~ +80			
Massima tensione di sistema (V)	1000			
Massima corrente inversa (A)	00			
Tolleranza della potenza (%)	0 ~ +3			

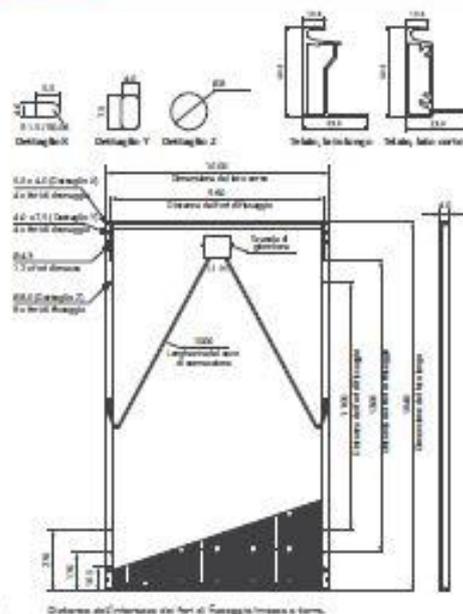
¹ STC (condizioni di prova standard) (irraggiamento 1000 W/m², temperatura module 25 °C, AM 1,5)
² La tensione a vuoto di riferimento del modulo è 200 W/m² in funzione di 1000 W/m² pari a -0,5%,
³ Classe di isolamento: A, Safety Class II
⁴ La potenza di corto-circuito (Isc) è misurata a temperatura di 25 °C e determinata da LG Electronics e sua società o sua società autorizzata.

Proprietà elettriche (NOCT¹)

	300 W	310 W	315 W	320 W
Potenza massima Pmax (W)	234	230	228	223
Tensione MPP Vmpg (V)	30,7	30,4	30,0	29,7
Corrente MPP Impg (A)	7,80	7,58	7,54	7,48
Tensione a vuoto V _{oc} (V)	37,8	37,8	37,4	37,1
Corrente a corto circuito Isc (A)	9,10	9,08	9,03	9,01

¹ NOCT (temperatura di assembly nominale della cella) (irraggiamento 800 W/m², temperatura ambiente 20 °C, velocità del vento 1 m/s)

Dimensioni (mm)



LG Electronics Deutschland GmbH
 BU Solar Business Group
 Berliner Straße 93
 40500 Ratingen, Germania
 Email: solar@lge.de
 www.lg-electronics.it

Tutte le installazioni di questo modulo devono riferirsi a DIN EN 50338.
 Soggetto a modifiche.
 Revisione 03/2018
 Documento: D5.N 1C.G4.N.201803

Copyright © 2018 LG Electronics, Tutti i diritti riservati.



Appendice D

Quarta appendice: dissalatori – schede tecniche

Modelli LENNRO SW

Type	LENNRO SW						
	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	ROMIN SW						
	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"

Modelli SIRION D

SIRION™ Sea Water

Equipment Performance & Dimensions

Model	Flow @ 20°C		Recovery	Dimensions		Membranes	Pump
	Feed	Permeate		WxDxH	Weight		
	m³/hr	m³/hr	%	m	kg	Quantity	Power
D-25	5.30	1.06	20	3x1.7x2.2	1600	2	18.5
D-50	6.42	2.12	33	3x1.7x2.2	1700	4	22
D-75	7.95	3.18	40	4x1.7x2.2	1800	6	22
D-100	10.60	4.24	40	5x1.7x2.2	1900	8	2x15
D-125	13.25	5.30	40	6x1.7x2.2	2000	10	2x22
D-150	15.88	6.35	40	4x1.7x2.2	2100	12	2x22
D-190-PX	19.88	7.95	40	6.5x1.7x2.2	2200	15	22+2.2
D-230-PX	23.88	9.55	40	8x2x2.2	3100	18	30+2.2
D-270-PX	26.55	11.15	42	8.5x2x2.2	3400	21	2x18.5+3
D-360-PX	35.36	14.85	42	8.5x2x2.2	3700	28	2x22+3
D-450-PX	44.17	18.55	42	9x2x2.2	4025	35	2x30+4
D-530-PX	52.98	22.25	42	10x2x2.2	4325	42	55+5.5
D-620-PX	61.90	26.00	42	10x2.15x2.2	4525	49	55+5.5
D-710-PX	70.48	29.60	42	10x2.15x2.2	4530	56	75+7.5
D-800-PX	79.45	33.37	42	10x2.15x2.2	4535	63	75+7.5
D-890-PX	88.33	37.10	42	10x2.15x2.2	4600	70	90+7.5

Appendice E

Quinta appendice: batterie RESU10H – scheda tecnica

Innovation
for a Better Life

ees
AWARD
2016
WINNER

LG Chem

CHANGE
YOUR ENERGY
CHARGE
YOUR LIFE

RESU

Dimensioni compatte e Facile installazione
Le dimensioni compatte e il peso leggero del sistema RESU sono riconosciuti a livello mondiale. RESU è stato progettato per consentire una facile installazione a parete o sul pavimento sia per ambienti interni che esterni. I collegamenti dell'inverter sono stati semplificati, riducendo i tempi e i costi di installazione.

Prestazioni Potenti
La nuova serie RESU è caratterizzata da un sistema industriale di potenza di uscita continua (4,2kW per RESU 6.5) ed efficienza DC di andata e ritorno (95%). La Tecnologia di LG Chem's LBS (Laminazione e impilaggio) fornisce resistenza e assicura una capacità di durata dell'80% dopo 10 anni.

Sicurezza collaudata
LG Chem dà la massima priorità alla sicurezza e utilizza la stessa tecnologia per i suoi prodotti ESS che hanno un primato di sicurezza testato nella batteria automobilistica. Tutti i prodotti sono certificati in conformità alle norme internazionali standard.

www.lgspartner.com

RESU

Change Your Energy, Charge Your Life

48V



Modello	RESU3.3	RESU6.5	RESU10
Energia totale [kWh]	3.3	6.5	9.8
Energia Utilizzabile [kWh]	2.9	5.9	8.8
Capacità [Ah]	63	126	169
Tensione nominale [V]	51.8	51.8	51.8
Gamma di tensione [V]	420-560	420-560	420-560
Potenza massima [kW]	3.0	4.2	5.0
picco di potenza [kW] (per 3 sec.)	3.3	4.6	7.0
Dimensioni [L x A x P, mm]	452 x 401 x 120	452 x 654 x 120	452 x 483 x 227
Peso [kg]	31	52	75
Grado di protezione della recinzione	IP55		
Comunicazione	CAN 2.0B		
Certificati	cellula	UL1642	
	Prodotto	CE / IEC / TUV (IEC 62619) / UL1973	

Marche compatibili con i fornitori: SMA, Solar, Sungrow, Schneider, Ingetrus, GoodWe, Redback, Victron Energy (A partire dal 3° trimestre 2016, di saranno Altri marchi da aggiungere)



RESU Plus è un kit di espansione appositamente progettato per i modelli 48V della nuova serie RESU. Con RESU Plus, tutti i modelli 48V possono essere collegati tra loro.

- Dimensioni 385 x 240 x 65 (L x A x P, mm)
- Numero di unità di batteria espandibili: Fino a 2
- IP55 valutazione

400V



Modello	RESU7H	RESU10H	
Energia totale [kWh]	7.0	9.8	
Energia Utilizzabile [kWh]	6.6	9.3	
Capacity [Ah]	63	63	
Gamma di tensione [V]	350-450	350-450 / 385-550	
Potenza massima [kW]	3.5	5.0	
picco di potenza [kW] (per 10 sec.)	5.0	7.0	
Dimensioni [L x A x P, mm]	744 x 692 x 206	744 x 907 x 206	
Peso [kg]	76	97 / 99.8	
Grado di protezione della recinzione	IP55		
Comunicazione	RS485	RS485 / CAN 2.0B	
Certificati	cellula	UL 1642	
	Prodotto	TUV (IEC 62619) / CE	TUV (IEC 62619) / UL1973 / CE

Marche compatibili con i fornitori: SMA, SolarEdge (Partire dal 3° trimestre 2016, di saranno Altri marchi da aggiungere)

Ringraziamenti

Vorrei innanzitutto ringraziare il Prof. Andrea Carpignano per avermi affidato l'incarico di svolgere questa tesi di Laurea Magistrale. I temi trattati sono estremamente interessanti e possiedono una notevole importanza nel contesto energetico attuale.

Un ringraziamento speciale è per l'Ing. Raffaella Gerboni che mi ha affiancato durante questo lungo lavoro: i suoi saggi consigli sono stati la base fondamentale su cui sviluppare il mio progetto. Ringrazio per l'estrema pazienza e disponibilità dimostrata nei miei confronti, cosa che io reputo di fondamentale importanza per un lavoro come questo. Inoltre, un ringraziamento di cuore perché se sono qua a conseguire il titolo di Dottore Magistrale un po' è anche merito suo.

Ringrazio tutto il gruppo del SEADOG con il quale ho lavorato in questo periodo. La condivisione di idee e il confronto tra opinioni differenti è stato molto costruttivo per la costruzione della tesi. Inoltre, il rapporto di amicizia che si è formato tra tesisti ha reso il posto di lavoro familiare ed estremamente accogliente.

Ringrazio inoltre le fantastiche persone che ho conosciuto in questi 5 anni di Politecnico e con le quali ho instaurato un rapporto speciale che va ben oltre la semplice condivisione di un percorso universitario. Un grazie va a Dario, Fabio, Giangiacomo, Gigi, Giuste, John, Lore, Loris, Luca, Mathieu, Pera e Vito che mi hanno accompagnato in questo cammino. Ringrazio Franc, Lore e Matte che hanno saputo guidare le mie scelte universitarie e con i quali ho stretto un forte legame.

I miei ringraziamenti più cari vanno ai miei genitori Ornella e Giovanni che mi hanno sempre incoraggiato e sostenuto durante i miei studi. Senza il loro supporto la mia carriera universitaria non sarebbe neanche iniziata quindi il merito è soprattutto loro.

Ringrazio per essermi stati vicino in ogni situazione, scolastica e non, ed avermi sopportato anche quando le cose non andavano per il verso giusto.

Un grazie di cuore a tutti i miei amici e amiche fossanesi. Con loro ho condiviso e condivido tutt'ora le più belle esperienze della mia vita rafforzando sempre di più un'amicizia che va avanti ormai da moltissimi anni. Molto più che semplici amici, dei veri e propri compagni di vita. Li ringrazio per avermi supportato in questo mio percorso augurandomi che il rapporto che ci lega possa portarci a raggiungere dei traguardi importanti.