

Proponente

FLUMINI MANNU

FLUMINI MANNU LIMITED

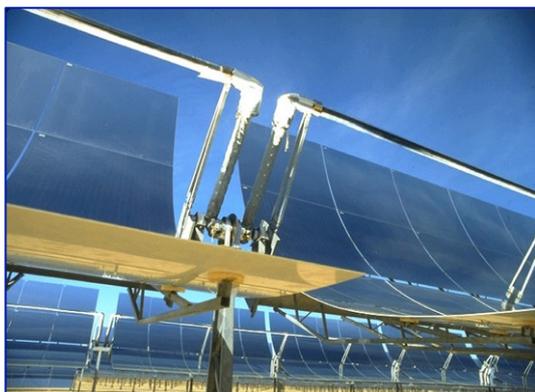
Sede Legale: Bow Road 221 - Londra - Regno Unito
Filiale Italiana: Corso Umberto I, 08015 Macomer (NU)

Provincia di Cagliari

Comuni di Villasor e Decimoputzu

Nome progetto

**Impianto Solare Termodinamico della potenza lorda di
55 MWe denominato "FLUMINI MANNU"**



VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

Titolo Documento:

**RAPPORTO PRELIMINARE DI SICUREZZA PER LA FASE DI NULLA OSTA DI FATTIBILITÀ AI SENSI
DELL'ART. 9, COMMA 1 DEL D.LGS. 334/99 E S.M.I. (D.LGS. 238/05)**

Sviluppo:



Energogreen Renewables S.r.l.

Via E. Fermi 19, 62010 Pollenza (MC)

www.energogreen.com

e-mail: info@energogreen.com

			13NOF31238
1	09/2013	Revisione emissione per Istanza di VIA	
0	07/2013	Emissione per Istanza di VIA	
Rev.	Data	Descrizione	Codice di Riferimento

Proprietà e diritti del presente documento sono riservati - la riproduzione è vietata

Gruppo di lavoro Energogreen Renewables:



Energogreen Renewables Srl
Via E. Fermi, 19 - 62010 - Pollenza (MC)

1. *Dott. Ing. Cecilia Bubbolini*
2. *Dott. Ing. Loretta Maccari*
3. *Ing. Carlo Foresi*
4. *Dott. Ing. Devis Bozzi*

Consulenza Esterna:

- *Dott. Arch. Luciano Viridis: Analisi Territoriale*
- *Dott. Manuel Floris: "Rapporto Tecnico di Analisi delle Misure di DNI - Sito Flumini Mannu (CA)*
- *Dott. Agr. Vincenzo Satta: "Relazioni su Flora, Vegetazione, Pedologia e Uso del Suolo"*
- *Dott. Agr. Vincenzo Sechi: "Relazione faunistica"*
- *Dott. Agr. V. Satta e Dott. Agr. V. Sechi: "Relazione Agronomica"*
- *Dott. Geol. Eugenio Pistolesi: "Indagine Geologica Preliminare di Fattibilità"*
- *Studio Associato Ingg. Deffenu e Lostia: "Documento di Previsione d'Impatto Acustico"*
- *Dott. Arch. Leonardo Annessi: Rendering e Fotoinserimenti*
- *Tecsa S.p.A.: "Rapporto Preliminare di Sicurezza"*

FLUMINI MANNU LTD

Nuovo Impianto Solare Termodinamico Flumini Mannu (55 MWe) Villasor e Decimoputzu (CA)

Rapporto Preliminare di Sicurezza per la Fase di Nulla Osta di Fattibilità ai sensi dell'art. 9, comma 1 del D. Lgs. 334/99 e s.m.i. (D. Lgs. 238/05)

Il presente documento è costituito da
n° 100 pagine progressivamente
numerate e da n° 11 allegati.

Emissione : 01
Data : Novembre 2013
Commessa : 31238
Documento n° : 13NOF31238
File : 13NOF31238_E01

Sigillo n° :

INDICE

1.	PREMESSA	5
2.	SCOPO DELLO STUDIO	6
3.	DOCUMENTAZIONE DI RIFERIMENTO	6
4.	RIFERIMENTI AL DM 2/8/84 E DPCM 31/3/89	7
5.	SINTESI DELLA NORMATIVA DI RIFERIMENTO	8
5.1	(1.A.1) DATI IDENTIFICATIVI ED UBICAZIONE DELL'IMPIANTO	10
5.1.1	(1.A.1.1.1) RAGIONE SOCIALE ED INDIRIZZO DEL FABBRICANTE	10
5.1.2	(1.A.1.1.2) DENOMINAZIONE ED UBICAZIONE DELL'IMPIANTO	10
5.1.3	(1.A.1.1.4) RESPONSABILE DELL'ESECUZIONE DEL DOCUMENTO	10
5.1.4	(1.A.1.2.1 – 1.A.1.2.2) LOCALIZZAZIONE E IDENTIFICAZIONE DELL'IMPIANTO	11
5.1.5	(1.C.1.3.1) CONDIZIONI METEOROLOGICHE DELLA ZONA	13
5.1.6	(1.B.1.2.3) TECNOLOGIA DI BASE ADOTTATA	28
5.2	(1.B.1.2) CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO	32
5.2.1	(1.B.1.2.4 – 1.B.1.2.5) DESCRIZIONE DELLO SCHEMA DI PROCESSO A BLOCCHI – CAPACITÀ PRODUTTIVA DELL'IMPIANTO	32
5.2.2	(1.B.1.2.6) INFORMAZIONI RELATIVE ALLE SOSTANZE UTILIZZATE E PRODOTTE, RIPORTATE IN ALLEGATO I PARTE 1 E/O 2 AL D.LGS. 334/99	58
5.2.2.1	(1.B.1.2.6.1 – 1.B.1.2.6.1.1) Dati ed informazioni di cui all'Allegato I al D.Lgs. 334/99	58
5.2.2.2	(1.B.1.2.6.2) Fase dell'attività in cui le sostanze intervengono	59
5.2.2.3	(1.B.1.2.6.3) Quantità effettiva massima prevista (ordine di grandezza)	59
5.2.2.4	(1.B.1.2.6.4) Comportamento chimico e/o fisico nelle condizioni normali di processo	59
5.2.2.5	(1.B.1.2.6.5) Sostanze che possono originarsi in caso di anomalie nell'esercizio dell'impianto	60
5.2.2.6	(1.B.1.2.6.6) Eventuali altre sostanze la cui presenza può influire sul rischio potenziale	60
5.2.3	(1.B.1.1.1) FUNZIONI INTERESSATE ALL'ESERCIZIO DELL'IMPIANTO	61
(1.B.1.3)	ANALISI PRELIMINARE PER INDIVIDUARE AREE CRITICHE DI ATTIVITÀ INDUSTRIALE	62
1.B.1.3.1	Applicazione del Metodo ad Indici	64
5.3	(1.C.1) SICUREZZA DELL'IMPIANTO	65
5.3.1	(1.C.1.1) SANITA' E SICUREZZA DELL'IMPIANTO	65
	(1.C.1.1.1) Elementi informativi sanitari	65
	(1.C.1.1.2) Esperienza storica e fonti di informazione relative ad impianti simili con possibilità di insorgenza di incendi ed esplosioni	65

5.3.2	(1.C.1.2.1)	REAZIONI ESOTERMICHE E/O DIFFICILI DA CONTROLLARE	67
5.3.3	(1.C.1.3.2 – 1.C.1.3.2.1)	CRONOLOGIA DELLE PERTURBAZIONI GEOFISICHE, METEOMARINE E CERAUNICHE DEL LUOGO, QUALI TERREMOTI, INONDAZIONI, TROMBE D'ARIA, FULMINI	67
5.3.4	(1.A.1.2.1 – SECONDO COMMA)	AEROPORTI E CORRIDOI AEREI DI ATTERRAGGIO E DECOLLO	68
5.3.5	(1.C.1.5.1)	EVENTI PRINCIPALI RAGIONEVOLMENTE PREVEDIBILI CHE POTREBBERO DARE LUOGO AD UN RILASCIO E LE RELATIVE MODALITÀ DI ACCADIMENTO	69
5.3.5.1	(1.C.1.5.1.1)	Individuazione delle ipotesi incidentali	69
5.3.5.2		Stima della frequenza di accadimento delle ipotesi incidentali individuate	77
5.3.6	(1.C.1.5.2)	PUNTI CRITICI DELL'IMPIANTO	79
5.3.7	(1.C.1.6.1)	CIRCOSTANZE NELLE QUALI POSSONO ESSERE MASSIME LE CONSEGUENZE DEI RILASCI DI CUI AL PUNTO 5.3.5 FORNENDO IN PARTICOLARE LA STIMA CIRCA LE AREE INTERESSATE	80
5.3.8	(1.C.1.7.1)	MISURE ADOTTATE PER PREVENIRE I RILASCI DI CUI AL PUNTO 5.3.5	86
5.3.9	(1.C.1.7.3)	PRECAUZIONI E/O COEFFICIENTI DI SICUREZZA ASSUNTI NELLA PROGETTAZIONE DELL'IMPIANTO	89
5.3.10	(1.C.1.8.1)	NORME DI PROGETTAZIONE DEGLI IMPIANTI ELETTRICI, DEI SISTEMI DI STRUMENTAZIONE DI CONTROLLO E DEGLI IMPIANTI DI PROTEZIONE CONTRO LE SCARICHE ATMOSFERICHE E LE SCARICHE ELETTROSTATICHE	90
5.3.11	(1.C.1.8.2)	NORME E/O CRITERI UTILIZZATI PER LA PROGETTAZIONE DEI SISTEMI DI SCARICO DI PRESSIONE (VALVOLE DI SICUREZZA, DISCHI DI ROTTURA, ECC.) PER I RECIPIENTI DI PROCESSO	92
5.3.12	(1.C.1.8.5)	NORME E/O CRITERI UTILIZZATI PER IL PROGETTO DEI RECIPIENTI, DEI SERBATOI E DELLE TUBAZIONI	93
5.3.13	(1.C.1.8.9)	PROCEDURE PARTICOLARI DI CONTROLLO PER LA FABBRICAZIONE E L'INSTALLAZIONE DELLE APPARECCHIATURE	93
5.3.14	(1.C.1.9.1)	SISTEMI DI RILEVAMENTO GAS E/O RILEVAZIONE INCENDI E PULSANTI DI EMERGENZA	94
5.3.15	(1.D.1.1)	PRODOTTI DI COMBUSTIONE DERIVANTI DA EVENTUALI INCENDI DI SOSTANZE PRESENTI NELL'IMPIANTO	94
5.3.16	(1.D.1.2.1)	CIRCOSTANZE CHE POSSONO PRODURRE INTERAZIONI DIRETTE TRA GLI EFFETTI DI INCENDIO ED ESPLOSIONE CON LE PARTI DI IMPIANTO OVE VENGANO PROCESSATE O DEPOSITATE SOSTANZE PERICOLOSE	94
5.3.17	(1.D.1.3.1)	SISTEMI PREVISTI PER CONTENERE UNA FUORIUSCITA DI SOSTANZE INFIAMMABILI	96
5.3.18	(1.D.1.4.1)	MANUALE OPERATIVO	96
5.3.19	(1.D.1.6.1)	FONTI DI RISCHIO MOBILI	96

5.3.20	(1.D.1.7.1)	MISURE PREVISTE PER EVITARE, IN CASO DI INCENDIO E/O ESPLOSIONE, UN CEDIMENTO CATASTROFICO DELLE STRUTTURE, DEI SERBATOI E DELLE TUBAZIONI	97
5.3.21	(1.D.1.8.1 – 1.D.1.10.1)	SISTEMI DI PREVENZIONE ED ESTINZIONE DEGLI INCENDI IVI COMPRESSE LE MISURE PER LO SFOLLAMENTO NONCHÉ I LINEAMENTI DEL PIANO DI EMERGENZA INTERNO	98
5.3.22	(1.D.1.9.1)	SISTEMI E/O PROCEDURE FINALIZZATE AD IMPEDIRE L'ACCESSO ALL'INTERNO DELL'ATTIVITÀ ALLE PERSONE NON AUTORIZZATE	100

INDICE ALLEGATI

ALLEGATO 5.1.3	Qualificazione professionale dell'estensore del documento
ALLEGATO 5.1.4/A	Corografia della zona (scala 1:25.000) Inquadramento dell'intervento su ortofoto
ALLEGATO 5.1.4/B	Planimetria Catastale della zona di intervento, in scala 1:5.000
ALLEGATO 5.1.4/C	Planimetria power block in scala 1:500
ALLEGATO 5.2.2.1	Schede di sicurezza delle sostanze pericolose
ALLEGATO 1.B.1.3	Planimetria Unità Logiche - Schede Unità Logiche
ALLEGATO 5.3.3.1/a	Carta sismica
ALLEGATO 5.3.3.1/b	Mappa delle fulminazioni
ALLEGATO 5.3.5	Alberi di guasto
ALLEGATO 5.3.7/A	Tabulati di calcolo scenari incidentali
ALLEGATO 5.3.7/B	Rappresentazione grafica scenari incidentali

1. PREMESSA

La Società Flumini Mannu LTD intende realizzare un impianto solare termodinamico, di potenza lorda pari a 55 MW elettrici, per la produzione di energia elettrica.

Fra i siti investigati, la scelta è ricaduta su un'area, di estensione totale pari a circa 269 ettari, compresa fra i Comuni di Villasor e Decimoputzu, in provincia di Cagliari.

Lo sviluppo del progetto è stato affidato alla Società Energogreen Renewables Srl, società controllata dal Gruppo Fintel Energia SpA, che fornisce servizi di sviluppo, progettazione e realizzazione di impianti nell'ambito delle energie rinnovabili.

L'iniziativa prevede:

1. La realizzazione dell'impianto solare termodinamico;
2. La realizzazione della connessione elettrica in Alta Tensione (150 kV) fra la centrale e la cabina primaria Enel Distribuzione denominata "Villasor 2".

L'impianto di cui trattasi ricade nell'ambito di applicazione degli artt. 6/8 del D. Lgs. 334/99 e s.m.i., in quanto sono presenti le seguenti sostanze:

- Sali fusi (miscela di nitrati), rientranti in allegato I – Parte 2 al D. Lgs. 334/99, così come modificato dal D. Lgs. 238/05 alla voce 3 "comburenti", in quantità superiori alle soglie di cui alla colonna 3 del Decreto medesimo (fissata a 200 t).

L'impianto è pertanto assoggettato alle disposizioni di cui all'art. 9 del succitato Decreto.

2. SCOPO DELLO STUDIO

Il presente documento costituisce il Rapporto Preliminare di Sicurezza, elaborato ai sensi del Decreto Legislativo 334/99 "Attuazione della Direttiva 96/82/CE relativa al Controllo dei Pericoli di Incidenti Rilevanti connessi con determinate Sostanze Pericolose", modificato dal D.Lgs. 238/05, nell'ambito della procedura per l'ottenimento del Nulla Osta di Fattibilità (NOF) ai sensi del sopra citato Decreto.

Il presente documento è redatto, secondo l'indice previsto dal DM 02/08/84^I, Allegato A, utilizzando anche la corrispondenza indicata nell'Allegato I al DPCM 31/03/89^{II}, ed integrato con il capitolo 1.B.1.3 "Analisi preliminare per individuare le aree critiche di attività industriale (Metodo indicizzato previsto dall'Allegato II al DPCM 31.03.89).

3. DOCUMENTAZIONE DI RIFERIMENTO

La redazione del presente documento è stata curata dalla Società scrivente sulla base della seguente documentazione di riferimento fornita ed approvata dalle funzioni responsabili della Società Energogreen Renewables Srl:

- ❖ Schede di Sicurezza Sali fusi (KNO₃, NaNO₃)
- ❖ "Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe – Relazione tecnico descrittiva" - Documento Energogreen Renewables Srl
- ❖ "Flow Diagram – Salt System" – Documento Sener n° CER-SRME-DI-0001, rev. B
- ❖ Hazop Demo Plant fornito da Energogreen Renewables
- ❖ Hazop Molten Salts Furnace fornito da Energogreen Renewables
- ❖ P&I:
 - Dis. N° CER-SRME-DI-0001 Rev. A;
 - Dis. N° CER-SRME-DI-0002 Rev. A;
 - Dis. N° CER-SRME-DI-0003 Rev. B;
 - Dis. N. CER-SRME-DI-0004 Rev. A
- ❖ Indagine geologica preliminare di fattibilità – Giugno 2013
- ❖ Inquadramento dell'impianto sulla Carta Tecnica Regionale – scala 1:25.000

^I Decreto Ministero dell'Interno 02/08/1984: "Norme e specificazioni per la formulazione del Rapporto di Sicurezza ai fini della prevenzione incendi nelle attività a rischio di incidenti rilevanti di cui al Decreto Ministeriale 16 Novembre 1983".

^{II} DPCM 31/03/89: "Applicazione dell'art. 12 del Decreto del Presidente della Repubblica 17 Maggio 1988, n° 175, concernente rischi rilevanti connessi a determinate attività industriali".

4. RIFERIMENTI AL DM 2/8/84 E DPCM 31/3/89

Nella seguente tabella viene riportata la corrispondenza tra i punti previsti dall'Allegato A al DM 02/08/84 e l'indice riportato in Allegato I al DPCM 31/03/89.

Tabella 1 - Riferimenti DM 02/08/84 E DPCM 31/03/89

Ministero Interno Riferimenti al DM 02/08/1984 e alla Circolare n° 16 MI.SA. (86) del 20.6.1986	Riferimenti DPCM 31.3.1989
<i>Indice Rapporto di Sicurezza per la fase "Nulla Osta di Fattibilità"</i>	
5.1	1.A.1
5.1.1	1.A.1.1.1
5.1.2	1.A.1.1.2
5.1.3	1.A.1.1.4
5.1.4	1.A.1.2.1 – 1.A.1.2.2
5.1.5	1.C.1.3.1
5.1.6	1.B.1.2.3
5.2.1	1.B.1.2.4 – 1.B.1.2.5
5.2.2	1.B.1.2.6
5.2.2.1	1.B.1.2.6.1 – 1.B.1.2.6.1.1
5.2.2.2	1.B.1.2.6.2
5.2.2.3	1.B.1.2.6.3
5.2.2.4	1.B.1.2.6.4
5.2.2.5	1.B.1.2.6.5
5.2.2.6	1.B.1.2.6.6
5.2.3	1.B.1.1.1
---	1.B.1.3
5.3.1	1.C.1.1.1 – 1.C.1.1.2
5.3.2	1.C.1.2.1
5.3.3	1.C.1.3.2 – 1.C.1.3.2.1
5.3.4	1.A.1.2.1 (secondo comma)
5.3.5	1.C.1.5.1
5.3.6	1.C.1.5.2
5.3.7	1.C.1.6.1
5.3.8	1.C.1.7.1
5.3.9	1.C.1.7.3
5.3.10	1.C.1.8.1
5.3.11	1.C.1.8.2
5.3.12	1.C.1.8.5
5.3.13	1.C.1.8.9
5.3.14	1.C.1.9.1
5.3.15	1.D.1.1.1
5.3.16	1.D.1.2.1
5.3.17	1.D.1.3.1
5.3.18	1.D.1.4.1
5.3.19	1.D.1.6.1
5.3.20	1.D.1.7.1
5.3.21	1.D.1.8.1 – 1.D.1.10.1
5.3.22	1.D.1.9.1

5. SINTESI DELLA NORMATIVA DI RIFERIMENTO

Regolamento (UE) N. 453/2010

Modifica del regolamento (CE) n. 1907/2006 del Parlamento europeo e del Consiglio concernente la registrazione, la valutazione, l'autorizzazione e la restrizione delle sostanze chimiche (REACH).

Decreto 26 maggio 2009, n. 138

Regolamento recante la disciplina delle forme di consultazione del personale che lavora nello stabilimento sui piani di emergenza interni, ai sensi dell'articolo 11, comma 5, del decreto legislativo 17 agosto 1999, n. 334.

Decreto 24 Luglio 2009, n. 139

Regolamento recante la disciplina delle forme di consultazione della popolazione sui piani di emergenza esterni, ai sensi dell'articolo 20, comma 6, del decreto legislativo 17 agosto 1999, n. 334.

Regolamento CEE/UE n° 1272 del 16/12/2008

"Regolamento (CE) n. 1272/2008 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 dicembre 2008, relativo alla classificazione, all'etichettatura e all'imballaggio delle sostanze e delle miscele che modifica e abroga le direttive 67/548/CEE e 1999/45/CE e che reca modifica al regolamento (CE) n. 1907/2006".

Regolamento CEE/UE n° 1907 del 18/12/2006

"Regolamento (CE) n° 1907/2006 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 18 Dicembre 2006, concernente la registrazione, la valutazione, l'autorizzazione e la restrizione delle sostanze chimiche (REACH), che istituisce un'Agenzia europea per le sostanze chimiche, che modifica la direttiva 1999/45/CE e che abroga il regolamento (CEE) n° 793/93 del Consiglio e il regolamento (CE) n° 1488/94 della Commissione, nonché la direttiva 76/769/CEE del Consiglio e le direttive della Commissione 91/155/CEE, 93/67/CEE, 93/105/CE e 2000/21/CE".

Decreto Legislativo 21 Settembre 2005 n° 238

Attuazione della Direttiva 2003/105/CE, che modifica la Direttiva 96/82/CE, sul controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose.

Ordinanza Presidenza Consiglio Ministri n° 3431 del 3 Maggio 2005

Ulteriori modifiche ed integrazioni all'ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20 Marzo 2003, recante "Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative per le costruzioni in zona sismica".

OPCM n. 3274 del 20/03/2003

Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative per le costruzioni in zona sismica.

Decreto Ministero Lavori Pubblici 09.05.2001

Requisiti minimi di sicurezza in materia di pianificazione urbanistica e territoriale per le zone interessate da stabilimenti a rischio di incidente rilevante.

Decreto Ministero dell'Ambiente 9 Agosto 2000

Individuazione delle modificazioni di impianti e di depositi, di processi industriali, della natura o dei quantitativi di sostanze pericolose che potrebbero costituire aggravio del preesistente livello di rischio.

Decreto Ministero dell'Ambiente 9 Agosto 2000

Linee guida per l'attuazione del sistema di gestione della sicurezza.

Decreto Legislativo 17 Agosto 1999 n° 334

Attuazione della Direttiva 96/82/CE relativa al controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose.

Decreto Ministeriale 20 ottobre 1998

Criteri di analisi e valutazione dei rapporti di sicurezza relativi ai depositi di liquidi infiammabili e/o tossici.

Decreto Ministeriale 1 febbraio 1996

Modificazioni ed integrazioni al decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 31 marzo 1989, recante Applicazione dell'art. 12 del decreto del Presidente della Repubblica 17 maggio 1988, n. 175, concernente rischi rilevanti connessi a determinate attività industriali.

Decreto Ministeriale 13.10.1994

Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, la costruzione, l'installazione e l'esercizio dei depositi di GPL in serbatoi fissi di capacità complessiva superiore a 5 m³ e/o in recipienti mobili di capacità complessiva superiore a 5000 kg.

DPCM 31.03.1989

Applicazione dell'art. 12 del DPR 17 maggio 1988, n° 195, concernente rischi rilevanti connessi a determinate attività industriali.

Decreto Ministeriale 2 Agosto 1984

Norme e specificazioni per la formulazione del rapporto di sicurezza ai fini della prevenzione incendi nelle attività a rischio di incidenti rilevanti di cui al Decreto Ministeriale 16 Novembre 1983.

DPR 29 Luglio 1987 n. 577

Approvazione del regolamento concernente l'espletamento dei servizi di prevenzione e di vigilanza antincendio.

DM 31/07/1934

Approvazione delle norme di sicurezza per la lavorazione, l'immagazzinamento, l'impiego o la vendita di oli minerali, e per il trasporto degli oli stessi.

5.1 (1.A.1) DATI IDENTIFICATIVI ED UBICAZIONE DELL'IMPIANTO

5.1.1 (1.A.1.1.1) RAGIONE SOCIALE ED INDIRIZZO DEL FABBRICANTE

- Ragione sociale del fabbricante
FLUMINI MANNU LTD
- Sede Legale: Bow Road 221 - Londra - Regno Unito
- Sede italiana: Corso Umberto n. 226, 08015 - Macomer (NU)

5.1.2 (1.A.1.1.2) DENOMINAZIONE ED UBICAZIONE DELL'IMPIANTO

- Denominazione dell'impianto/deposito:
Impianto Solare Termodinamico da 55 MWe
- Ubicazione: Villasor e Decimoputzu (CA)
- Latitudine : 39° 22' 48" NORD
Longitudine : 8° 51' 49" EST
- Gestore: Il Gestore dello Stabilimento sarà la Società FLUMINI MANNU LTD

5.1.3 (1.A.1.1.4) RESPONSABILE DELL'ESECUZIONE DEL DOCUMENTO

La stesura del presente documento è stata curata dalla Società TECSA S.p.A. - Via Figino 101, Pero (MI) - sotto la responsabilità del Direttore V. Rossini^{III} coadiuvato da:

- Ing. Piera Carli (Responsabile Area Rischi Incidenti Rilevanti),
- Ing. Mauro Paccione (Analista Senior RIR),
- Geom. Leonardo Marino (Disegnatore CAD).

In **Allegato 5.1.3** è riportato il curriculum vitae del Direttore TECSA S.p.A.

Il presente documento è stato elaborato dalla Società scrivente sulla base delle informazioni fornite ed approvate dalle seguenti funzioni responsabili della Società di Progettazione Energogreen Renewables Srl:

- Dott. Ing. Cecilia Bubbolini Progettazione

^{III} Iscritto al Collegio dei Periti Industriali della Provincia di Bergamo (Iscrizione Albo n° 1166) ed iscritto negli elenchi del Ministero dell'interno di cui alla legge 7 dicembre 1984, n° 818.

5.1.4 (1.A.1.2.1 – 1.A.1.2.2) LOCALIZZAZIONE E IDENTIFICAZIONE DELL'IMPIANTO

Corografia della zona

L'area prescelta per la realizzazione dell'impianto solare termodinamico è ubicata nel territorio compreso fra i Comuni di Villasor e Decimoputzu, provincia di Cagliari, nella zona centro-meridionale del Campidano, la più vasta pianura della Sardegna, situata nella porzione sud-occidentale dell'Isola (Figura 1).



Figura 1: Inquadramento Area Impianto

L'area trova ubicazione, con quote da circa 33 a 53 m s.l.m., in una vasta area sub pianeggiante nell'ambito della depressione campidanese.

Ad ovest si incontrano terreni collinari che costituiscono le prime propaggini del massiccio del Monte Linas (Perda de Sa Mesa 1.236 m s.l.m.).

I centri abitati più vicini, tutti distanti circa 5 km, sono Villasor, Vallermosa e Decimoputzu, tutti ricadenti nella provincia di Cagliari.

Per quanto riguarda le infrastrutture viarie circostanti l'area, si ricordano a Nord la Strada Statale 196 di Villacidro e a Ovest la Strada Statale 293 di Giba, inoltre, ad est la zona è percorsa da strade comunali e vicinali che collegano queste due arterie principali al sito.

La zona interessata dall'intervento è scarsamente urbanizzata, con un utilizzo prevalentemente agricolo e pastorale.

Il più vicino aeroporto è quello Militare di Decimomannu, situato ad una distanza di circa 9 km dal baricentro dell'impianto.

L'aeroporto di Cagliari – Elmas è situato ad una distanza di circa 17 Km dall'impianto.

Le più vicine aree portuali sono:

- Quella di Cagliari situata ad una distanza di ca. 20 km dall'impianto
- Quella destinata alla movimentazione di container (Giorgino) a ca. 20 km dall'impianto.

Per quanto riguarda le infrastrutture pubbliche, le vie di comunicazione (ferrovie, strade), le attività industriali generali e specifiche presenti, gli edifici, si fa riferimento alla planimetria in scala 1:25.000 riportata in **Allegato 5.1.4/A**, nonché all'inquadratura dell'intervento su ortofoto, riportato nello stesso allegato.

In **Allegato 5.1.4/B** si riporta la Planimetria Catastale della zona di intervento, in scala 1:5.000, con l'individuazione delle aree circostanti il futuro impianto per un'estensione di 1.000 m dal confine.

In **Allegato 5.1.4/C** si riporta la Planimetria del Nuovo impianto Solare Termodinamico in scala 1:500

-

5.1.5 (1.C.1.3.1) CONDIZIONI METEOROLOGICHE DELLA ZONA

Dall'archivio climatico DBT dell'ENEA è stato estratto il profilo climatico del comune di Decimomannu, la località disponibile più vicina geograficamente all'area d'impianto (distanza di circa 10 chilometri).

Il profilo fornisce i valori medi delle principali grandezze climatiche, ricavati da serie storiche di dati rilevati dalle reti nazionali italiane.

Le grandezze riportate sono valori medi mensili di:

- Temperatura minima, massima e media dell'aria;
- Radiazione solare stimata (stimata dalle immagini Meteosat);
- Eliofania (non presente per tutti i comuni);
- Direzione e velocità del vento;
- Numero di giorni ventosi;
- Precipitazioni;
- Numero di giorni piovosi;
- Copertura nuvolosa;
- Numero di giorni sereni;
- Umidità relativa minima e massima.

E valori estremi di:

- Temperatura minima e massima dell'aria;
- Velocità del venti.

La classificazione dei mesi si basa sulla seguente tabella:

tipo	sigla	significato	caratteristiche
1	MFRED	molto freddo	$T_{max} \leq 19 \text{ }^{\circ}\text{C}$ $T_{min} \leq 0 \text{ }^{\circ}\text{C}$ e/o $T_{med} \leq 10 \text{ }^{\circ}\text{C}$
2	FREDD	freddo	$T_{max} \leq 19 \text{ }^{\circ}\text{C}$ $T_{min} > 0 \text{ }^{\circ}\text{C}$ $T_{med} > 10 \text{ }^{\circ}\text{C}$
3	COMFO	comfortevole	$19 \text{ }^{\circ}\text{C} < T_{max} \leq 27 \text{ }^{\circ}\text{C}$
4	CALDO	caldo	$27 \text{ }^{\circ}\text{C} < T_{max} \leq 32 \text{ }^{\circ}\text{C}$
5	MCALD	molto caldo	$T_{max} > 32 \text{ }^{\circ}\text{C}$

T_{max} Media delle temperature massime del mese

T_{min} Media delle temperature minime del mese

T_{med} Media delle temperature medie del mese

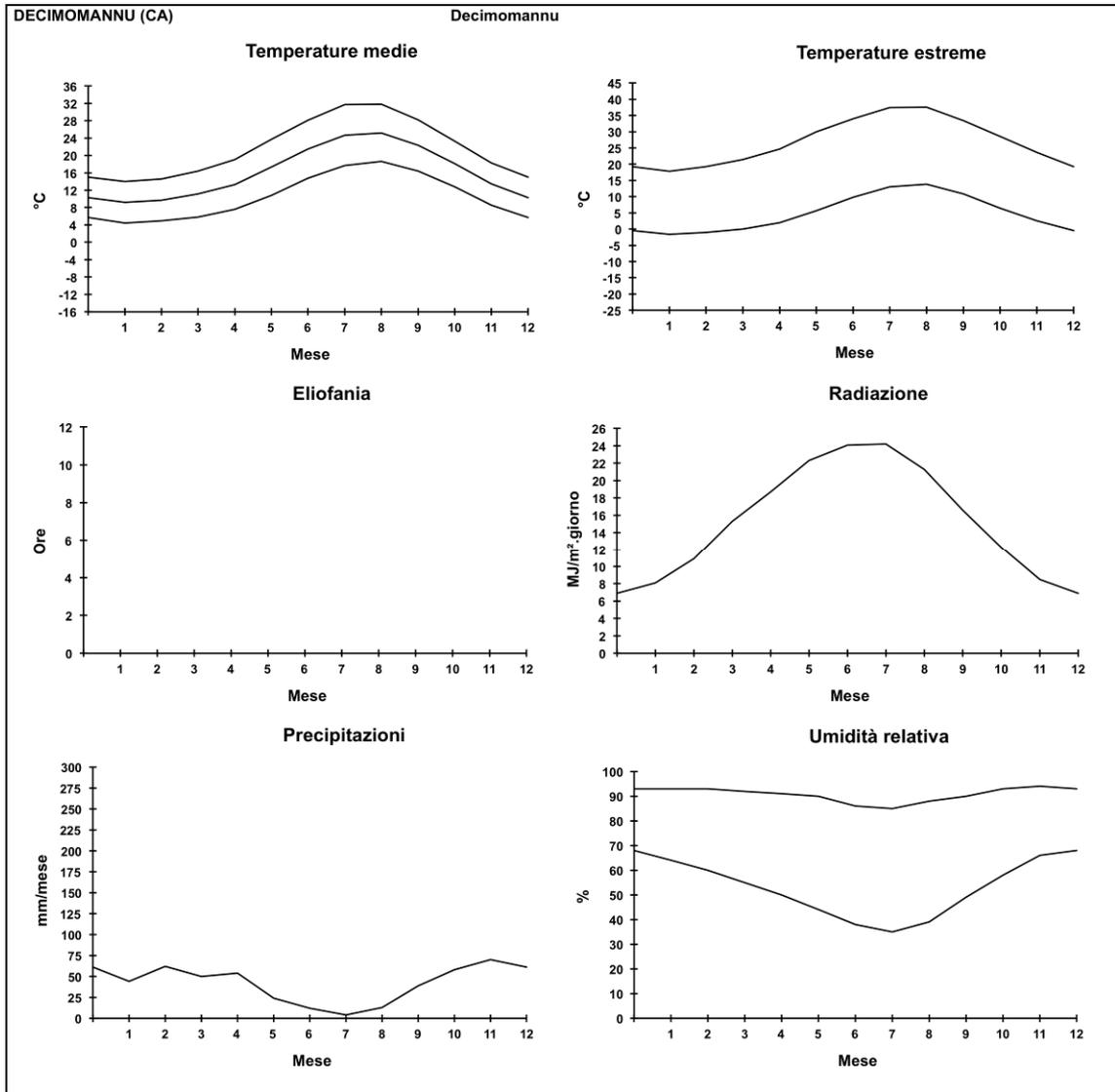
Di seguito si riportano i dati climatici rielaborati degli ultimi 30 anni riferiti all'area in esame.

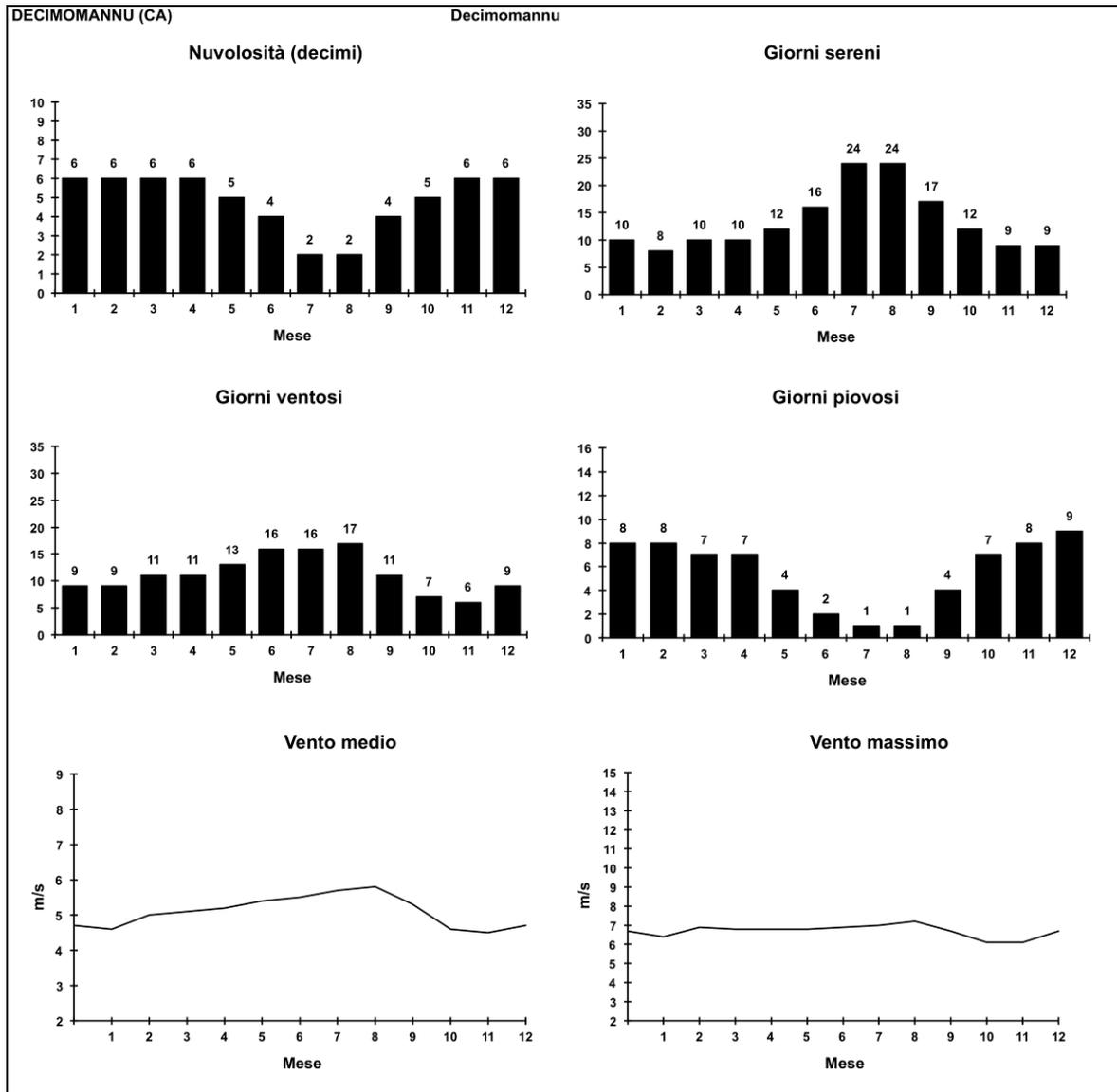
DECIMOMANNU (CA)					altitudine:	10	m s.l.m.
zona climatica:		C	gradi-giorni:		1183	coordinate:	39°19' 8°58'
località:		Decimomannu				altitudine:	27 m s.l.m.
area climatica:		3C				coordinate:	39°21' 8°58'

Profilo climatico					TEMPERATURE MENSILI					
MESE	MFRED	FREDD	COMFO	CALDO	MCALD	MIN		MAX		MED
						MED	ESTR	MED	ESTR	
1	2	3	3	4	0	4,4	-1,6	14,0	17,8	9,2
2	5	3	3	4	0	4,9	-1,0	14,6	19,2	9,7
3						5,8	0,0	16,4	21,4	11,1
4						7,6	2,0	19,1	24,6	13,3
5						10,8	5,6	23,7	30,0	17,3
6						14,8	9,8	28,1	34,0	21,5
7						17,7	13,0	31,7	37,4	24,7
8						18,6	13,8	31,8	37,6	25,2
9						16,4	10,8	28,2	33,4	22,3
10						12,8	6,5	23,3	28,6	18,1
11						8,6	2,6	18,3	23,6	13,5
12						5,7	-0,4	15,0	19,2	10,3
Anno	10,7	-1,6	22,0	37,6	16,4					

MESE	ELIOF	RADIAZ	NUVOL	GSER	MESE	DIREZ PREV	GVEN	V MED	V MAX	MESE	PRECIP	GPIOV	MESE	UR MIN	UR MAX
1		8,1	6	10	1	NO N	9	4,6	6,4	1	44	8	1	64	93
2		10,9	6	8	2	NO O	9	5,0	6,9	2	62	8	2	60	93
3		15,3	6	10	3	NO SE	11	5,1	6,8	3	50	7	3	55	92
4		18,7	6	10	4	NO SE	11	5,2	6,8	4	54	7	4	50	91
5		22,3	5	12	5	NO SE	13	5,4	6,8	5	24	4	5	44	90
6		24,1	4	16	6	NO SE	16	5,5	6,9	6	12	2	6	38	86
7		24,2	2	24	7	NO SE	16	5,7	7,0	7	4	1	7	35	85
8		21,3	2	24	8	NO SE	17	5,8	7,2	8	13	1	8	39	88
9		16,6	4	17	9	NO SE	11	5,3	6,7	9	39	4	9	49	90
10		12,3	5	12	10	NO SE	7	4,6	6,1	10	58	7	10	58	93
11		8,5	6	9	11	NO SE	6	4,5	6,1	11	70	8	11	66	94
12		6,9	6	9	12	NO N	9	4,7	6,7	12	61	9	12	68	93
Anno		5767	4,8	161	Anno		135	5,1	7,2	Anno	491	66	Anno	35	94

Temperature	°C	GSER	numero di giorni sereni
Radiazione giornaliera	MJ/m²	GVEN	numero di giorni ventosi
Eliofania	ore e decimi di ora	GPIOV	numero di giorni piovosi
Nuvolosità	decimi di cielo coperto		
Velocità	m/s		
Precipitazioni	mm/mese		
Umidità relativa	%		





Dati Climatici

Per ottenere un quadro di massima dei principali dati meteorologici della zona prescelta, sono stati utilizzati dati di archivi meteorologici riferiti alla località di Villasor.

La stazione utilizzata riporta i dati giornalieri relativi a Temperatura, Vento e Umidità.

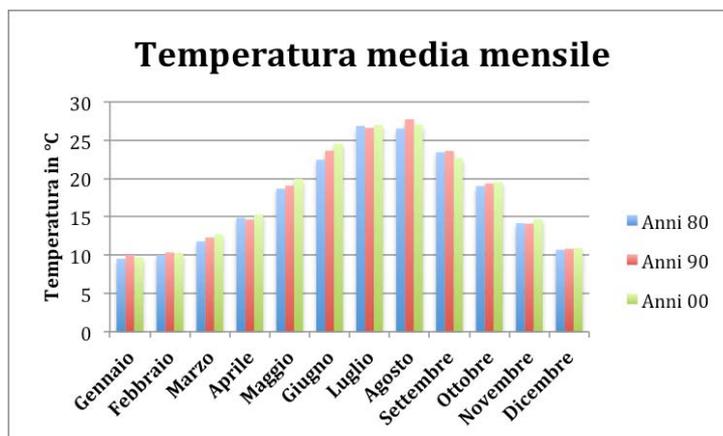
Si hanno a disposizione i dati mensili dall'anno 1980 al 2000.

TEMPERATURA

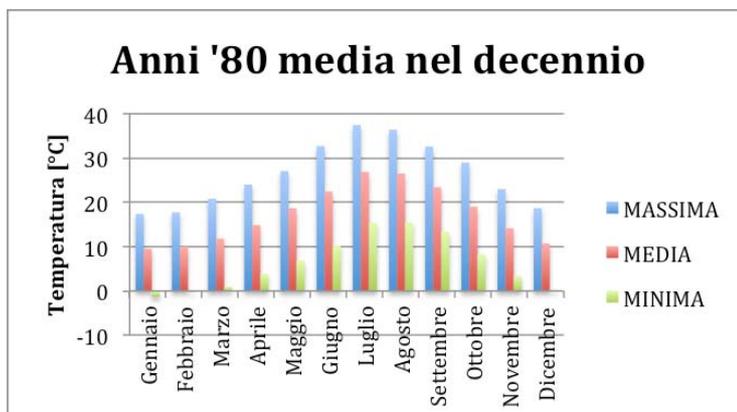
Nei seguenti grafici sono riportate le temperature medie mensili per gli anni 1980- 2000, più precisamente il primo grafico riporta la temperatura media mensile suddivisa per decenni cioè anni '80, anni '90, anni '00.

I grafici successivi riportano l'andamento della temperature massime, minime e medie nei decenni '80, '90, '00.

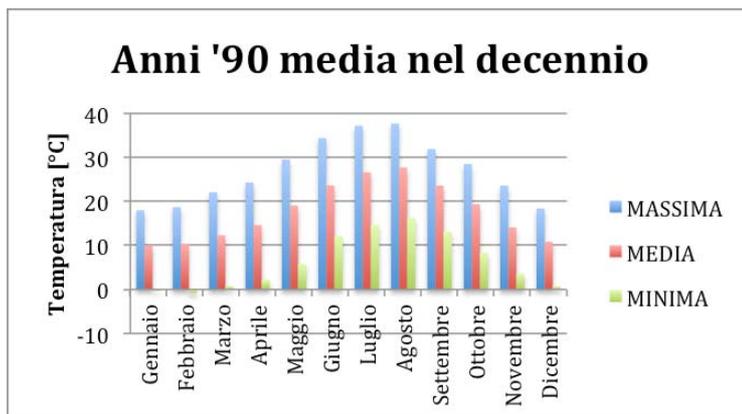
Si può notare come i valori massimi della temperatura si registrano tra fine giugno ed agosto con valore medio massimo nel decennio 2000-2009 che sfiora i 40°C.



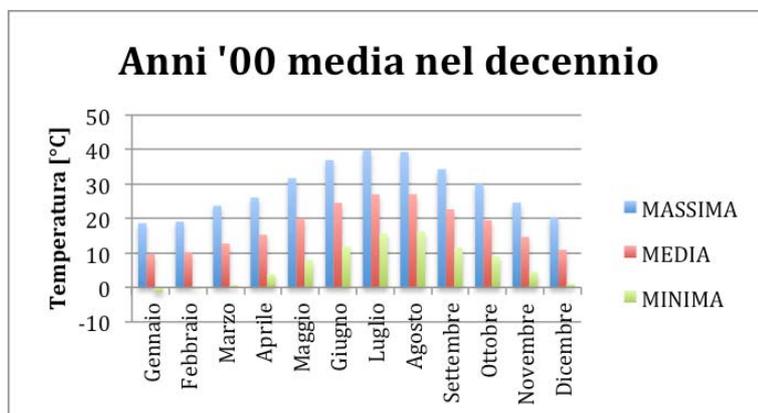
Temperature medie mensili nei decenni 1980-1989, 1990-1999, 2000-2009



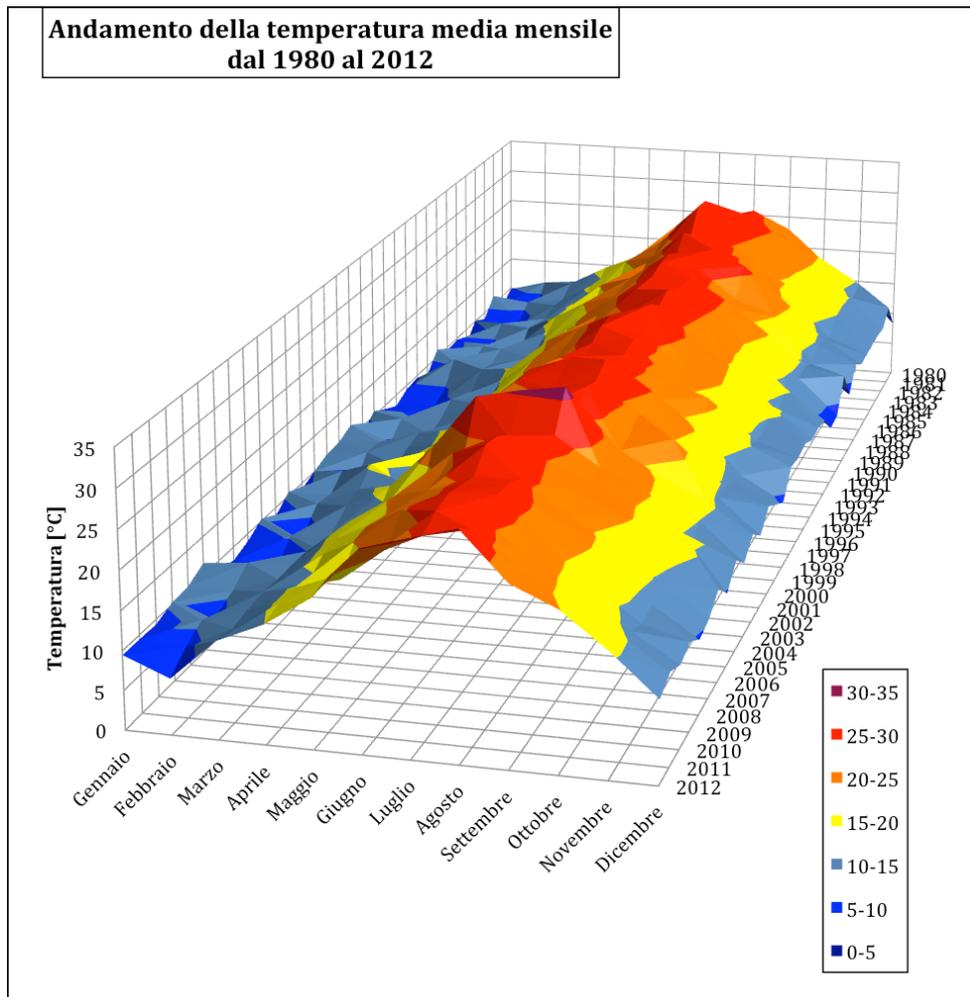
Temperature nel decennio 1980-1989



Temperature nel decennio 1990-1999



Temperature nel decennio 2000-2009



Andamento della temperatura media mensile dal 1980 al 2012

VENTO

Nei seguenti grafici sono riportate diverse rielaborazioni dei dati disponibili dell'intensità del vento (anni '80-'90-'00).

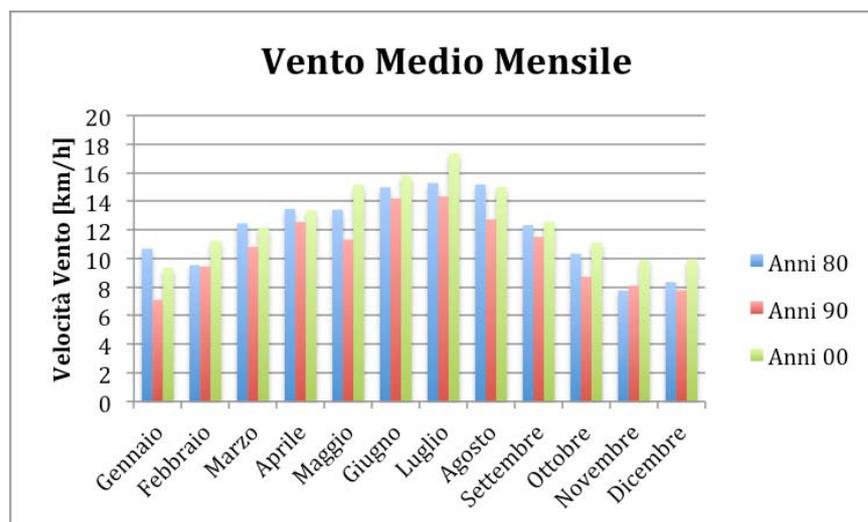
I dati a disposizioni riguardano:

- Velocità del Vento media mensile [km/h];
- Velocità del Vento massima mensile [km/h];
- Raffica di Vento massima mensile [km/h].

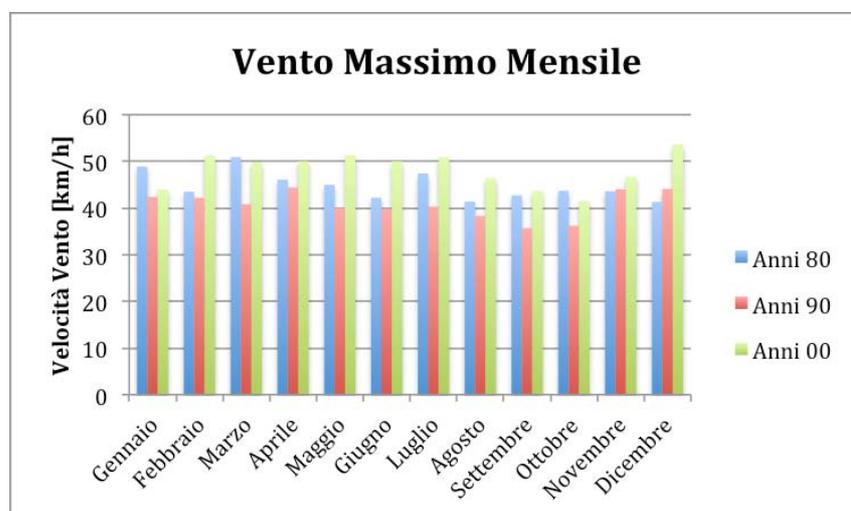
Le rielaborazioni effettuate sono:

- Vento medio mensile per le decadi 1980-1989, 1990-1999 e 2000-2010;
- Vento massimo per le decadi 1980-1989, 1990-1999 e 2000-2010;
- Per ogni decade vento medio, vento massimo e raffica massima mensile;
- Vento medio, Vento massimo e Raffica massima mediati in ogni mensilità di tutti gli anni a disposizione (1980-2012).

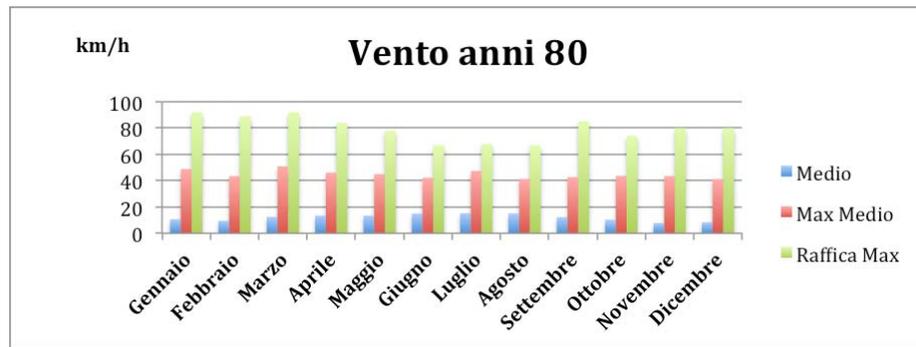
Inoltre, da altri dati di letteratura, confermati dai dati dell'ENEA relativi a Decimannu, le direzioni prevalenti del vento risultano N-O e S-E.



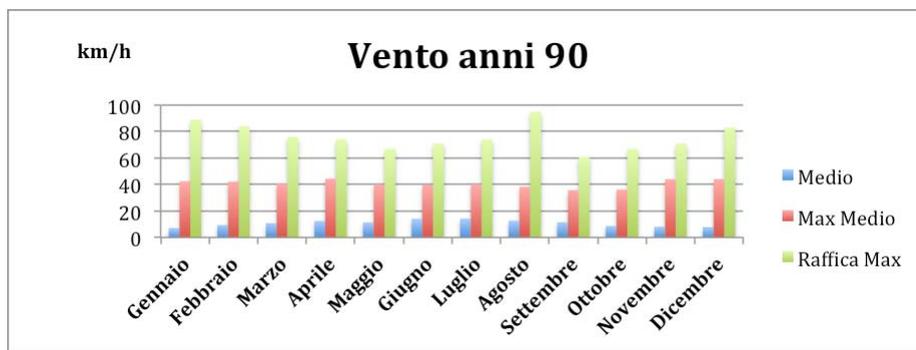
Velocità del vento medie mensili nei decenni '80-'89, '90-'99, '00-'09



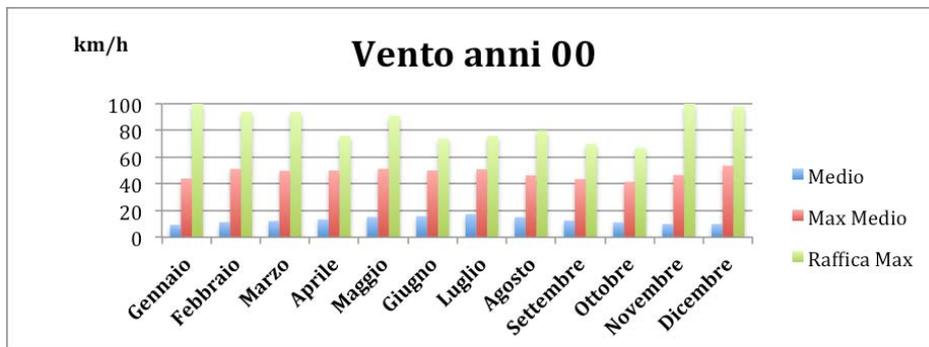
Velocità del vento massime mensili nei decenni '80-'89, '90-'99, '00-'09



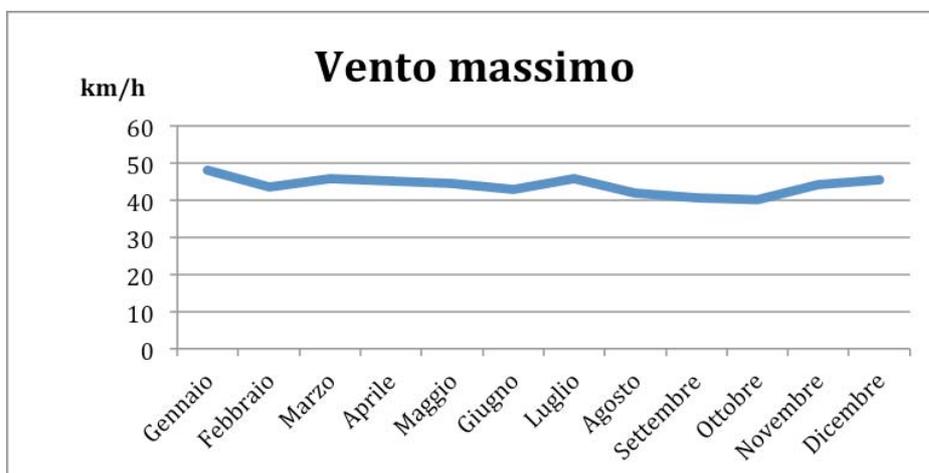
Velocità del vento nel decennio 1980-1989



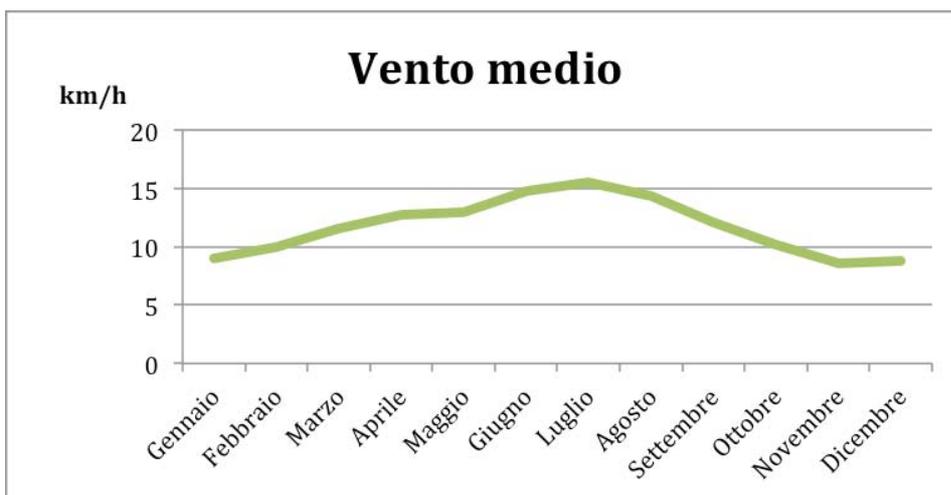
Velocità del vento nel decennio 1990-1999



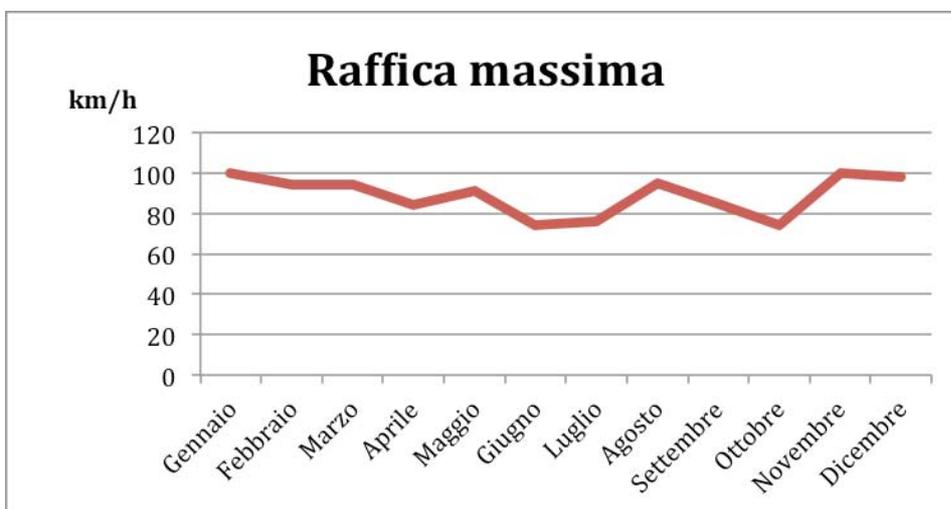
Velocità del vento nel decennio 2000-2009



Andamento della velocità del vento massima mensile dal 1980 al 2012



Andamento della velocità del vento media mensile dal 1980 al 2012

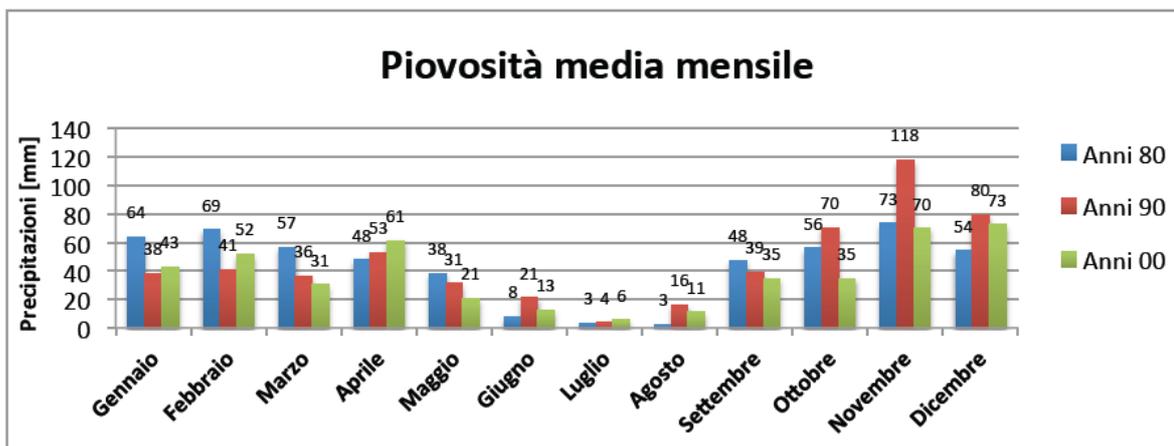


Andamento della velocità massima delle raffiche di vento dal 1980 al 2012

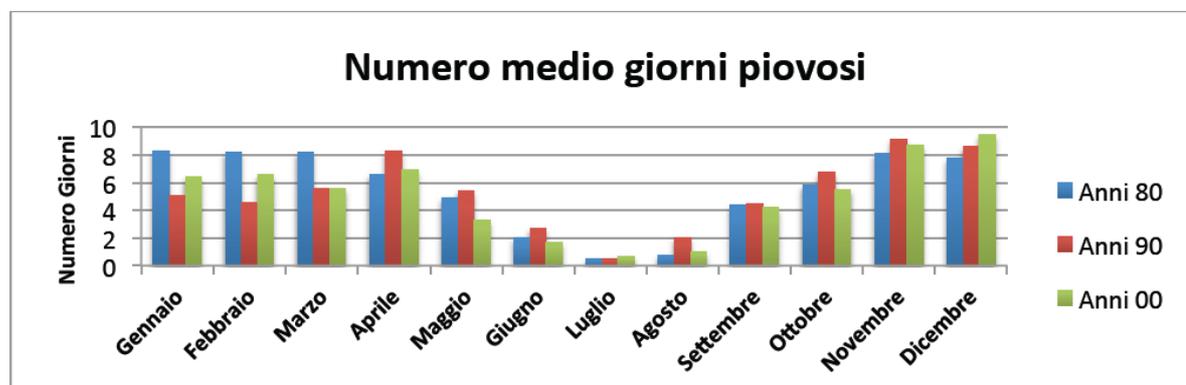
PRECIPITAZIONI

Per quanto riguarda le precipitazioni, sono stati consultati gli annali idrologici della Regione Sardegna, nello specifico del bacino “Flumini Mannu”, stazione di Villasor.

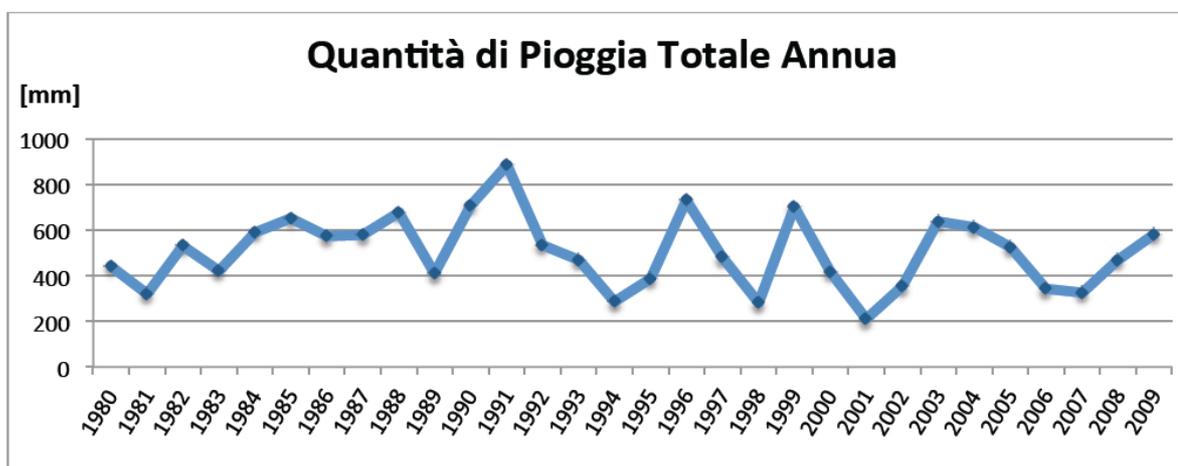
I dati presi in considerazione e rielaborati sono i millimetri di pioggia mensili del trentennio 1980-2009 e i relativi numeri di giorni di pioggia.



Altezze di pioggia medie mensili nei decenni '80-'89, '90-'99, '00-'09



Numeri di giorni piovosi mensili nei decenni '80-'89, '90-'99, '00-'09



Altezze annue di pioggia dal 1980 al 2009

Mediamente il numero massimo mensile di giorni di pioggia registrati ogni anno è stato inferiore a 10 e il range della quantità annua di pioggia precipitata nel sito d'interesse è compreso fra 200 e 900 millimetri.

MONITORAGGIO DATI METEOROLOGICI

I dati riportati precedentemente sono dati storici e satellitari, a conferma delle stime previsionali effettuate sulla base di tali dati, la proponente ha iniziato una campagna per l'acquisizione diretta dei parametri ambientali tramite una stazione meteo dedicata.

Così sarà possibile confermare e precisare i dati posseduti e conoscere puntualmente le condizioni ambientali dell'area in modo da ottimizzare l'esercizio dell'impianto.

La stazione è stata installata sul tetto di uno degli edifici del Consorzio di ricerca AGRIS, confinante con l'area d'impianto, e rimarrà in funzione per tutto il tempo necessario all'acquisizione dei dati per il corretto dimensionamento (esecutivo) della centrale.

La stazione è dotata di:

- "MDI solar meteorological station" per la misura di DNI, GHI e DHI (rotating shadowband pyranometer sensor));
- sensore di temperatura ambientale;
- sensore di umidità relativa;
- anemometro.

Tutti i dati, acquisiti da un datalogger dedicato, saranno acquisiti in remoto e rielaborati per renderli disponibili all'utilizzo.”;

IRRAGGIAMENTO SOLARE

L'irraggiamento solare è il parametro fondamentale per la progettazione di tutti gli impianti solari ed in particolar modo gli impianti che sfruttano la tecnologia a concentrazione, per i quali la sola frazione utile della radiazione solare comprensiva è quella, normale diretta, o DNI.

La radiazione solare diretta è la componente della radiazione solare che viene concentrata ed utilizzata negli impianti solari a concentrazione CSP, pertanto l'analisi svolta si limita alle serie storiche delle misure satellitari di DNI.

La conoscenza della risorsa solare locale e dei parametri ambientali, è un aspetto fondamentale per poter valutare correttamente la localizzazione di un impianto solare a concentrazione.

Il ricorso a delle misure d'irraggiamento derivate da dati satellitari, permette di ottenere le informazioni necessarie per descrivere l'andamento dell'irraggiamento solare su vari anni e rappresenta senz'altro il primo passo da compiere per una valutazione preliminare del sito, prima di procedere con l'installazione al suolo di una centralina di rilevamento e avviare una campagna di misura di almeno un anno.

L'analisi dei valori d'irraggiamento derivati da dati satellitari è stata condotta sulle misure ricavate dal servizio Solar radiation Data (*SoDa*) del Armines-MINES ParisTech, Centre Energétique et Procédés (CEP), utilizzando il modello Helioclim3_V3, che elabora la radiazione riflessa dal suolo, rilevata da satellite.

Le misure d'irraggiamento sono state acquisite ed analizzate per il sito Flumini Mannu (Latitudine 39°22'59" N, Longitudine 8°51'40" E) come riportato nell'allegata relazione "*Elaborazione ed analisi delle misure di irraggiamento solare diretto (DNI), ricavate da osservazioni satellitari e modelli fisici per il sito di Flumini Mannu (CA)*", redatta dal Dott. Manuel Floris.

La serie storica di misure fornite dal SoDa, ha una risoluzione temporale di un'ora e copre il periodo compreso fra il febbraio 2004 ed il mese di marzo 2013.

Le analisi che si sono effettuate hanno avuto lo scopo di fornire alla Energogreen Renewables S.r.l., per conto della società proponente Flumini Mannu LTD, tutti gli elementi necessari per valutare la possibilità di installare un impianto CSP nel sito in esame, ed ottimizzarne il dimensionamento in base alle condizioni di irraggiamento locali.

Per sviluppare l'analisi sull'irraggiamento solare diretto, si sono individuati degli anni di riferimento ed in particolare si sono selezionati i seguenti tre anni:

1. **anno minimo e massimo:** sono gli anni della serie storica analizzata che presentano, rispettivamente, i valori minimo e massimo dell'energia globale associata alla DNI cumulata in un anno;
2. **anno tipico medio:** è un anno fittizio costruito selezionando tra i mesi della serie storica analizzata i valori mensili dell'energia associata alla DNI che si discostano meno dal valor medio relativo a ciascun mese della serie storica analizzata. L'anno è perciò costituito da valori mensili reali ottenuti da modelli satellitari riferiti però ad anni diversi.

In base alle definizioni, l'anno minimo e l'anno massimo della serie storica analizzata sono risultati, rispettivamente, il 2010 ed il 2012 e l'energia globalmente captata e il valore medio giornaliero di irraggiamento associati alla radiazione normale diretta DNI, nei tre anni di riferimento, sono risultati rispettivamente pari a:

Energia associata alla DNI (kWh/m ²)			
	Anno Tipico Medio	2010 – Anno Minimo	2011 – Anno Massimo
Annuale	1873	1828	1977
Tab. 4.1: Valori annuali di energia cumulata associata alla DNI.			
Valor medio giornaliero di irraggiamento associato alla DNI (kWh/m ²)			
	Anno Tipico Medio	2010 – Anno Minimo	2011 – Anno massimo
Annuale	5,12	5,00	5,41

Inoltre, lo studio degli spettri d'intensità fornisce utili indicazioni per capire in quali valori di intensità si concentra maggiormente la radiazione del sito analizzato e consente, quindi, di valutare opportunamente la DNI nominale di riferimento da adottare nel dimensionamento dell'impianto CSP.

Dai grafici costruiti in base ai dati disponibili, si è ricavato che i valori massimi delle curve per gli anni di riferimento, per il sito in esame, sono concentrati intorno al valore di 750 W/m².

Poiché la distribuzione delle intensità della DNI è caratteristica del sito analizzato e dipende dalle condizioni microclimatiche e dalla latitudine, lo studio delle curve dei giorni limite massimi sembra indicare che il modello tenda a sottostimare le condizioni di trasparenza dell'aria (torbidità) nei mesi autunnali ed estivi e che quindi il massimo delle curve degli spettri d'intensità potrebbe ricadere su valori prossimi agli 800-850 W/m².

La distribuzione della radiazione solare durante le varie ore della giornata, fornisce importanti informazioni utili al corretto dimensionamento dell'impianto, sul numero di ore di funzionamento dello stesso senza un sistema di stoccaggio e permette di definire nel modo più opportuno le dimensioni dell'accumulo. Il sito di Flumini Mannu presenta le caratteristiche tipiche di un clima mediterraneo e in questo caso, si può considerare una radiazione di 750 W/m² come riferimento standard per il dimensionamento di massima di un impianto (anche se tale valore può salire).

Dal grafico della durata dei periodi con valore sopra soglia si può ricavare immediatamente per quante ore durante l'anno l'impianto funzioni in condizioni nominali o al di sopra di esse.

Inoltre, un altro aspetto importante da considerare nella valutazione della producibilità di un impianto CSP riguarda la soglia minima di radiazione per cui l'impianto è in grado di produrre energia.

Infatti, solo una parte della radiazione incidente sul campo solare può essere utilizzata per produrre energia a causa di effetti di soglia e di consumi parassiti presenti per valori bassi di radiazione.

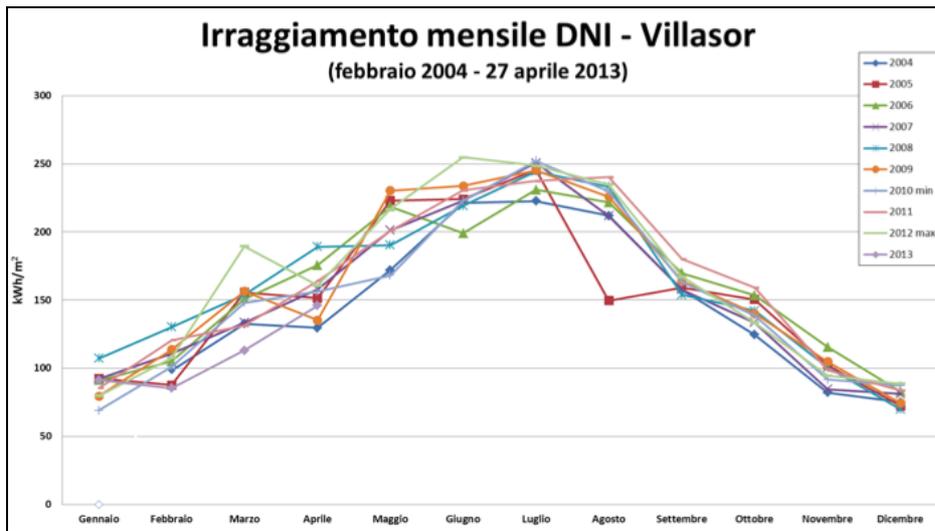
Generalmente si considera una DNI di soglia pari o superiore ai 200 W/m².

Alla luce di queste considerazioni, il numero di ore di irraggiamento solare diretto, superiori ai due valori di soglia nei tre anni di riferimento, sono risultate essere uguali a:

Numero di ore sopra soglia (totali)			
	Anno Tipico Medio	2010 – Anno Minimo	2011 – Anno Massimo
200 W/m ²	3146	3036	3235
750 W/m ²	508	597	764

Infine, per poter quantificare mese per mese il numero dei giorni sereni, poco nuvolosi e nuvolosi, rispetto alla radiazione solare diretta, si è definito un altro parametro: *l'indice di Clear Sky*, che può assumere valori in un intervallo compreso fra 0 (copertura nuvolosa totale) ed 1 (cielo al massimo valore di trasparenza).

Giorni					
	Indice di Clear Sky <10% Cielo Molto Nuvoloso	Indice di Clear Sky <20% Cielo Nuvoloso	Indice di Clear Sky >70% Cielo poco nuvoloso	Indice di Clear Sky >80% Cielo sereno o poco nuvoloso	Indice di Clear Sky >90% Cielo sereno ed interamente sgombro da nubi.
ANNO TIPICO MEDIO	11	25	204	150	70
ANNO MINIMO	16	36	189	141	74
ANNO MASSIMO	7	24	220	176	99



Irraggiamento solare normale diretto: valori mensili (febbraio 2004 - 27 aprile 2013)

5.1.6 (1.B.1.2.3) TECNOLOGIA DI BASE ADOTTATA

INTRODUZIONE ALLA TECNOLOGIA SOLARE TERMODYNAMICA*BASI DELLA TECNOLOGIA*

L'obiettivo degli impianti solari a concentrazione è quello di utilizzare l'energia solare per produrre calore ad alta temperatura in sostituzione dei tradizionali combustibili fossili.

Il calore così prodotto può essere impiegato in vari processi industriali (esempio dissalazione dell'acqua di mare, produzione di idrogeno da processi termochimici...) o nella produzione di energia elettrica, riducendo in questo modo il consumo di combustibili fossili ed eliminando le emissioni di inquinanti nell'atmosfera.

Allo stato attuale è proprio quest'ultima applicazione, la generazione di energia elettrica, l'obiettivo principale degli impianti solari a concentrazione. In questo caso la tecnologia viene definita con la dizione inglese Concentrating Solar Power (CSP) e il calore solare viene utilizzato in cicli termodinamici convenzionali come quelli con turbine a vapore, con turbine a gas o con motori Stirling.

Per ovviare alla variabilità della sorgente solare il calore può essere accumulato durante il giorno rendendo il sistema più flessibile e rispondente alle esigenze dei processi produttivi.

Si può altresì ricorrere all'integrazione con combustibili fossili o rinnovabili quali olio, gas e Biomasse. In Figura 9 è riportato lo schema di principio di un impianto solare a concentrazione.

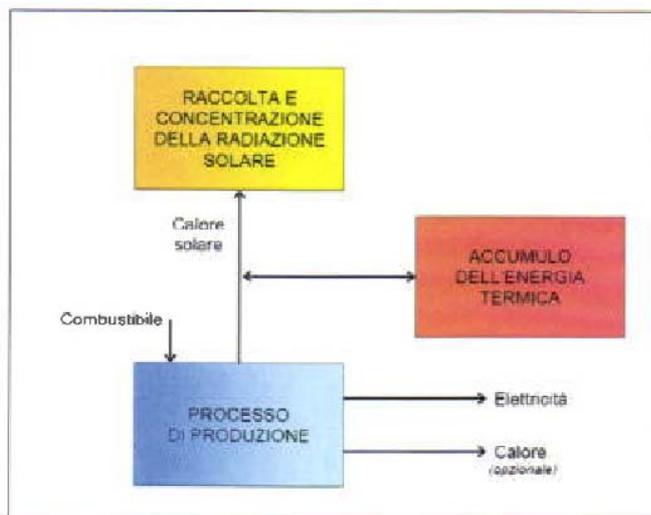


Figura 9 - Schema di principio di un impianto solare a concentrazione

Gli impianti solari possono utilizzare diverse tecnologie per la concentrazione della radiazione solare, in ogni caso in essi è possibile identificare le seguenti fasi:

- raccolta e concentrazione della radiazione solare;
- conversione della radiazione solare in energia termica;
- trasporto ed eventuale accumulo dell'energia termica;
- utilizzo dell'energia termica.

La raccolta e la concentrazione della radiazione solare, che ha una bassa densità, è una delle problematiche principali degli impianti solari. Questa viene effettuata attraverso l'utilizzo di pannelli riflettenti di opportuna geometria, normalmente costituiti da comuni specchi di vetro, che vengono costantemente orientati in modo opportuno per indirizzare i raggi solari su appositi ricevitori.

Questi ultimi, di diversa geometria, trasformano l'energia solare concentrata in energia termica asportata da un fluido che viene fatto passare al loro interno.

L'energia termica trasportata dal fluido termovettore, prima dell'utilizzo nel processo produttivo, può essere accumulata sfruttando il calore sensibile del fluido stesso in serbatoi, o utilizzando materiali inerti ad elevata capacità termica o sistemi in cambiamento di fase, rendendo in questo modo l'energia solare, per sua natura altamente variabile, una sorgente di energia termica disponibile con continuità.

I sistemi a concentrazione, possono essere orientati verso il sole tramite la rotazione su di un solo asse (sistemi di tipo lineare, perché l'immagine da essi formata è appunto una linea) o utilizzando sistemi di movimentazione articolati su due assi di rotazione (sistemi di tipo puntuale).

I sistemi a concentrazione lineari sono più semplici ma hanno un più basso fattore di concentrazione^{IV} e quindi raggiungono minori temperature di funzionamento rispetto ai sistemi a concentrazione puntuali.

In relazione alla geometria ed alla disposizione del concentratore rispetto al ricevitore si possono distinguere tre principali tipologie di impianto: i concentratori parabolici a disco, i sistemi a torre centrale e i concentratori parabolici lineari.

Nell'ambito del progetto in esame, la tecnologia che sarà utilizzata è quella a collettori parabolici lineari con uso di sali fusi sia come fluido termovettore sia per lo stoccaggio di calore

CONCENTRATORI PARABOLICI LINEARI

I sistemi a collettori parabolici lineari (Figura 10) sono, tra le tecnologie solari termiche per la produzione di energia elettrica su larga scala, quelli con la maggiore maturità commerciale, come ampiamente dimostrato dall'esperienza di esercizio degli impianti SEGS (Solar Electric Generating systems), dove a partire dalla metà degli anni ottanta, sono in funzione nove grandi impianti per una potenza complessiva di 354 MWe, e dalle recenti realizzazioni già operative o in avanzata fase di costruzione.

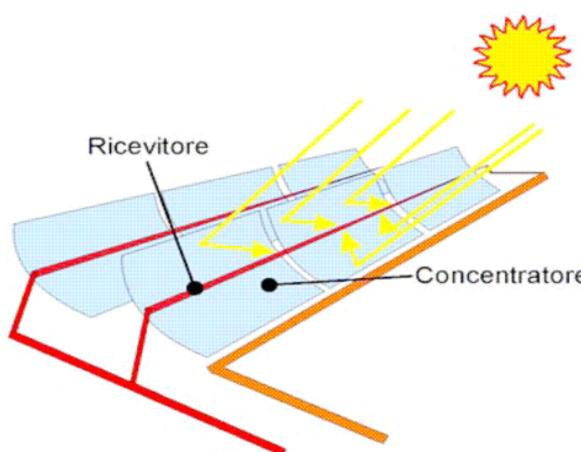


Figura 10 - Schema di principio di un sistema a concentratori parabolici lineari.

Questa tecnologia utilizza concentratori lineari a profilo parabolico, con superfici riflettenti che inseguono il sole, attraverso un meccanismo di rotazione su un solo asse, per focalizzare la radiazione solare su un tubo ricevitore posizionato lungo il fuoco della parabola.

^{IV} Il fattore di concentrazione rappresenta il fattore moltiplicativo con il quale la radiazione solare è concentrata sul ricevitore. In altre parole in un sistema con un fattore di concentrazione pari a 1000, la radiazione incidente sul ricevitore è equivalente a quella che sarebbe prodotta da 1000 soli.

L'energia solare assorbita dal tubo ricevitore è trasferita ad un fluido di lavoro che viene fatto fluire al suo interno. Il calore raccolto è utilizzato normalmente per la produzione di energia elettrica in impianti a vapore o a ciclo combinato.

La temperatura massima di funzionamento dipende essenzialmente dal fluido utilizzato per lo scambio termico; negli impianti attualmente in esercizio si utilizza come fluido un olio diatermico, che limita la temperatura massima a circa 390°C.

Il concentratore è costituito da una struttura di supporto in acciaio (Figura 11), realizzata con una trave centrale e una serie di bracci per l'ancoraggio dei pannelli riflettenti, che ne garantisce il corretto funzionamento sotto l'azione del vento e degli altri agenti atmosferici.

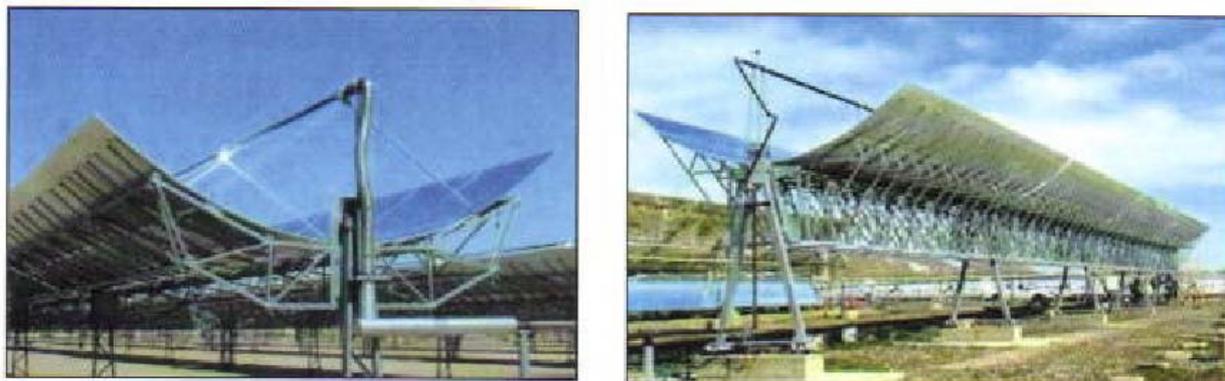


Figura 11 - Differenti strutture di supporto di collettori parabolici lineari

I pannelli riflettenti sono normalmente costituiti da comuni specchi di vetro curvato di adeguato spessore. In alternativa a tale soluzione possono essere impiegati pannelli in materiale composito con uno specchio sottile in vetro o pellicole riflettenti incollati sulla superficie esterna.

L'apertura degli specchi è di circa 6 m con una altezza focale inferiore a 2 m. Il fattore di concentrazione risulta di circa 80. Al centro del collettore è presente il meccanismo che ne consente la rotazione per inseguire il percorso del sole.

Questa tecnologia richiede la disponibilità di un terreno di forma quadrangolare o trapezoidale e sufficientemente pianeggiante. Le stringhe di collettori devono essere posizionate rigorosamente lungo la direttrice Nord-Sud, in modo tale da poter inseguire, attraverso la rotazione impressa ai collettori parabolici, la traiettoria percorsa dal sole in direzione Est-Ovest nell'arco della giornata.

Generalmente al centro del campo collettori è posizionato l'impianto per la produzione di energia elettrica (Figura 12).



Figura 12 - Vista area di uno degli impianti di Kramer Junction

Il fluido termovettore pompato attraverso le stringhe di collettori si scalda, per effetto della radiazione solare, raggiungendo la massima temperatura di funzionamento. Il calore ad alta temperatura così acquisito viene quindi utilizzato per generare vapore ed alimentare un ciclo Rankine per la produzione di energia elettrica. In questi impianti possono essere presenti dei riscaldatori ausiliari, in grado di garantire la produzione anche in assenza di radiazione solare, per rendere l'impianto più rispondente alla domanda di energia.

Anche in questa tecnologia è possibile implementare un sistema di accumulo termico che consenta di immagazzinare il calore solare per renderlo disponibile quando necessario, trasformando la fonte solare, per sua natura altamente variabile, in una sorgente di energia disponibile con continuità.

Un'evoluzione dei collettori parabolici lineari, ancora in fase di sperimentazione, è il sistema di concentratori lineari Fresnel (Figura 13). In questo sistema il concentratore parabolico è costituito da segmenti di specchi piani disposti secondo il principio della lente Fresnel, con il tubo ricevitore posizionato nel punto focale. In questo caso, a differenza dei collettori parabolici lineari, la movimentazione riguarda solo il concentratore mentre il tubo ricevitore è fisso. Ciò rappresenta un vantaggio in quanto si evita l'utilizzo di sistemi flessibili per il collegamento tra i singoli collettori e tra questi e le tubazioni della rete di distribuzione.

Inoltre, non essendo presente l'effetto ombra tra concentratori vicini, non è necessario distanziare i collettori e quindi si ha un migliore utilizzo del terreno. Per contro è richiesto un riflettore secondario con una conseguente perdita di efficienza complessiva.



Figura 13 - Il sistema Fresnel

5.2 (1.B.1.2) CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO

5.2.1 (1.B.1.2.4 – 1.B.1.2.5) DESCRIZIONE DELLO SCHEMA DI PROCESSO A BLOCCHI – CAPACITÀ PRODUTTIVA DELL'IMPIANTO

Il presente progetto riguarda un impianto termodinamico solare di potenza lorda pari a 55 MWe basato sulla tecnologia dei collettori parabolici lineari con sistema "diretto" a sali fusi.

ARCHITETTURA DELL'IMPIANTO

L'IMPIANTO SOLARE TERMODINAMICO "FLUMINI MANNU"

L'impianto in oggetto, denominato "Flumini Mannu", si basa sulla tecnologia dei collettori parabolici lineari; il fluido termovettore scelto è la miscela di sali, composta al 60% da nitrato di sodio (NaNO_3) e al 40% da nitrato di potassio (KNO_3), conosciuta come sali fusi, stesso fluido utilizzato per il sistema di stoccaggio del calore, costituito da n. 2 serbatoi d'accumulo cilindrici (Sistema Diretto).

Si prevedono, inoltre:

- Back-up Elettrico: data l'alta temperatura di solidificazione della miscela di Sali adoperata, circa 240°C, tutti i circuiti e i componenti di impianto (serbatoio di accumulo, tubazioni, valvole, flange, etc.) sono opportunamente coibentati, al fine di minimizzare le dispersioni termiche verso l'ambiente, e si prevede di predisporre un sistema di riscaldamento degli stessi con cavi scaldanti elettrici esterni, o altra soluzione equivalente, per evitare in maniera assoluta il raffreddamento dei sali al di sotto della loro temperatura di solidificazione in assenza di radiazione solare sufficiente e per preriscaldare gli stessi nelle fasi di avviamento.
L'energia elettrica per mantenere il fluido termovettore sopra la sua temperatura sarà prelevata direttamente dalla rete di Media Tensione.
Anche gli autoconsumi e i consumi ausiliari saranno alimentati tramite prelievo dalla rete elettrica di distribuzione di Media Tensione.
- Riscaldatori ausiliari: sono composti da una batteria di n. 3 caldaie alimentate a gasolio di potenza termica nominale pari a 46,5 MW (3x15,5 MW). In caso di necessità tale sistema sarà utilizzato al fine di mantenere i sali fusi sopra la loro temperatura di solidificazione.
- Generatore elettrico di emergenza: in casi "straordinari" (i.e. black out rete elettrica), al fine di prevenire il danneggiamento di alcune apparecchiature e/o dell'intero impianto, si farà affidamento su un generatore diesel, o altro combustibile, in grado di alimentare i carichi essenziali d'impianto (MT e BT).

Il sistema presenta due cicli di funzionamento: un ciclo per la cattura dell'energia solare ed un ciclo per la generazione del vapore.

I due cicli operano su due circuiti completamente separati: un circuito sali e un circuito vapore.

Il primo è caratterizzato dalla presenza di due serbatoi di accumulo sali fusi da cui si dipartano i circuiti connessi sia con il campo solare termodinamico sia con il generatore di vapore, in entrambi i casi il sale è spinto da opportune pompe di circolazione.

I due serbatoi si differenziano per la temperatura media del sale che viene accumulato al loro interno, in particolare si ha:

- un serbatoio detto "caldo" che accumula al suo interno sale fuso ad una temperatura di 550°C;
- un serbatoio detto "freddo" che è utilizzato per stoccare il sale ad una temperatura media di 290°C.

In presenza di irraggiamento sufficiente il sale viene pompato dal serbatoio "freddo" al circuito del campo solare dove, circolando all'interno dei collettori solari, si scalda fino a circa 550°C e viene poi stoccato nel serbatoio caldo.

Durante il funzionamento del circuito vapore (Generatore di Vapore GV) il sale viene prelevato dal serbatoio caldo e, dopo aver prodotto vapore surriscaldato nel GV, ritorna al serbatoio freddo.

Nei limiti della capacità di accumulo, i due cicli sono completamente svincolati, e consentono una produzione elettrica controllabile a prescindere dalla disponibilità dell'irraggiamento solare.

Il sistema descritto permette di sfruttare l'energia solare a concentrazione per la produzione di calore ad alta temperatura consentendo di utilizzare il calore ad alta temperatura così prodotto in sostituzione del calore fornito dai combustibili fossili.

L'energia termica prodotta da questo tipo d'impianti può alimentare sistemi tradizionali e consolidati come quelli con turbine a vapore, come nel caso in progetto.

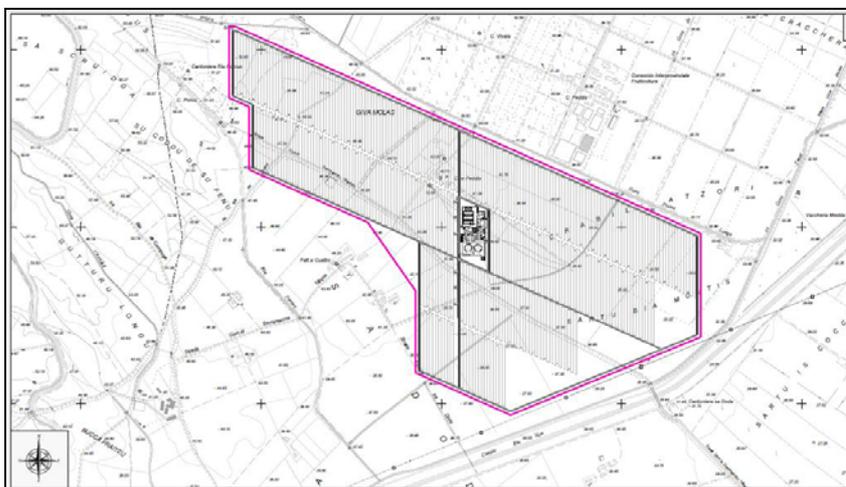
Il modello di impianto CSP scelto, derivante da uno studio innovativo sviluppato dall'ENEA, oltre ad una riduzione dei costi, offre una più elevata temperatura di esercizio, un nuovo liquido termovettore non infiammabile e un accumulo termico tale da consentire il funzionamento dell'impianto (produzione di energia elettrica) da fonte solare anche in assenza di sole.

L'impianto prevede tre stati di funzionamento, n. 2 operativi ed n. 1 di emergenza:

1. *circolazione/produzione*: il fluido circola all'interno del circuito sali e i collettori sono puntati al sole in condizione di produzione (a fuoco);
2. *stand-by caldo*: questo stato operativo si realizza in assenza di radiazione sufficiente a garantire la produzione elettrica. L'impianto viene portato in condizioni di riposo, ovvero i collettori sono puntati verso il basso per proteggere specchi e tubi ricevitori dalle intemperie, i sali fusi circolano a portata ridotta in modo da fornire l'energia termica necessaria per compensare le dispersioni di calore e mantenere i circuiti dell'impianto al di sopra della temperatura di solidificazione del sale. I serbatoi e tutte le tubazioni e parti del circuito d'impianto potranno essere scaldate, se necessario, tramite cavi elettrici scaldanti o altro sistema;
3. *stand-by di emergenza*: tutto il fluido termovettore presente nell'impianto, raccolto in uno dei due serbatoi d'accumulo, è conservato e mantenuto alla minima temperatura (circa 260°C); il resto dell'impianto, completamente svuotato, non è mantenuto a temperatura.

Il ciclo produttivo prevede che l'impianto rimanga in stato *circolazione/produzione* finché l'irraggiamento solare e l'accumulo termico permettano la generazione di vapore, quando la risorsa termica viene a mancare l'impianto passa allo stato di *stand-by caldo*, pronto a tornare allo stato *circolazione* e ricominciare a produrre quando le condizioni meteorologiche sono idonee.

L'intero impianto sarà realizzato su un'area poligonale pressoché pianeggiante e la Power Block sarà posizionata in una zona all'incirca centrale, come nel layout riportato di seguito:



Nella tabella sottostante sono riportate le caratteristiche principali dell'impianto e le prestazioni attese.

SITO	--	Villasor e Decimoputzu (CA)
Elevazione media	m	35
Irraggiamento normale diretto medio annuo (DNI)	kWh/m ² anno	1.873
Numero di collettori (<i>SCAs</i>)	--	720
Numero di stringhe (<i>loops</i>)	--	180
Superficie captante	m ²	815.600
Interasse collettori	M	16,5
Potenza elettrica impianto (lorda)	MW _e	55
Potenza elettrica impianto (netta)	MW _e	50
Accumulo termico nominale		15/2.057
Ore equivalenti stimate		4.100
Produzione elettrica netta annua stimata		205

SCHEMA D'IMPIANTO

L'impianto sarà articolato in sottosistemi:

- Sottosistema Solare Termodinamico:
 - Campo solare
 - Sistema di accumulo termico
- Sottosistema Blocco di Potenza
La "Power Block" ospita tutti gli apparati di una convenzionale centrale elettrica a vapore (Generatore di Vapore GV; Turbina a Vapore; Condensatore/Sistema di raffreddamento; Alternatore).
Per il momento non si prevede di utilizzare l'energia termica prodotta, ma ciò non toglie la possibilità di metterla a disposizione per eventuali necessità delle zone circostanti (riscaldamento di serre, strutture sportive, abitazioni/strutture turistiche).
- Sottosistema BOP – Sistemi Ausiliari che include tutti gli apparati ed i sistemi necessari al funzionamento dello stesso.

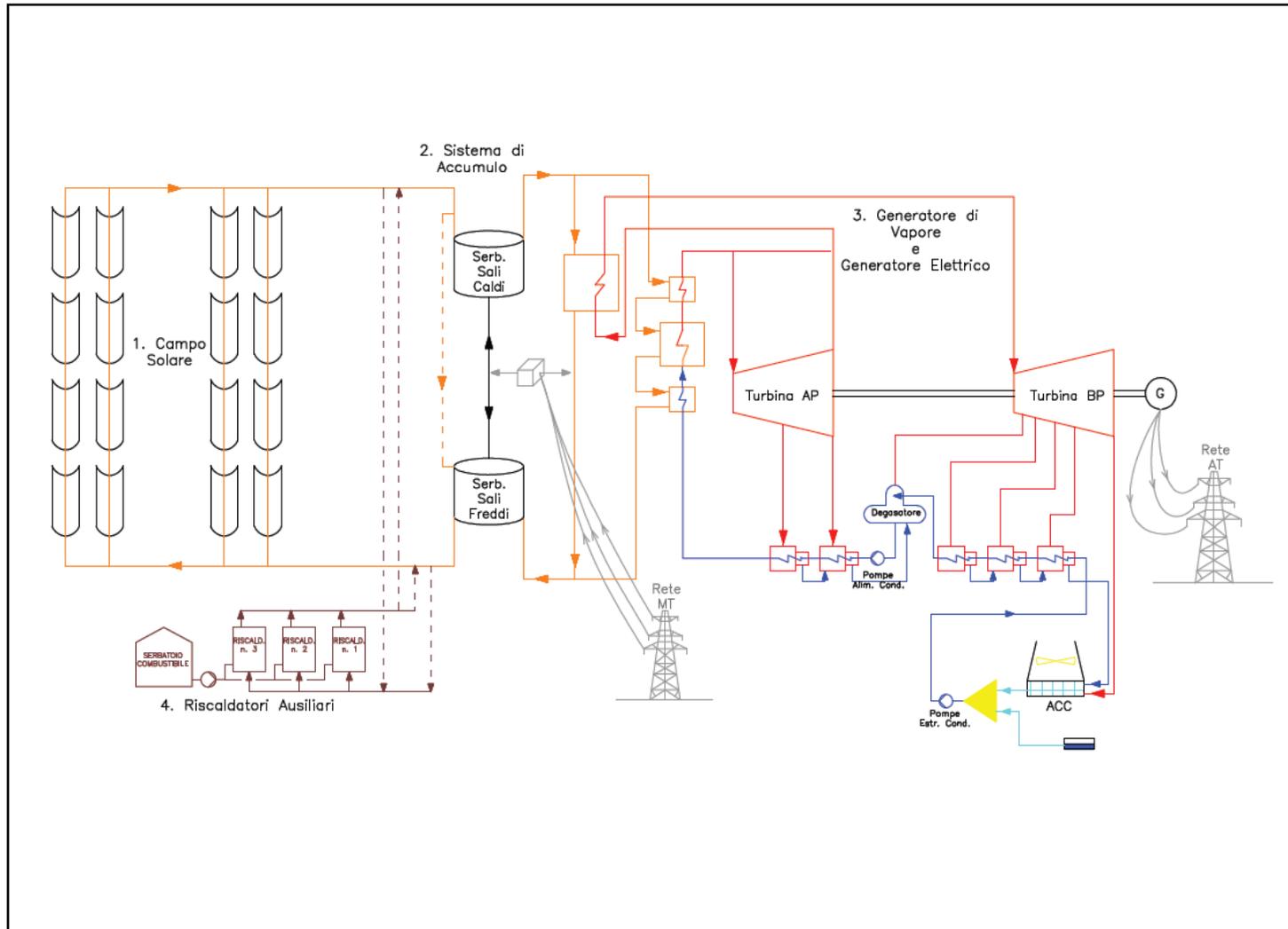
Infine, sono previsti dei riscaldatori ausiliari da utilizzare per il mantenimento dei Sali fusi sopra la loro temperatura di solidificazione in caso di necessità.

Sarà, inoltre, richiesta una fornitura di media tensione al distributore locale per alimentare i consumi degli apparati ausiliari d'impianto quando lo stesso non sarà in produzione.

Si prevede che tale fornitura possa essere utilizzata anche per riscaldare i contenitori dei sali (serbatoi e tubazioni) tramite un opportuno sistema alimentato dall'energia elettrica.

Al fine di non provocare danni irreparabili all'intero impianto, è previsto un generatore d'emergenza, presumibilmente alimentato a diesel (Diesel Genset), per alimentare i carichi essenziali della centrale in casi eccezionali (ie. "Black-out" della rete elettrica di pubblica distribuzione).

Lo schema di flusso della centrale con evidenziate le parti principali che la compongono è riportato nella figura di seguito.



IL CAMPO SOLARE

Il campo solare è il cuore dell'impianto: in esso viene raccolta, concentrata ed assorbita la radiazione solare che sostituisce il combustibile ed il generatore di energia termica degli impianti convenzionali.

La dimensione del campo solare è funzione della potenza elettrica della turbina che si sceglie e della dimensione dell'accumulo termico che s'intende realizzare.

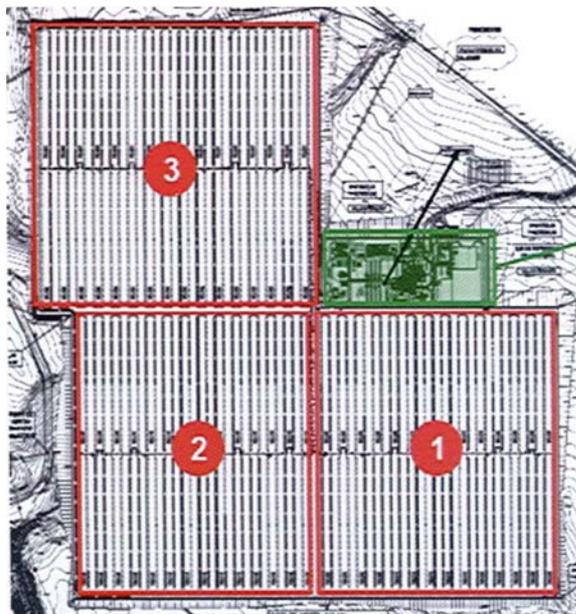
Esso è costituito dai collettori parabolici lineari disposti in file parallele allineate secondo la direttrice N-S e suddivisi in stringhe (o *loops*).

I moduli base dei collettori (o SCEs - Solar Collector Elements) vengono generalmente assemblati a creare un blocco, o meglio uno SCA (Solar Collector Assembly), di lunghezza variabile a seconda del modulo scelto.

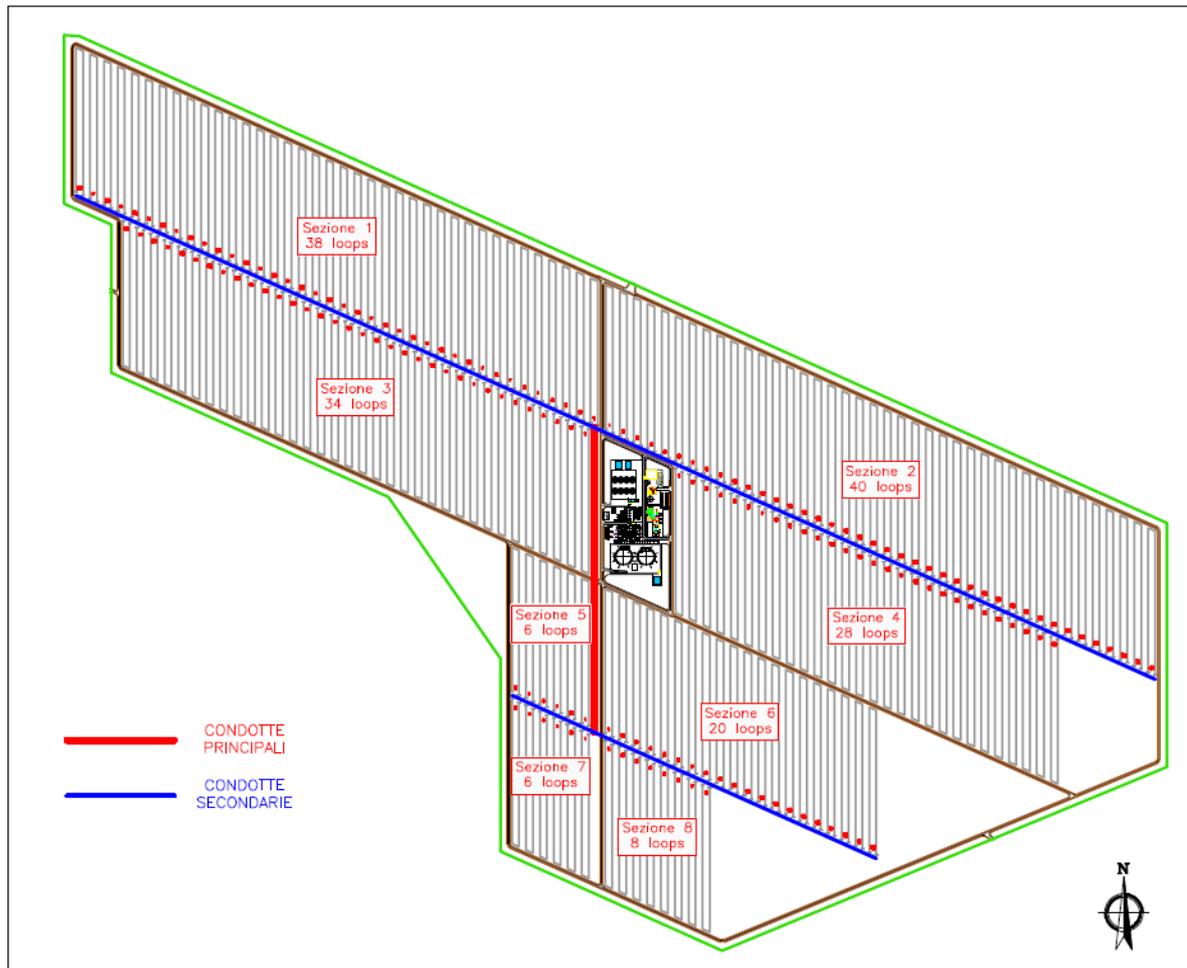
Il campo solare, in genere, si suddivide in sotto campi, o sezioni, più piccoli per semplificare la gestione dello stesso.



Esempio impianto CSP – Campo Solare



Esempio impianto CSP – Campo Solare suddiviso in sottocampi



Impianto CSP "Flumini Mannu" – Suddivisione in sezioni

Nel progetto in esame una stringa sarà composta da n. 4 SCAs di lunghezza nominale pari a circa 173 metri (14 moduli assemblati) e larghezza di circa 6,87 metri (la scelta definitiva del tipo di modulo utilizzato sarà effettuata in fase esecutiva).

Di seguito si riportano le caratteristiche geometriche e prestazionali del modulo "SNT2 optimized" prodotto da Sener.

Tale modulo deriva dal nuovo prodotto Sener, appunto l'SNT2, ottimizzato al fine di poter essere equipaggiato con il tubo ricevitore modello HCEMS-11 della Archimede Solar Energy.

Tali elementi si ritengono rappresentativi, nell'ambito della finalità della presente relazione, di alcuni dei prodotti più innovativi presenti sul mercato.

Più precisamente, nel layout presentato, si sono disposti n. 720 SCAs di lunghezza pari a circa 173 metri, composti da 14 moduli ognuno, che vanno a comporre i 180 loops del campo solare, per una superficie captante totale pari a circa 815.600 m².

I Collettori Parabolici Lineari

Per "collettore solare", o SCA, si intende l'unione di "n" moduli base dotati di un unico sistema di inseguimento solare, ovvero che si muovono insieme.

L'elemento base del collettore è quindi il modulo, ovvero l'elemento formato da tre parti fondamentali, che sono: la struttura di supporto, gli specchi e il tubo ricevitore.

In commercio esistono diversi tipi di moduli, sviluppati dalle aziende che hanno investito di più su questa tecnologia.

Essi si differenziano per i componenti base e per le loro dimensioni.

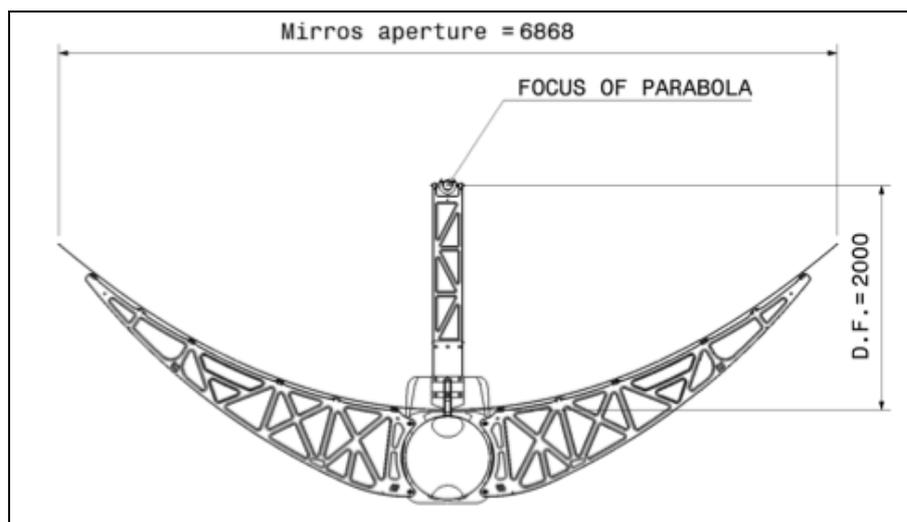
Per il progetto in esame si è scelto, in via preliminare, il nuovo prodotto del gruppo Sener, SNT2, ottimizzato per poter supportare il tubo ricevitore ASE HCEMS-11 (SNT2 optimized).

Fra le principali caratteristiche del SNT1 si ricorda la struttura di supporto basata su un tubo centrale (*torquetube*) e su bracci e staffe prestampati, tali da permettere un processo di assemblaggio molto efficiente.

Il nuovo SNT2, che mantiene le principali caratteristiche del suo predecessore, è stato eseguito con la finalità di ridurre il costo del campo solare, aumentando le dimensioni e l'efficienza del precedente modulo e valutando molteplici alternative di ottimizzazione.

Le dimensioni del modulo SNT2 sono:

- Larghezza : 6,868 metri;
- Lunghezza : 13,236 metri;
- Distanza del fuoco della parabola : 2,00 metri;
- Diametro del Tubo Ricevitore : 0,08 metri;
- N. di Specchi : 32;
- Numero di Tubi Ricevitori : 3.



SENERtrough 2 - Sezione

La stazione di montaggio, da collocarsi in sito, può far fronte all'assemblaggio del torquetube, dei 3 supporti dei tubi ricevitori e dei 32 bracci a sbalzo.

Il montaggio finale dei 32 specchi è eseguito manualmente; tutti i componenti sono progettati con adeguati riferimenti di posizionamento per facilitare il montaggio.

Il processo include anche la verifica geometrica e il bilanciamento dei collettori.

Le strutture sono, quindi, portate ai corrispondenti piloni nel campo solare e erette utilizzando una specifica pala gommata.

Il modulo "SNT2 optimized" è stato ridotto in lunghezza per poter supportare 3 tubi ricevitori per sali fusi ASE, lunghezza 4.060 mm e diametro 70 mm, anziché i tubi previsti per il modulo originali, lunghezza 4.386 mm e diametro 80 mm.

La Struttura di Supporto

La struttura di supporto deve garantire la tenuta di specchi e tubo ricevitore sia in condizioni ordinarie che in condizioni sfavorevoli (vento, forti precipitazioni...).

La parte superiore, genericamente formata da un corpo centrale, da bracci e altri supporti, è collegata al suolo tramite dei pali metallici, che devono a loro volta disporre di adeguate fondazioni.

La struttura presenta le seguenti caratteristiche:

- buon comportamento rispetto al vento (limita le deformazioni per flessione o torsione con venti moderati);
- semplicità di montaggio: l'assemblaggio si effettua in sito;
- alto rendimento ottico del modulo, ovvero garantisce che un'alta percentuale dei raggi solari che colpiscono gli specchi si riflettono sul tubo ricevitore;
- fondazione appropriata.

Gli Specchi

Il collettore SNT2 è stato progettato con 32 specchi, il modello "optimized" ne avrà un numero minore vista la diversa lunghezza.

Gli specchi prototipi sono stati prodotti dalla Flabeg in collaborazione con SENER.

Ci sono un egual numero di specchi interni e specchi esterni e la loro larghezza sarà tale da consentire lo spreco della minor quantità possibile di materiale da parte del fornitore durante la produzione del vetro.

La qualità degli specchi è costantemente testata ed è stata incrementata negli anni grazie all'esperienza e alla ricerca di nuove tecnologie.

**Specchi per Collettori Parabolici Lineari FLABEG**

Il Tubo Ricevitore

La scelta di realizzare un innovativo impianto solare termodinamico di medio-grande taglia a sali fusi è nata, tra l'altro, dalla collaborazione con Archimede Solar Energy (ASE), una delle società leader mondiali nella produzione di tubi ricevitori per centrali solari termodinamiche a collettori parabolici lineari, e con Sener Group, gruppo leader nella produzione di collettori.

I tubi ricevitori scelti per l'impianto in progetto sono quelli sviluppati e prodotti da Archimede Solar Energy, con il contributo di ENEA, adatti ad operare ad elevate temperature e soprattutto con i sali fusi come fluido termovettore.

Tali ricevitori sono caratterizzati da un'alta tecnologia realizzativa che assembla materiali eterogenei, come vetro e acciaio, e rivestimenti nano compositi spettralmente selettivi.

Grazie a tali rivestimenti (CERMET) e alla tecnologia dell'alto vuoto, i tubi ASE massimizzano l'assorbimento della radiazione solare minimizzandone l'emissività, garantendo un elevatissimo fattore di conversione dell'energia solare in energia termica.

Nello specifico, un ricevitore solare è composto da un tubo interno, nel quale scorre il fluido termo-vettore, realizzato in acciaio inox austenitico e selezionato per ottimizzare la resistenza alla corrosione.

La superficie esterna del tubo di acciaio è rivestita da un sottile film multistrato, composto da uno strato superiore di materiale ceramico con alto potere antiriflettente, uno strato intermedio di CERMET, materiale nano composito ad elevato coefficiente di assorbimento della radiazione solare, e da uno strato inferiore di materiale metallico in grado di riflettere la radiazione infrarossa.

Al fine di realizzare una cavità in alto vuoto per evitare le dispersioni termiche convettive, il tubo di acciaio è incapsulato in un tubo esterno in vetro borosilicato dotato di un rivestimento antiriflesso depositato sulle superfici interne ed esterne.

Un trattamento idrofobizzante della superficie esterna, in grado di incrementare la resistenza del rivestimento antiriflesso agli agenti atmosferici, completa la tecnologia dell'involucro protettivo.

Alle estremità dei ricevitori, infine, vengono installati due soffiotti metallici che hanno la funzione di compensare le dilatazioni termiche differenziali tra vetro e acciaio permettendo il funzionamento ottimale del ricevitore sul collettore solare.

Il tubo ricevitore, che si prevede di montare sul collettore prescelto, è il modello HCEMS-11, del quale si riportano le caratteristiche nella figura seguente.

Principale caratteristica del HCEMS-11 è l'utilizzo del coating spettralmente selettivo (fabbricato sotto licenza ENEA) con una composizione dedicata ed ottimizzata per il funzionamento nel range di temperatura di utilizzo della miscela di sali fusi (miscela binaria di sali fusi NaNO_3 e KNO_3), quindi tra 260°C a 580°C .

L'ottimizzazione del comportamento termo-meccanico e del comportamento nei confronti di fenomeni corrosivi del ricevitore, in funzione delle tipiche condizioni operative di circolazione dei sali fusi in un impianto solare termodinamico commerciale, ha portato alla scelta di uno spessore nominale del tubo di acciaio pari a 3 mm in accordo agli standard internazionali inerenti all'utilizzo di tubazioni in pressione.



HCEMS11

Caratteristiche del tubo di acciaio:

Dimensioni	Lunghezza 4060 mm, diametro esterno 70 mm, spessore 3 mm, a temperatura ambiente
Materiale	Acciaio inossidabile austenitico, elettrosaldato longitudinalmente, con superficie esterna lappata
Caratteristiche del materiale	Resistente alla corrosione in flusso di miscela binaria di sali fusi NaNO_3 e KNO_3

Caratteristiche del tubo di vetro:

Dimensioni	Lunghezza 3900 mm, diametro esterno 125 mm, spessore 3 mm
Materiale	Vetro Borosilicato
Trasmittanza della radiazione solare con coating anti-riflesso (%) ^{1,2}	$\geq 96.6\%$ secondo standard ASTM [0.3...2.5 μm]

Caratteristiche foto-termiche del coating spettralmente selettivo:

Assorbanza solare ¹	$\geq 95.0\%$ secondo standard ASTM [0.3...2.5 μm]
Emissività termica ¹	$\leq 7.3\%$ @ 400°C ; $\leq 10.3\%$ @ 550°C
Note	Il coating è stabile in vuoto fino a 550°C

Caratteristiche funzionali:

Peso del ricevitore	~ 34 kg
Fluido termo-vettore	Miscela binaria di sali fusi NaNO_3 e KNO_3
Stato fisico del fluido termo-vettore	Liquido
Max. condizione operativa	< 30 barg alla massima temperatura operativa di 580°C
Perdita termica ^{1,3}	$\leq 255\text{W/m}$ at 400°C ; $\leq 730\text{W/m}$ at 550°C (in assenza di schermi di copertura dei soffiotti)
Pressione nell'annulus	$< 1.0 \times 10^{-4}$ mbar
Vita attesa	25 anni
Lunghezza attiva di assorbimento ($L_{\text{abs}}/L_{\text{HSE, nom}}$)	0.961 per ogni temperatura del fluido termovettore
Note	Intervallo di temperatura operativa per miscela binaria di sali fusi NaNO_3 e KNO_3 : $290\div 550^\circ\text{C}$

¹ Valore medio relativo al lotto di riferimento | ² Misurato nella zona dotata di rivestimento AR | ³ Valori misurati in accordo alla procedura sviluppata dal DLR (attrezzatura ThermoRec)

Specifiche Tubo Ricevitore HCEMS-11

Il sistema di Inseguimento Solare

Affinché la radiazione captata dallo specchio sia massima, è necessario che la superficie dello stesso sia perpendicolare alla direzione dei raggi solari.

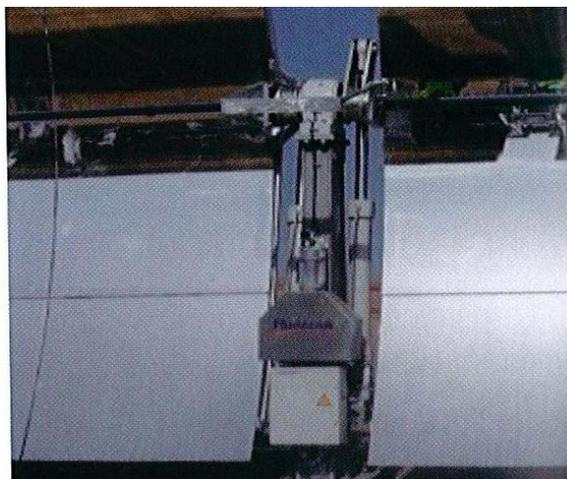
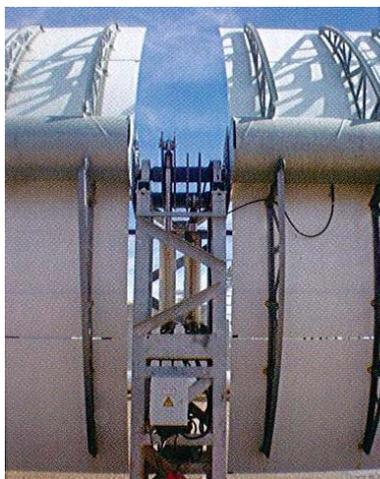
Questo presuppone che il campo solare sia dotato di due sistemi: uno che determini la posizione del sole in ogni momento e un altro che posizioni il modulo perpendicolarmente al sole.

Poiché il tubo assorbitore è posto lungo il fuoco del paraboloide, quindi lungo uno degli assi, è possibile realizzare solamente un "inseguimento" lungo l'altro asse perpendicolare (inseguimento monoassiale).

Per quanto riguarda la determinazione della posizione del sole, attualmente esistono due sistemi per tale determinazione: attraverso un sensore solare (sensore ombra) o attraverso algoritmi matematici.

Per quanto riguarda il sistema d'inseguimento solare, invece, il meccanismo di trazione migliore, ad oggi, è quello idraulico basato su due cilindri, un gruppo idraulico e un set di valvole, installato al centro di un collettore.

Nella seguente Figura si può vedere un esempio del sistema idraulico.

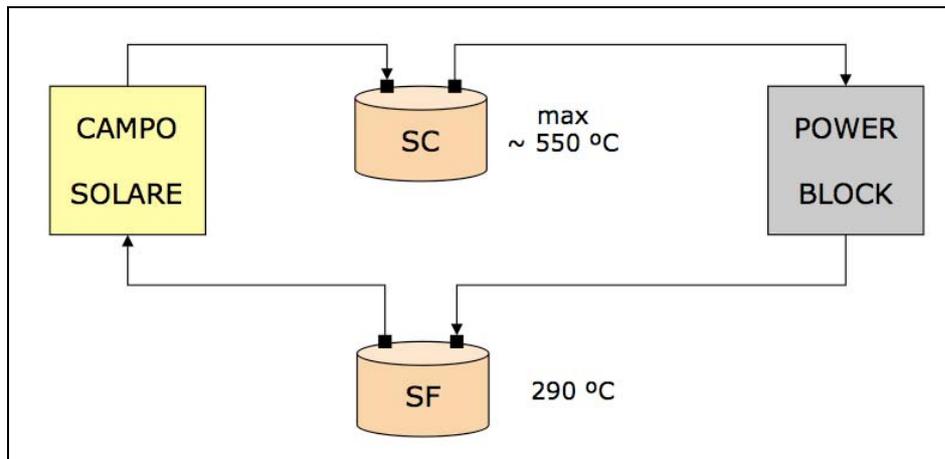


Sistema d'inseguimento idraulico - Esempio

Il fluido termovettore

Il presente progetto riguarda un impianto termodinamico solare di potenza lorda pari a 55 MWe basato sulla tecnologia dei collettori parabolici lineari con sistema "diretto" a sali fusi.

Il sistema "diretto" prevede una miscela di sali fusi come unico fluido termovettore circolante nell'impianto, sia nel campo solare sia nella sezione di accumulo termico e generazione di vapore come illustrato nel seguente schema.



Schema di funzionamento di impianti CSP con sistema "diretto"

Rispetto al sistema indiretto, che prevede diversi fluidi fra campo solare ed accumulo termico e la presenza di scambiatori di calore, il sistema diretto risulta più semplice, meno costoso ed energeticamente più efficiente.

L'utilizzo di un unico fluido, e più precisamente dei sali fusi, permette, inoltre, una grande riduzione delle dimensioni dei serbatoi di stoccaggio, anche grazie all'ampio intervallo di temperatura di funzionamento.

I sali fusi sono una miscela composta al 60% da Nitrato di Sodio (KNO_3) e al 40% da Nitrato di Potassio ($NaNO_3$).

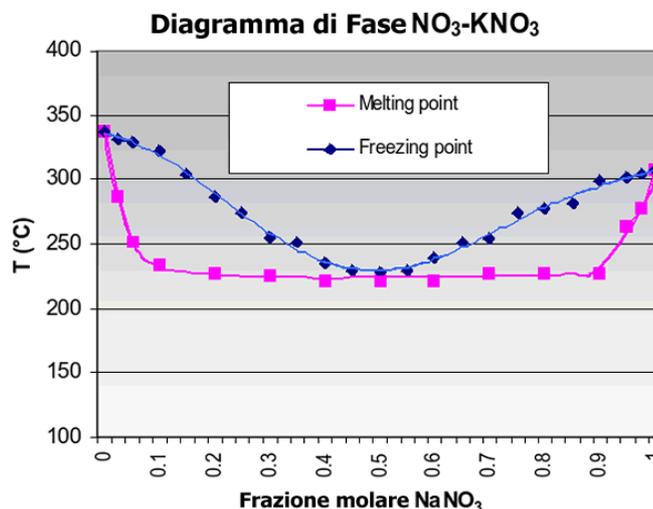
I sali fusi possono essere utilizzati in un intervallo di temperatura compreso fra 260°C e 600°C: per il corretto funzionamento del tubo ricevitore e in condizioni operative normali del campo solare, le temperature dei sali variano tra i 290 e i 550°C.

La miscela presenta punti di solidificazione e di fusione differenti, che dipendono anche dalla composizione della stessa.

Nel caso in oggetto, in particolare, essa fonde a 221°C e inizia a cristallizzare a 238°C.

Anche le proprietà fisiche dei sali fusi in esame (*densità, calore specifico, viscosità dinamica, conducibilità termica*) variano in funzione della temperatura.

Allo stato solido, i due sali, che compongono la miscela, hanno le rispettive proprietà.



Le caratteristiche principali del fluido termovettore impiegato sono:

- Temperature operative 260-550°C;
- Non infiammabilità né tossicità;
- Fluido a bassi costi;
- Proprietà di buon trasportatore di calore, ovvero: alto coefficiente di scambio termico, elevata capacità termica, elevata densità, bassa pressione operativa.

La scelta di utilizzare i sali fusi quale fluido termovettore comporta non solo un aumento dell'efficienza degli impianti, grazie ad una temperatura operativa maggiore, ma garantisce, attraverso l'accumulo termico, la dispacciabilità, ossia la possibilità di modulare l'erogazione dell'energia raccolta, anche di notte.

I sali fusi scorrono all'interno dei tubi sui quali viene concentrata l'energia solare dagli specchi parabolici.

I sali a 550°C vengono accumulati in un deposito che è isolato termicamente dall'esterno; è quindi possibile conservare il calore per svariate ore.

Dallo stoccaggio ad alta temperatura i sali sono inviati alla centrale elettrica dove, tramite scambiatori di calore, producono il vapore impiegato nella turbina del generatore di corrente elettrica.

In questo processo i sali si raffreddano fino a 290 gradi vengono convogliati in un altro stoccaggio, detto a bassa temperatura.

Da qui vanno di nuovo nei tubi riscaldati dagli specchi parabolici e il processo si ripete.

IL SISTEMA DI ACCUMULO TERMICO

Il Concetto di Accumulo Termico

Per un funzionamento ottimale della turbina a vapore sarebbe preferibile disporre di una sorgente termica pressoché costante lungo l'arco della giornata; la risorsa solare ha in realtà la caratteristica di essere aleatoria e limitata esclusivamente alle ore diurne.

Per ovviare a questa problematica, si sono studiati diversi metodi per accumulare la potenza termica in eccesso al fine di riutilizzarla in caso di necessità.

In particolare, un accumulo termico (*storage*) può essere pensato con le seguenti finalità:

- **Buffering:** il passaggio delle nuvole influenza l'operatività dell'impianto di generazione, infatti, con un'insolazione ad intermittenza il rendimento di produzione elettrica decade perché il sistema turbina-generatore opera a carichi parziali ed in modalità transitoria. Inoltre, in caso di nuvolosità continua e regolare, le condizioni del vapore in turbina o il flusso possono degradare fino a provocare dei grossi problemi alla turbina. Con l'accumulo termico si ha la possibilità di ridurre questi disturbi, livellando i transitori. Sistemi di accumulo di tipo buffering richiedono piccole capacità di stoccaggio (al massimo 1 ora a pieno carico).
- **Dislocamento del periodo di distribuzione:** in questo caso, l'accumulo sposta parte della produzione dai periodi soleggiati ad un altro momento, quando la domanda d'energia e le tariffe sono più elevate. Il dislocamento della produzione comporta l'uso di una grande capacità di accumulo (da 3 a 6 ore a pieno carico) e non richiede necessariamente un incremento della superficie del campo specchi.
- **Estensione del periodo di distribuzione:** con questa tipologia di accumulo si cerca di estendere il periodo di operatività dell'impianto; con questa modalità si riesce ad aumentare la frazione solare, ma essa richiede un campo specchi con multiplo solare maggiore di 1. Generalmente le dimensioni dell'accumulo, in questa modalità, variano dalle 3 alle 15 ore a pieno carico.

Negli impianti solari termodinamici sussiste l'esigenza di mantenere il più stabile possibile l'input termico al ciclo di potenza, in quanto le variazioni di carico influenzano in modo rilevante il rendimento medio complessivo di generazione, a causa del funzionamento fuori progetto dei componenti che costituiscono l'intero impianto.

Risulta pertanto necessario prevedere un accumulo termico in grado di attenuare le variazioni di potenza termica originate dalla variabilità delle condizioni meteorologiche.

L'energia termica prodotta dal campo solare sarebbe immagazzinata dalle prime ore del mattino fino a poco prima del tramonto per poi essere utilizzata in assenza di irraggiamento.

Nella pratica l'utilizzo dello stoccaggio deve tenere conto di vari fattori, tra cui l'esigenza del mantenimento delle temperature minime notturne, la necessità di una partenza rapida al mattino successivo e le condizioni meteo previste per il giorno successivo.

Sistema di Accumulo Diretto a Doppio serbatoio

Nel caso dell'impianto in esame è prevista la realizzazione di un sistema di accumulo a due serbatoi con sale fuso; si tratta di un impianto a ciclo diretto in cui il fluido termovettore, presente nel campo solare, coincide con quello di accumulo: in questo modo il circuito solare e quello di accumulo rimangono accoppiati, per cui non c'è la necessità di utilizzare uno scambiatore di calore.

In presenza di irraggiamento sufficiente il sale viene pompato dal serbatoio freddo al circuito del campo solare dove, circolando all'interno dei collettori solari, si scalda fino a 550°C; il sale in uscita dal campo viene poi inviato in parte al serbatoio caldo e in parte al generatore di vapore.

In assenza di irraggiamento o con un irraggiamento che non consente la piena produzione di vapore, il sale viene prelevato dal serbatoio caldo e, dopo aver prodotto vapore surriscaldato nel generatore di vapore, ritorna al serbatoio freddo.

Le specifiche progettuali dei serbatoi sono:

- a) Il sistema di accumulo deve poter stoccare l'intera quantità di sali necessaria per prolungare il tempo di funzionamento dell'impianto;
- b) Si deve maggiorare la capacità termica immagazzinata per tener conto delle perdite termiche per conduzione, irraggiamento e convezione dalle superfici del serbatoio con l'ambiente esterno calcolate nella condizione più critica (serbatoio pieno ad alta temperatura per 24 ore);
- c) L'isolamento deve cercare di minimizzare le dispersioni termiche mantenendo costi ammissibili;
- d) La capacità di ciascun serbatoio deve essere dimensionata in maniera tale da consentire di raccogliervi l'intera quantità di sali fusi presente nell'impianto solare qualora questo dovesse essere completamente svuotato; inoltre per poter affrontare in estrema sicurezza l'eventualità di una rottura di uno dei serbatoi e per garantire una maggiore flessibilità di esercizio, deve essere possibile travasarne il contenuto tra l'uno e l'altro, cioè i due serbatoi devono essere identici e dimensionati entrambi sulla massima temperatura di funzionamento;
- e) Deve essere garantita la possibilità di utilizzare dei sistemi, direttamente immersi nel serbatoio, per riscaldare i sali fusi nei periodi di bassa insolazione;
- f) Nei serbatoi è necessario sia sempre presente uno spazio vuoto tra il livello massimo e il tetto del serbatoio e una quantità aggiuntiva di sali da lasciare sempre nel serbatoio per un livello pari ad un metro per assicurare che il sistema di riscaldamento dei sali fusi risulti immerso nei sali in qualsiasi condizione di esercizio.

I due serbatoi sono identici e dimensionati sulla massima temperatura.

Per diminuire le dispersioni termiche verso l'ambiente è necessario che i serbatoi siano isolati per mezzo di materiali a bassa conduttività termica che ostacolino il flusso termico verso l'esterno; l'isolamento del serbatoio è affidato ad una serie di materiali disposti su strati successivi.

L'isolamento multistrato deve poter garantire dispersioni termiche quanto più possibile limitate.

Una soluzione possibile può essere la costruzione di un recipiente esterno in acciaio al carbonio, mattoni refrattari interni e una camicia corrugata interna.

Una seconda soluzione, invece, può essere quella di prevedere un mantello realizzato in acciaio inossidabile di spessore sufficiente a contenere la spinta idrostatica del sale fuso (e di tutti i carichi esterni come vento, terremoto etc.).

L'isolamento termico sarebbe realizzato interamente all'esterno del mantello mediante fibra ceramica, ricoperta da una lamiera di alluminio per proteggere l'isolamento dall'ambiente esterno.

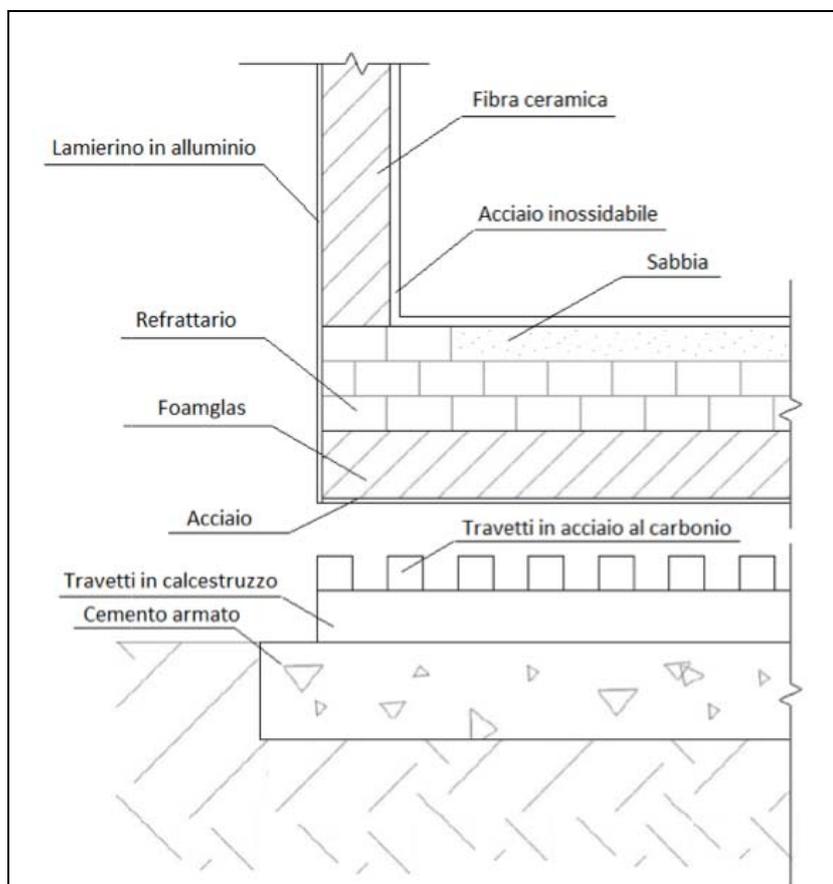
La scelta definitiva verrà fatta dopo una valutazione progettuale e di costi-benefici.

Il tetto e il fondo del serbatoio si prevedono interamente in acciaio inossidabile.

Il basamento oltre a sostenere l'intero serbatoio, deve ridurre le dispersioni termiche; per conseguire questo secondo obiettivo risulta necessario isolare anche il basamento.

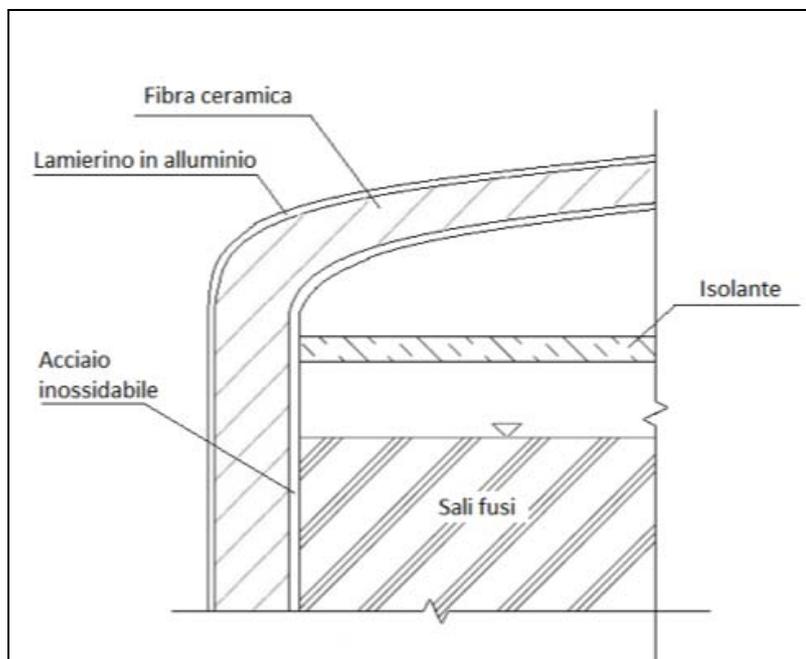
Per l'isolamento del basamento si deve considerare che la temperatura di esercizio del calcestruzzo non deve essere superiore ai 100°C, di conseguenza si rivelano necessari dei sistemi di "riduzione" della temperatura.

Questi sistemi di asportazione del calore possono essere tubi annegati nel calcestruzzo in cui passa dell'acqua oppure si possono adottare particolari strutture che consentono il passaggio dell'aria.



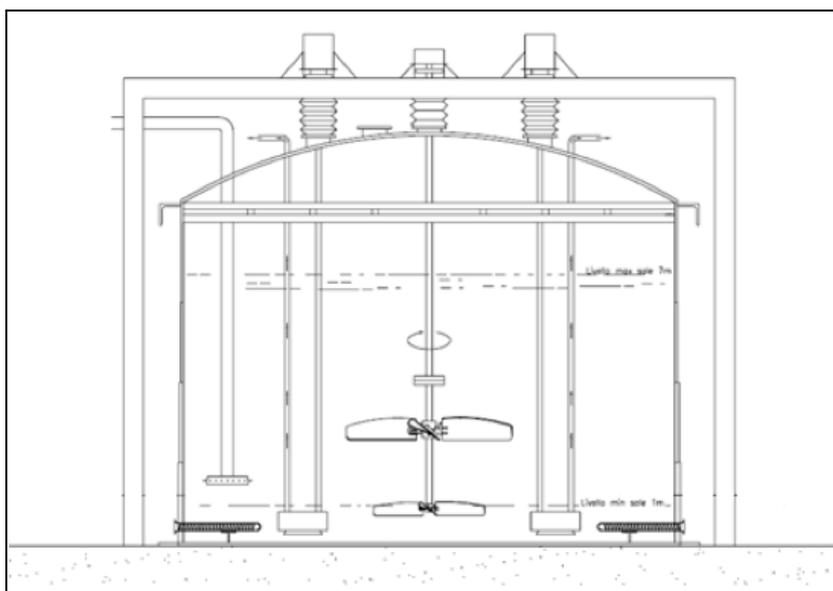
Esempio struttura delle fondamenta di un serbatoio raffreddate ad aria

La scelta della struttura sarà effettuata in fase esecutiva e potrà variare secondo le esigenze e i prodotti di mercato.



Esempio struttura della parte del serbatoio

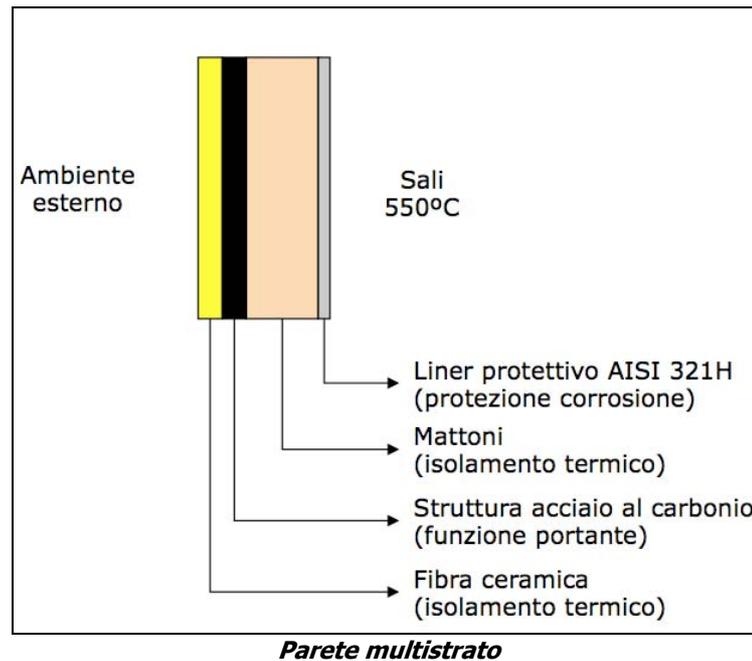
Per quanto riguarda il tetto del serbatoio, se ne riporta di seguito un esempio: tutti i carichi provenienti dai componenti ausiliari, come le pompe, gli agitatori e il sistema di controllo, non gravano sul tetto ma su una struttura a ponte sovrastante.



Schema di massima di un serbatoio, provvisto di eliche per la movimentazione del fluido e serpentine elettriche per il riscaldamento in caso di necessità

La dimensione di massima di ciascun serbatoio e le relative dimensioni dell'accumulo termico sono:

- Quantità totale di sali $\cong 25.000$ t;
- Volume Sali $\cong 14.350$ m³;
- Volume Serbatoio $\cong 15.500$ m³;
- H= 14 metri;
- $D_{int} = 37,5$ metri;



Lo spessore della parete multistrato varia fra gli 0,80 e 1,00 metri, quindi il diametro esterno si può stimare intorno ai 39,5 metri, mentre per quanto riguarda la conchiglia, copertura emisferica del serbatoio, essa sarà dimensionata in maniera definitiva successivamente, l'altezza al colmo quindi può variare, ma si assume per il momento pari a circa 17,5 metri.

In definitiva, il sistema di accumulo termico comprende le seguenti voci:

- Serbatoi: taniche comprensive di isolamento, conchiglia di copertura, sistema di riscaldamento in caso di temperature eccessivamente ridotte, pale per il mescolamento del fluido e fondazioni;
- Mezzo di accumulo: sali fusi;
- Pompe e piping per il collegamento dei serbatoi sia col campo solare, sia con il circuito acqua vapore.

Sono previsti tre stati operativi di funzionamento: *stand-by*, *caricamento* e *scaricamento*.

Quando l'energia termica captata dal campo solare è sufficiente ad alimentare il generatore elettrico, il livello dei sali fusi all'interno dei due serbatoi non varia, lo stato operativo del sistema di accumulo termico è quello di *stand-by*.

Quando l'energia captata dal campo solare eccede la richiesta del generatore di vapore, il fluido termico, prelevato dal serbatoio freddo, viene fatto circolare attraverso la rete di collettori dove si scalda fino alla temperatura di circa 550°C ed inviato al serbatoio caldo a costituire l'accumulo dell'energia termica.

Il livello di sali presenti nel serbatoio freddo diminuisce, quello nel serbatoio caldo aumenta, lo stato operativo è quello di *caricamento*.

Quando, invece, è necessario utilizzare l'energia immagazzinata nel sistema di accumulo per alimentare il generatore di vapore, viene prelevato del sale fuso a 550°C dal serbatoio caldo e utilizzato per alimentare il generatore di vapore.

Il sale in uscita, a temperatura di 290°C, viene reimpresso nel serbatoio freddo: in questo caso il livello di sali presenti nel serbatoio freddo aumenta e quello nel serbatoio caldo diminuisce, stato operativo di *scaricamento*.

Il sistema di accumulo termico previsto consentirà di immagazzinare il calore solare per renderlo disponibile quando necessario.



Serbatoi di Accumulo - Esempio



Serbatoi di Accumulo - Esempio

Al fine di contenere eventuali sversamenti causati da rotture dei serbatoi, perdite nei punti di collegamento con le tubazioni, è prevista la costruzione di un bacino di contenimento che include i due serbatoi di accumulo ed è in grado di contenere, nel peggiore dei casi, la fuoriuscita dell'intero quantitativo di fluido termovettore, contemporanea ad una precipitazione di elevata intensità.

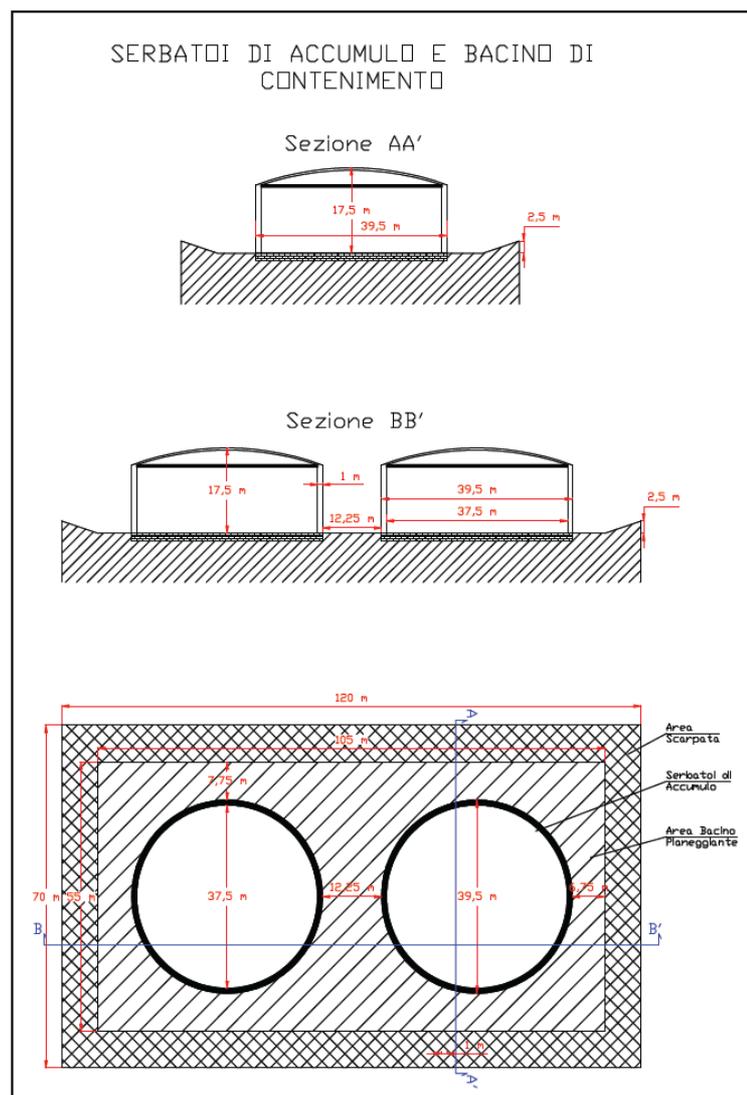
L'opera svolgerà due funzioni fondamentali:

1. Impermeabilizzazione: naturale o costruita;
2. Raccolta e rimozione Percolato.

I sali fusi non sono considerati una sostanza tossica o inquinante, visto il loro utilizzo come fertilizzante, ma volendo evitare la dispersione di quantità anche minimali, si prevede l'impermeabilizzazione dell'area circostante ai serbatoi.

In questa fase si prevede un bacino di contenimento di volume complessivo superiore al volume totale dei sali, capace quindi di contenere più della quantità totale di sali fusi presenti nella centrale e avente le seguenti caratteristiche:

- Dimensioni in pianta: 70x120 metri;
- Profondità: 2,5 metri;
- Pendenza scarpata: 3:1 ($\cong 18^\circ$).



Bacino di Contenimento e Serbatoi di Accumulo – Ipotesi Costruttiva

Per quanto riguarda la raccolta del percolato, si è considerato un sistema singolo costituito da uno strato drenante con al fondo dei tubi forati, protetti da geotessile al fine di evitare l'intasamento degli stessi.

Il diametro dei collettori sarà dimensionato nel seguito.

I collettori saranno posizionati con una pendenza che garantisca il defluire dei liquidi e il loro convogliamento in pozzetti di raccolta; da questi saranno inviati al trattamento delle acque.

Sia nel caso di precipitazioni ordinarie che nel caso di precipitazioni in presenza di fuoriuscita dei sali fusi, l'acqua potrà essere trattata e successivamente, raggiunti i parametri imposti da normativa, scaricata con gli altri reflui industriali.

DIMENSIONAMENTO DEL CAMPO SOLARE

Per la definizione del numero di loops necessari al funzionamento della turbina e allo stoccaggio di energia termica per 15 ore della stessa a pieno carico è stata svolta una simulazione in collaborazione con la società produttrice dei collettori stessi. Sono stati considerati i seguenti parametri:

Irradianza (<i>DNI standard di dimensionamento di massima</i>)	800 W/m ²
Angolo Incidenza (ϑ)	0°
Potenza elettrica impianto (lorda)	55,0 MWe
Superficie capante di un loop	9.062 m ²
Rendimento del ciclo termodinamico (η_{el})	≈ 40,1 %
Efficienza del Collettore (η_{coll})	0,725
(riferito a: DNI=800 W/m ² , angolo incidenza 0°, T _{insali} =290°C, T _{outsali} =550°C, Φ_{tubo} =70 mm, Pulizia Collettore 97%)	
Fattore perdite termiche nel Campo Solare ($\eta_{campsol}$)	0,95

Il numero finale di loops è stato definito pari a 180, al fine di far fronte ad un minor quantitativo di potenza termica assorbibile dai collettori nel sito di progetto.

CAMPO SOLARE		
N. Collettori (SCAs)	-	720
N. Loops	-	180
Superficie Captante Loop	m ²	4.531
Superficie Captante Campo Solare	m ²	815.600



Render impianto CSP "Flumini Mannu" - Dettaglio Power Block (vistaSud-Est)

Generatore di vapore

Il sistema generatore di vapore consiste in una serie di scambiatori di calore volti a fornire ai due stadi della turbina il vapore alle condizioni ideali per il loro funzionamento.

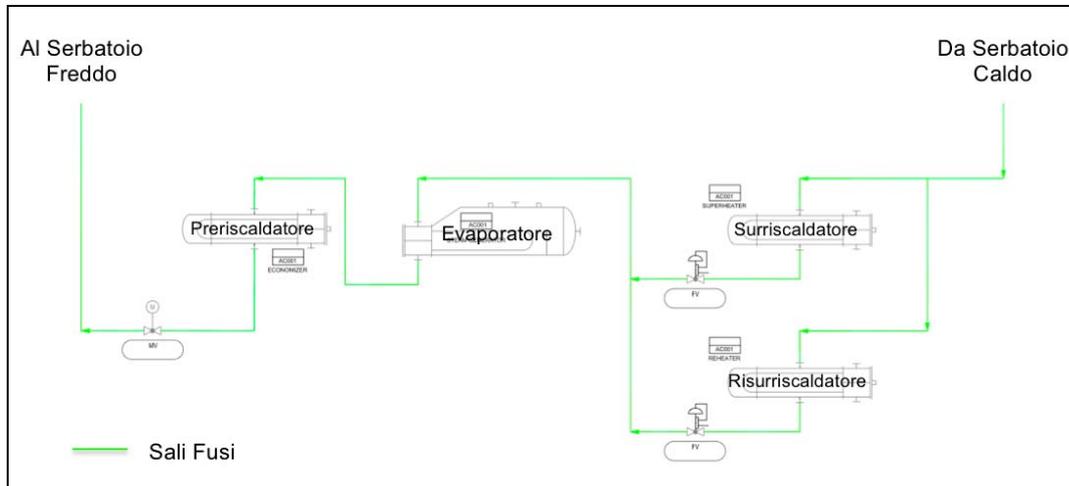
Nel progetto in esame sono previsti scambiatori a fascio tubiero e mantello.

Nel treno di generazione vapore a doppio stadio, sono sostanzialmente individuate due sezioni: una sezione di alta pressione che produce il vapore inviato alla turbina di alta pressione ed una sezione di bassa pressione che riscalda ulteriormente il vapore in uscita dalla turbina di alta pressione prima di inviarlo alla turbina di bassa pressione.

Nella sezione di alta pressione ci sono tre scambiatori di calore:

1. il primo scambiatore, *preriscaldatore*, porta l'acqua di alimento ad una temperatura prossima e inferiore a quella di ebollizione;
2. il secondo scambiatore, o meglio *evaporatore*, ospita la transizione di stato portando quindi il liquido ad ebollizione in modo tale da produrre vapore saturo
3. il terzo scambiatore, *surriscaldatore*, surriscalda il vapore saturo.

Nella sezione a bassa pressione è presente un solo scambiatore, *risurriscaldatore*, che provvede al riscaldamento del vapore scaricato dalla turbina di alta pressione prima dell'immissione nella turbina di bassa pressione.



Treno di generazione a doppio stadio - Schema

Le due sezioni sono alimentate in parallelo: una parte dei sali fusi alimenta il risurriscaldatore, la maggior parte dei sali alimenta il surriscaldatore e da lì a cascata l'evaporatore e il preriscaldatore.

La configurazione ottimale dei vari scambiatori, che terrà conto dell'ottimizzazione energetica e funzionale, verrà valutata ed effettuata nella fase esecutiva del progetto, come anche la scelta dei tipi di scambiatori.

Preliminarmente, si prevede di sdoppiare ogni apparecchiatura di scambio termico in due corpi funzionanti al 50%, onde evitare blocchi completi della centrale in caso di guasti e manutenzioni.

Tale scelta introduce due vantaggi: miglior rendimento al carico del 50% e possibilità di uso di una sola "catena" al 100% in caso di avaria.

Nel progetto in esame l'attenzione è posta nel massimizzare efficienza e disponibilità della catena di generazione vapore, dunque, la possibilità di sdoppiare tale catena sarà soggetta ad un'analisi costi-benefici che verrà approfondita in fasi più specifiche del progetto.

Turbina a Vapore

Il vapore di alta pressione proveniente dal surriscaldatore è inviato alla turbina, dove l'energia termica viene trasformata in energia meccanica capace di azionare il generatore elettrico, che produce energia elettrica sotto forma di corrente alternata.

La turbina a vapore è composta da una sezione ad alta pressione, da cui sono prelevati n. 2 spillamenti di vapore, e da una a sezione a bassa pressione, da cui sono prelevati n. 4 spillamenti; le due collegate da un riduttore di giri.

Gli spillamenti saranno utilizzati per il pre-riscaldamento del condensato e dell'acqua alimento all'ingresso del generatore di vapore.

Il vapore uscente dalla sezione ad alta pressione sarà risurriscaldato prima di essere immesso in quella a bassa pressione.

Il turbo-generatore verrà posizionato all'interno di un apposito cabinato dotato di adeguate fondazioni previste dal fornitore dell'apparecchiatura.

La potenza nominale della turbina è variabile in funzione del modello, della taratura effettuata e delle specifiche della catena di generazione vapore in cui è inserita.

La turbina a doppio stadio SST-700, prodotta da Siemens, è individuata preliminarmente come scelta progettuale.

Questa consente di essere installata in applicazioni che richiedono potenze nominali comprese tra 25 e 175 MW, mantenendo un'efficienza lievemente superiore rispetto ad altri modelli.

La turbina SST-700 è un prodotto studiato appositamente per impianti CSP ed utilizzata già in molte altre installazioni.

La scelta finale, volta a massimizzare l'efficienza di conversione, è rimandata alla fase esecutiva del progetto.

Sistema di Condensazione e di Raffreddamento

A valle della turbina, il vapore utilizzato per la generazione di energia elettrica deve essere recuperato per un nuovo inserimento nel ciclo termico.

Il vapore deve essere quindi condensato tramite un opportuno sistema di raffreddamento.

Esistono diversi sistemi di raffreddamento che si distinguono sia per la quantità/tipo di liquidi utilizzati (aria/acqua) sia per l'efficienza e costi.

Per semplicità si possono dividere in:

- Torri evaporative ad "umido": utilizzano solo acqua come fluido di raffreddamento;
- Torri evaporative "ibride": utilizzano sia acqua che aria per il raffreddamento e in genere permettono un ciclo chiuso della risorsa acqua;
- Sistemi di raffreddamento a "secco": utilizzano solo aria come fluido di raffreddamento.

Al fine di diminuire drasticamente la necessità della risorsa acqua (più del 95%), si è optato per un sistema di raffreddamento a secco (ACC - Air Cooled Condenser), ovvero basato sull'utilizzo di sola aria.

Nei sistemi di raffreddamento a secco il calore di condensazione del vapore è trasferito all'aria tramite grandi superfici di scambio o serpentine di tubi alettati.

Degasatore

Il degasatore ha lo scopo di eliminare i gas incondensabili (in particolare ossigeno e anidride carbonica) presenti nell'acqua alimento, in modo da proteggere il generatore di vapore, funzionante ad alte temperature, da fenomeni di ossidazione e corrosione.

Il degasatore funziona anche da scambiatore di calore a miscela e riscalda ulteriormente il condensato, precedentemente riscaldato da altri scambiatori a superficie, fino a portare l'acqua in uscita ad una temperatura molto prossima a quella di saturazione.

Il vapore in ingresso, che si miscela con il condensato, proviene dal primo spillamento della sezione a bassa pressione della turbina.

Il degasatore, infine, ha anche la funzione di serbatoio dell'acqua alimento da cui aspirano le pompe che alimentano il generatore di vapore attraverso i riscaldatori di alta pressione.

Esso è costituito da un serbatoio orizzontale (polmone), al di sopra del quale è montato un recipiente cilindrico verticale (torretta), che costituisce la zona degasante.

Caldia di primo avviamento

La caldaia di primo avviamento ha sostanzialmente la funzione di produrre il vapore necessario durante le fasi di avviamento e i lunghi periodi di arresto, in particolare alimenterà le tenute della turbina.

La sua potenza si prevede inferiore a 3 MW, essa sarà alimentata indicativamente a gasolio, e dotata di sistemi di filtraggio e abbattimento polveri.

Il combustibile necessario ad alimentare la batteria di riscaldatori ausiliari e la caldaia di primo avviamento sarà stoccato in un serbatoio della capacità di circa 200 m³ (per un totale di circa 150 tonnellate).

Per i n° 3 riscaldatori ausiliari, aventi una potenza termica complessiva pari a 46,5, si considerano 20 ore/anno di funzionamento e quindi circa 80 t/anno di combustibile, mentre la caldaia di primo avviamento, per la quale si prevedono circa 500-600 ore/anno di funzionamento, brucerà circa 400 m³/anno di gasolio.

Il serbatoio sarà posizionato all'interno di un'area di contenimento pavimentata e cordolata di capacità pari a quella dello stesso serbatoio.

5.2.2 (1.B.1.2.6) INFORMAZIONI RELATIVE ALLE SOSTANZE UTILIZZATE E PRODOTTE, RIPORTATE IN ALLEGATO I PARTE 1 E/O 2 AL D.LGS. 334/99

5.2.2.1 (1.B.1.2.6.1 – 1.B.1.2.6.1.1) Dati ed informazioni di cui all'Allegato I al D.Lgs. 334/99

Le sostanze pericolose presenti, classificate ai sensi del D.Lgs. 334/99 che sono comprese nell'Allegato I Parte 1 e 2 al D.Lgs. 334/99 e s.m.i. (D.Lgs. 238/05) sono di seguito riportate:

Sali Fusi

Trattasi di una miscela di nitrati, composta da NaNO_3 (60%) e KNO_3 (40%), approvvigionata in forma cristallina, quindi fusa in sito al primo start-up dell'impianto e da quel momento mantenuta costantemente allo stato fuso nel range di temperatura 290°-550°C. Il quantitativo di sali presente sull'impianto si attesta attorno alle 25.000 tonnellate.

Si riportano in **Allegato n° 5.2.2.1** le schede di sicurezza relative ai nitrati commercializzati da un primario fornitore mondiale (fonte: SQM).

Le miscele di nitrati sopra descritte ricadono nell'ambito di applicazione del D.L. 344/99 in qualità di sostanze "comburenti", previste in Allegato I - parte 2 - punto 3 del suddetto decreto, con quantità limite fissata in 50 tonnellate ai fini dell'applicazione dell'art. 6 ed in 200 tonnellate ai fini dell'applicazione dell'art. 8.

Gasolio

Di seguito si riportano le principali caratteristiche chimico-fisiche del gasolio mentre in **Allegato 5.2.2.1** si riporta la relativa scheda di sicurezza.

Il gasolio è un liquido limpido, di colore giallo ambrato e dall'odore di "petrolio".

Densità	(g/l):	815 ÷ 875 a 15°C
Punto di fusione	(°C):	< 5
Punto di ebollizione	(°C):	150 ÷ 400 (intervallo)
Punto di infiammabilità	(°C):	> 56 (ASTM D93)
Limiti inferiore e superiore di infiammabilità in aria (% in volume):		1 % (inferiore) ÷ 6 % (superiore)
Temperatura di autoaccensione	(°C):	> 225
Tensione di vapore	(kPa):	0,4 a 40°C (CONCAWE 1996a)

Per i vapori di gasolio (diesel fuel) è prescritto negli ambienti di lavoro un valore del TLV-TWA (concentrazione media di esposizione per 40 ore complessive settimanali) di 100 mg/m³.

Il quantitativo di gasolio presso l'impianto sarà di circa 150 tonnellate^V, quantitativo inferiore al 2% della soglia di cui alla colonna 3 (corrispondente a 500 tonnellate) per la voce "Prodotti Petroliiferi", di cui alla Parte 1 dell'Allegato I al D.Lgs. 334/99 e s.m.i. (D.Lgs. 238/05) "Allegato 1 Elenco delle sostanze, miscele e preparati pericolosi per l'applicazione dell'articolo 2. – Introduzione":

....omissis.... 4. Le quantità da prendere in considerazione ai fini dell'applicazione degli articoli sono le quantità massime che sono o possono essere presenti in qualsiasi momento. Ai fini del calcolo della quantità totale presente non vengono prese in considerazione le sostanze pericolose presenti in uno stabilimento unicamente in quantità uguale o inferiore al 2% della quantità limite corrispondente se il luogo in cui si trovano all'interno dello stabilimento non può innescare un incidente rilevante in nessuna altra parte del sito.omissis....

Si segnala infine che l'area di installazione del serbatoio di stoccaggio del gasolio risulterà pavimentata e cordolata; pertanto in caso di rilascio di prodotto (frase di rischio R51/53) non risulta ipotizzabile l'interessamento del terreno sottostante.

^V considerando un riempimento del serbatoio pari al 90% ed una densità del gasolio pari a 850 kg/m³

5.2.2.2 (1.B.1.2.6.2) Fase dell'attività in cui le sostanze intervengono

Durante il primo avviamento dell'impianto, notevoli quantità di nitrati solidi in forma granulare possono essere stoccati in un'apposita area all'interno del recinto dell'impianto solare. I relativi quantitativi saranno variabili in base alla tempistica di approvvigionamento e di caricamento dell'impianto.

Il fluido utilizzato per l'accumulo del calore è una miscela di Sali fusi (60% Nitrato di Sodio e 40% Nitrato di Potassio), mantenuta ad una temperatura di 290 °C in un serbatoio "freddo", scaldata dalla radiazione solare concentrata fino ad una temperatura di 550 °C e successivamente inviata al serbatoio di accumulo "caldo".

All'interno del tubo ricevitore viene fatto circolare ed inviato al serbatoio di accumulo il fluido per l'asportazione dell'energia solare.

Quando è richiesta produzione di energia elettrica, i sali del serbatoio caldo vengono inviati ad uno scambiatore di calore, dove viene prodotto vapore ad alta pressione e temperatura che viene inviato alla centrale termoelettrica per la produzione di energia.

La sostanza sali fusi, di cui al precedente paragrafo, interviene in entrambe le fasi di stoccaggio e ricezione dal campo solare.

5.2.2.3 (1.B.1.2.6.3) Quantità effettiva massima prevista (ordine di grandezza)

Sostanze pericolose presenti	Quantità (t)	Limiti soglia D.Lgs. 334/99 e smi (D.Lgs 238/05)		Note
		Soglia artt. 6/7 (t)	Soglia art. 8 (t)	
Allegato I – Parte 1				
Prodotti Petroliiferi (Gasolio)	150	2.500	25.000	(2)
All. I parte 2				
3. Comburenti	25.000	50	200	(1)

Note: (1) Sali fusi: miscela di NaNO₃ (60%) e KNO₃ (40%)
(2) Quantitativo <2% della soglia di cui alla colonna 3 (pari a 500 tonnellate) Rif. nota 4 dell'introduzione all'Allegato I

5.2.2.4 (1.B.1.2.6.4) Comportamento chimico e/o fisico nelle condizioni normali di processo

Nelle condizioni operative normali, caratterizzate da temperature sino a 550 °C, i nitrati di sodio e di potassio non presentano fenomeni di instabilità connessi a reazioni chimiche o a comportamenti anomali, in particolare tendenti a favorire lo sviluppo di combustione.

5.2.2.5 (1.B.1.2.6.5) Sostanze che possono originarsi in caso di anomalie nell'esercizio dell'impianto

Nell'impianto non sono effettuate particolari reazioni o processi chimici, ma unicamente l'accumulo di calore da parte del fluido di processo e la produzione di vapore d'acqua ad alta pressione e temperatura.

I prodotti di combustione derivanti da eventuali incendi o decomposizione termica (>600°C) dei sali fusi sono riconducibili ad ossidi di azoto, di potassio e di sodio.

L'unità è progettata in modo che in caso di anomalie dei parametri di processo, sostanzialmente legate alla alta temperatura dei Sali, il sistema effettui le azioni necessarie a portare l'unità in condizioni di sicurezza, in particolare attraverso il posizionamento "fuori fuoco" (de-focusing) del tubo ricevitore.

5.2.2.6 (1.B.1.2.6.6) Eventuali altre sostanze la cui presenza può influire sul rischio potenziale

Nell'impianto non saranno utilizzate sostanze combustibili che possano causare combustione in presenza di un rilascio di Sali fusi.

5.2.3 (1.B.1.1.1) FUNZIONI INTERESSATE ALL'ESERCIZIO DELL'IMPIANTO

PERSONALE OPERATIVO

Il personale addetto all'esercizio dell'impianto sarà costituito da personale giornaliero e turnisti, in particolare saranno presenti le seguenti figure professionali:

- Un Capo Centrale
- Addetti Amministrativi
- Capi Turno
- Operatori turnisti

Il numero di lavoratori per figura professionale sarà deciso in base alle esigenze che si riscontreranno al momento della messa in esercizio dell'impianto e potrà essere variato secondo le necessità dei vari periodi dell'anno e della giornata.

Le altre mansioni, come per esempio la gestione del magazzino, le pulizie e gli altri servizi accessori, saranno affidati a ditte esterne.

PERSONALE MANUTENTIVO

Il piano manutentivo per la centrale, suddiviso per le componenti principali che la compongono sarà definito sulla base delle indicazioni dei vari fornitori delle apparecchiature.

Oltre ad un responsabile della Manutenzione di Centrale saranno presenti degli specialisti per la manutenzione delle parti meccaniche, elettriche e strumentali.

I lavori di manutenzione, sia ordinari sia straordinari, saranno appaltati a ditte esterne.

(1.B.1.3) ANALISI PRELIMINARE PER INDIVIDUARE AREE CRITICHE DI ATTIVITÀ INDUSTRIALE

Nel presente paragrafo si riporta una sintesi dell'analisi preliminare eseguita utilizzando il metodo indicizzato secondo quanto previsto dall'Allegato II del DPCM 31/03/89^{VI}.

Il metodo ad indici si basa sulla suddivisione dell'impianto in un certo numero di unità logiche che sono valutate singolarmente. Ciascuna unità viene successivamente valutata con una procedura a due fasi:

Nella **1ª fase** si individuano i fattori di penalizzazione in base a:

Rischi specifici delle Sostanze (M). Tengono conto delle particolari proprietà della sostanza chiave individuata che possono influire sulla natura di un incidente o sulla eventualità che esso si verifichi. La sostanza deve essere considerata alle condizioni in cui essa si trova abitualmente entro l'unità; perciò i fattori attribuiti in questa sezione possono variare da unità ad unità all'interno dell'impianto, anche se la sostanza coinvolta è la stessa;

Rischi Generali di Processo (P). Rischi connessi con il processo di base o con altre operazioni che vengono comunque effettuate all'interno dell'unità;

Rischi Particolari di Processo (S). Vengono attribuiti dei fattori a quelle caratteristiche delle operazioni di processo che aumentano il rischio globale, oltre a quanto considerato per i fattori precedenti. Influiscono molto in questa valutazione il livello delle apparecchiature di controllo e le caratteristiche delle protezioni esistenti;

Rischi dovuti alle Quantità (Q). Rischi aggiuntivi connessi con l'uso di grossi quantitativi di sostanze combustibili, infiammabili, esplosive o decomponibili;

Rischi connessi al layout (I). Le varie configurazioni di progetto e di layout dell'unità da valutare possono introdurre rischi ulteriori;

Rischi per la salute in caso di incidente (S). Il fattore tiene conto delle proprietà tossicologiche (PT) della sostanza chiave che caratterizza l'unità logica in oggetto.

Si calcolano quindi cinque indici "intrinseci" (incendio, F; esplosione confinata, C; esplosione in aria, A; rischio generale, G; rischio tossicità, T). Il valore dell'indice G, determina il rischio globale di ciascuna unità logica, in relazione ad una scala di valori prefissata.

^{VI} DPCM 31/3/98 "Applicazione dell'art.12 del Decreto del Presidente della Repubblica 17 maggio 1988, n.175, concernente rischi rilevanti connessi a determinate attività industriali"

Nella **2^a fase** si individuano i fattori di compensazione in base all'adozione di misure tendenti a ridurre sia il numero degli incidenti, sia l'entità potenziale degli incidenti.

Misure tendenti a ridurre il Numero degli Incidenti. Comprendono le configurazioni di sicurezza e le misure preventive principalmente rivolte ad evitare incidenti e che, presumibilmente, possono conseguentemente produrre una riduzione del numero di incidenti. Tali caratteristiche compensative sono costituite dal tipo di compensazione meccanica, dalle strumentazioni di controllo e sicurezza, dalle procedure di esercizio e di manutenzione, dall'addestramento del personale, dalla buona conduzione e dal buono stato di manutenzione degli impianti. Alcune di queste caratteristiche agiscono direttamente per la compensazione del potenziale rischio, mentre altre (ad esempio: addestramento del personale) agiscono indirettamente, in quanto assicurano che le configurazioni di progetto non vengano eluse o eliminate. In tale area vengono considerati i fattori: K1, contenimento; K2, controllo del processo e K3, atteggiamento nei riguardi della sicurezza.

Misure tendenti a ridurre l'Entità Potenziale degli Incidenti. Sono intese a minimizzare i danni conseguenti ad un incendio o ad un'esplosione. Tale compensazione risulta indispensabile in quanto è impossibile eliminare completamente il rischio che un incidente si verifichi. Come esempi si possono citare i sistemi di protezione antincendio e i sistemi antincendio fissi. In tale area vengono considerati i fattori: K4, protezioni antincendio; K5, isolamento ed eliminazione delle sostanze e K6, operazioni antincendio. Sulla base dei fattori K, si calcolano gli indici di rischio "compensati":

- | | |
|-------------------------------------|-----|
| 1) Indice di Incendio | "F" |
| 2) Indice di esplosione di Processo | "C" |
| 3) Indice di esplosione in Aria | "A" |
| 4) Indice di Rischio Generale | "G" |
| 5) Indice di Rischio Tossico | "T" |

I valori degli indici di rischio sono stati confrontati con i valori limite ISPESL, che sono evidenziati nella tabella seguente:

	G	F	A	C	T
Lieve	0-20	0-2	0-10	0-1,5	0-5
Basso	20-100	2-5	10-30	1,5-2,5	5-10
Moderato	100-500	5-10	30-100	2,5-4	10-15
Alto I	500-1100	10-20	100-400	4-6	15-20
Alto II	1100-2500	20-50	---	---	---
Molto Alto	2500-12500	50-100	400-1700	>6	>20
Grave	12500-65000	100-250	>1700	---	---
Gravissimo	>65000	>250	---	---	---

1.B.1.3.1 Applicazione del Metodo ad Indici

L'impianto è composto dalle seguenti unità logiche:

- ▶ Unità 1 : Serbatoi sali fusi
- ▶ Unità 2 : Tubazioni sali fusi del campo solare

Nel seguito si riportano le tabelle conclusive che riassumono le risultanze dell'applicazione del metodo ad indici per le unità sopra identificate.

Riepilogo valori indice di rischio globale iniziali e compensati								
Unità	G	Cat.	G'	Cat.	Tu	Cat.	Tu'	Cat
1. Serbatoi sali fusi	23.093	Grave	491	Moderato	2,65	Lieve	0,52	LIEVE
2. Campo solare	971	Alto (Grado 1)	118	Moderato	1,6	Lieve	0,33	Lieve

In **Allegato 1.B.1.3** si riportano le schede delle Unità Logiche e la relativa rappresentazione grafica.

5.3 (1.C.1) SICUREZZA DELL'IMPIANTO

5.3.1 (1.C.1.1) SANITA' E SICUREZZA DELL'IMPIANTO

(1.C.1.1.1) Elementi informativi sanitari

I rischi presenti all'interno dell'impianto sono legati alle caratteristiche dei Sali fusi.

I nitrati di sodio e di potassio non sono combustibili, ma la loro natura comburente può favorire lo sviluppo di combustione e rendere più difficoltoso lo spegnimento di un incendio, quando sia presente una sostanza combustibile ed una causa di innesco o temperatura superiore al limite di autoaccensione dei materiali coinvolti.

Oltre alle loro proprietà comburenti, i potenziali pericoli nell'uso dei nitrati discendono dal fatto che si decompongono ad alta temperatura (superiore a 600 °C) e che sono dannosi per la salute in caso di ingestione e irritanti se entrano in contatto con gli occhi o le vie respiratorie.

(1.C.1.1.2) Esperienza storica e fonti di informazione relative ad impianti simili con possibilità di insorgenza di incendi ed esplosioni

A livello internazionale la tecnologia dei sali fusi, che caratterizza il Nuovo Impianto Solare Termodinamico, è ben nota nell'industria metallurgica, negli impianti chimici e petrolchimici, dove vengono appunto utilizzati come vettore di calore. La lunga esperienza maturata in questo settore dall'industria, in particolare quella americana, dimostra la sostanziale stabilità di questi materiali nelle diverse fasi di processo, dalla produzione, al trasporto, all'esercizio degli impianti.

Con riferimento all'esperienza storica, nel seguito si riporta una puntuale disamina critica sugli eventi incidentali più significativi in cui sono stati coinvolti Sali di sodio e/o di potassio; la disamina è desunta dai seguenti documenti di riferimento:

1. Banca dati MHIDAS UKAEA (U.K.) - "Major Hazard Incident Data Service"

MHIDAS è una banca dati relativa ad eventi incidentali che hanno coinvolto sostanze pericolose e che hanno comportato, o potevano "potenzialmente" comportare danni rilevanti agli impianti, o conseguenze all'esterno del sito e sull'ambiente.

La banca Dati MHIDAS contiene informazioni su più di 11.000 incidenti avvenuti nel Mondo, in particolare Stati Uniti, Gran Bretagna, Canada, Germania, Francia, India, che hanno coinvolto sostanze pericolose nei processi di produzione, in stoccaggio e in fase di trasporto.

2. Banca Dati FACTS (Failure and Accidents Technical information System), sviluppata dal TNO (Olanda), per l'olio combustibile

FACTS è una banca dati contenente oltre 24.000 eventi incidentali che hanno coinvolto sostanze pericolose e che hanno causato, o che potevano potenzialmente causare, danni ingenti e pericolo per le persone.

Le informazioni contenute nella Banca Dati FACTS derivano da report redatti dalle Società coinvolte nell'evento, da agenzie governative (come, per esempio CSB, NTSB, NRC, MARS, ARIA, ZEMA), o da pubblicazioni su riviste del settore.

L'analisi effettuata sulla Banca Dati MHIDAS non ha evidenziato eventi che hanno coinvolto Sali di sodio e/o di potassio.

L'analisi effettuata sulla Banca Dati Facts ha evidenziato un evento che ha coinvolto Sali di sodio e potassio; di seguito si riporta un estratto dell'evento individuato.

Year	2006
Summary	Leak of molten mixture of potassium nitrate and Sodium nitrate caused small fire, evacuation, Closure of roads and 1 casualty
Country	USA
Activity	USE/APPLICATION
Location	FACTORY
Chemicals	Potassium nitrate, Sodium nitrate
Cause	Unknow-cause
Fatalities/Injuries	1/1

5.3.2 (1.C.1.2.1) REAZIONI ESOTERMICHE E/O DIFFICILI DA CONTROLLARE

Poiché nell'impianto non verranno effettuate operazioni di processo e non saranno presenti reattori, non è ipotizzabile lo sviluppo di reazioni incontrollate.

5.3.3 (1.C.1.3.2 – 1.C.1.3.2.1) CRONOLOGIA DELLE PERTURBAZIONI GEOFISICHE, METEOMARINE E CERAUNICHE DEL LUOGO, QUALI TERREMOTI, INONDAZIONI, TROMBE D'ARIA, FULMINI

Perturbazioni geofisiche

Terremoti

Secondo la Nuova Classificazione Sismica del Territorio Nazionale, ai sensi dell'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri del 20 Marzo 2003 n° 3274, i territori dei Comuni di Decimoputzu e Villasor sono classificati come Zona 4, con accelerazione al suolo $a_g = 0,025$ da OPCM 3519 del 28/4/2006.

In **Allegato 5.3.3.1/a** è riportata la carta sismica.

Perturbazioni cerauniche

Fulmini

Nell'**Allegato 5.3.3.1/b** sono riportati i valori medi del numero di fulminazioni per km² sul territorio nazionale, tratti dalla Norma CEI 81-3 – Novembre 1994.

Dalla Norma risulta, per le zone dei Comuni di Decimoputzu e Villasor in esame, una frequenza annua di fulminazione pari a 2,5 fulmini/anno km².

Perturbazioni metomarine

Trombe d'aria, inondazioni

Il territorio in studio rientra nel bacino idrografico del Flumini Mannu di Cagliari. A nord del sito è presente il Torrente Leni mentre a sud il canale Riu Nou, entrambi di 2° ordine.

L'area in esame è attraversata da 2 fossi di scolo antropici attivi solo in occasione di importanti eventi meteorologici. A nord del sito è presente un canale denominato Gora s'Acqua Frisca, affluente del Gora Pixina Longa, posto a Nord-Est del sito di intervento. Entrambi i canali sono incassati e cementati e drenano le proprie acque nel canale Riu Nou, di 2° ordine, collocato a sud del sito di intervento ed affluente del Flumini Mannu.

Dall'esame della cartografia del Piano stralcio per l'Assetto Idrogeologico, emerge che il sito d'intervento non è interessato da alcun rischio idraulico, idrogeologico o geomorfologico.

Nell'area in esame negli ultimi anni non si sono verificate trombe d'aria con conseguenze rilevanti per le persone, l'ambiente, la sicurezza e gli impianti.

5.3.4 (1.A.1.2.1 – SECONDO COMMA) AEROPORTI E CORRIDOI AEREI DI ATTERRAGGIO E DECOLLO

La corografia della zona è rappresentata dalla mappa in scala 1:10.000 della zona circostante l'impianto oggetto del presente rapporto.

La mappa riportata in **Allegato 5.1.4** evidenzia il perimetro dell'impianto e la parte di zona circostante per un raggio di 5 Km attorno all'installazione.

Il più vicino aeroporto è quello Militare di Decimomannu, situato ad una distanza di circa 9 km dal baricentro dell'impianto.

L'aeroporto di Cagliari – Elmas è situato ad una distanza di circa 17 Km dall'impianto.

5.3.5 (1.C.1.5.1) EVENTI PRINCIPALI RAGIONEVOLMENTE PREVEDIBILI CHE POTREBBERO DARE LUOGO AD UN RILASCIO E LE RELATIVE MODALITÀ DI ACCADIMENTO

L'analisi di rischio per l'unità oggetto di modifiche (identificazione degli eventi incidentali, definizione delle frequenze e stima delle conseguenze) è stata effettuata secondo il seguente schema logico:

ANALISI DELLE SEQUENZE DEGLI EVENTI INCIDENTALI



5.3.5.1 (1.C.1.5.1.1) Individuazione delle ipotesi incidentali

Vengono in questo paragrafo esaminate le ipotesi di possibili incidenti credibili e stimate le frequenze di accadimento delle ipotesi incidentali considerate.

In particolare vengono prese in considerazione le cause promotrici di tali possibili eventi, basandosi sull'analisi di operabilità HAZOP fornita dalla Società Energogreen Renewables.

Nella presente sezione vengono individuate le ipotesi di incidenti credibili in accordo alle modalità di esecuzione delle analisi descritte nel cap. 2 del DPCM 31.03.89.

Ipotesi n. 1 Sovratemperatura stringa circuito campo solare

Il campo solare è costituito da collettori parabolici lineari disposti in file parallele allineate, ciascuna delle quali è formata da più elementi collegati in serie a costituire il singolo modulo o stringa.

Le stringhe saranno alimentate mediante una rete di distribuzione di tipo ramificato che comprende dorsali principali da cui si dipartono i rami secondari.

Il campo solare potrà essere in produzione o in stand-by. In caso di impianto in produzione tutti i collettori solari saranno puntati verso il sole e la portata di sali, la cui temperatura in ingresso al campo sarà pari a 290° C, sarà regolata in modo da garantire una temperatura di uscita pari a 550° C.

L'ipotesi in oggetto considera il verificarsi di un incremento anomalo di temperatura del circuito del fluido termovettore, riconducibile essenzialmente ad una bassa portata di sali in alimentazione al campo solare.

A protezione di tale evento saranno installati:

- ✓ un allarme/blocco per alta temperatura sali in uscita da ogni stringa; più precisamente è prevista l'installazione di n° 1 trasmettitore di temperatura in uscita da ciascuna stringa che, al raggiungimento del set impostato, provoca la defocalizzazione degli specchi appartenenti alla stringa stessa
- ✓ un allarme/blocco per alta temperatura nel mezzo di ogni SCA che, al raggiungimento del set impostato, defocalizzano lo SCA
- ✓ un allarme/blocco per alta temperatura in uscita da ogni sezione che, al raggiungimento del set impostato, defocalizzano la sezione.
- ✓ un allarme per alta temperatura in uscita dal campo solare.

La portata di Sali fusi è controllata sulla base delle misure di portata e temperatura presenti sull'ingresso al campo solare; la logica agirà sulle pompe di circolazione dei Sali fusi, andando a modificare il n° delle pompe in funzione e la velocità delle stesse.

Al contempo le valvole di regolazione presenti sui diversi rami del circuito provvederanno a garantire una corretta ripartizione delle portate basata sulla regolazione della temperatura nel ramo relativo.

A temperature dell'ordine di 700-800 °C i Sali fusi possono decomporsi con conseguente sviluppo di gas: fino a ca. 900 °C tali gas sono costituiti da ossigeno ed azoto, mentre a temperature > 900°C, diviene significativa la presenza di ossidi di azoto.

Tali valori di temperatura risultano molto superiori alla massima temperatura di esercizio dei Sali all'interno del campo solare.

Ciò premesso, la concatenazione delle cause e mancati interventi protettivi che conduce al verificarsi dell'ipotesi in esame è di seguito descritta:

Causa

Bassa portata Sali fusi al campo solare per:

- ✓ guasto del controllore di temperatura dei sali TICA-WTA30CT005, posto sull'uscita dal campo solare, *oppure*
- ✓ guasto del controllore di portata sali FISA-WTA10CF010, posto sull'ingresso al campo solare, *oppure*
- ✓ guasto variatore di giri pompe Sali fusi.

Mancato intervento protezioni comuni a tutte le cause

- ✓ Mancato intervento allarme TIA-WTA30-CT010 di alta temperatura in uscita dal campo solare ed allarmi alta temperatura in uscita da ciascuna stringa e su ciascun collettore (SCAs);
- ✓ Mancato intervento blocco automatico su segnalazione n° 1 trasmettitore di temperatura sul collettore (SCA) e n° 1 trasmettitore di temperatura sulla linea sali fusi in uscita da ciascuna stringa, che defocalizzano gli specchi appartenenti alla stringa medesima

Considerando un "fattore di servizio" indicativo pari a 0,5, la frequenza attesa per l'ipotesi in oggetto risulta pari a:

$$F = 1,0 \cdot 10^{-8} \text{ occ/anno}$$

Ipotesi n. 2 Sovratemperatura serbatoi sali fusi

Il sistema di accumulo termico è costituito da due serbatoi a temperatura fissa e volume di fluido (sali fusi) immagazzinato variabile; i serbatoi sono di forma cilindrica e sono mantenuti a pressione atmosferica.

I due serbatoi, in accordo con le temperature operative di ingresso e uscita dal campo solare, saranno rispettivamente a 290 e 550°C.

Sono previsti tre stati operativi di funzionamento: sistema di accumulo in stand-by, sistema di accumulo in caricamento e sistema di accumulo in scaricamento.

Quando non è richiesta l'immissione di energia nel sistema di accumulo né il prelievo dell'energia termica precedentemente accumulata, il sistema di accumulo è in stand-by. Entrambe le pompe sui due serbatoi sono disattivate e i livelli di fluido non cambiano.

Quando l'energia captata dal campo solare eccede la richiesta di energia al generatore di vapore una parte di tale energia termica viene immagazzinata nel sistema di accumulo, prelevando del sale fuso a 290°C dal serbatoio freddo, riscaldandolo nel campo solare e inviandolo al serbatoio caldo; il livello del serbatoio freddo diminuisce e quello del serbatoio caldo aumenta.

Entrambi i serbatoi sono dimensionati per contenere l'intero quantitativo di sali fusi presenti nello Stabilimento.

Quando invece è necessario utilizzare l'energia precedentemente immagazzinata nel sistema di accumulo per alimentare il generatore di vapore, viene prelevato del sale fuso a 550°C dal serbatoio caldo, per l'invio alla sezione di generazione vapore (con tale flusso viene riscaldata la portata di olio richiesta attraverso lo scambiatore di calore olio/sale).

Il sale in uscita dalla sezione di generazione vapore, ad una temperatura di 290°C viene reimpresso nel serbatoio freddo. In questo caso il livello del serbatoio freddo aumenta e quello del serbatoio caldo diminuisce.

I serbatoi di stoccaggio sali fusi sono inoltre dotati di riscaldatore elettrico per il mantenimento della corretta temperatura con i serbatoi in stand-by.

L'ipotesi in oggetto considera il verificarsi di un malfunzionamento del riscaldatore elettrico, con conseguente possibile sovratemperatura di uno dei serbatoi Sali fusi; si precisa che l'evento è ipotizzabile esclusivamente in condizioni di basso livello di prodotto nel serbatoio.

La concatenazione delle cause e mancati interventi protettivi che conduce al verificarsi dell'ipotesi in esame è di seguito descritta:

Causa

Guasto termostato sul serbatoio, oppure mancato spegnimento scaldiglia

Mancato intervento protezioni

- ✓ Mancato intervento allarmi alta temperatura serbatoio (derivati dai 2 termocoppie multiple, posizionate a quote differenti; nell'ipotesi di un basso livello del serbatoio sono state considerate le sole termocoppie nella parte bassa del serbatoio stesso), oppure mancato intervento operativo su segnalazione degli allarmi citati

La frequenza di accadimento dell'evento in esame è pari a:

$$F = 2,19 \cdot 10^{-5} \text{ occ/anno}$$

Non viene considerata l'ipotesi di sovrariempimento dei serbatoi di stoccaggio sali fusi, in quanto la capacità geometrica di ciascun serbatoio è tale da poter contenere l'intero hold up di Sali fusi, pari a 25.000 t.

Ipotesi n. 3 Sovrapressione scambiatore sezione generazione vapore

L'ipotesi considera la rottura tubi di uno degli scambiatori della sezione di generazione vapore (preriscaldatore, surriscaldatore, evaporatore, economizzatore); in tale situazione, a seguito del contatto tra Sali fusi ed il vapore, si potrebbe determinare, in caso di mancato intervento dei sistemi di protezione presenti, una sovrappressione nel circuito dei Sali fusi.

La concatenazione delle cause e mancati interventi protettivi che conduce al verificarsi dell'ipotesi in esame è di seguito descritta:

Causa

Rottura tubi scambiatore

Mancato intervento protezioni

- ✓ Mancato intervento allarme di alta pressione sullo scambiatore;
- ✓ Valvola di sicurezza sullo scambiatore.

Considerando un "fattore di servizio" indicativo pari a 4100 ore/anno, la frequenza attesa per l'ipotesi in oggetto risulta pari a:

$$F = 1,24 \cdot 10^{-7} \text{ occ/anno-scambiatore}$$

Ipotesi n. 4 Sovratemperatura preriscaldatore

L'ipotesi considera un malfunzionamento nel sistema di controllo del preriscaldatore acqua, con conseguente mancata asportazione del calore dei Sali fusi nel surriscaldatore e risurriscaldatore, ed invio di Sali nel preriscaldatore ad una temperatura superiore a quella di progetto.

La concatenazione delle cause e mancati interventi protettivi che conduce al verificarsi dell'ipotesi in esame è di seguito descritta:

Causa

Malfunzionamento sistema controllo temperatura surriscaldatore e risurriscaldatore

Mancato intervento protezioni

- ✓ Mancato intervento allarmi di alta temperatura delle apparecchiature del sistema di generazione vapore (in uscita da ogni apparecchiatura è presente una termocoppia allarma per alta temperatura; conservativamente sono state considerati tre allarmi di temperatura)

Considerando un "fattore di servizio" indicativo pari a 4100 ore/anno, la frequenza attesa per l'ipotesi in oggetto risulta pari a:

$$F = 2,1 \cdot 10^{-5} \text{ occ/anno}$$

Ipotesi n. 5 Rilascio di Sali fusi da accoppiamento flangiato scambiatori

L'ipotesi in oggetto considera il verificarsi di un rilascio da uno degli accoppiamenti flangiati presenti sugli scambiatori del circuito di generazione vapore.

La stima della frequenza di accadimento della perdita da un accoppiamento flangiato, dalla banca dati consultata (Lees), risulta essere pari a $8,76 \cdot 10^{-5}$ occ/anno·flangia.

Considerando n° 12 accoppiamenti flangiati ed un fattore di esercizio conservativamente pari a 1, ne deriva una frequenza di accadimento pari a:

$$F = 1,05 \cdot 10^{-3} \text{ occ/anno}$$

Ipotesi n. 6 Danneggiamento pompe Sali fusi

L'ipotesi considera una riduzione del livello del serbatoio Sali freddi con conseguente possibile danneggiamento della pompe immerse, dedicate al rilancio dei Sali al campo solare; una analoga ipotesi può interessare le pompe del serbatoio Sali caldi.

A protezione delle pompe è presente un sistema di arresto per alte vibrazioni.

La concatenazione delle cause e mancati interventi protettivi che conduce al verificarsi dell'ipotesi in esame è di seguito descritta:

Causa 1

Basso livello serbatoio per portata eccessiva di Sali al campo solare (con conseguente abbassamento della temperatura dei Sali caldi), per

- ✓ guasto del controllore di temperatura dei sali TICA-WTA30CT005, posto sull'uscita dal campo solare;
oppure
- ✓ guasto del controllore di portata sali FISA-WTA10CF010, posto sull'ingresso al campo solare;
oppure
- ✓ guasto variatore di giri pompe Sali fusi.

Causa 2

Malfunctionamento del trasmettitore di livello LISA-WTA01CL010, oppure errore operativo nella gestione degli allineamenti sulla mandata della pompa Sali caldi

Mancato intervento protezioni

- ✓ Mancato intervento allarme di basso livello serbatoio derivato dal LISA-WTA01CL010;
- ✓ Mancato intervento allarmi TICA-WTA30CT005 e TIA-WTA20CT010, di bassa temperatura Sali caldi, posti in uscita dal campo solare
- ✓ Interruttore di alte vibrazioni pompa, allarmato con arresto della pompa stessa.

Considerando un "fattore di servizio" indicativo pari a 4100 ore/anno, la frequenza attesa per l'ipotesi in oggetto risulta pari a:

$$F = 3,90 \cdot 10^{-6} \text{ occ/anno}$$

Si segnala che, poiché le pompe sono inserite all'interno dei serbatoi, in caso di danneggiamento i Sali verrebbero rilasciati all'interno del serbatoio stesso.

Ipotesi n° 7 Sovratemperatura serpentini riscaldatori Sali fusi

Il progetto in esame prevede l'installazione di un sistema di riscaldamento ausiliario dei Sali fusi, costituito da una batteria di n° 3 riscaldatori a fiamma, alimentati con gasolio. In caso di necessità, (e solo con impianto fermo) tale sistema sarà utilizzato al fine di mantenere i sali fusi sopra la loro temperatura di solidificazione.

L'ipotesi di sovratemperatura e stress termico serpentini riscaldatori Sali viene formulata per la possibilità che si verifichino le seguenti cause e mancati interventi protettivi:

Causa 1

Mancanza carica (Sali fusi) per:

- ✓ Guasto controllore di portata, oppure guasto in chiusura valvola regolazione portata, oppure guasto variatore di giri pompe di carica

OPPURE

- ✓ Fermata pompe sali fusi

OPPURE

Causa 2

Guasto loop regolazione temperatura per segnale spurio controllore di temperatura, oppure guasto in apertura valvola regolazione combustibile al riscaldatore

Mancato intervento protezioni alla causa 2

- ✓ Mancato intervento allarme alta temperatura da skin point ed uscita riscaldatore, oppure mancato intervento operativo su segnalazione allarme citato
- ✓ Mancato intervento blocco automatico per alta temperatura uscita riscaldatore su segnalazione trasmettitore di temperatura, che attiva la chiusura della valvola di blocco sulla linea di alimentazione combustibile (gasolio)

Considerando la presenza di n° 3 riscaldatori a fiamma ed un fattore di servizio pari a 20 ore/anno, la frequenza di accadimento dell'evento incidentale considerato risulta pari a:

$$F = 1,4 \cdot 10^{-7} \text{ occ/anno.}$$

Ipotesi n. 8 Spegnimento riscaldatori

L'ipotesi in oggetto viene formulata per la possibilità che si verifichino le seguenti cause e mancati interventi protettivi:

Causa 1

Bassa portata gasolio ai bruciatori del riscaldatore per:

- ✓ guasto controllore di temperatura, oppure
- ✓ guasto in chiusura valvola regolazione portata gasolio combustibile

oppure

Causa 2

Mancanza aria comburente per:

- ✓ guasto loop regolazione portata aria comburente, oppure
- ✓ arresto ventilatore

Mancato intervento protezioni alla causa 1

- ✓ Mancato intervento allarme bassa portata combustibile al riscaldatore, oppure mancato intervento operativo su segnalazione allarme citato

Protezioni alla causa 2

- ✓ Mancato intervento allarme bassa pressione in camera di combustione, oppure mancato intervento operativo su segnalazione allarme citato

Protezioni comuni a tutte le cause

- ✓ Mancato intervento allarme mancanza fiamma, oppure mancato intervento operativo su segnalazione allarme
- ✓ Mancato intervento blocco automatico riscaldatore su segnalazione fotocellula (rilevazione mancanza fiamma), che attiva la chiusura delle valvole di blocco sulla linea di alimentazione combustibile (gasolio) e sulla linea alimentazione Sali fusi al riscaldatore.

Considerando la presenza di n° 3 riscaldatori a fiamma ed un fattore di servizio pari a 20 ore/anno, la frequenza di accadimento dell'evento incidentale considerato risulta pari a:

$$F = 1,4 \cdot 10^{-7} \text{ occ/anno.}$$

5.3.5.2 Stima della frequenza di accadimento delle ipotesi incidentali individuate

La valutazione delle frequenze è stata effettuata:

- per gli eventi incidentali di origine *random* in base ai ratei di rottura contenuti nelle fonti bibliografiche;
- per gli eventi causati da deviazioni di processo, mediante la tecnica degli Alberi di Guasto (*Fault Trees*), a partire dai parametri affidabilistici (rateo di guasto, intervallo di test, tempo di riparazione) di ciascun componente soggetto a guasto.

I dati affidabilistici sono stati definiti per ciascuna classe di componenti e, ove possibile, per ciascun modo di guasto rilevante ai fini dell'analisi, a seguito di una analisi critica comparativa svolta sui dati riportati nelle seguenti fonti:

- Exida
- Process Equipment Reliability Date (AICHE);
- Assessment of Industrial Risk in the Rijnmond Area (C&W);
- Loss Prevention in the Process Industries (LESS);
- Rijnmond - Cremer & Warner (USA);
- UKOPA.

Nel caso particolare, sono stati assunti i seguenti valori:

- per tutte le valvole è stato considerato un tempo di riparazione di 8 ore.
- per tutti i trasmettitori, controllori, termocoppie è stato considerato un tempo di riparazione di 4 ore.
- per tutti gli allarmi, i blocchi e le valvole di sicurezza è stato considerato un tempo di test di 1 anno.

Gli alberi di guasto sono stati quantificati mediante l'utilizzo del codice di calcolo LOGAN (RM Consultant) in concessione d'uso alla Società scrivente.

In **Allegato 5.3.5** sono riportati gli "Alberi di guasto"

Al fine della valutazione del livello di probabilità delle ipotesi incidentali è possibile associare al valore di frequenza di accadimento stimata una "classe di probabilità" secondo quanto indicato nella tabella seguente, tratta da: "General Guidance On Emergency Planning - Cimah Regulation":

CLASSE DELL'EVENTO	FREQUENZA ATTESA DI ACCADIMENTO (occ/anno)
PROBABLE (probabile)	$>10^{-1}$
FAIRLY PROBABLE (abbastanza probabile)	$10^{-2} \div 10^{-1}$
SOMEWHAT UNLIKELY (abbastanza improbabile)	$10^{-3} \div 10^{-2}$
QUITE UNLIKELY (piuttosto improbabile)	$10^{-4} \div 10^{-3}$
UNLIKELY (improbabile)	$10^{-5} \div 10^{-4}$
VERY UNLIKELY (molto improbabile)	$10^{-6} \div 10^{-5}$
EXTREMELY UNLIKELY (estremamente improbabile)	$<10^{-6}$

La classifica di cui sopra può essere espressa anche con riferimento alla classificazione qualitativa prevista dall'All. III al D.P.C.M. 31/03/89, estesa come dalla tabella seguente:

FREQUENZA	CLASSE
Maggiore di 1 volta ogni 10 anni	Molto alta
Tra 10 e 100 anni	Alta
Tra 100 e 1000 anni	Media
Tra 1000 e 10000 anni	Bassa
Minore di 1 volta ogni 10000 anni	Molto bassa

Dove le classi "Bassa, Media e Alta" assumono il seguente significato:

Bassa: improbabile durante la vita prevista di funzionamento dell'impianto o deposito separato

Media: possibile durante la vita prevista di funzionamento dell'impianto o deposito separato

Alta: evento che si può verificare almeno una volta nella vita prevista di funzionamento dell'impianto o deposito separato.

Associando i valori delle frequenze di accadimento delle ipotesi incidentali stimate alle classi di probabilità riportate dal "Cimah Regulations" e nell'All. III al D.P.C.M. 31.03.89, è possibile pervenire ad una classificazione delle probabilità degli eventi incidentali ipotizzati.

Tale classificazione è riportata nella tabella seguente.

Frequenze di accadimento e classi di probabilità delle ipotesi incidentali

Ipotesi	Apparecchiatura	Causa	Possibile esito	Frequenza di accadimento	Classe di probabilità	
				(occ/anno)	Secondo CIMAH	secondo DPCM 31/3/89
1	Campo solare	Sovratemperatura stringa	Rilascio di Sali fusi	$1,0 \cdot 10^{-8}$	Estremamente improbabile	Molto bassa
2	Serbatoi sali fusi	Sovratemperatura		$2,2 \cdot 10^{-5}$	Improbabile	Molto bassa
3	Sezione generazione vapore	Sovrapressione scambiatore		$1,2 \cdot 10^{-7}$	Estremamente improbabile	Molto bassa
4	Sezione generazione vapore	Sovratemperatura preriscaldatore		$2,1 \cdot 10^{-5}$	Improbabile	Molto bassa
5	Sezione generazione vapore	Rottura casuale accoppiamento flangiato		$1,05 \cdot 10^{-3}$	Abbastanza improbabile	Media
6	Serbatoi sali fusi	Danneggiamento pompe		$3,19 \cdot 10^{-6}$	Molto improbabile	Molto bassa
7	Riscaldatori sali fusi	Sovratemperatura serpentine	Incendio riscaldatori	$1,4 \cdot 10^{-7}$	Estremamente improbabile	Molto bassa
8	Riscaldatori sali fusi	Spegnimento bruciatori	Esplosione riscaldatori	$6,3 \cdot 10^{-7}$	Estremamente improbabile	Molto bassa

5.3.6 (1.C.1.5.2) PUNTI CRITICI DELL'IMPIANTO

I punti critici dell'impianto sono associati alle apparecchiature nelle quali viene stoccato il sale fuso, in particolare i serbatoi di accumulo freddo e caldo dai quali potrebbero aversi rilasci di prodotto.

Potenziati punti critici sono anche gli scambiatori Sali fusi/vapore dai quali, in caso di rottura potrebbe aversi il rilascio di Sali fusi.

5.3.7 (1.C.1.6.1) CIRCOSTANZE NELLE QUALI POSSONO ESSERE MASSIME LE CONSEGUENZE DEI RILASCI DI CUI AL PUNTO 5.3.5 FORNENDO IN PARTICOLARE LA STIMA CIRCA LE AREE INTERESSATE

Nel presente capitolo si è proceduto alla stima delle conseguenze derivanti dalle ipotesi incidentali precedentemente identificate.

IPOTESI DI LAVORO

La valutazione delle conseguenze connesse agli eventi incidentali individuati e descritti in precedenza è stata effettuata con l'ausilio dei programmi di calcolo:

- PHAST Professional della DNV Technica, versione 6.7;

I valori di soglia degli effetti incidentali da adottare nella valutazione delle conseguenze sono riportati nella seguente tabella, prendendo a riferimento anche quanto riportato nel Decreto Ministero dei lavori Pubblici 9/5/2001 "Requisiti minimi di sicurezza in materia di pianificazione urbanistica e territoriale per le zone interessate da stabilimenti a rischio di incidente rilevante":

Scenario incidentale	Elevata letalità	Inizio letalità	Lesioni irreversibili	Lesioni reversibili	Danni alle strutture/ Effetti domino
Incendio (radiazione termica stazionaria)	12,5 kW/m ²	7 kW/m ²	5 kW/m ²	3 kW/m ²	12,5 kW/m ² (*)
Flash-fire (radiazione termica istantanea)	LFL	1/2 LFL			
Rilascio tossico (dose assorbita)	LC50		IDLH		
UVCE/CVE (sovrapressione di picco)	0,6 bar (0,3 bar **)	0,14 bar	0,07 bar	0,03 bar	0,3 bar

(*) Il valore di riferimento per strutture ed apparecchiature di processo risulta pari a 37,5 kW/m² per apparecchiature in pressione e strutture in acciaio, sulla base di quanto riportato in allegato 1 – punto 4 della bozza del Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio "Criteri per l'individuazione e la perimetrazione di aree ad elevata concentrazione di stabilimenti soggetti al Decreto Legislativo 17 Agosto 1999, n. 334, e per la predisposizione e la valutazione dello studio di sicurezza integrato".

(**) In presenza di edifici o altre strutture il cui collasso possa determinare letalità indiretta

Legenda

- LFL = Limite inferiore di infiammabilità
 LC50 = Concentrazione di sostanza tossica, letale per inalazione nel 50% dei soggetti esposti per 30 minuti.
 IDLH = Concentrazione di sostanza tossica fino alla quale l'individuo sano, in seguito ad esposizione di 30 minuti, non subisce per inalazione danni irreversibili alla salute e sintomi tali da impedire l'esecuzione delle appropriate azioni protettive
 Flash-fire = Incendio di vapori infiammabili
 UVCE = Esplosione non confinata

Tempi di rilascio

I tempi di rilascio sono stati definiti tenendo conto delle considerazioni riportate in Appendice III al D.M. 20 ottobre 1998: "Criteri di valutazione ed analisi dei rapporti di sicurezza relativi ai depositi liquidi facilmente infiammabili e/o tossici":

Ai fini della valutazione dell'adeguatezza dei termini di sorgente impiegati per il calcolo delle conseguenze da parte del fabbricante, si tenga presente che i tempi mediamente assunti per il rilascio da rottura di tubazione, nel caso di liquidi infiammabili e tossici, sono nel campo di:

- 1 min. - 3 min. in presenza di sistema di rilevamento di fluidi pericolosi, ovvero nel caso di operazioni presidiate in continuo, con allarme e pulsanti di emergenza per chiusura valvole installati in più punti del deposito
- 10 min. - 15 min. in presenza di sistemi di rilevamento di fluidi pericolosi con allarme, ovvero nel caso di operazioni presidiate in continuo, e in presenza di valvole manuali;
- 20-30 min. negli altri casi.

Individuazione degli scenari incidentali

Gli scenari incidentali considerati come rappresentativi (TOP EVENTS) hanno generalmente frequenza uguale o superiore a 10^{-4} / 10^{-5} occ/anno, così come indicato nelle linee guida del DIP. PROT. CIVILE.

In alcuni casi di maggior gravità delle conseguenze per l'esterno, sono stati considerati anche eventi con frequenza uguale o superiore a 10^{-5} / 10^{-6} occ/anno, così come in uso presso altri Paesi europei:

conseguenze gravi all'interno dello stabilimento

$$f = 10^{-4} \div 10^{-5} \text{ occ/anno}$$

conseguenze gravi all'esterno dello stabilimento

$$f = 10^{-5} \div 10^{-6} \text{ occ/anno}$$

Sulla base di quanto sopra riportato, si è pertanto proceduto all'analisi delle conseguenze derivanti dal verificarsi delle ipotesi incidentali aventi frequenza di accadimento $> 10^{-6}$ occ/anno:

Gli scenari incidentali derivanti da un evento iniziatore sono funzione delle caratteristiche di pericolosità della sostanza rilasciata.

Nel caso in esame, nel caso del verificarsi di una delle ipotesi incidentali caratterizzate da una frequenza di accadimento $> 10^{-6}$ occ/anno, il prodotto rilasciato è costituito da una miscela di Sali fusi ad elevata temperatura. Tale sostanza non è tossica, né infiammabile, pertanto non sono ipotizzabili eventi incidentali di dispersione tossica, dispersione infiammabile con innesco (flash fire), o esplosione non confinata (UVCE).

I Sali fusi sono invece comburenti, pertanto il rischio associato ad un rilascio è riconducibile all'innesco di un eventuale prodotto combustibile che venisse a contatto con gli stessi, e conseguente incendio.

In **Allegato 5.3.7** sono riportati i tabulati di calcolo delle simulazioni effettuate nell'ambito del presente documento.

Di seguito si riportano le descrizioni degli scenari incidentali selezionati.

Scenario n° 1 (Rif. Ipotesi n° 1, 2, 4) Rilascio di sali fusi**Scenario n° 1 A Rilascio di Sali fusi da accoppiamento flangiato per sovratemperatura stringa campo solare**

L'ipotesi viene formulata per la possibilità che si verifichi una perdita significativa da un accoppiamento flangiato su un tubo ricevitore nel campo solare, a causa del verificarsi di una sovratemperatura.

Per la stima del rilascio, si considera che l'efflusso avvenga attraverso un foro di diametro equivalente pari allo scostamento di 2 mm delle facce dell'accoppiamento flangiato.

Per il calcolo della portata di efflusso in fase liquida sono utilizzati i seguenti parametri:

P1	- Pressione di scarico	(barg)	12
D	- Diametro tubazione	(mm)	125
D	- Diametro equivalente di efflusso	(mm)	31
Cd	- Coefficiente di efflusso	--	0,21
T	- Temperatura del fluido	(C)	560
t	- Durata del rilascio	(s)	1800
H	- Altezza del rilascio	(m)	2

Dal calcolo la portata risulta essere pari a:

Q	Rottura catastrofica	(kg/s)	9,7
---	----------------------	--------	-----

Considerando una durata del rilascio pari a 1800 secondi, il quantitativo di Sali fusi rilasciato è pari a ca. 17,5 t.

Scenario n° 1 B Rilascio di Sali fusi da accoppiamento flangiato per sovratemperatura serbatoi di stoccaggio

L'ipotesi viene formulata per la possibilità che si verifichi una perdita significativa da un accoppiamento flangiato sulla linea di immissione prodotto nei serbatoi di stoccaggio Sali fusi, a causa del verificarsi di una sovratemperatura.

Per la stima del rilascio, si considera che l'efflusso avvenga attraverso un foro di diametro equivalente pari allo scostamento di 2 mm delle facce dell'accoppiamento flangiato.

Per il calcolo della portata di efflusso in fase liquida sono utilizzati i seguenti parametri:

P1	- Pressione di scarico	(barg)	12
D	- Diametro tubazione	(mm)	125
D	- Diametro equivalente di efflusso	(mm)	31
Cd	- Coefficiente di efflusso	--	0,21
T	- Temperatura del fluido	(C)	560
t	- Durata del rilascio	(s)	1800
H	- Altezza del rilascio	(m)	2

Dal calcolo la portata risulta essere pari a:

Q	Rottura catastrofica	(kg/s)	9,7
---	----------------------	--------	-----

Considerando una durata del rilascio pari a 1800 secondi, il quantitativo di Sali fusi rilasciato è pari a ca. 17,5 t.

Scenario n° 1 C Rilascio di Sali fusi da accoppiamento flangiato per sovratemperatura preriscaldatore

L'ipotesi viene formulata per la possibilità che si verifichi una perdita significativa da un accoppiamento flangiato sulla tubazione Sali fusi in ingresso , a causa del verificarsi di una sovratemperatura.

Per la stima del rilascio, si considera che l'efflusso avvenga attraverso un foro di diametro equivalente pari allo scostamento di 2 mm delle facce dell'accoppiamento flangiato.

Per il calcolo della portata di efflusso in fase liquida sono utilizzati i seguenti parametri:

P1	- Pressione di scarico	(barg)	24
D	- Diametro tubazione	(mm)	25
D	- Diametro equivalente di efflusso	(mm)	14
Cd	- Coefficiente di efflusso	--	0,21
T	- Temperatura del fluido	(C)	560
t	- Durata del rilascio	(s)	600
H	- Altezza del rilascio	(m)	1

Dal calcolo la portata risulta essere pari a:

Q	Rottura catastrofica	(kg/s)	2,8
---	----------------------	--------	-----

Considerando una durata del rilascio pari a 600 secondi, il quantitativo di Sali fusi rilasciato è pari a ca. 1,7 t.

Tale scenario incidentale risulta ricomprendere anche quello derivante dall'ipotesi n° 5 "Rottura casuale accoppiamento flangiato sezione generazione vapore".

Conseguenze dei rilasci dei Sali fusi

Gli eventi incidentali sopra descritti sono relativi al rilascio di sali fusi ad alta temperatura (max 550°C).

Tali sali, a contatto con l'aria si raffreddano e solidificano, e pertanto possono essere asportati meccanicamente.

Presso il Centro ENEA della Casaccia sono stati effettuati alcuni studi per verificare il comportamento dei sali fusi rilasciati nell'ambiente. Le prove sperimentali hanno evidenziato che il sale fuso sul terreno solidifica rapidamente.



I sali fusi non sono infiammabili pertanto, in caso di rilascio degli stessi in assenza di sostanze combustibili, non risulta ipotizzabile la formazione di un pool fire o di un jet fire.

Solo in caso di presenza di sostanze combustibili all'interno dell'area eventualmente interessata da un rilascio di Sali fusi, potrebbe avere origine un incendio del materiale combustibile coinvolto.

Le sostanze combustibili che saranno presenti all'interno dello Stabilimento sono essenzialmente riconducibili a:

- L'olio contenuto nelle centraline idrauliche asservite agli specchi
- Il gasolio impiegato come combustibile nei riscaldatori dei Sali fusi in fase di avviamento impianto

Relativamente al Sistema stoccaggio del gasolio, si segnala che, il serbatoio di stoccaggio sarà posizionato all'interno di un'area di contenimento, completamente separata dai circuiti contenenti Sali fusi, pavimentata e cordolata di capacità pari a quella dello stesso serbatoio.

La possibilità di un incendio di quantità rilevanti di olio è da ritenersi trascurabile, considerando che:

- La quantità di olio presente in una centralina è dell'ordine di qualche centinaia di litri
- Il rilascio di Sali fusi dovrebbe verificarsi in prossimità di una centralina, contemporaneamente al danneggiamento delle tenute o dei sistemi della centralina, con rilascio di olio

In caso di rilascio nel bacino di contenimento dei serbatoi di accumulo dei Sali, la probabilità di sviluppo di un incendio è marginale, non essendo prevista la presenza di sostanze combustibili nell'area.

Tuttavia, allo scopo di valutare le conseguenze derivanti da un eventuale contatto dei Sali fusi con un materiale combustibile, per motivi non prevedibili, si è proceduto alla stima degli irraggiamenti termici conseguenti ad un incendio nel bacino di contenimento dei serbatoi di accumulo dei Sali fusi.

Ai fini della stima dell'evento sopra descritto è stata considerata la formazione di una pozza di liquido combustibile (n-decano) di superficie pari a ca. 200 m².

Nella seguente tabella sono riportati i risultati ottenuti dalla simulazione.

IRRAGGIAMENTO DA POZZA			
Altezza della fiamma	(m)	20	
Diametro della fiamma	(m)	16	
INTENSITA' DI IRRAGGIAMENTO			
Soglia di irraggiamento	(KW/m ²)	Distanza dal centro di fiamma (m)	
		5D	2F
Possibili effetti domino	37,5	interno pozza	
Elevata letalità per le persone	12,5	19	16
Inizio letalità	7	28	24
Lesioni irreversibili	5	32	29
Lesioni reversibili	3	38	36

Per il caso in esame, non risulta significativo riferirsi ad una durata dell'incendio, essendo questa funzione dello spessore della pozza di liquido combustibile che brucia. Infatti la simulazione è stata effettuata secondo un approccio conservativo, considerando comunque la presenza di un "velo" di materiale oleoso, ancorchè improbabile. Non risulta credibile la possibilità di presenza significativa di prodotto combustibile nelle aree oggetto di indagine.

A fronte di quanto sopra, non si evincono possibili effetti domino.

5.3.8 (1.C.1.7.1) MISURE ADOTTATE PER PREVENIRE I RILASCI DI CUI AL PUNTO 5.3.5

Per quanto riguarda le parti d'impianto non menzionate specificatamente, esse saranno progettate secondo i seguenti criteri:

- raggiungere elevati livelli di sicurezza del personale;
- velocizzare ispezioni, manutenzioni e riparazioni di tutte le apparecchiature.

La centrale sarà, inoltre, suddivisa in aree, fra cui si distingueranno e segneranno con opportuna cartellonistica quelle classificate come "luoghi pericolosi" ai sensi delle direttive europee.

I componenti elettrici, in particolare gli isolamenti, i supporti, le carcasse etc. saranno del tipo non propagante l'incendio.

Le superfici calde delle apparecchiature elettriche (se presenti ed accessibili al personale) saranno protette in modo da non costituire rischi di ustione e incendio accidentale di fluidi e materiale circostante.

I criteri adottati per prevenire rilasci di sali fusi e l'insorgere di condizioni pericolose ricadono in due categorie:

- a) misure di carattere impiantistico
- b) misure di carattere operativo/procedurale.

- PRECAUZIONI IMPIANTISTICHE

I criteri costruttivi e di progettazione sono rivolti a prevenire in generale gli eventi incidentali, o quanto meno a minimizzarli: si sono applicati gli standard costruttivi più avanzati utilizzati per gli impianti del settore specifico.

In particolare questi standard prevedono:

- Progettazione ed esecuzione secondo norme e standard di qualificazione internazionale.
- Opportuna scelta dei materiali in relazione ai fluidi di processo.
- Dimensionamento adeguato dei sovrassessori di corrosione per apparecchiature e tubazioni critiche.
- Impiego di strumentazione di controllo, allarme e blocco altamente affidabile.
- Allarmi e blocchi automatici con strumentazione acustica e visiva, sia locali che in sala controllo per la segnalazione degli scostamenti dei parametri dalle normali condizioni operative.
- Adozione di valvole di blocco su apparecchiature e linee, in accordo con le normative di legge.
- Apparecchiature a pressione costruite e verificate in ordine alle normative di legge vigenti (ISPESL e ASL)
- Minimizzazione del numero di accoppiamenti flangiati
- Adozione di tenute doppie per le pompe "critiche".
- Intercettazioni su tutti i fluidi ai limiti di batteria dell'impianto.

Rientrano nelle misure di carattere impiantistico gli standards di progettazione meccanica delle apparecchiature di processo e dei serbatoi di stoccaggio, la tipologia degli impianti elettrici in relazione alla loro ubicazione, i dispositivi atti a impedire la formazione di cariche elettrostatiche, il rispetto di opportune distanze di rispetto e di sicurezza, l'utilizzo di criteri di funzionamento automatico orientati alla sicurezza.

I serbatoi di stoccaggio, le apparecchiature e le linee saranno collegati elettricamente a terra mediante un adeguato numero di dispersori tutti collegati ad un'unica rete di terra equipotenziale, posti in gran parte in pozzetti ispezionabili. La resistenza globale verso terra risulta essere inferiore a 0,1 ohm. Le strutture di supporto delle tubazioni saranno analogamente collegate alla rete di terra, come pure tutte le apparecchiature elettriche e ogni massa metallica significativa. Tutte le flange e le valvole inserite nelle tubazioni saranno opportunamente cavallottate al fine di assicurare la continuità elettrica delle stesse.

I criteri di progetto dei sistemi di controllo automatico di processo saranno improntati alla logica "fail safe", vale a dire posizionamento automatico delle apparecchiature di controllo nello stato più sicuro in caso di mancanza di energia o guasto.

- PRECAUZIONI OPERATIVE

Le precauzioni adottate per prevenire i rischi connessi ad errori umani, consistono essenzialmente in:

- ⇒ Norme operative scritte per le operazioni di marcia normale, le situazioni di avviamento e di fermata, le emergenze operative ed incidentali.
- ⇒ utilizzo di check list per le operazioni routinarie
- ⇒ Supervisor d'impianto e personale operativo addestrato e qualificato.
- ⇒ Controlli non distruttivi eseguiti su linee e apparecchiature (radiografie, ultrasuoni, liquidi penetranti, ecc.)
- ⇒ Selezione adeguata del personale
- ⇒ Istruzioni/manuali operativi
- ⇒ Cartellonistica di sicurezza ed operativa
- ⇒ Corsi di aggiornamento
- ⇒ Riunioni periodiche di sicurezza

Le misure atte a prevenire gli eventi incidentali individuati mediante l'analisi di rischio sono principalmente:

- strumentazione di regolazione automatica
- sistemi di segnalazione ed allarme (locali e remoti) che rilevano i valori assunti dei parametri di processo al di fuori del normale campo di lavoro
- valvole di sicurezza
- sistemi automatici di blocco
- valvole di intercettazione di emergenza motorizzate
- sistemi di rilevazione incendio,
- sistemi attivi e passivi di protezione incendio
- ispezioni periodiche alle linee ed apparecchiature critiche

Per quanto riguarda l'attività di ispezione, queste saranno regolate sulla base di procedure specifiche, che prevedono le seguenti modalità:

Tubazioni

- Applicazione procedure controllo qualità;
- Spessimetrie e controlli con liquidi penetranti, con frequenza e punti di controllo variabili in funzione della criticità individuata in relazione alla tipologia di fluido, alle condizioni operative, ed ai risultati delle precedenti verifiche ispettive.

Apparecchiature

- Verifica ISPESL delle apparecchiature all'atto dell'installazione;
- Controlli spessimetrici su tutte le apparecchiature sotto controllo ASL, a 5 anni dalla messa in esercizio;
- Spessimetrie ed ispezioni interne (in occasione di fermata) con frequenze variabili in funzione della criticità prevista sulla base del fluido contenuto nelle apparecchiature, e dei risultati delle precedenti ispezioni.

Le soluzioni specifiche impiantistico e procedurali che saranno adottate per rendere più remote le frequenze di accadimento e per minimizzare gli effetti incidentali, sono di seguito indicate e così suddivise:

- A) al fine di ridurre la frequenza delle rotture casuali;
- B) al fine di ridurre la probabilità e/o la frequenza degli eventi incidentali;
- C) al fine di mitigare le conseguenze degli scenari incidentali.

Soluzioni specifiche impiantistico e procedurali

- A)
 - percorso tubazioni: in generale, le tubazioni saranno installate all'interno dell'area dell'impianto e quindi non soggette a urti con mezzi mobili.
 - strutture di sostegno tubazioni: tutti i supporti delle tubazioni ed i pipe-rack sono stati progettati per resistere al carico di progetto, ai carichi dinamici, ai carichi dovuti all'intensità del vento.
 - sovrassessori di corrosione per tubazioni e vessels in funzione delle condizioni di processo e dell'aggressività dei prodotti lavorati;
 - minimizzazione degli accoppiamenti flangiati;
 - procedure di ispezione periodiche delle apparecchiature e tubazioni in pressione.

- B)
 - sistemi di allarme e blocco altamente affidabili;
 - sistemi di intercettazione installati su apparecchiature e linee critiche e/o ad elevato hold-up;
 - procedure di controllo periodico dell'affidabilità dei sistemi di allarme e blocco;

- C)
 - sistemi di protezione antincendio attiva (impianti fissi antincendio);

5.3.9 (1.C.1.7.3) PRECAUZIONI E/O COEFFICIENTI DI SICUREZZA ASSUNTI NELLA PROGETTAZIONE DELL'IMPIANTO

Terremoto

Con riferimento alla Nuova classificazione sismica, il nuovo impianto solare termodinamico sarà installato in zona sismica 4, caratterizzata da una accelerazione al suolo $a_g = 0.025 \text{ m/s}^2$.

Per la progettazione delle strutture saranno adottati i provvedimenti previsti dal DM Infrastrutture del 14 Gennaio 2008.

Inondazioni

La pavimentazione delle aree di impianto è prevista con opportune pendenze e la rete fognaria per le acque piovane sarà dimensionata per smaltire la massima portata prevedibile.

Il sistema di trattamento acque sarà dimensionato allo scopo di traguardare i limiti previsti dal Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e s.m.i.

Caduta Fulmini

Per quanto riguarda i fulmini, le attività oggetto del presente rapporto saranno protette da impianti di messa a terra e protezione contro le scariche atmosferiche, regolarmente collaudati e realizzati secondo le norme CEI 81-1.

Vento

Le strutture saranno state progettate in accordo ai disposti di cui al DM Infrastrutture del 14 Gennaio 2008 per la zona 5.

Standard tecnici di progettazione e regolamenti internazionali:

Saranno applicabili al progetto i seguenti standard di progettazione (Tabella 15).

Tabella 15 - Principali standard di progettazione

ANSI	American National Standard Institute
API	American Petroleum Institute
ASHRAE	American Society of Heating, Refrigeration & AC Engineers
ASME	American Society of Mechanical Engineers
ASTM	American Society for Testing and Materials
DIN	Deutches Institute fur Normung
HEI	Heat Exchange Institute
IEC	International Electro-technical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Eng.
ISA	Institute Society of America
ISO	International Standards Organization
NFPA	National Fire Protection Association
SSPC	Steel Structure Painting Council
TEMA	Tabular Exchange Manufacturers Association
CEI	Comitato Elettrotecnico Italiano
UNI	Comitato Nazionale Italiano di Unificazione
ISPESL	Istituto Superiore per la Prevenzione e la sicurezza del Lavoro

I principali regolamenti per alcuni componenti e sistemi sono mostrati nella Tabella 16.

Tabella 16 - Principali regolamenti per componenti e sistemi

Turbina a vapore e ausiliari	DIN, IEC
Scambiatori di calore	TEMA
Sistemi meccanici isola di potenza	DI, ISO
Sistemi meccanici all'esterno dell'isola di potenza	DIN, ASTM, ASME, ISO
Componenti elettrici e generatori	IEC., ANSI, CEI
Controllo e regolazione	ISO, DIN, IEC
Tubazioni	ANSI, ASTM, API, DIN
Civile	UNI, ISO, ASTM, DIN

5.3.10 (1.C.1.8.1) NORME DI PROGETTAZIONE DEGLI IMPIANTI ELETTRICI, DEI SISTEMI DI STRUMENTAZIONE DI CONTROLLO E DEGLI IMPIANTI DI PROTEZIONE CONTRO LE SCARICHE ATMOSFERICHE E LE SCARICHE ELETTROSTATICHE

a) Impianti elettrici

Il sistema elettrico sarà progettato in modo da:

- raggiungere elevati livelli di sicurezza del personale;
- assicurare un'alta affidabilità;
- utilizzare componenti a basso livello di guasto.

Il sistema elettrico sarà conforme ai requisiti di sicurezza prescritti nelle norme CEI 11-1 "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV" e CEI 64-3 "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua", ed in accordo alle norme generali di sicurezza e alle prescrizioni legali in vigore in Italia.

Saranno adottate tutte le precauzioni necessarie alla protezione del personale di manutenzione e conduzione dell'impianto.

La progettazione e la realizzazione del sistema elettrico garantiranno altresì il facile accesso alle apparecchiature per ispezioni, manutenzione e/o riparazioni; le apparecchiature stesse avranno caratteristiche tali da non presentare rischi per il personale durante tali operazioni.

Le apparecchiature saranno dotate di tutti i dispositivi di sicurezza contro rischi meccanici ed elettrici relativi all'uso o alla manutenzione, quali interblocchi elettromeccanici, schermi, coperchi, lucchetti, recinzioni, etc.

L'impianto elettrico sarà progettato e costruito in ottemperanza a quanto prescritto dalla Norma CEI 211-6 "Guida per la misura e la valutazione dei campi elettrici e magnetici nell'intervallo di frequenza 0Hz - 10 kHz, con riferimento all'esposizione umana", in termini di sicurezza e di esposizione umana ai campi elettromagnetici.

Tutte le apparecchiature ed i sistemi riconducibili alla definizione di "macchina" saranno conformi a quanto previsto dalla Direttiva macchine 2006/42/CE.

Le apparecchiature elettriche ed elettroniche (in particolare i relè di protezione ed i dispositivi multifunzione a microprocessore), gli apparecchi e i sottosistemi che formano la centrale, saranno conformi ai requisiti delle Direttive Europee n. 2004/108/EC "Direttiva EMC".

Tutti i componenti, apparecchi, sottosistemi e sistemi costituenti la centrale saranno dotati di marcatura "CE".

Nell'ambito del progetto è prevista l'installazione di un generatore di energia elettrica di emergenza.

b) Sistemi di strumentazione di controllo

Per il controllo, la protezione e la supervisione dell'impianto sarà previsto un sistema di automazione composto da un sistema di controllo distribuito (Distributed Control System - DCS), da strumentazione in campo (trasmettitori di misura, attuatori, sistemi di analisi) e da dispositivi di controllo e protezione a microprocessore dedicati alla gestione di particolari aree di impianto.

Dal punto di vista dell'automazione l'impianto sarà suddiviso in aree funzionali.

L'impianto sarà dotato di un sistema di registrazione cronologica degli eventi (RCE) facente capo al DCS.

I sistemi di controllo dedicati dovranno trasferire al DCS gli eventi completi dell'etichettatura temporale; il DCS garantirà la funzione di RCE per tutto il resto dell'impianto.

c) Impianti di protezione contro le scariche atmosferiche e le scariche elettrostatiche

L'impianto di terra garantirà un elevato livello di sicurezza del personale in accordo alla normativa vigente CEI 11-1, limitando le tensioni di passo e contatto e le sovratensioni dovute a fulminazioni e ad eventuali cariche elettrostatiche.

Saranno, inoltre garantiti i criteri di sicurezza per sovratensioni dovute a fulminazioni ed eventuali cariche elettrostatiche.

L'impianto sarà progettato in maniera da garantire gli adeguati livelli di protezione dai contatti diretti ed indiretti.

Impianto di protezione contro i fulmini

Se necessario, sarà prevista una protezione contro i fulmini per tutte le strutture installate nell'impianto.

Calcoli appropriati saranno eseguiti in accordo alla norma CEI 81-10 ed al livello ceraunico della zona per individuare gli edifici e gli apparati da proteggere.

5.3.11 (1.C.1.8.2) NORME E/O CRITERI UTILIZZATI PER LA PROGETTAZIONE DEI SISTEMI DI SCARICO DI PRESSIONE (VALVOLE DI SICUREZZA, DISCHI DI ROTTURA, ECC.) PER I RECIPIENTI DI PROCESSO

La progettazione dei dispositivi di scarico di pressione sarà effettuata considerando.

- ▶ dimensionamento in accordo alle Norme ISPEL o 97/23 PED per scarico dei gas e vapori
- ▶ dimensionamento in accordo alle API RP520 per scarico di liquidi e bifase.

Le valvole di sicurezza installate su ogni singola stringa del campo solare, saranno progettate per protezione contro espansione termica impedita.

Sono inoltre installate valvole di sicurezza sulle apparecchiature (lato mantello) della sezione di generazione vapore:

- ✓ evaporatore;
- ✓ economizzatore;
- ✓ riscaldatore;
- ✓ surriscaldatore.

5.3.12 (1.C.1.8.5) NORME E/O CRITERI UTILIZZATI PER IL PROGETTO DEI RECIPIENTI, DEI SERBATOI E DELLE TUBAZIONI

Nella progettazione dei recipienti a pressione sarà seguita la vigente normativa tecnica italiana:

- ▶ PED Direttiva 97/23/CE
- ▶ EN 13445 (Recipienti in pressione)

Nella progettazione delle tubazioni saranno seguiti codici e standard internazionali, quali:

- ▶ ASME B36.19
- ▶ ASME B36.10
- ▶ EN 13480
- ▶ ANSI B1.1
- ▶ ANSI B1.20.1
- ▶ ANSI B16.5
- ▶ ANSI B16.20
- ▶ ANSI B16.11
- ▶ ANSI B16.47
- ▶ ASME B31.1
- ▶ ASME B31.3
- ▶ EJMA

I serbatoi atmosferici sono progettati in accordo a:

- ▶ API Std 650

Tutte le apparecchiature a pressione sono soggette alle verifiche periodiche previste dalla Normativa vigente.

5.3.13 (1.C.1.8.9) PROCEDURE PARTICOLARI DI CONTROLLO PER LA FABBRICAZIONE E L'INSTALLAZIONE DELLE APPARECCHIATURE

La verifica sui materiali tecnici utilizzati nell'impianto sarà effettuata al momento dell'acquisto dei materiali presso i fornitori o presso l'impianto al momento del ricevimento.

Saranno seguite procedure rigorose che prevedono controlli non distruttivi (radiografia delle saldature, controllo spessori liquidi penetranti, ecc.) da eseguirsi sia nella fase di costruzione, sia in quella di avviamento ed esercizio.

5.3.14 (1.C.1.9.1) SISTEMI DI RILEVAMENTO GAS E/O RILEVAZIONE INCENDI E PULSANTI DI EMERGENZA

L'impianto solare termodinamico sarà equipaggiato con un sistema di rilevazione incendi.

Il sistema di rilevazione sarà progettato per assolvere le seguenti specifiche funzioni:

- rapido riconoscimento di incendio all'interno degli edifici e delle aree protette;
- estinzione di piccoli incendi mediante estintori portatili e idranti interni;
- estinzione di incendi nelle aree esterne (piazze) con idranti a colonna da esterno;
- estinzione di incendi in aree con specifico rischio mediante impianti fissi di spegnimento.

5.3.15 (1.D.1.1) PRODOTTI DI COMBUSTIONE DERIVANTI DA EVENTUALI INCENDI DI SOSTANZE PRESENTI NELL'IMPIANTO

I prodotti di combustione derivanti da eventuali incendi o decomposizione termica dei Sali fusi sono riconducibili ad ossidi di azoto, di potassio e di sodio.

5.3.16 (1.D.1.2.1) CIRCOSTANZE CHE POSSONO PRODURRE INTERAZIONI DIRETTE TRA GLI EFFETTI DI INCENDIO ED ESPLOSIONE CON LE PARTI DI IMPIANTO OVE VENGANO PROCESSATE O DEPOSITATE SOSTANZE PERICOLOSE

Il rilascio di Sali fusi non è in grado di causare danno ad impianti adiacenti, dal momento che gli eventuali danni sono limitati all'area interessata dal rilascio.

La presenza di bacino di contenimento intorno ai serbatoi di stoccaggio e il rapido raffreddamento del prodotto impediscono inoltre che un eventuale sversamento si estenda al di fuori dell'impianto.

ANALISI DEI POSSIBILI EFFETTI DOMINO

Gli scenari incidentali individuati per il progetto in esame comportano il rilascio di sali fusi, sostanze comburenti.

I sali fusi non sono infiammabili pertanto, in caso di rilascio degli stessi in assenza di sostanze combustibili, non risulta ipotizzabile la formazione di un pool fire o di un jet fire.

I sali fusi rilasciati all'interno dell'area cordolata in cui saranno posizionati gli scambiatori, a contatto con l'aria si raffreddano e solidificano, e pertanto possono essere asportati meccanicamente.

Per l'analisi degli effetti domino è stato adottato l'approccio metodologico proposto in allegato 1- punto 4 della bozza del Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio "Criteri per l'individuazione e la perimetrazione di aree ad elevata concentrazione di stabilimenti soggetti al Decreto Legislativo 17 Agosto 1999, n. 334 e per la predisposizione e la valutazione dello studio di sicurezza integrato".

Di seguito è riportata la tabella relativa all'irraggiamento termico estratto dall'allegato 1 – punto 4 "Valutazione degli effetti domino" della bozza del DM sopra citato, in cui sono riportate le probabilità di effetto domino, in funzione dell'effetto della sorgente su un possibile obiettivo. Applicando la probabilità di effetto domino alle frequenze di accadimento degli scenari incidentali identificati nel Rapporto di Sicurezza, si stima la possibilità che si possano attendere effetti domino.

Tabella 17 Punto 4 - Probabilità di effetto domino per irraggiamento

EFFETTO SORGENTE	PROBABILITA' DI EFFETTO DOMINO	NOTA
Ingolfamento in fiamma da jet fire con durata inferiore a 5 minuti	0.	
Ingolfamento in fiamma da jet fire con durata tra 5 e 10 minuti	0.5	
Ingolfamento in fiamma da jet fire con durata superiore a 10 minuti	1	
Irraggiamento superiore a 37.5 kW/m ² o ingolfamento in fiamma da pool fire con durata inferiore a 10 minuti	0.	(1)
Irraggiamento superiore a 37.5 kW/m ² o ingolfamento in fiamma da pool fire con durata superiore a 10 minuti (per obiettivi tipo serbatoi atmosferici)	1.	(2)
Irraggiamento superiore a 37.5 kW/m ² o ingolfamento in fiamma da pool fire con durata superiore a 10 minuti (per obiettivi tipo serbatoi pressurizzati e tubazioni)	0.5	(2)
Irraggiamento superiore a 37.5 kW/m ² con durata superiore a 20 minuti	1.	(2)
Irraggiamento inferiore a 12.5 kW/m ²	0.	(1)
Irraggiamento tra 12.5 e 37.5 kW/m ² con durata inferiore a 10 minuti	0.	(1)
Irraggiamento tra 12.5 e 37.5 kW/m ² con durata superiore a 10 minuti	(3)	
Irraggiamento tra 12.5 e 37.5 kW/m ² con durata superiore a 20 minuti	(3)	

- (1) Salvo i casi in cui sia ipotizzabile una propagazione dell'incendio a causa di materiale strutturale o componentistico infiammabile (es. pennellature di materiale plastico, ecc...) ovvero un danneggiamento di componenti particolarmente vulnerabili (es. recipienti in vetroresina, serbatoi o tubazioni con rivestimenti plastici, ecc...).
- (2) Nel caso in cui siano presenti sistemi di protezione attivi (raffreddamento) automatici o manuali, aventi probabilità P di mancato intervento su domanda o di efficacia per tutta la durata dell'effetto sorgente, la probabilità di effetto domino vanno moltiplicate per P. Nel caso in cui siano presenti sistemi di protezione passiva (fireproofing, interrimento, barriere tagliafiamme) le probabilità di effetto domino sono trascurabili per durata dell'effetto fisico pari o inferiore a quello eventuale di resistenza del sistema.
- (3) Probabilità interpolata linearmente rispetto alle probabilità corrispondenti ai due estremi del valore di irraggiamento.

Sulla base degli scenari incidentali individuati al precedente paragrafo 5.3.7, non si evincono effetti domino.

5.3.17 (1.D.1.3.1) SISTEMI PREVISTI PER CONTENERE UNA FUORIUSCITA DI SOSTANZE INFIAMMABILI

In caso di rilascio di sali fusi dai serbatoi di accumulo, è previsto uno specifico bacino di contenimento pavimentato e munito di cordoli; inoltre lo spandimento del prodotto in caso di fuoriuscita è estremamente limitato in quanto solidifica rapidamente una volta raffreddatosi.

Il serbatoio di gasolio sarà posizionato all'interno di un bacino di contenimento, pavimentato di capacità pari a quella del serbatoio.

5.3.18 (1.D.1.4.1) MANUALE OPERATIVO

Sarà redatto il Manuale Operativo e di Emergenza per l'impianto.

Saranno inoltre elaborate per le principali attività effettuate nell'impianto procedure operative scritte che saranno parte integrante del Sistema di Gestione della Sicurezza per la prevenzione degli incidenti rilevanti (Cap. Controllo Operativo)

Il personale direttivo e le maestranze saranno impegnate periodicamente in corsi di formazione.

5.3.19 (1.D.1.6.1) FONTI DI RISCHIO MOBILI

Nell'impianto in oggetto l'approvvigionamento del gasolio avverrà mediante autobotte, con utilizzo di manichetta flessibile.

Il percorso dell'autobotte sarà tale da non interferire con le parti di impianto.

Sono previsti inoltre mezzi mobili per la pulizia periodica degli specchi solari.

5.3.20 (1.D.1.7.1) MISURE PREVISTE PER EVITARE, IN CASO DI INCENDIO E/O ESPLOSIONE, UN CEDIMENTO CATASTROFICO DELLE STRUTTURE, DEI SERBATOI E DELLE TUBAZIONI

Le misure previste per evitare un cedimento catastrofico delle strutture, dei serbatoi e tubazioni sono:

Serbatoi Sali fusi

Le pareti del serbatoio saranno realizzate mediante una delle seguenti soluzioni:

- la costruzione di un recipiente esterno in acciaio al carbonio, mattoni refrattari interni e una camicia corrugata interna.
- mantello realizzato in acciaio inossidabile di spessore sufficiente a contenere la spinta idrostatica del sale fuso (e di tutti i carichi esterni come vento, terremoto etc.).L'isolamento termico sarà realizzato interamente all'esterno del mantello mediante fibra ceramica, ricoperta da una lamiera di alluminio per proteggere l'isolamento dall'ambiente esterno.

La scelta definitiva verrà fatta dopo una valutazione progettuale e di costi-benefici.

Il tetto e il fondo del serbatoio si prevedono interamente in acciaio inossidabile.

5.3.21 (1.D.1.8.1 – 1.D.1.10.1) SISTEMI DI PREVENZIONE ED ESTINZIONE DEGLI INCENDI IVI COMPRESSE LE MISURE PER LO SFOLLAMENTO NONCHÉ I LINEAMENTI DEL PIANO DI EMERGENZA INTERNO

L'impianto solare termodinamico sarà equipaggiato con un sistema di protezione antincendio progettato per assolvere le seguenti specifiche funzioni:

- rapido riconoscimento di incendio all'interno degli edifici e delle aree protette;
- estinzione di piccoli incendi mediante estintori portatili e idranti interni;
- estinzione di incendi nelle aree esterne (piazze) con idranti a colonna da esterno;
- estinzione di incendi in aree con specifico rischio mediante impianti fissi di spegnimento.

Il sistema antincendio comprenderà i seguenti componenti:

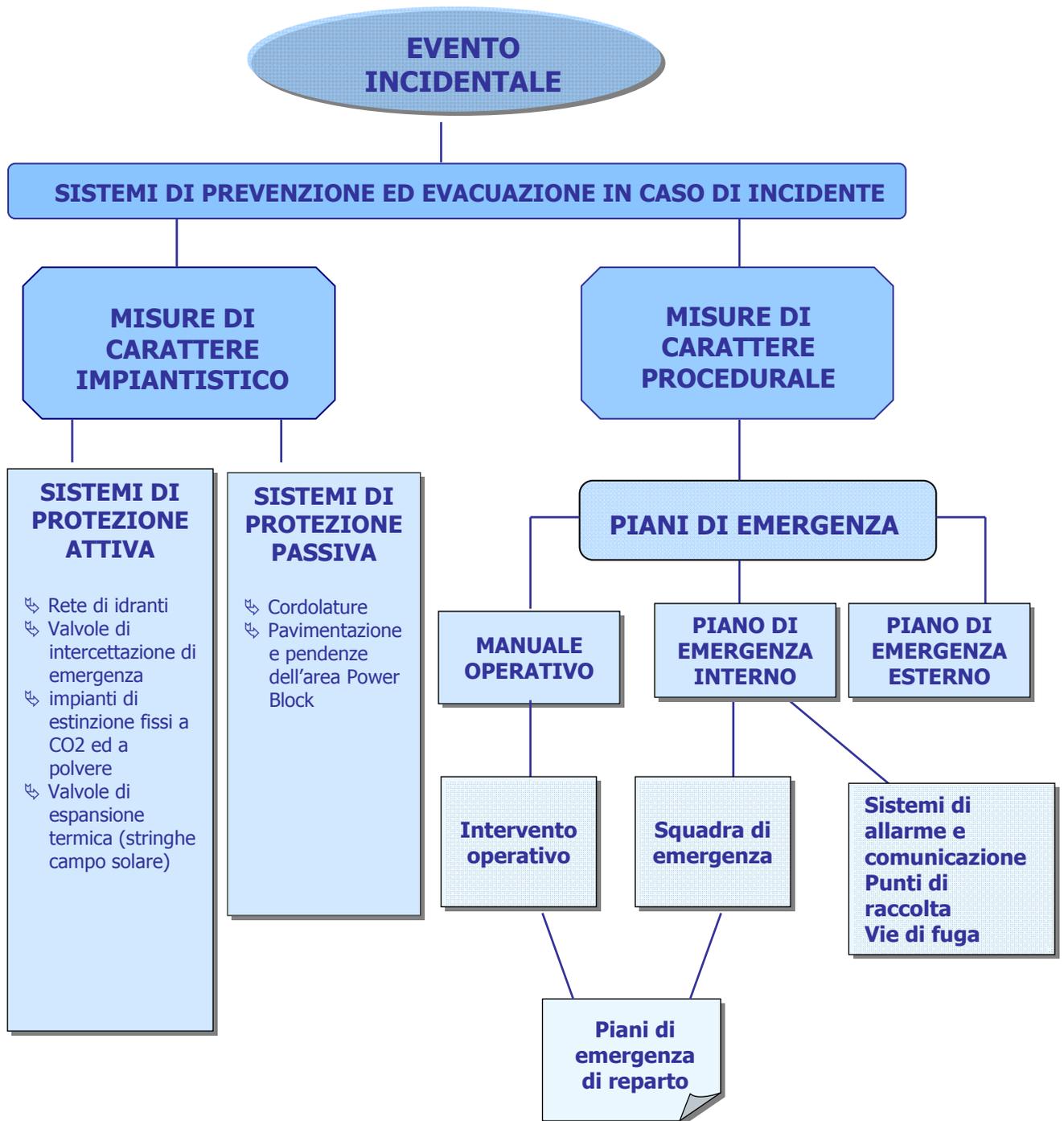
- serbatoio di accumulo per l'acqua di alimento della rete antincendio;
- stazione pompe antincendio;
- anello idrico principale;
- idranti a colonna da esterno;
- idranti da interno;
- impianti di estinzione fissi a CO₂ ed a polvere;
- estintori portatili di incendio.

Riserva acqua antincendio

Per l'alimentazione della rete antincendio sarà realizzato un serbatoio di stoccaggio, avente caratteristiche tali da renderlo **alimentazione idrica superiore** (così come definita dalla norma UNI 12845) in quanto la norma UNI 10779 in Appendice A punto A.1.3 dispone che per le aree di pericolosità 3 "[...] l'alimentazione della rete idranti deve essere almeno di tipo singolo superiore [...]"

Il dimensionamento della capacità del serbatoio è stata effettuata ipotizzando lo scenario incidentale più gravoso in termini di fabbisogno idrico.

Il dimensionamento dello stoccaggio sarà effettuato in accordo con la norma UNI VVF 12845.



5.3.22 (1.D.1.9.1) SISTEMI E/O PROCEDURE FINALIZZATE AD IMPEDIRE L'ACCESSO ALL'INTERNO DELL'ATTIVITÀ ALLE PERSONE NON AUTORIZZATE

L'impianto sarà munito di sistemi e procedure finalizzati ad impedire l'accesso all'interno alle persone non autorizzate.

Tutto il complesso sarà munito di recinzione perimetrale.

I cancelli di ingresso normalmente in uso saranno presidiati dal personale e da guardie giurate (notti, prefestivi e festivi) che assicureranno il controllo sia della portineria che dell'impianto.

Per i visitatori, il personale addetto alla portineria, dopo aver richiesto un documento di riconoscimento, verificherà che effettivamente il visitatore sia atteso e, se affermativo, lo autorizzerà all'ingresso.

La vigilanza, effettuerà senza un orario prestabilito ed in modo particolare nelle ore notturne, giri di ricognizione lungo tutta la recinzione.

L'accesso nell'area di impianto sarà regolamentata da apposite procedure aziendali.

La presenza prolungata in impianto di personale esterno per la effettuazione di lavori di qualsiasi genere sarà autorizzata con un apposito Permesso di Lavoro che indicherà i dispositivi di protezione da adottare in particolare per lavori in aree a rischio di rilascio di Sali fusi.