



REGIONE
CAMPANIA



COMUNE DI
ARIANO IRPINO



PROVINCIA DI
AVELLINO

PROGETTO DEFINITIVO

Lavori di realizzazione di un parco agrovoltaico della potenza di 103 MW con annesso impianto di storage e delle relative opere connesse nel comune di Ariano Irpino (AV)

Titolo elaborato

PD_1_04_CA_Relazione tecnica sistema di accumulo

Codice elaborato

F0500AR04A

Scala

-

Riproduzione o consegna a terzi solo dietro specifica autorizzazione.

Progettazione



F4 ingegneria srl

Via Di Giura - Centro direzionale, 85100 Potenza
Tel: +39 0971 1944797 - Fax: +39 0971 55452
www.f4ingegneria.it - f4ingegneria@pec.it

Il Direttore Tecnico
(ing. Giorgio ZUCCARO)



Gruppo di lavoro

ing. Mauro MARELLA
ing. Marco LORUSSO
ing. Pierfrancesco ZIRPOLI
dott. for. Luigi ZUCCARO
ing. Luca FRESCURA
ing. Antonella NOLE'
ing. Denise TELESCA
arch. Gaia TELESCA
dott.ssa. Luciana TELESCA
ing. Cristina GUGLIELMI
ing. Manuela NARDOZZA
ing. Beniamino D'ERCOLE



Società certificata secondo le norme UNI-EN ISO 9001:2015 e UNI-EN ISO 14001:2015 per l'erogazione di servizi di ingegneria nei settori: civile, idraulica, acustica, energia, ambiente (settore IAF: 34).



EPF srl - Via Cesare Battisti, 116 83053 S. Andrea di Conza (AV)
Tel e Fax+39 0827 35687

Consulenze specialistiche

Committente

WEB PV ARIANO S.r.l

Via Leonardo Da Vinci 15, 39100 Bolzano (Bz)

Presidente Consiglio di Amministrazione
KAINZ REINHARD

Data	Descrizione	Redatto	Verificato	Approvato
Febbraio 2023	Prima emissione	VELLA	MMA	GZU

Relazione tecnica sistema di accumulo

Sommario

1	Premessa	5
2	Oggetto e scopo	6
2.1	Normativa tecnica di riferimento	6
3	Descrizione del sistema di accumulo	10
3.1	Servizi	10
3.1.1	Energy shifting	10
3.1.1	Regolazione secondaria	11
3.1.2	Bilanciamento	11
3.2	Dimensionamento sistema di accumulo	11
3.3	Configurazione impianto	11
3.4	Descrizione di diversi elementi progettuali	14
3.4.1	Batterie	14
3.4.2	Container di conversione e trasformazione	15
3.4.3	Inverter	16
3.4.4	Trasformatori	18
3.4.5	Quadri AT	19
3.4.6	Quadri BT	19
3.5	Cavi	20
3.5.1	Cavi MT	20
3.5.2	Cavi BT	20
3.5.3	Cavi BT interni ai quadri	21
3.5.4	Cavi DC	21
3.5.5	Cavi di segnale e comunicazione	21
3.5.6	Cavi di protezione	21

3.5.7	Dimensionamento e verifica dei cavi	21
3.5.7.1	<i>Isolamento dei cavi</i>	21
3.5.7.2	<i>Verifica della portata</i>	22
3.5.7.3	<i>Verifica della caduta di tensione</i>	22
3.5.7.4	<i>Colori distintivi dei cavi</i>	22
3.5.7.5	<i>Sezioni minime e cadute di tensione ammesse</i>	23
3.5.7.6	<i>Dimensionamento dei conduttori di protezione</i>	23
3.5.7.7	<i>Tubi e canalizzazioni</i>	23
3.5.7.8	<i>Criteri di verifica della protezione contro i contatti indiretti</i>	24
3.5.7.9	<i>Coordinamento tra conduttori e dispositivi di protezione</i>	24
3.6	Impianto di terra	25
3.7	Luce e FM	25
3.8	Impianto antincendio	25
3.9	Impianto HVAC	26
3.10	UPS	27
3.11	SCADA di impianto e comunicazione	27

Allegato 1: Scheda tecnica Powerstation

Allegato 2: Schede tecnica inverter per sistema di accumulo

1 Premessa

Il presente progetto definitivo si riferisce alla realizzazione di un impianto di energia rinnovabile da fonte solare con relative opere di connessione nel comune di Ariano Irpino, in provincia di Avellino (AV).

Le opere in progetto sono proposte dalla società WEB PV ARIANO S.r.l. con sede in Via Leonardo Da Vinci 15, Bolzano (BZ).

Nello specifico, l'impianto sarà costituito da un totale di 182280 moduli fotovoltaici bifacciali organizzati in stringhe da 30 moduli e disposti in 7 campi, a loro volta divisi in sottocampi ciascuno collegato a una cabina MT/BT. L'impianto, caratterizzato da una potenza complessiva installata di 120,3 MW, sarà integrato con un impianto di accumulo, e l'immissione in rete dell'energia prodotta, per una potenza massima di 103MW, avverrà mediante elettrodotto interrato di circa 12km collegato in antenna, mediante condivisione dello stallo, alla sezione a 150kV di una futura Stazione Elettrica a 380 kV da collegare in entra-esce sulla linea 380kV "Benevento 2 – Foggia" localizzata nel Comune di Ariano Irpino (AV).

Si precisa, inoltre, che l'impianto in oggetto si caratterizza come impianto "agrovoltaico", ovvero un impianto che permette di preservare l'attività di coltivazione agricola o pastorale, garantendo una buona produzione energetica. La progettazione è stata perseguita tenendo conto delle recenti linee guida in materia di impianti agrovoltaici del Ministero della Transizione Ecologica (Mite) del giugno 2022.

Pertanto, il progetto è perseguito in coerenza con le indicazioni del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (**PNIEC**) e tenendo conto del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (**PNRR**, legge 29 luglio 2021, n.108).

La presente relazione ha lo scopo di fornire una descrizione del progetto definitivo per la realizzazione dell'impianto di accumulo integrato all'impianto agrovoltaico della potenza di 50MW – e capacità ad inizio vita (BOL) di 207MWh.

La validità delle soluzioni proposte sotto il profilo della sicurezza e della conformità normativa è vincolata all'impiego di materiali recanti la marcatura CE ed il marchio IMQ, integri, posati secondo le indicazioni del costruttore e in ogni caso strettamente dipendente dalle condizioni d'uso e di conservazione in efficienza dello stesso. Le installazioni da porre in opera saranno verificate con adeguata strumentazione prima dell'entrata in funzione, coerentemente con quanto disposto dalla normativa vigente.

2 Oggetto e scopo

Negli ultimi anni si sta assistendo, in Italia come in altri Paesi europei, ad una trasformazione radicale del settore elettrico caratterizzata, da un lato, dalla crescita importante di impianti a Fonti Rinnovabili Non Programmabili e, dall'altro, dalla dismissione di impianti convenzionali in grado di fornire i servizi di regolazione necessari ad assicurare l'esercizio in sicurezza del sistema. Ciò determina già oggi (e in misura maggiore in scenari futuri) condizioni di forte criticità per la sicurezza del sistema elettrico strettamente connesse al verificarsi di fenomeni come: riduzione della potenza regolante di frequenza e tensione, progressiva riduzione dell'inerzia del sistema, over-generation da impianti rinnovabili nelle ore centrali della giornata, crescente ripidità della rampa serale del carico residuo (causata dalla drastica e repentina riduzione della produzione solare nelle ore serali) ed aumento delle situazioni di congestioni di rete a causa della distribuzione disomogenea degli impianti rinnovabili sul territorio nazionale (principalmente localizzati al Sud).

Il sistema di accumulo è definito dall'Autorità come "un insieme di dispositivi, apparecchiature e logiche di gestione e controllo, funzionale ad assorbire e rilasciare energia elettrica, previsto per funzionare in maniera continuativa in parallelo con la rete con obbligo di connessione di terzi o in grado di comportare un'alterazione dei profili di scambio con la rete elettrica (immissione e/o prelievo)", quest'ultimo è un dispositivo fondamentale per gestire le problematiche sopraelencate al fine di stabilizzare la RTN. I requisiti del servizio di rete dell'energy shifting impattano quindi sul dimensionamento degli impianti e sulla scelta dei componenti.

2.1 Normativa tecnica di riferimento

L'impianto sarà realizzato a regola d'arte, come prescritto dalle normative vigenti, ed in particolare dal D.M. 22 gennaio 2008, n. 37 e s.m.i. Le caratteristiche dell'impianto stesso, nonché dei suoi componenti, devono essere in accordo con le norme di legge e di regolamento vigenti ed in particolare essere conformi:

- alle prescrizioni di autorità locali;
- alle prescrizioni di autorità provinciali;
- alle prescrizioni di autorità regionali;
- alle prescrizioni e indicazioni della Società Distributrice di energia elettrica;
- alle prescrizioni del gestore della rete;
- alle norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano).

Un elenco indicativo delle norme alla base della progettazione è riportato a seguire:

Leggi e decreti

Normativa generale:

Legge 1° marzo 1968, n. 186: disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazione e impianti elettrici ed elettronici.

Legge 9 gennaio 1991, n. 10: norma per l'attuazione del piano energetico nazionale in materia di uso nazionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia.

Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79: attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.

Decreto Ministero dell'Ambiente 22 dicembre 2000: finanziamento ai comuni per la realizzazione di edifici solari fotovoltaici ad alta valenza architettonica.

Direttiva CE 27 settembre 2001, n. 77: sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato dell'elettricità (2001/77/CE).

D.P.R. 6 giugno 2001, n. 380: Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia edilizia.

Decreto Legislativo n. 387 del 29-12-2003: attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

Decreto Legislativo n. 42 del 22 gennaio 2004: Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137

Decreto Legislativo n. 152 del 3 aprile 2006: Norme in materia ambientale (G.U. n. 88 del 14 aprile 2006).

Decreto Ministero Sviluppo Economico del 10 settembre 2010: Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. (G.U. n. 219 del 18 settembre 2010)

Decreto legislativo n. 28 del 3 marzo 2011: Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE (G.U. n. 71 del 28 marzo 2011);

Decreto Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 30 marzo 2015: Linee guida per la verifica di assoggettabilità a valutazione di impatto ambientale dei progetti di competenza delle regioni e province autonome, previsto dall'articolo 15 del decreto- legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 116.

Sicurezza:

D.Lgs. 81/2008 (testo unico della sicurezza): misure di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro;

DM 37/2008: sicurezza degli impianti elettrici all'interno degli edifici.

Norme Tecniche

CEI 64-8: impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua.

CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica

CEI 11-20: impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria.

CEI EN 60904-1(CEI 82-1): dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente.

CEI EN 60904-2 (CEI 82-2): dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento.

CEI EN 60904-3 (CEI 82-3): dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento.

CEI EN 61727 (CEI 82-9): sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete.

CEI EN 61215 (CEI 82-8): moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo.

CEI EN 61646 (82-12): moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di tipo.

CEI EN 50380 (CEI 82-22): fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici.

CEI 82-25: guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione.

CEI EN 62093 (CEI 82-24): componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali.

CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31): compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti - Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso $I_n = 16$ A per fase).

CEI EN 60555-1 (CEI 77-2): disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni.

CEI EN 60439 (CEI 17-13): apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT).

UNI EN 12464-1: Illuminazione nei luoghi di lavoro

Serie composta da:

CEI EN 60439-1 (CEI 17-13/1): apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS).

CEI EN 60439-2 (CEI 17-13/2): prescrizioni particolari per i condotti sbarre

CEI EN 60439-3 (CEI 17-13/3): prescrizioni particolari per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso

Quadri di distribuzione (ASD)

CEI EN 60445 (CEI 16-2): principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico.

CEI EN 60529 (CEI 70-1): gradi di protezione degli involucri (codice IP).

CEI EN 60099-1 (CEI 37-1): scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata.

CEI 20-19: cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V.

CEI 20-20: cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V.

CEI EN 62305 (CEI 81-10): protezione contro i fulmini.

Serie composta da:

CEI EN 62305-1 (CEI 81-10/1): principi generali.

CEI EN 62305-2 (CEI 81-10/2): valutazione del rischio.

CEI EN 62305-3 (CEI 81-10/3): danno materiale alle strutture e pericolo per le persone.

CEI EN 62305-4 (CEI 81-10/4): impianti elettrici ed elettronici interni alle strutture.

CEI 81-3: valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato.

CEI 0-2: guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici.

CEI 0-3: guida per la compilazione della dichiarazione di conformità e relativi allegati.

UNI 10349: riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.

CEI EN 61724 (CEI 82-15): rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati.

CEI 13-4: sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica.

CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari -Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2).

CEI EN 62053-23 (CEI 13-45): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari -Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3).

CEI 64-8, parte 7, sezione 712: sistemi fotovoltaici solari (PV) di alimentazione.

Precisazione:

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia anche se non espressamente richiamate, si considerano applicabili.

3 Descrizione del sistema di accumulo

Il sistema di accumulo è costituito da 8 sottosistemi speculari, ciascuno caratterizzato da un ottavo della potenza e dell'energia nominale dell'intero impianto.

Gli obiettivi di progetto sono quelli di:

- Ottimizzare l'utilizzo di energia prodotta dall'impianto fotovoltaico, tramite l'energy shifting, accumulando energia durante le ore del giorno in cui si presentano picchi di produzione dell'impianto fotovoltaico e fornendo energia alla rete nelle ore di maggiore necessità;
- Predisporre l'impianto a futuri servizi di rete richiesti da Terna riguardanti i sistemi di accumulo in ottica di adattare la rete RTN a gestire i radicali cambiamenti del sistema elettrico nazionale, come ad esempio regolazione secondaria e bilanciamento.

3.1 Servizi

3.1.1 Energy shifting

I sistemi di accumulo dell'energia distribuita stanno diventando componenti essenziali per funzionamento della rete elettrica, dove il continuo aumento di generazione distribuita da fonti di energia rinnovabile (FER) sta provocando un forte aumento di flussi di potenza non programmabili.

In particolare, la crescita esponenziale di potenza fotovoltaica installata provoca una sovrapproduzione nelle ore centrali della giornata. L'utilizzo di tecnologie di accumulo per ottimizzare la produzione rinnovabile diventa quindi fondamentale poiché riduce i picchi di produzione nei momenti di overgeneration ed eroga potenza in rete nei momenti di maggiore carico. Ne consegue una migliore gestione degli sbilanciamenti e permette arbitraggi del prezzo dell'energia.

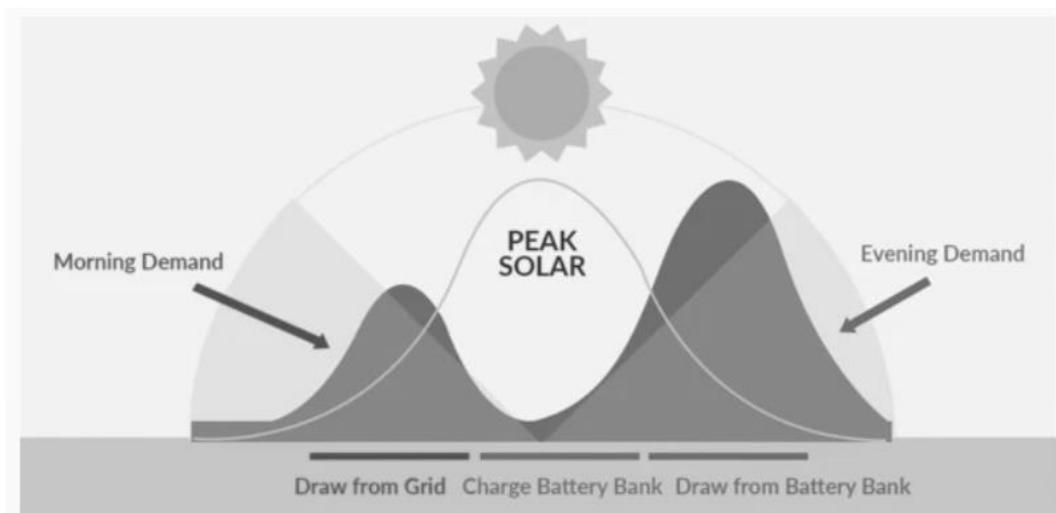


Figura 1: Energy shifting

3.1.1 Regolazione secondaria

La Regolazione Secondaria ha la funzione di ristabilire i valori di frequenza nominale e potenza di scambio programmati; agisce su un margine di potenza dedicata, denominata riserva o banda secondaria, la cui entità è stabilita da TERNA in ottemperanza alle raccomandazioni definite dall'UCTE.

Gli impianti di produzione abilitati alla fornitura del servizio di regolazione secondaria di frequenza/potenza devono rendere disponibile una riserva secondaria di potenza non inferiore a:

- Il maggiore tra ± 10 MW e il $\pm 6\%$ della potenza massima per le UP termoelettriche. Nel caso di UP a ciclo combinato il valore della riserva va riferito alla potenza complessiva di tutto l'assetto dell'UP;
- Il $\pm 15\%$ della potenza massima per le UP idroelettriche.

La banda di regolazione deve essere erogata da ciascuna unità abilitata entro il tempo massimo di 200 secondi ed erogata con continuità per almeno 2 ore.

I sistemi di accumulo, essendo caratterizzati da tempi di risposta rapidi, hanno le potenzialità per coprire il servizio di regolazione secondaria, con prestazioni anche superiori rispetto agli impianti termoelettrici.

3.1.2 Bilanciamento

Il bilanciamento, quale componente fondamentale dei servizi di dispacciamento, prevede che il gestore della rete provveda a garantire un corretto rapporto fra energia prelevata e immessa in rete, garantendo che il flusso di energia rimanga conforme alle richieste oscillatorie dell'utenza.

L'impiego massiccio di energia da fonti rinnovabili ha gravato sul servizio di bilanciamento in modo non trascurabile, essendo tale fonte energetica non programmabile e non prevedibile, causando squilibri fra domanda e offerta e scompensi di rete.

Si prevede che a causa dell'aumento considerevole di energia da fonti rinnovabili ci sarà un parallelo necessario aumento di sistemi di accumulo elettrochimico, che sono potenzialmente in grado di offrire il servizio di bilanciamento.

3.2 Dimensionamento sistema di accumulo

Il sistema di accumulo è stato dimensionato rispettando l'ottimizzazione dei flussi di potenza dell'impianto fotovoltaico autorizzato e in previsione di futuri ulteriori sviluppi.

Considerando le opportune efficienze di conversione e la profondità di scarica delle batterie (DoD) è stata calcolata l'Energia Nominale in DC; considerando un C-rate 0,5 è stata definita la Potenza Nominale AC:

- **Potenza Nominale AC: 50 MW $\cos\phi=0,93$**
- **Energia Installata in DC (BOL): 207 MWh**

3.3 Configurazione impianto

L'impianto BESS sarà connesso alla sala di smistamento MT connessa a sua volta alla Cabina MT di Sottostazione a valle del dispositivo di interfaccia come da ammesso dalla norma CEI 0-16 per un "sistema

di accumulo posizionato nella parte di impianto in corrente alternata a valle del contatore dell'energia generata".

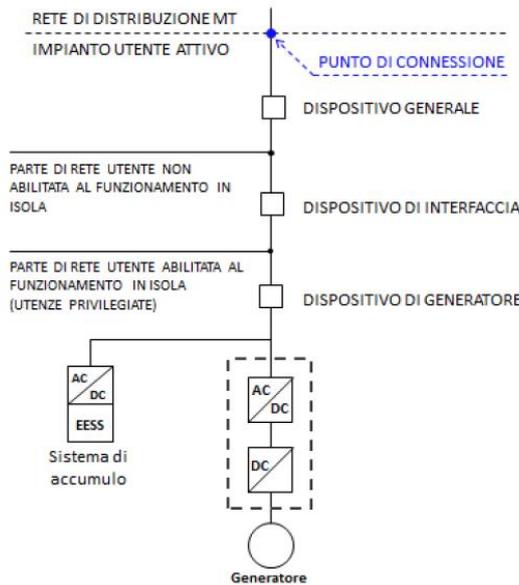


Figura 2 – Sistema di accumulo posizionato nella parte di impianto in corrente alternata a valle del contatore dell'energia generata come da schema di Figura 27 (par. 12.1.4.2)

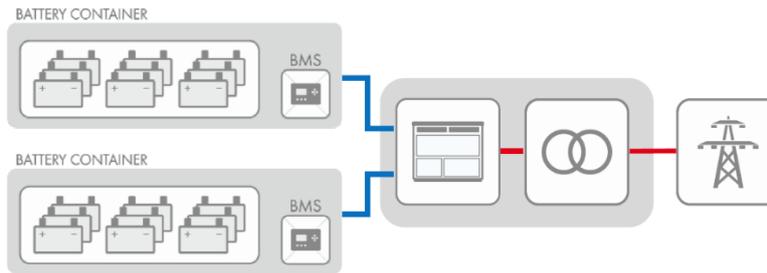


Figura 3 : Esempio di struttura del sistema

L'impianto si costituisce di sottosistemi ciascuno dei quali dotato di un interruttore MT, un trasformatore MT/BT e inverter. A ciascun inverter sono connessi in parallelo sul bus DC 15 battery rack (che costituiscono un battery pack) ognuno composto dalla serie di 15 moduli batteria

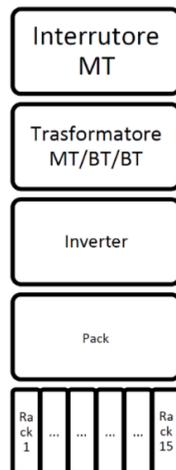


Figura 4 : configurazione tipo BESS

L'impianto sarà composto di elementi alloggiati all'interno di container suddivisi funzionalmente come segue e come illustrato in Figura 5.

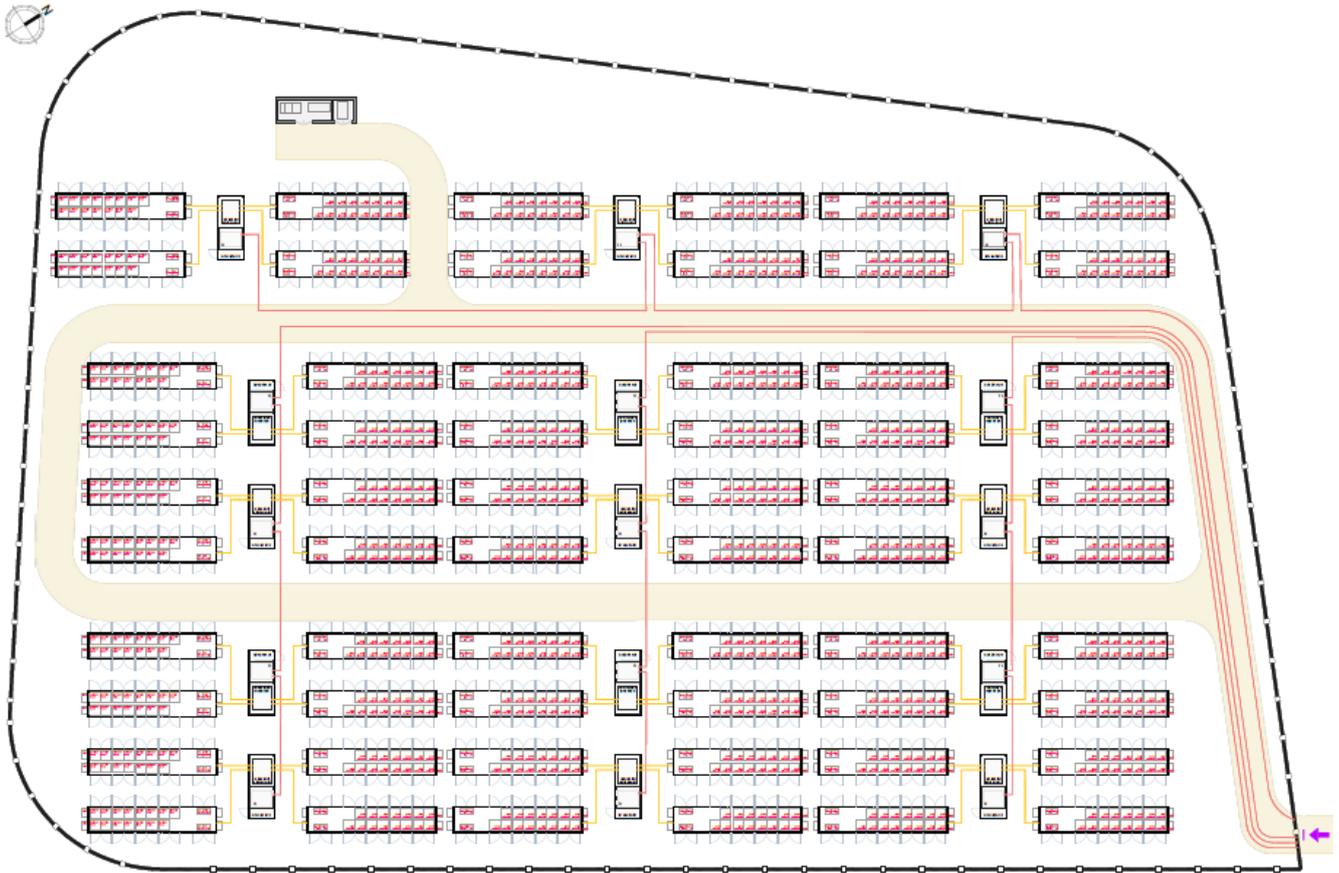


Figura 5: Area Sistema di Accumulo - Pianta

In totale sono quindi previsti:

- Una cabina MT/BT di alimentazione degli ausiliari
- 15 container PCS (power station con inverter, trasformatore MT/BT e quadro MT)
- 60 container Batterie ESS

Potenza sistema accumulo:

potenza di scarica a 40°C pari a $15 \times 3570 \text{kVA} = 53550 \text{kVA}$

potenza attiva 50000 kW con $\cos\phi=0.93$

Capacità sistema accumulo (BOL): **60 x 3.450 MWh = 207 MWh**

3.4 Descrizione di diversi elementi progettuali

3.4.1 Batterie

Il progetto prevede l'installazione di 900 moduli batterie al Litio-Ferro-Fosfato (LFP), composti da una specifica configurazione di celle elementari disposte in serie e in parallelo; i moduli raggruppati in serie da 15 compongono i singoli rack, 15 dei quali in parallelo compongono a loro volta i pack contenuti in ogni container.

La capacità di un singolo rack è di 230 kWh che moltiplicata per i 900 rack, contenuti nei 60 container in blocchi da 15 rack (pack), fornisce l'Energia installata a inizio vita (BOL) pari a 207 MWh.

Tabella 1: dati di targa del BESS

BESS	
Tipo modulo	LFP
Numero rack	900
Energia totale installata (BOL)	207 MWh
Numero di moduli per rack	15
Capacità singolo rack	230kWh
Range di tensione	1008-1296 V
Temperatura di esercizio raccomandata	10°C – 30°C
Dimensioni	1000 x 938 x 2400 mm ³
Peso	2.465,5 kg

Di seguito una descrizione dei componenti elementari che gerarchicamente costituiscono il sistema d'accumulo e le relative energie:

Tabella 2: dati Cella, modulo e rack batterie

COMPONENTI PRINCIPALI			
Componente	immagine	Modello	Energia
Cella		FE105A	0,336 kWh
Modulo		76.8NESP200	15,4 kWh

Rack		768100230	230 kWh
------	---	-----------	---------

Ciascun rack comunica con un BMS (Battery Bank Management System), il sistema di gestione che consente di monitorare e trasmettere informazioni sullo stato di funzionamento delle celle e sui parametri del sistema (tensione, corrente, temperatura etc.).

Il BMS è costituito da:

- BMU (Battery Management UNIT)
- BCMU (Battery Cluster Management Unit)
- Control box
- BAMS (Battery Administration Management System), composto a sua volta dal BAU (Administration Management Unit) e da una HMI (Human Machine Interface).

Le varie sezioni del BMS sono gestite a loro volta dal BSCS (Battery Storage Control System), cui è imputabile la gestione dell'interno impianto, l'ottimizzazione e il monitoraggio del sistema che avviene mediante integrazione con lo SCADA, con il quale il BSCS comunica continuamente, garantendo il controllo non solo del sistema di accumulo, ma anche di tutti i quadri BT/MT, dei sistemi HVAC e degli ausiliari. Si riportano nel seguito le principali funzioni del BSCS:

- Controllo automatico/manuale in tempo real
- Controllo remoto
- Controllo locale
- Registrazione dei dati storici

Fra servizi che il BSCS ha la potenzialità di svolgere ci sono l'inseguimento del set point di potenza attiva, reattiva e fattore di potenza, time-shifting, peak-shaving, regolazione primaria, secondaria o terziaria di frequenza, bilanciamento.

3.4.2 Container di conversione e trasformazione

Il progetto prevede l'installazione di 1 Cabine SMA MVPS 4600-S2 in cui sarà installato un Inverter bidirezionale per sistemi di accumulo SMA Sunny Central Storage (SCS) 3950-UP.

Con la potenza fornita dai nuovi inverter centralizzati Sunny Central Storage UP e i componenti di media tensione appositamente studiati, la nuova MV Power Station offre una densità di potenza maggiore e viene fornita chiavi in mano con estrema garanzia di funzionalità delle varie componenti.

La soluzione integrata nel container da 20 piedi assicura semplicità di trasporto e rapidità di montaggio e messa in servizio. La MVPS e tutti i componenti sono sottoposti a test. La MV Power Station garantisce la massima sicurezza dell'impianto, massimi rendimenti energetici, e minimi rischi operativi ed è predisposta per i collegamenti CC



Figura 6: Esempio di soluzione integrata inverter e trasformatore in container da 20 piedi

3.4.3 Inverter

Ogni inverter sarà contenuto all'interno di un container prefabbricato destinato ad ospitare anche il trasformatore BT/MT

L'inverter per batterie sarà un Sunny Central Storage UP, che è in grado di accumulare l'energia molto rapidamente in batterie ad alto voltaggio e rilasciarla in modo altrettanto rapido rendendola nuovamente disponibile quando serve; estremamente flessibile, può essere utilizzato in impianti fotovoltaici e ibridi. L'inverter è dotato di un sistema di raffreddamento intelligente OptiCool che garantisce un perfetto funzionamento anche in presenza di temperature ambiente estreme.



Figura 7: inverter bidirezionale per batterie

Sunny Central UP è un inverter FV che converte la corrente continua prodotta nei moduli FV in corrente alternata che può essere immessa nella rete pubblica. Un trasformatore di media tensione esterno, inserito a valle, immette nella rete pubblica la corrente alternata generata.

È inoltre possibile collegare fino a 6 SMA DC-DC Converter che allineano la tensione delle batterie collegate al livello di tensione nell'inverter.

Ambiente

Il prodotto è progettato per l'utilizzo in ambito industriale.

Il prodotto è idoneo esclusivamente all'impiego in ambienti esterni.

L'inverter rientra nella classe 4C2 ai sensi della norma IEC 60721-3-4 ed è idoneo al funzionamento in un ambiente chimicamente attivo. L'inverter soddisfa il grado di protezione IP54 e può essere utilizzato anche in presenza di pioggia, neve e grandine.

L'inverter solo può essere utilizzato con le bocchette dell'aria aperti.

Il grado di inquinamento dell'inverter soddisfa la categoria PD3.

Il prodotto non deve essere aperto in caso di pioggia o di umidità superiore al 95%.

Caratteristiche

L'inverter è conforme alla norma CEI 0-16:2019-04 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica" rispettandone tutte le prescrizioni, tra cui, ma non solo:

- Low voltage ride through;
- Gestione potenza reattiva per regolazione di tensione e di cosfi;
- Range di tensione di funzionamento;
- Frequency ride through;
- Total harmonic distortion.

Curva di capability

L'inverter può funzionare con un fattore di potenza (PF) variabile a seconda della necessità, con diversi set-point di lavoro interni al cerchio il cui raggio è la potenza apparente della macchina. La capability è quindi circolare alla tensione nominale non presentando limitazioni né sulla potenza attiva né sulla potenza reattiva.

L'inverter, quindi, risulta pienamente in grado di erogare servizi quali regolazione di tensione Q(V) o regolazione del cosfi.

In seguito, viene riportata la caratteristica P/Q del dispositivo che risulta non limitata dalla capability delle batterie:

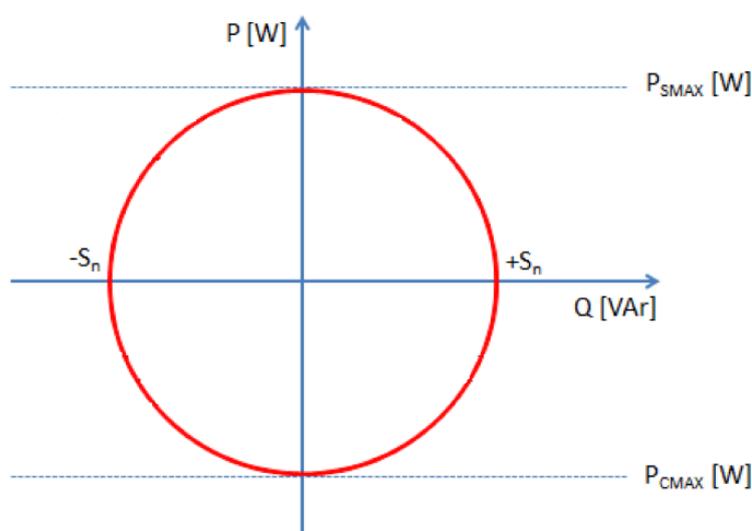


Figura 8: Capability dell'inverter a tensione nominale

Requisiti di sistema

Se la batteria non è dotata di sezionatore di carico o di interruttore di potenza, sarà necessario installare un sezionatore di carico o un interruttore di potenza fra la batteria e l'inverter che in caso di guasto disinserisca in modo sicuro la corrente di cortocircuito dalla batteria.

Per gli ingressi nel percorso della potenza è stato eseguito un test di sovratensione secondo IEEE C62.41.2 con tensione fino a 6 kV.

Per gli ingressi nel percorso di comando è stato eseguito un test di sovratensione secondo IEEE C37.90.1 con tensione fino a 2,5 kV.

Secondo EN 55011, il prodotto può essere utilizzato solo in luoghi in cui la distanza tra il prodotto e i dispositivi di comunicazione radio è maggiore di 30 m. I portatori di apparecchi sensibili alle onde radio o elettromagnetiche devono mantenere questa distanza.

Deve essere garantita l'alimentazione di aria necessaria. Deve essere esclusa l'aspirazione dell'aria di scarico di altri dispositivi.

Il prodotto non può essere utilizzato con le coperture o gli sportelli aperti.

Collegamento CC

La massima tensione d'ingresso CC dell'inverter consentita non deve essere superata.

Sulla base del suo dimensionamento tecnico, l'inverter è in grado di sopportare una corrente di cortocircuito pari a:

$$I^2t = 28,9 \text{ A}^2\text{s.}$$

Il DC-DC Converter non può evitare un cortocircuito nella batteria in modo sicuro. Tra il DC-DC Converter e la batteria deve essere installato un elemento di protezione che, in caso di guasto, disinserisca in modo sicuro la corrente di cortocircuito della batteria.

La potenza di interruzione del sezionatore di carico installato nel percorso FV è di 6,4 kA. Ciò consente di resistere a correnti di 19 kA per 1 secondo. Durante questo intervallo di tempo non potranno essere eseguite attivazioni.

Si rimanda alla scheda tecnica allegata per i dati tecnici dell'inverter.

3.4.4 Trasformatori

Verranno installati 15 trasformatori MT/BT in olio da 4 MVA per adattare la tensione di 690V in uscita dagli inverter alla tensione 30kV delle barre MT.

Ciascun trasformatore è connesso lato MT agli scomparti della sala di smistamento MT e lato BT a due inverter.

Ciascun inverter è connesso su un secondario dedicato al fine di separare galvanicamente i due circuiti BT ed evitare disturbi dovuti alla modulazione ad alte frequenze dei convertitori. Ogni avvolgimento BT è inoltre del tipo "a triangolo" per bloccare la circolazione di componenti di terza armonica. L'avvolgimento MT è del tipo a stella.

Tabella 3: dati trasformatore

Potenza nominale	4000 kVA
Tensione primario	36 kV
Tensione secondario	400 V
Vcc%	6%

Isolamento	Olio
Raffreddamento	ONAF
Gruppo	Yd11d11

3.4.5 Quadri AT

Nella sala di smistamento sono presenti tre scomparti dedicati alla connessione dei tre sottosistemi dell'ESS; ad ogni scomparto è collegato un singolo trasformatore mediante linea AT interrata.

Ogni scomparto è realizzato in lamiera di acciaio zincata ed è equipaggiato di:

- Interruttore isolato in SF6
- Relè di protezione 50-51-50N-51N
- Sezionatore di linea
- Sezionatore di messa a terra
- Dispositivi di blocco a chiave
- Interblocco organi di manovra

Vista la distanza limitata tra protezione e trasformatore non è reputata necessaria l'adozione di protezione direzionale 67N.

3.4.6 Quadri BT

I quadri BT sono del tipo quadri di potenza, quadri ausiliari e quadri di controllo.

I quadri di potenza sono posizionati all'interno del container batterie e sono:

- N.60 QUADRI FUSIBILI, uno per ciascun Pack batterie contengono i fusibili di protezione di ogni rack e sono predisposti per accogliere le barre di parallelo DC.

I quadri ausiliari garantiscono la distribuzione elettrica e l'alimentazione a tutti i dispositivi installati, in particolare sono previsti:

- N.1 QUADRO AUSILIARI ESS per alimentare luce, forza motrice, HVAC, ausiliari dei PCS, i quadri ausiliari PACK e i quadri di controllo. Riceve alimentazione dal trasformatore MT/BT ausiliari di sottostazione da 200kVA ed è posizionato nel container ausiliari.
- N.60 QUADRI AUSILIARI PACK per alimentare le ventole delle batterie, i rack batteria e tutti i dispositivi installati nel container batterie.

I quadri di controllo, alimentati dal quadro ausiliari ESS, sono posizionati nel container ausiliari.

Sono previsti:

- N.1 QUADRO SCADA ESS per il controllo di tutti i dispositivi facenti parte del sistema di accumulo. Contiene un HMI (Human Machine Interface) per la gestione dell'operatore in sito e tutto il necessario per garantire il monitoraggio e il controllo remoto dell'impianto.

3.5 Cavi

3.5.1 Cavi MT

Tutte le linee elettriche di collegamento in media tensione saranno realizzate attraverso l'utilizzo di cavo del tipo RG16H1R12 26/45 kV. In particolare, all'interno dell'area questo cavo viene impiegato per il collegamento dagli scomparti MT ai trasformatori del sistema di accumulo.

Si tratta di cavi unipolari elicordati, congiunti in maniera da formare un unico fascio di forma circolare. Tale cavo presenta uno spessore maggiorato della guaina che ne migliora notevolmente la resistenza allo schiacciamento e all'impatto. Grazie a queste peculiarità, si rende adatto alle installazioni fisse interne o esterne, posato in aria o direttamente o indirettamente interrato, anche in ambienti bagnati.

A seguire si riportano le caratteristiche tecniche:

Tabella 4: Datasheet Cavi MT

Conduttore	Conduttore rigido di rame rosso ricotto. Classe 2
Materiale del semi-conduttore interno	Elastometrico estruso
Isolante	HEPR di qualità G16
Materiale del semi-conduttore esterno	Elastomerico estruso pelabile a freddo
Schermo	Fili di rame rosso
Guaina esterna	Termoplastica tipo R12 per cavi MT
Colore guaina esterna	Rosso
Tensione nominale U_0/U	26/45 kV
Temperatura massima di esercizio	+105°C
Temperatura minima di esercizio	-15°C
Temperatura massima di corto circuito	+300°C
Temperatura minima di installazione e maneggio	0°C
Sforzo massimo di tiro	60 N/mm ²
Raggio minimo di curvatura per diametro D (in mm)	12 volte il diametro
Imballo	Bobina con metrature da definire in fase di ordine

3.5.2 Cavi BT

Tutti i cavi BT ausiliari esterni ai quadri sono cavi del tipo FG16(O)R16 conformi alla normativa CPR.

Il cavo è adatto per l'alimentazione di energia nell'industria, nei cantieri, nell'edilizia residenziale. Per posa fissa all'interno e all'esterno, anche in ambienti bagnati; per posa interrata diretta e indiretta. Per all'installazione all'aria aperta, su murature e strutture metalliche, su passerelle, tubazioni, canalette e sistemi similari. Adatto per installazioni a fascio in ambienti a maggior rischio in caso d'incendio.

Date le proprietà di limitare lo sviluppo del fuoco e l'emissione di calore, il cavo è adatto per l'alimentazione di energia elettrica nelle costruzioni ed altre opere di ingegneria civile.

Tabella 5: Datasheet Cavi MT

Conduttore	Conduttore a corda rotonda flessibile di rame rosso ricotto
Isolante	Mescola di qualità etilpropilenica ad alto modulo di qualità G16

Riempitivo	Mescola di materiale non fibroso e non igoscopico
Guaina esterna	Mescola di PVC di qualità R16
Colore guaina esterna	Grigio
Tensione nominale U_0/U	0,6/1 kV e 1,5 kV in C.C.
Temperatura massima di esercizio	+90°C
Temperatura minima di esercizio	-15°C in assenza di sollecitazioni meccaniche
Temperatura massima di corto circuito	+300°C
Temperatura minima di installazione e maneggio	0°C
Sforzo massimo di trazione	50 N/mm ²
Raggio minimo di curvatura per diametro D (in mm)	4 volte il diametro esterno massimo

Tutti i cavi ausiliari di alimentazione di dispositivi a 12 e 24V sono del tipo twistato e schermato con schermo messo a terra ad entrambe le estremità.

3.5.3 Cavi BT interni ai quadri

I cavi interni ai quadri ausiliari e ai quadri di controllo sono del tipo N07V-K 450/750 V. Sono cavi unipolari flessibili, per energia e cablaggio, isolati in polivinilcloruro (PVC).

3.5.4 Cavi DC

I cavi di potenza DC utilizzati tra ciascun rack batterie e il relativo quadro fusibili e tra il quadro fusibili e l'ingresso DC dell'inverter sono del tipo H1Z2Z2-K conformi alla normativa CPR.

Questi cavi risultano particolarmente adatti per applicazioni in corrente continua per le loro peculiarità. Sono isolati con gomma Z2, sotto guaina Z2, con conduttori flessibili stagnati, non propagano la fiamma, sono senza alogeni e a basso sviluppo di fumi e gas tossici e corrosivi.

3.5.5 Cavi di segnale e comunicazione

Tutti i cavi di segnale e comunicazione e tutti i cavi di alimentazione a 24V saranno del tipo schermato e twistato con lo schermo messo a terra ad entrambe le estremità.

3.5.6 Cavi di protezione

I conduttori di protezione sono in cavo FS17 di colore giallo verde per le apparecchiature installate indoor e in corda nuda in rame per la connessione alla maglia di terra delle apparecchiature installate outdoor.

3.5.7 Dimensionamento e verifica dei cavi

3.5.7.1 Isolamento dei cavi

I cavi utilizzati in corrente alternata devono essere adatti a tensione nominale verso terra e tensione nominale (U_0/U) non inferiori a 0,75/1kV, in modo da essere compatibili con le tensioni caratteristiche dei sistemi in cui sono installati. Mentre i cavi in corrente continua poiché lavorano a livelli di tensione

maggiore e sono sottoposti a condizioni di funzionamento più gravose per gli isolanti devono essere adatti a tensione nominale verso terra e tensione nominale (U_0/U) non inferiori a 1/1,5kV.

3.5.7.2 Verifica della portata

La portata dei cavi I_z dipende dal tipo di posa, dalla temperatura ambiente in cui lavora il cavo, dalla vicinanza o meno di altri conduttori attivi e dalla disposizione dei cavi (fascio o strato). Per determinare i coefficienti di riduzione delle portate ordinarie dei cavi vengono utilizzate le tabelle CEI UNEL 35024/1 per i cavi posati in aria libera e CEI-UNEL 35026 per i cavi interrati. La portata del cavo viene quindi determinata secondo la seguente relazione:

$$I_z = I_0 \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4$$

dove:

I_z = Portata effettiva del cavo

I_0 = Portata nominale dichiarata dal costruttore, per posa interrata a 20° C;

K_1 = Fattore di correzione per temperature diverse da 20° C;

K_2 = Fattore di correzione per gruppi di più cavi installati sullo stesso piano;

K_3 = Fattore di correzione per profondità di interramento diversa da 0,8 m;

K_4 = Fattore di correzione per resistività termica del terreno diversa da 1,5 k*m/W.

3.5.7.3 Verifica della caduta di tensione

Il calcolo è svolto in modo tale che la somma delle cadute di tensione medie (che in valore relativo coincidono con le perdite di potenza) dei vari tratti in cavo compresi fra le stringhe e l'ingresso lato DC dell'inverter non superi il valore di progetto del 1,5%. Le cadute di tensione vengono calcolate considerando la corrente pari alla corrente alla massima potenza delle stringhe, il che rende cautelativo il dimensionamento in quanto, per natura della conversione fotovoltaica, associata alla radiazione solare, la condizione di funzionamento alla massima potenza risulta limitata nel tempo e mediamente le correnti di impiego dei cavi risultano essere più basse. La caduta di tensione è definita dalla seguente relazione:

$$\Delta U = 2 \cdot R \cdot I \cdot L$$

dove:

ΔU = caduta di tensione;

R = resistenza per unità di lunghezza del conduttore in Ω/km ;

I = corrente in A;

L = lunghezza della linea in km.

3.5.7.4 Colori distintivi dei cavi

I conduttori impiegati nell'esecuzione degli impianti devono essere contraddistinti dalle colorazioni previste dalle vigenti tabelle di unificazione CEI-UNEL 00722-74 e 00712. In particolare, i conduttori di neutro e protezione devono essere contraddistinti, rispettivamente ed esclusivamente, con il colore blu chiaro e con il bicolore giallo-verde. I conduttori di fase devono essere contraddistinti in modo univoco per tutto l'impianto dai colori: grigio (cenere), marrone, nero.

Per i cavi in Corrente Continua si utilizzerà la colorazione Rossa per la polarità positiva e la colorazione nera per la polarità negativa.

3.5.7.5 Sezioni minime e cadute di tensione ammesse

Le sezioni dei conduttori sono calcolate in funzione della corrente di impiego e della lunghezza dei circuiti, affinché non vengano superati i valori delle portate di corrente ammesse, per i diversi tipi di conduttori, dalle tabelle di unificazione CEI-UNEL 35024-70 e 35023-70 e la caduta di tensione non superi il valore del 4% della tensione a vuoto. In realtà nelle applicazioni fotovoltaiche si tende a sovradimensionare le sezioni dei cavi per aumentare i margini di sicurezza e diminuire le perdite per effetto Joule.

3.5.7.6 Dimensionamento dei conduttori di protezione

Il dimensionamento dei conduttori di protezione sarà effettuato considerando le sezioni dei conduttori di fase. A seguire si riporta la regola prevista dalla normativa CEI 64-8

$$\begin{aligned} S_f < 16\text{mm}^2: & \quad S_{PE} = S_f \\ 16 \leq S_f \leq 35\text{mm}^2: & \quad S_{PE} = 16\text{mm}^2 \\ S_f > 35\text{mm}^2: & \quad S_{PE} = S_f / 2 \end{aligned}$$

dove:

- S_f è la sezione del conduttore di fase (mm^2);
- S_{PE} è la sezione del conduttore di protezione (mm^2).

3.5.7.7 Tubi e canalizzazioni

I conduttori devono essere sempre protetti e salvaguardati meccanicamente. Dette protezioni possono essere: tubazioni, canalette porta cavi, passerelle, etc.

Il diametro interno dei tubi deve essere pari ad almeno 1,3 volte il diametro del cerchio circoscritto al fascio dei cavi in esso contenuti; il diametro del tubo deve essere sufficientemente grande da permettere di sfilare e rinfilare i cavi in esso contenuti con facilità e senza che ne risultino danneggiati i cavi stessi o i tubi. Comunque, il diametro interno non deve essere inferiore a 16 mm. Il tracciato dei tubi protettivi deve consentire un andamento rettilineo orizzontale (con minima pendenza per favorire lo scarico di eventuale condensa) o verticale. Le curve devono essere effettuate con raccordi o con piegature che non danneggino il tubo e non pregiudichino la sfilabilità dei cavi.

Le giunzioni dei conduttori devono essere eseguite nelle cassette di derivazione con impiego di opportuni morsetti o morsettiere. Dette cassette devono essere costruite in modo che, nelle condizioni di installazione, non sia possibile introdurre corpi estranei; inoltre, deve risultare agevole la dispersione del calore in esse prodotta.

Il coperchio delle cassette deve offrire buone garanzie di fissaggio ed essere apribile solo con attrezzo.

Le giunzioni di conduttori interrati vanno eseguite utilizzando idonee muffole opportunamente sigillate attraverso la colata di resina al loro interno.

3.5.7.8 Criteri di verifica della protezione contro i contatti indiretti

Devono essere protette contro i contatti indiretti tutte le parti metalliche accessibili dell'impianto elettrico e degli apparecchi utilizzatori, normalmente non in tensione, ma che, per cedimento dell'isolamento principale o per altre cause accidentali, potrebbero trovarsi sotto tensione (masse). All'impianto di terra devono essere collegati tutte le masse metalliche accessibili.

3.5.7.9 Coordinamento tra conduttori e dispositivi di protezione

I conduttori che costituiscono l'impianto devono essere protetti contro le sovracorrenti causate da sovraccarichi e da corto circuiti.

Sovraccarico

Secondo la norma CEI 64-8/4, le caratteristiche di funzionamento del dispositivo di protezione delle condutture contro i sovraccarichi (interruttore automatico magnetotermico) devono rispondere alle seguenti due condizioni:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_f = 1,45 * I_z$$

dove

I_b = corrente di impiego del circuito;

I_z = portata in regime permanente della conduttura;

I_n = corrente nominale del dispositivo di protezione.

I_f = corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione.

Per la parte in corrente continua del sistema non si prevede la protezione del sistema contro i sovraccarichi, in quanto la massima corrente erogabile dal campo fotovoltaico, nel punto di massima potenza, è approssimabile alla massima corrente che il campo è in grado di erogare in condizioni di cortocircuito.

E quindi l'unica condizione da verificare è:

$$I_b = I_z$$

Riducendo il valore I_z con opportuni coefficienti correttivi che tengono delle condizioni termiche di esercizio dei cavi.

Corto circuito

Per la parte di circuito in corrente continua la protezione contro il corto circuito è assicurata dalla presenza di fusibili a intervento rapido ed extrarapido installati nella BPU (Battery Protection Unit), nei quadri fusibili e negli ingressi DC degli inverter.

Per le varie sezioni in alternata occorre proteggere le condutture dalle correnti di corto circuito di ritorno dalla rete mediante l'inserimento di interruttori automatici magnetotermici che devono avere potere di interruzione superiore alla corrente di corto circuito presunta nel punto di installazione. Bisogna quindi verificare che $I_{2t} = K_2 S^2$ sull'energia passante ricorrendo alla curva caratteristica del dispositivo scelto, le sezioni di cavo adottate e le correnti di corto circuito nel punto di consegna dell'energia.

3.6 Impianto di terra

Il sistema di accumulo è installato nell'area adiacente all'impianto fotovoltaico dove bisogna realizzare un impianto di terra magliato.

I 15 PCS costituiti ciascuno da inverter, trasformatore e quadro MT, saranno collegati alla maglia di terra sottostante intercettata in almeno 4 punti al fine di garantire opportuna ridondanza.

I dispositivi del container ausiliari e controllo e del container batterie sono collegati ai collettori di terra dei locali previsti nell'impianto di messa a terra.

I collettori equipotenziali dei locali sono chiusi tra loro ad anello per garantire opportuna ridondanza.

3.7 Luce e FM

L'impianto di illuminazione è progettato per garantire il rispetto delle soglie minime di illuminamento previste dalla normativa per questo tipo di locali.

Locale	Requisito normativo	Valore di progetto
Container ausiliari e controllo	500	500
Container batterie	200	300

3.8 Impianto antincendio

L'impianto antincendio è costituito da una zona in cui è prevista la sola rilevazione incendio (container ausiliari e controllo) e da una zona in cui è prevista sia la rilevazione che lo spegnimento (container batterie).

La rilevazione è gestita da sensori di temperatura e di fumo installati a soffitto. Per lo spegnimento sono previste invece bombole di gas installate nel container ausiliari e controllo che mediante apposite condutture, in caso di incendio, saturano l'atmosfera del container batterie.

La scarica del gas è pilotata da appositi pulsanti manuali installati all'esterno del container o dalla centralina Fire Fighting Unit installata nel container ausiliari e controllo. La centralina, inoltre, mediante connessione alla rete internet, consente la supervisione dello stato del sistema da remoto. In caso di mancanza di alimentazione di rete la centralina è dotata di batterie tampone che ne assicurano l'alimentazione per 24h.

La scarica del gas nel container batterie è inibita da appositi pulsanti manuali installati all'esterno del container o da sensori di porta aperta installati nel container batterie.

Apposite targhe ottico-acustiche sono previste sia all'esterno dei container che all'interno nei locali adibiti ad ospitare le apparecchiature del sistema di accumulo.

Il gas previsto per l'estinzione incendio è il Novec123, il più moderno standard applicato ai sistemi di accumulo a batterie a litio.

Il fluido Novec 1230 è un agente estinguente sviluppato come alternativa ad halon e idrofluorocarburi (HFC), un agente chimico di nuova generazione, formulato per equilibrare la sicurezza per le persone, con le prestazioni e l'ambiente. Il fluido Novec 1230 è un fluoroketone-C6 con formula chimica CF₃, CF₂, C(O)CF(CF₃)₂, mentre altri agenti come FM-200 sono HFC (HFC-227ea). Il fluido Novec

1230 ha un potenziale di riscaldamento globale (GWP) minore di 1 mentre gli HFC hanno un GWP tipicamente superiore a 3000. Il fluido Novec 1230 è uno dei agenti che non crea danni per l'uomo.

L'utilizzo di gas Novec1230 consente di:

- Estinguere un incendio in pochi secondi, prima che divampi, con una rapidità che altri sistemi non hanno. Questa caratteristica è fondamentale per sistemi di accumulo a batterie a liquido in quanto in caso di thermal runaway delle celle è indispensabile bloccare il processo nei primi istanti;
- Non danneggiare parti elettroniche ed elettrochimiche (il fluido Novec 1230 è un sistema estinguente che non contiene acqua, che non lascia residui e che non è elettricamente conduttivo);
- Garantire la miglior sicurezza alle persone;
- Non avere un prodotto soggetto al phasedown degli HFC ai sensi del regolamento sugli F-Gas in Europa o di qualsiasi ente normativo globale, compreso il protocollo di Montreal;
- Salvare spazio, perché il prodotto viene immagazzinato come liquido e scaricato come gas, occupando circa l'80% di spazio in meno rispetto ai sistemi a gas.

3.9 Impianto HVAC

L'impianto HVAC è installato nel container batterie ed è in grado di compensare il calore prodotto dalle batterie, mantenendo la temperatura uniforme sui 23 +/-5°C. L'impianto HVAC è dimensionato per 60kWt ripartiti in due macchine.

Ogni macchina è dotata di un circuito chiuso a liquido, di un'unità esterna e di un'unità interna.

L'unità interna è un condizionatore d'aria ad espansione diretta ad alta precisione con mandata di aria dall'alto predisposto ad essere collegato ad un sistema di canalizzazione e distribuzione dell'aria fredda. In questo modo si riesce ad assicurare un raffreddamento omogeneo dei rack batteria.

Il condensatore esterno dissipa in ambiente il calore mediante uno scambiatore aria-acqua.

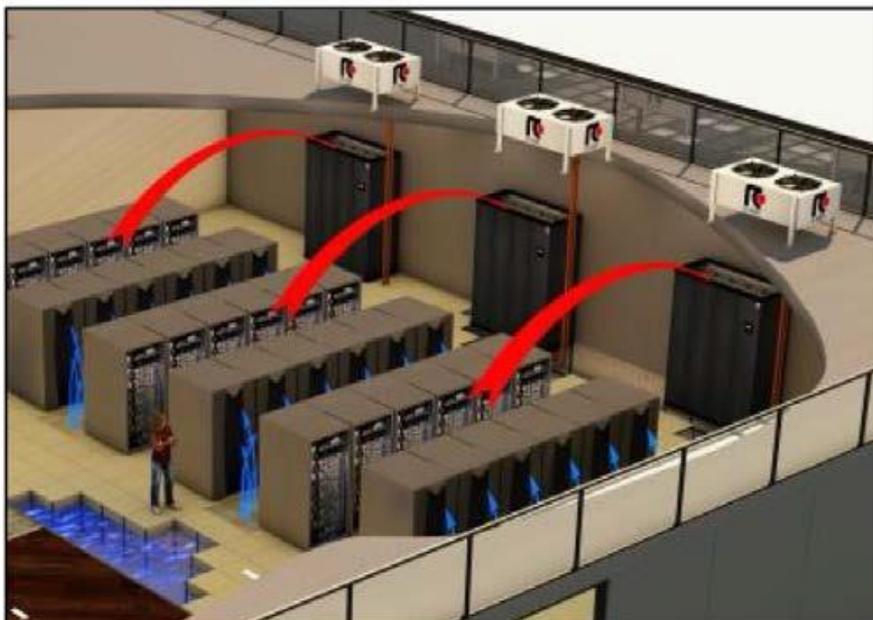


Figura 9: Esempio di installazione di impianto HVAC in container batterie

3.10 UPS

La sezione dei carichi privilegiati del sistema di accumulo, riceve l'alimentazione da un gruppo di continuità online a doppia conversione. Tale dispositivo avrà una potenza di 6 kVA e allo stesso verrà collegato un pacco batterie aggiuntivo per aumentarne l'autonomia di alimentazione ai servizi ausiliari principali dell'ESS.

3.11 SCADA di impianto e comunicazione

Lo SCADA "Supervisory Control And Data Acquisition" di impianto è installato nel quadro ESS SCADA. Mediate diversi protocolli di comunicazione, quali Modbus RTU, Modbus TCP/IP, CAN, Profinet o equivalenti scambia dati con tutti i dispositivi in impianto e li comanda in modo sincronizzato.

L'ESS SCADA gestisce, dialoga e/o monitora:

- gli inverter;
- il battery management system, i rack batteria e i singoli moduli batteria;
- le centraline termometriche dei trasformatori;
- i condizionatori;
- gli ausiliari.

L'ESS SCADA inoltre riceve i dati dall'impianto fotovoltaico per ottimizzarne la produzione e per eseguire le logiche di energy shifting.

L'ESS SCADA connesso ad internet fornisce il pieno controllo del sistema di accumulo da remoto per esigenze O&M.

Allegato 1: Scheda tecnica Powerstation

MV POWER STATION

4000-S2 / 4200-S2 / 4400-S2 / 4600-S2



MVPS-4000-S2 / MVPS-4200-S2 / MVPS-4400-S2 / MVPS-4600-S2



Resistente

- La stazione e tutti i componenti sono sottoposti a test
- Perfetta per condizioni ambientali estreme

Pratica

- Sistema "plug and play"
- Completamente preassemblata per un'installazione e messa in servizio semplice

Conveniente

- Semplicità di progetto e installazione
- Costi di trasporto ridotti grazie alla piattaforma da 20 piedi

Flessibile

- Un unico design per tutto il mondo
- DC-Coupling Ready
- Numerose opzioni

MV POWER STATION 4000-S2 / 4200-S2 / 4400-S2 / 4600-S2

Soluzione chiavi in mano per centrali fotovoltaiche

Con la potenza fornita dai nuovi inverter centralizzati Sunny Central UP e Sunny Central Storage UP e i componenti di media tensione appositamente studiati, la nuova MV Power Station offre una densità di potenza maggiore e può essere fornita chiavi in mano in tutto il mondo. Ideale per la nuova generazione di centrali fotovoltaiche da 1500 V_{CC}, la soluzione integrata nel container da 20 piedi assicura semplicità di trasporto e rapidità di montaggio e messa in servizio. La MVPS e tutti i componenti sono sottoposti a test. La MV Power Station garantisce la massima sicurezza dell'impianto, massimi rendimenti energetici, e minimi rischi operativi. Naturalmente la MV Power Station è predisposta per i collegamenti CC.

MV POWER STATION

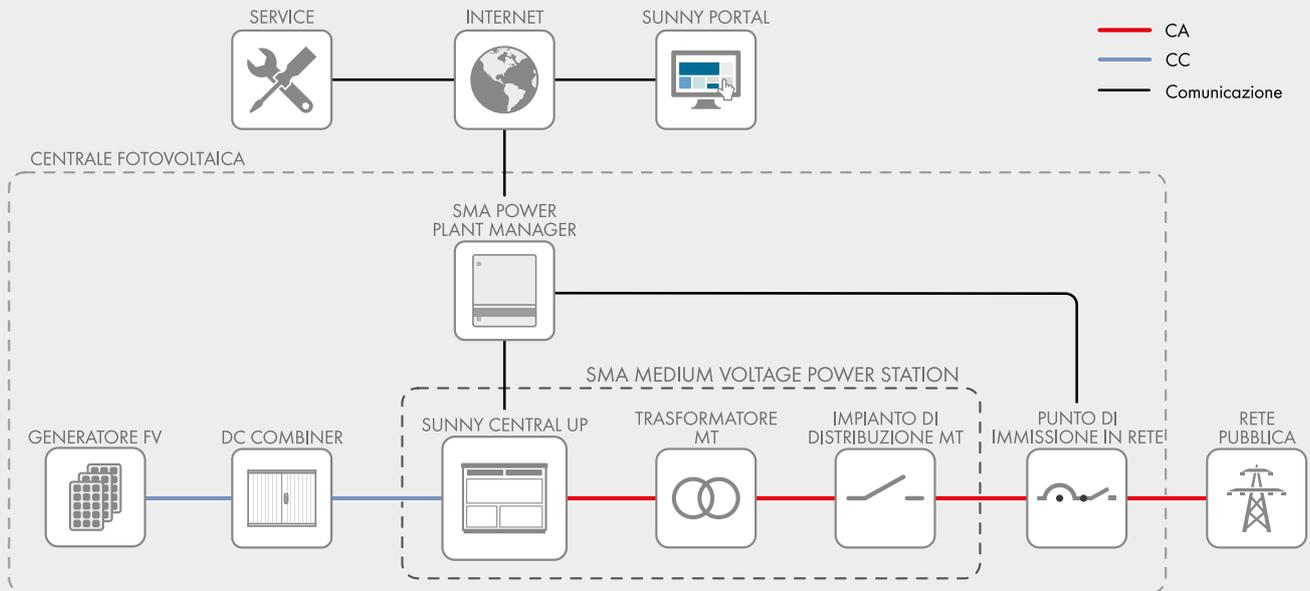
4000-S2 / 4200-S2 / 4400-S2 / 4600-S2

Dati tecnici	MVPS 4000-S2	MVPS 4200-S2
Ingresso (CC)		
Inverter selezionabili	1 x SC 4000 UP oppure 1 x SCS 3450 UP oppure 1 x SCS 3450 UP-XT	1 x SC 4200 UP oppure 1 x SCS 3600 UP oppure 1 x SCS 3600 UP-XT
Tensione d'ingresso max	1500 V	1500 V
Numero ingressi CC	a seconda dell'inverter scelto	
Zone Monitoring integrato	○	
Amperaggi disponibili dei fusibili (per ciascun ingresso)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Uscita (CA) lato di media tensione		
Potenza nominale con SC UP (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾	4000 kVA / 3400 kVA	4200 kVA / 3570 kVA
Potenza nominale con SCS UP (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾	3450 kVA / 2880 kVA	3620 kVA / 3020 kVA
Potenza di carica SCS UP-XT (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾	3450 kVA / 2880 kVA	3620 kVA / 3020 kVA
Potenza di scarica con SCS UP-XT (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾	4000 kVA / 3400 kVA	4200 kVA / 3570 kVA
Tensioni nominali tipiche CA	da 11 kV a 35 kV	
Frequenza di rete CA	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Gruppo vettoriale del trasformatore Dy11 / YNd11 / YNy0	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Tipo di raffreddamento del trasformatore	KNAN ²⁾	KNAN ²⁾
Perdite standard a vuoto del trasformatore / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Perdite standard di corto circuito del trasformatore / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Fattore massimo di distorsione	< 3%	
Immissione di potenza reattiva (fino a max 60% della potenza nominale)	○	
Fattore di potenza a potenza nominale / fattore di sfasamento regolabile	1 / 0,8 induttivo fino a 0,8 capacitivo	
Rendimento inverter		
Grado di rendimento max ³⁾ / Grado di rendimento europeo ³⁾ / Grado di rendimento CEC ⁴⁾	98,7% / 98,6% / 98,5%	98,7% / 98,6% / 98,5%
Dispositivi di protezione		
Dispositivo di disinserzione lato ingresso	Sezionatore di carico CC	
Dispositivo di sgancio lato uscita	Interruttore a vuoto MT	
Protezione contro sovratensioni CC	Scaricatore di sovratensioni tipo I	
Separazione galvanica	●	
Resistenza ad archi elettrici cabina elettrica MT (secondo IEC 62271-202)	IAC A 20 kA 1 s	
Dati generali		
Dimensioni container ISO da 20 piedi (L / A / P)	6058 mm / 2896 mm / 2438 mm	
Peso	< 18 t	
Autoconsumo (max / carico parziale / medio) ¹⁾	< 8,1 kW / < 1,8 kW / < 2,0 kW	
Autoconsumo (stand-by) ¹⁾	< 370 W	
Temperatura ambiente da -25°C a +45°C / da -25°C a +55°C / da -40°C a +45°C	● / ○ / ○	
Grado di protezione secondo IEC 60529	Cabine elettriche IP23D, elettronica inverter IP54	
Ambiente: standard / critico	● / ○	
Grado di protezione secondo IEC 60721-3-4 (4C1, 4S2 / 4C2, 4S4)	● / ○	
Valore massimo ammissibile per l'umidità relativa	95% (per 2 mesi/anno)	
Altitudine operativa max. s.l.m. 1000 m / 2000 m	● / ○	
Fabbisogno d'aria fresca inverter	6500 m ³ /h	
Dotazione		
Collegamento CC	Capicorda	
Collegamento CA	Connettore angolare conico esterno	
Tap changer per trasformatore di media tensione: senza / con	● / ○	
Avvolgimento di schermatura per trasformatore MT: senza / con	● / ○	
Pacchetto monitoraggio	○	
Colore involucro cabina	RAL 7004	
Trasformatore per utilizzatori esterni: senza / 10 / 20 / 30 / 40 / 50 / 60 kVA	● / ○ / ○ / ○ / ○ / ○ / ○	
Impianto di distribuzione in media tensione: senza / 1 feeder / 3 feeder	● / ○ / ○	
2 feeder con sezionatore di carico, 1 feeder trasformatore con interruttore di potenza, resistenza ad arco elettrico interno IAC A FL 20 kA 1 s secondo IEC 62271-200	● / ○ / ○	
Resistenza ai cortocircuiti impianto di distribuzione in media tensione (20 kA 1 s / 20 kA 3 s / 25 kA 1 s)	● / ○ / ○	
Accessori dei quadri di distribuzione in media tensione: senza / contatti ausiliari / motore per feeder trasformatore / collegamento a cascata / monitoraggio	● / ○ / ○ / ○ / ○	
Contenitore di raccolta olio integrato: senza / con	● / ○	
Standard (per ulteriori standard si veda la scheda tecnica dell'inverter)	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, EN50588-1, CSC Certificate	
● Dotazione di serie ○ Opzionale – Non disponibile		
Denominazione del tipo	MVPS-4000-S2	MVPS-4200-S2

- 1) Dati riferiti all'inverter. Per ulteriori dettagli si veda la scheda tecnica dell'inverter.
 2) KNAN = estere con raffreddamento naturale ad aria
 3) Efficienza misurata sull'inverter senza autoalimentazione
 4) Efficienza misurata sull'inverter con autoalimentazione

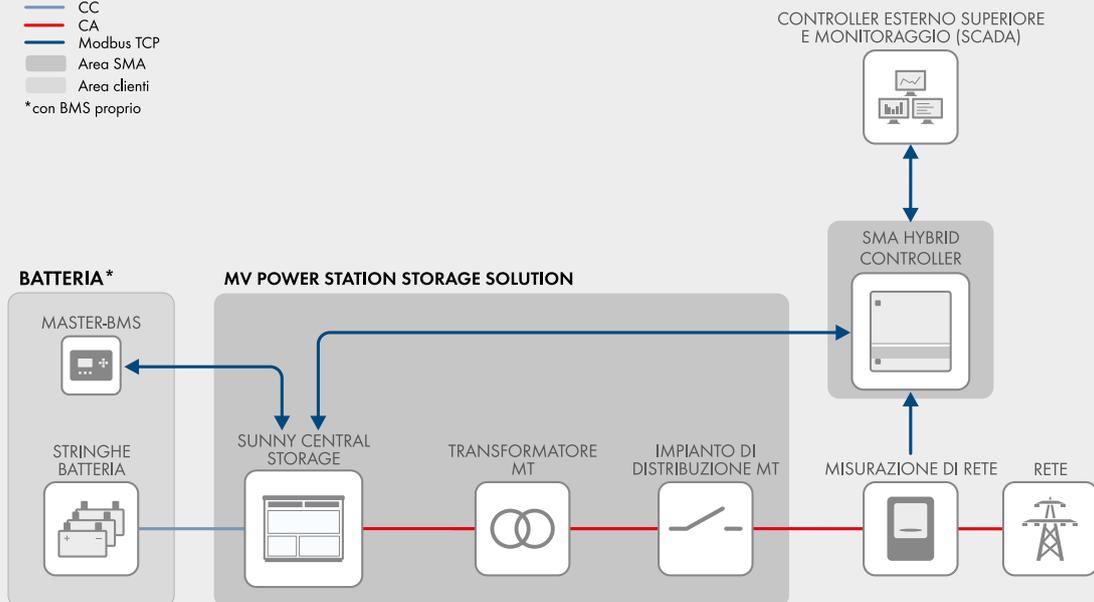
Dati tecnici	MVPS 4400-S2	MVPS 4600-S2
Ingresso (CC)		
Inverter selezionabili	1 x SC 4400 UP oppure 1 x SCS 3800 UP oppure 1 x SCS 3800 UP-XT	1 x SC 4600 UP oppure 1 x SCS 3950 UP oppure 1 x SCS 3950 UP-XT
Tensione d'ingresso max	1500 V	1500 V
Numero ingressi CC	a seconda dell'inverter scelto	
Zone Monitoring integrato	○	
Amperaggi disponibili dei fusibili (per ciascun ingresso)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Uscita (CA) lato di media tensione		
Potenza nominale con SC UP (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾	4400 kVA / 3740 kVA	4600 kVA / 3910 kVA
Potenza nominale con SCS UP (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾	3800 kVA / 3170 kVA	3960 kVA / 3310 kVA
Potenza di carica SCS UP-XT (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾	3800 kVA / 3170 kVA	3960 kVA / 3310 kVA
Potenza di scarica con SCS UP-XT (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾	4400 kVA / 3740 kVA	4600 kVA / 3910 kVA
Tensioni nominali tipiche CA	da 11 kV a 35 kV	da 11 kV a 35 kV
Frequenza di rete CA	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Gruppo vettoriale del trasformatore Dy11 / YNd11 / YNy0	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Tipo di raffreddamento del trasformatore	KNAN ²⁾	KNAN ²⁾
Perdite standard a vuoto del trasformatore / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Perdite standard di corto circuito del trasformatore / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Fattore massimo di distorsione	< 3%	
Immissione di potenza reattiva (fino a max 60% della potenza nominale)	○	
Fattore di potenza a potenza nominale / fattore di sfasamento regolabile	1 / 0,8 induttivo fino a 0,8 capacitivo	
Rendimento inverter		
Grado di rendimento max ³⁾ / Grado di rendimento europeo ³⁾ / Grado di rendimento CEC ⁴⁾	98,7% / 98,6% / 98,5%	98,7% / 98,6% / 98,5%
Dispositivi di protezione		
Dispositivo di disinserzione lato ingresso	Sezionatore di carico CC	
Dispositivo di sgancio lato uscita	Interruttore a vuoto MT	
Protezione contro sovratensioni CC	Scaricatore di sovratensioni tipo I	
Separazione galvanica	●	
Resistenza ad archi elettrici cabina elettrica MT (secondo IEC 62271-202)	IAC A 20 kA 1 s	
Dati generali		
Dimensioni container ISO da 20 piedi (L / A / P)	6058 mm / 2896 mm / 2438 mm	
Peso	< 18 t	
Autoconsumo (max / carico parziale / medio) ¹⁾	< 8,1 kW / < 1,8 kW / < 2,0 kW	
Autoconsumo (stand-by) ¹⁾	< 370 W	
Temperatura ambiente da -25°C a +45°C / da -25°C a +55°C / da -40°C a +45°C	● / ○ / ○	
Grado di protezione secondo IEC 60529	Cabine elettriche IP23D, elettronica inverter IP54	
Ambiente: standard / critico	● / ○	
Grado di protezione secondo IEC 60721-3-4 (4C1, 4S2 / 4C2, 4S4)	● / ○	
Valore massimo ammissibile per l'umidità relativa	95% (per 2 mesi/anno)	
Altitudine operativa max. s.l.m. 1000 m / 2000 m	● / ○	
Fabbisogno d'aria fresca inverter	6500 m ³ /h	
Dotazione		
Collegamento CC	Capicorda	
Collegamento CA	Connettore angolare conico esterno	
Tap changer per trasformatore di media tensione: senza / con	● / ○	
Avvolgimento di schermatura per trasformatore MT: senza / con	● / ○	
Pacchetto monitoraggio	○	
Colore involucro cabina	RAL 7004	
Trasformatore per utilizzatori esterni: senza / 10 / 20 / 30 / 40 / 50 / 60 kVA	● / ○ / ○ / ○ / ○ / ○ / ○	
Impianto di distribuzione in media tensione: senza / 1 feeder / 3 feeder	● / ○ / ○	
2 feeder con sezionatore di carico, 1 feeder trasformatore con interruttore di potenza, resistenza ad arco elettrico interno IAC A FL 20 kA 1 s secondo IEC 62271-200	● / ○ / ○	
Resistenza ai cortocircuiti impianto di distribuzione in media tensione (20 kA 1 s / 20 kA 3 s / 25 kA 1 s)	● / ○ / ○	
Accessori dei quadri di distribuzione in media tensione: senza / contatti ausiliari / motore per feeder trasformatore / collegamento a cascata / monitoraggio	● / ○ / ○ / ○ / ○	
Contentore di raccolta olio integrato: senza / con	● / ○	
Standard (per ulteriori standard si veda la scheda tecnica dell'inverter)	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, EN50588-1, CSC Certificate	
● Dotazione di serie ○ Opzionale – Non disponibile		
Denominazione del tipo	MVPS-4400-S2	MVPS-4600-S2

Schema impianto con Sunny Central UP



Schema impianto con Sunny Central Storage UP

- CC
- CA
- Modbus TCP
- Area SMA
- Area clienti
- * con BMS proprio



Allegato 2: Schede tecnica inverter per sistema di accumulo

SCS 3450 UP / SCS 3600 UP / SCS 3800 UP / SCS 3950 UP



Efficient

- Up to 4 inverters can be transported in one standard shipping container
- Higher power density

Robust

- Intelligent air cooling system OptiCool for efficient cooling
- Suitable for outdoor use in all climatic ambient conditions worldwide

Flexible

- One device for all applications
- Stand-alone device or turnkey solution with SMA medium-voltage system

Versatile

- Integrated battery communication
- Customized monitoring and control of inverters
- Grid management functions for dynamic grid support
- Integrated voltage supply for internal consumption and external loads

SUNNY CENTRAL STORAGE UP

Battery inverter for large-scale storage systems

With an output of up to 3960 kVA and system voltages up to 1500 V DC, the SMA Sunny Central Storage allows for more efficient and flexible system design for battery power plants. A separate voltage supply and additional space are available for the installation of customer equipment. The intelligent cooling system OptiCool ensure smooth operation even in extreme ambient temperature.

SUNNY CENTRAL STORAGE UP

Technical Data	SCS 3450 UP	SCS 3600 UP
Battery side (DC)		
Operating DC voltage range V_{DC}	880 V to 1500 V	921 V to 1500 V
Max. DC current $I_{DC, max}$	4750 A	
Fuse characteristic for battery connection - pre-arcing integral limit single DC busbar / split DC busbar ^{12) 14)}	10.75 MA ² s / 8.0 MA ² s	
Single DC busbar 26 connections per pole / split DC busbar 6/5/6 connections per pole	● / ○	
DC connection	with terminal lug	
Grid side (AC)		
Nominal AC power at 1200 Vdc and $\cos \varphi = 1.0$ (at 25 °C)	3450 kW	3620 kW
AC apparent power at 1200 Vdc (at 25 °C / at 40 °C / at 50 °C) ^{3) 13)}	3450 kVA / 3140 kVA / 2930 kVA	3620 kVA / 3290 kVA / 3075 kVA
Max. AC current $I_{AC, max}$ (at 25 °C / at 40 °C / at 50 °C)	3320 A / 3020 A / 2820 A	3320 A / 3020 A / 2820 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	
Nominal AC voltage / AC voltage range ^{1) 8)}	600 V / 480 V to 720 V	630 V / 504 V to 756 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz > 2	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ⁹⁾	1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited	
Cos Phi at rated power / displacement Cos Phi adjustable ^{8) 10)}	with busbar system (three busbars, one per line conductor)	
AC connection		
Efficiency		
Max. efficiency ²⁾	98.8%	
Protective Devices		
Input-side disconnection point	DC load break switch	
Output-side disconnection point	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I	
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	
Insulation monitoring	●	
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP54 / IP34 / IP34	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	2780 / 2318 / 1588 mm (109.4 / 91.3 / 62.5 inch)	
Weight	< 3700 kg / < 8200 lb	
Self-consumption (max. ⁴⁾ / partial load ⁵⁾ / average ⁶⁾	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 370 W	
Internal (8.4 kVA transformer) / external auxiliary power supply	● / ○	
Noise emission ⁷⁾	65.0 dB(A)	
Operating temperature range (optional) ⁸⁾	(-40 °C) -25 °C to 60 °C / (-40 °F) -13 °F to 140 °F	
Temperature range (standby)	-40 °C to 60 °C / -40 °F to 140 °F	
Temperature range (storage)	-40 °C to 70 °C / -40 °F to 158 °F	
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month/year) / 0% to 95%	
Maximum operating altitude above MSL ⁹⁾ 1000 m / 2000 m ¹¹⁾	● / ○	
Fresh air consumption	6500 m ³ /h	
Features		
Grid forming / black start ready	○ / ○	
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Communication with SMA string monitor (transmission medium)	Modbus TCP / Ethernet (FO MM, Cat-5)	
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004	
Supply transformer for external loads	○ (2.5 kVA)	
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1 / -2, AR-N 4110 / 4120, Arrêté du 23/04/08 IEC 61000-6-2, EN 55011, CISPR11	
EMC standards		
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
Type designation	SCS 3450 UP	SCS 3600 UP

● Standard features ○ Optional – Not available

- 1) At nominal AC voltage, nominal AC power decreases in the same proportion
- 2) Efficiency measured without internal power supply
- 3) AC apparent power at higher dc voltages on request
- 4) Self-consumption at rated operation
- 5) Self-consumption at < 75% Pn at 25 °C
- 6) Self-consumption averaged out from 5% to 100% Pn at 25 °C
- 7) Sound pressure level at a distance of 10 m
- 8) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheets

- 9) A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA
- 10) Max. power values (S/P/Q) can be requested based on project specific design
- 11) Earlier temperature-dependent de-rating and reduction of DC open-circuit voltage
- 12) Battery short circuit disconnection has to be done on the battery side with ultra rapid battery string or group fuses, e.g. fuse type aR/aBat & DC time constant Tau (L/R) <= 1 ms
- 13) Depending on the ratio of reactive power (cos φ), an extended power derating may occur
- 14) Please check the manual for further information

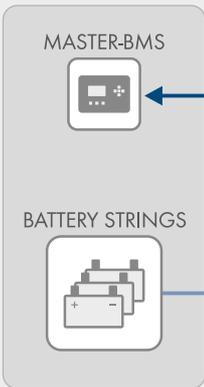
Technical Data	SCS 3800 UP	SCS 3950 UP
Battery side (DC)		
Operating DC voltage range V _{DC}	962 V to 1500 V	1003 V to 1500 V
Max. DC current I _{DC, max}	4750 A	
Fuse characteristic for battery connection - pre-arcing integral limit single DC busbar / split DC busbar ^{12) 14)}	10.75 MA ² s / 8.0 MA ² s	
Single DC busbar 26 connections per pole / split DC busbar 6/5/6 connections per pole	● / ○	
DC connection	with terminal lug	
Grid side (AC)		
Nominal AC power at 1200 Vdc and cos φ = 1.0 (at 25 °C)	3800 kW	3960 kW
AC apparent power at 1200 Vdc (at 25 °C / at 40 °C / at 50 °C) ^{3) 13)}	3800 kVA / 3455 kVA / 3230 kVA	3960 kVA / 3610 kVA / 3365 kVA
Max. AC current I _{AC, max} (at 25 °C / at 40 °C / at 50 °C)	3320 A / 3020 A / 2820 A	3320 A / 3020 A / 2820 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	
Nominal AC voltage / AC voltage range ^{1) 8)}	660 V / 528 V to 759 V	690 V / 552 V to 759 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz > 2	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ⁹⁾	1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited	
Cos Phi at rated power / displacement Cos Phi adjustable ^{8) 10)}	with busbar system (three busbars, one per line conductor)	
AC connection		
Efficiency		
Max. efficiency ²⁾	98.8%	
Protective Devices		
Input-side disconnection point	DC load break switch	
Output-side disconnection point	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I	
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	
Insulation monitoring	●	
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP54 / IP34 / IP34	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	2780 / 2318 / 1588 mm (109.4 / 91.3 / 62.5 inch)	
Weight	< 3700 kg / < 8200 lb	
Self-consumption (max. ⁴⁾ / partial load ⁵⁾ / average ⁶⁾	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 370 W	
Internal (8.4 kVA transformer) / external auxiliary power supply	● / ○	
Noise emission ⁷⁾	65.0 dB(A)	
Operating temperature range (optional) ⁸⁾	(-40 °C) -25 °C to 60 °C / (-40 °F) -13 °F to 140 °F	
Temperature range (standby)	-40 °C to 60 °C / -40 °F to 140 °F	
Temperature range (storage)	-40 °C to 70 °C / -40 °F to 158 °F	
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month/year) / 0% to 95%	
Maximum operating altitude above MSL ⁹⁾ 1000 m / 2000 m ¹¹⁾	● / ○	
Fresh air consumption	6500 m ³ /h	
Features		
Grid forming / black start ready	○ / ○	
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Communication with SMA string monitor (transmission medium)	Modbus TCP / Ethernet (FO MM, Cat-5)	
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004	
Supply transformer for external loads	○ (2.5 kVA)	
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1 / -2, AR-N 4110 / 4120, Arrêté du 23/04/08	
EMC standards	IEC 61000-6-2, EN 55011, CISPR11	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
Type designation	SCS 3800 UP	SCS 3950 UP

● Standard features ○ Optional – Not available

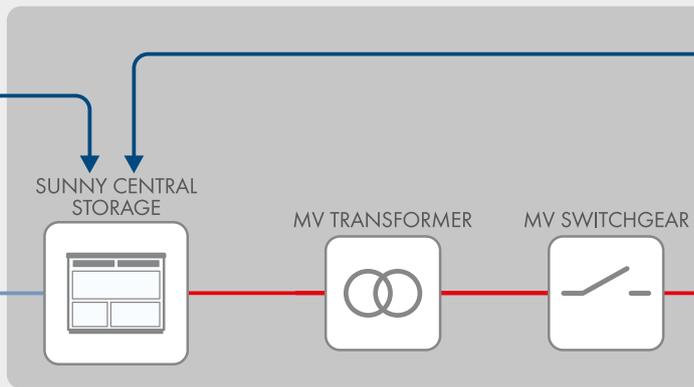
SYSTEM DIAGRAM

- DC
 - AC
 - Modbus TCP
 - SMA scope
 - Customer scope
- *with own BMS

BATTERY*



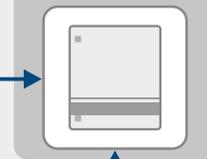
MV POWER STATION STORAGE SOLUTION



OVER-LAID EXTERNAL CONTROLLER AND MONITORING SYSTEM (SCADA)



SMA POWER PLANT MANAGER



GRID MEASUREMENT



GRID



Grid-connected functions

- Setpoints for active and reactive power
- Static grid support Q(U), P(f)
- Dynamic grid support (FRT)
- Active islanding detection (AID)
- High compatibility with different battery types

Compatible with energy management system functionalities

- External static grid supporting functions
- Ramp-rate control of PV power
- Peak shaving
- Energy shifting
- Genset optimization control
- Reducing necessary spinning reserve of gensets
- Battery start-up and stop sequence
- Operates the battery within optimal operation window
- Grid Forming
- Black Start