

Esercizio 1: **Dimensionamento Impianto per** **abitazione civile**

Esercizio 1: **Dimensionamento Impianto per abitazione civile**

Dati di partenza

Impianto “grid connected” allacciato alla rete BT 230V 50Hz

Località: Milano

Fornitura utenza 4,5kW

Analisi consumi elettrici:

-Anno 1: 3441 kWh

-Anno 2: 3578 kWh

-Anno 3: 3621 kWh

Falda: tilt 21°, esposizione Sud (15° vs est), 30mq c.ca

Calcoli preliminari

Dal sopralluogo emerge che la falda oggetto dell'installazione non è ombreggiata

Dalla UNI10349 ricaviamo un irraggiamento medio giornaliero per la località pari a 3,89 kWh/mq=giorno, facendo riferimento all'angolazione di tilt 21° e azimut 15°

Si calcola un valore di irraggiamento annuo pari a:

$$3,89 \text{ kWh/mq/giorno} \times 365 \text{ giorni} = 1419 \text{ kWh/mq}$$

Considerando un rendimento complessivo del sistema fotovoltaico pari a 0,75, l'impianto, per ogni kWp installato, produrrà

$$1419 \times 0,75 = 1064 \text{ kWh/kWp}$$

Calcoli preliminari

Ne deriva che per coprire il fabbisogno energetico dell'abitazione (considerando un consumo medio pari a 3500 kWh/anno) si dovranno installare:

$$3500 \text{ kWh} / 1064 \text{ kWh/kWp} = 3,29 \text{ kWp}$$

Per poter valutare l'ingombro di tale impianto è prima necessario scegliere il modulo fotovoltaico...

Ipotizziamo:

Modulo Solsonica 610 230Wp

Si-poli (condizioni meteo)

Dim: 1663 x 998 mm (1,66 mq)

Pn: 230 Wp (STC)

Modulo fotovoltaico

Solsonica 610
230Wp

Comportamento in condizioni di test standard (1000 W/m² -25°C)

	n. celle	Pmax (W)	Voc (V)	Vmp (V)	Isc (A)	Imp (A)
Solsonica 608	48	165	29,20	22,64	7,98	7,48
		170	29,40	22,91	8,02	7,52
		175	29,60	23,18	8,10	7,61
		180	29,80	23,45	8,19	7,70
Solsonica 610	60	185	30,00	23,73	8,28	7,79
		210	36,65	28,38	7,91	7,41
		215	36,85	28,68	8,00	7,50
		220	37,05	28,98	8,09	7,59
		225	37,25	29,29	8,17	7,68
Solsonica 612	72	230	37,45	29,59	8,26	7,77
		235	37,65	29,90	8,35	7,86
		250	43,89	33,79	7,80	7,30
		255	44,10	34,12	7,89	7,39
		260	44,30	34,44	7,98	7,48
		265	44,50	34,77	8,07	7,57
		270	44,70	35,10	8,15	7,66
		275	44,90	35,44	8,24	7,75
		280	45,10	35,77	8,33	7,84

Caratteristiche meccaniche	Solsonica 608	Solsonica 610	Solsonica 612
Tipo cella	Silicio polidistillato		
Dimensioni cella (mm)	156x156		
Dimensione del modulo LxWxH (mm)	1347x998x45	1663x998x45	1979x998x45
Comice esterna	Alluminio		
Peso (kg)	18	22	26
Scatola di connessione*	Tycor - IP65		
Diodi di bypass	3		

*Cavi di connessione opzionali

Altre caratteristiche elettriche	Solsonica 608	Solsonica 610	Solsonica 612
NOCT (°C)	43,2	43,2	43,2
Variazione termica corrente di corto circuito (%/°C)*	0,042	0,042	0,042
Variazione termica tensione a vuoto (%/°C)*	-0,335	-0,335	-0,335
Variazione termica massima potenza (%/°C)*	-0,454	-0,454	-0,454
Tolleranza della performance (%)	+/- 3	+/- 3	+/- 3
Tensione massima di sistema (V)	1000	1000	1000

*Misurate dal Fraunhofer ISE

Calcoli preliminari

Avendo scelto il modulo FV, si procede a valutare quanti moduli occorrono per l'impianto che si vuole andare ad installare:

$$3290\text{Wp} / 230\text{Wp} = 14,3 \text{ moduli} > 14 \text{ moduli}$$

Ingombro complessivo pari a: 23,23 mq
(la superficie è sufficiente, almeno in prima analisi)

L'utente decide di realizzare un impianto da 3kW, per beneficiare del massimo della tariffa incentivante, pertanto:

$$3000 \text{ Wp} / 230 \text{ Wp} = 13,04 \text{ moduli} > 13 \text{ moduli} (2,99 \text{ kWp})$$

La produzione attesa sarà quindi:

$$2,99 \text{ kWp} \times 1064 \text{ kWh/kWp/anno} = 3181,36 \text{ kWh/anno}$$

Inverter

SMA SB3000-TL

SUNNY BOY 3000TL	
	SB 3000TL-20
Ingresso (CC)	
Potenza CC max.	3200 W
Tensione CC max.	550 V
Range di tensione PV, MPPT	125 V - 440 V
Intervallo raccomandato a potenza nominale	180 V - 440 V
Corrente d'ingresso max.	17 A
Numero di inseguitori MPPT	1
Numero max. stringhe (possibile)	2
Uscita (CA)	
Potenza nominale CA	3000 W
Potenza CA max.	3000 W
Corrente d'uscita max.	16 A
Tensione nominale CA / range	220 V - 240 V / 180 V - 280 V
Frequenza di rete CA / range	50 Hz, 60 Hz / ± 5 Hz
Fattore di potenza (cos φ)	1
Collegamento CA	Monofase
Grado di rendimento	
Grado di rendimento max.	97,0 %
Rendimento europeo	96,3 %
Dispositivi di protezione	
Protezione contro inversione della polarità CC	•
Sezionatore CC ESS	•
Controllo della corrente CA di cortocircuito	•
Monitoraggio della dispersione verso terra	•
Monitoraggio rete (SMA grid guard)	•
Unità integrata di controllo corrente di guasto	•
Dati generali	
Dimensioni (larghezza x altezza x profondità) in mm	470 x 445 x 180
Peso	22 kg
Spetto di temperatura di funzionamento	-25 °C... +60 °C
Umidità ambientale	≤ 25 dB(A)
Autosconsumo: funzionamento (standby) / notte	< 10 W / < 0,5 W
Topologia	senza trasformatore
Tecnologia di raffreddamento	convezione
Luogo di montaggio: interno / esterno (IP54 (elettronica IP55))	•/•
Daltonazione	
Collegamento CC: MC3/MC4/tyco	□/•/□
Collegamento CA: morsetto a nudo	•
Display grafico	•
Interfaccia di comunicazione: Bluetooth® / RS485	•/□
Garanzia: 5 anni / 10 anni / 15 anni / 20 anni / 25 anni	•/□/□/□/□
Certificati e omologazioni	www.SMA.info.com
• Dotazione di serie □ Opzionale	
Dati alle condizioni nominali - aggiornamento: Agosto 2009	

Definizione impianto

Si decide di realizzare un impianto con 1 inverter monofase di potenza max (lato DC) pari a 3000Wp

All'inverter sarà collegata una stringa di 13 moduli posti in serie tra loro

Si procede con la verifica del corretto coordinamento stringa/inverter, considerando le temperature limite pari a +70°C e -10°C, in particolare:

Definizione impianto

- $V_{mpp \text{ min}}(\text{stringa}) > V_{mpp \text{ in}}(\text{inverter})$

Cioè la tensione minima (quella corrispondente a $+70^{\circ}\text{C}$) in uscita dalla stringa, deve essere superiore alla tensione di funzionamento dell'inverter

- $V_{mpp \text{ max}}(\text{stringa}) < V_{mpp \text{ max}}(\text{inverter})$

La tensione massima (corrisp. a -10°C) della stringa, deve essere inferiore alla tensione max accettabile dall'inverter

- $V_{oc \text{ max}}(\text{stringa}) < V_{inv \text{ max}}(\text{inverter})$

La tensione massima a vuoto della stringa (a -10°C), deve essere inferiore alla tensione a vuoto massima sopportabile dall'inverter

Calcoli di verifica

V_{mpp} di stringa:

$$13 \times 29,59 = 384 \text{ V (STC a } 25^{\circ}\text{C)}$$

V_{oc} di stringa:

$$13 \times 37,45 = 486 \text{ V (STC a } 25^{\circ}\text{C)}$$

Tensione inverter:

- $V_{mpp \text{ max}}$: 440V

- $V_{mpp \text{ min}}$: 125V

- $V_{oc \text{ max in}}$: 550V

Calcoli di verifica

Verifica potenza

$$P_{FV} = 2990 \text{ W} < 3200 \text{ W}$$

Verifica tensione max funzionamento (-10°C)

$$384 + 13 \times (-0,125) \times (-10 - 25) = 440 \text{ V} = < 440$$

$$\text{Nb. } -0,125 \text{ V/}^\circ\text{C} = -0,335\%/\text{}^\circ\text{C di } V_{oc}$$

Verifica tensione max a vuoto (-10°C)

$$486 + 13 \times (-0,125) \times (-10 - 25) = 542 \text{ V} < 550$$

Verifica tensione minima di funzionamento(+70°C)

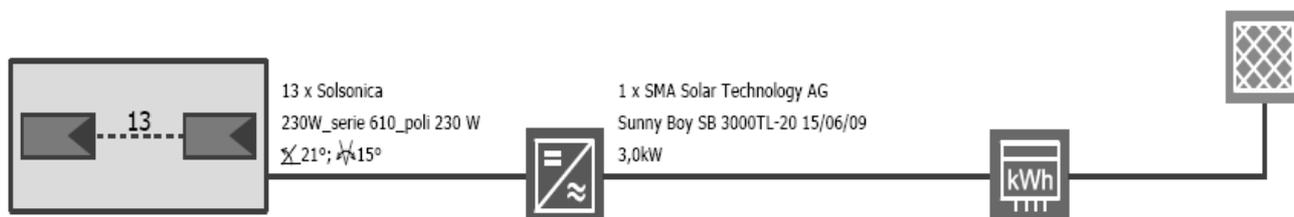
$$384 + 13 \times (-0,125) \times (70 - 25) = 310 \text{ V} > 125$$

Verifica max corrente in ingresso

$$I_{mp \text{ stringa}} = I_{mp \text{ modulo}} = 7,77 \text{ A} < 17 \text{ A}$$

VERIFICHE SUPERATE!

Schema Elettrico



Esercizio 2: **Dimensionamento Impianto per** **condominio**

Esercizio 2: **Dimensionamento Impianto per condominio**

Dati di partenza

Impianto “grid connected” allacciato alla rete BT 400V 50Hz

Località: Milano

Fornitura utenza: 15 kW

Analisi consumi elettrici:

-Anno 1: 19841 kWh

-Anno 2: 19578 kWh

-Anno 3: 19700 kWh

Falda: tilt 21°, esposizione Sud (15° vs est), 140 mq c.ca

Calcoli preliminari

Dal sopralluogo emerge che la falda oggetto dell'installazione non è ombreggiata

Dalla UNI10349 ricaviamo un irraggiamento medio giornaliero per la località pari a 3,89 kWh/mq/giorno, facendo riferimento all'angolazione di tilt 21° e azimut 15°

Si calcola un valore di irraggiamento annuo pari a:

$$3,89 \text{ kWh/mq/giorno} \times 365 \text{ giorni} = 1419 \text{ kWh/mq}$$

Considerando un rendimento complessivo del sistema fotovoltaico pari a 0,75, l'impianto, per ogni kWp installato, produrrà

$$1419 \times 0,75 = 1064 \text{ kWh/kWp}$$

Calcoli preliminari

Ne deriva che per coprire il fabbisogno energetico dell'abitazione (considerando un consumo medio pari a 19750 kWh/anno) si dovranno installare:

$$19750 \text{ kWh} / 1064 \text{ kWh/kWp} = 18,37 \text{ kWp}$$

Per poter valutare l'ingombro di tale impianto è prima necessario scegliere il modulo fotovoltaico...

Ipotizziamo:

Modulo Solsonica 610 230Wp

Si-poli (condizioni meteo)

Dim: 1663 x 998 mm (1,66 mq)

Pn: 230 Wp (STC)

Modulo fotovoltaico

Solsonica 610
230Wp

Comportamento in condizioni di test standard (1000 W/m² -25°C)

	n. celle	Pmax (W)	Voc (V)	Vmp (V)	Isc (A)	Imp (A)
Solsonica 608	48	165	29,20	22,64	7,98	7,48
		170	29,40	22,91	8,02	7,52
		175	29,60	23,18	8,10	7,61
		180	29,80	23,45	8,19	7,70
Solsonica 610	60	185	30,00	23,73	8,28	7,79
		210	36,65	28,38	7,91	7,41
		215	36,85	28,68	8,00	7,50
		220	37,05	28,98	8,09	7,59
		225	37,25	29,29	8,17	7,68
		230	37,45	29,59	8,26	7,77
Solsonica 612	72	235	37,65	29,90	8,35	7,86
		250	43,89	33,79	7,80	7,30
		255	44,10	34,12	7,89	7,39
		260	44,30	34,44	7,98	7,48
		265	44,50	34,77	8,07	7,57
		270	44,70	35,10	8,15	7,66
		275	44,90	35,44	8,24	7,75
		280	45,10	35,77	8,33	7,84

Caratteristiche meccaniche

	Solsonica 608	Solsonica 610	Solsonica 612
Tipo cella	Silicio polidistillato		
Dimensioni cella (mm)	156x156		
Dimensione del modulo LxWxH (mm)	1347x998x45	1662x998x45	1979x998x45
Comice esterna	Alluminio		
Peso (kg)	18	22	26
Scatola di connessione*	Tycor - IP65		
Diodi di bypass	3		

*Cavi di connessione opzionali

Altre caratteristiche elettriche

	Solsonica 608	Solsonica 610	Solsonica 612
NOCT (°C)	43,2	43,2	43,2
Variazione termica corrente di corto circuito (%/°C)*	0,042	0,042	0,042
Variazione termica tensione a vuoto (%/°C)*	-0,335	-0,335	-0,335
Variazione termica massima potenza (%/°C)*	-0,454	-0,454	-0,454
Tolleranza della performance (%)	+/- 3	+/- 3	+/- 3
Tensione massima di sistema (V)	1000	1000	1000

*Misurate dal Fraunhofer ISE

Calcoli preliminari

Avendo scelto il modulo FV, si procede a valutare quanti moduli occorrono per l'impianto che si vuole andare ad installare:

$$18370\text{Wp} / 230\text{Wp} = 79,86$$

Si ipotizza di installare 80 moduli, per tot. $80 \times 230 = 18,4 \text{ kWp}$

Ingombro complessivo pari a: 133 mq
(la superficie è sufficiente, almeno in prima analisi)

La produzione attesa sarà quindi:

$$18,4 \text{ kWp} \times 1064 \text{ kWh/kWp/anno} = 19577 \text{ kWh/anno}$$

Inverter SIAC 20 kW

MODELLO	SOLEIL 20
PARAMETRI DI INGRESSO	
Potenza raccomandata moduli (kWp)	17,5 - 22
Tensione min/max di MPPT (V)	330/700
Tensione max di ingresso a -10°C (V)	780
Corrente massima moduli (A)	70
PARAMETRI DI USCITA	
Potenza massima (kW)	18
Monofase/Trifase	3f
Tensione nominale (V)	400
Distorsione armonica (%)	< 3
Separazione galvanica	BF
Rendimento di conversione max (efficienza) %	94,2
Euro rendimento %	92,7
Fattore di potenza	1
CARATTERISTICHE GENERALI	
Temperatura operativa (°C)	-5/+40°C
Livello acustico (dBA)	< 60
Dimensioni (LxPxH) mm	50x850x105
Grado di protezione	
Peso (kg)	300

Definizione impianto

Si decide di realizzare un impianto con 1 inverter trifase di potenza max (lato DC) pari a 20 Wp

All'inverter saranno collegate 5 stringhe da 16 moduli posti in serie tra loro.

Si procede con la verifica del corretto coordinamento stringa/inverter, considerando le temperature limite pari a +70°C e -10°C, in particolare:

Definizione impianto

- $V_{mpp \text{ min (stringa)}} > V_{mpp \text{ in (inverter)}}$

Cioè la tensione minima (quella corrispondente a $+70^{\circ}\text{C}$) in uscita dalla stringa, deve essere superiore alla tensione di funzionamento dell'inverter

- $V_{mpp \text{ max (stringa)}} < V_{mpp \text{ max (inverter)}}$

La tensione massima (corrisp. a -10°C) della stringa, deve essere inferiore alla tensione max accettabile dall'inverter

- $V_{oc \text{ max (stringa)}} < V_{inv \text{ max (inverter)}}$

La tensione massima a vuoto della stringa (a -10°C), deve essere inferiore alla tensione a vuoto massima sopportabile dall'inverter

Calcoli di verifica

V_{mpp} di stringa:

$$16 \times 29,59 = 473,44 \text{ V (STC a } 25^{\circ}\text{C)}$$

V_{oc} di stringa:

$$16 \times 37,45 = 599,2 \text{ V (STC a } 25^{\circ}\text{C)}$$

Tensione inverter:

- $V_{mpp \text{ max}}$: 700V

- $V_{mpp \text{ min}}$: 330V

- $V_{oc \text{ max in}}$: 780V

Calcoli di verifica

Verifica potenza

$$P_{FV} = 18400 \text{ W} < 22000 \text{ W}$$

Verifica tensione max funzionamento (-10°C)

$$473,44 + 16 \times (-0,125) \times (-10 - 25) = 543,44 \text{ V} < 700$$

$$\text{Nb. } -0,125 \text{ V/}^\circ\text{C} = -0,335\%/\text{}^\circ\text{C di } V_{oc}$$

Verifica tensione max a vuoto (-10°C)

$$599,2 + 16 \times (-0,125) \times (-10 - 25) = 669,2 \text{ V} < 780$$

Verifica tensione minima di funzionamento(+70°C)

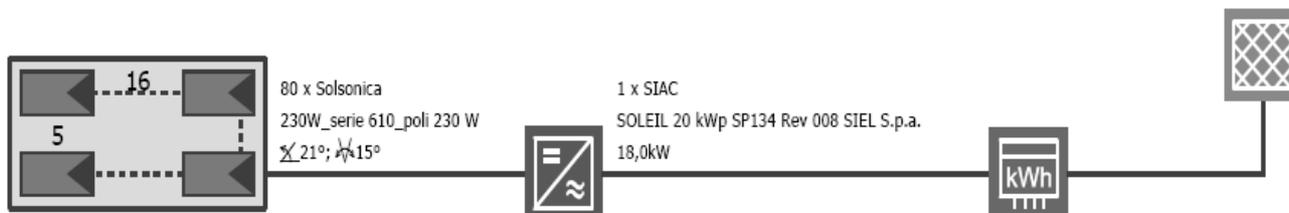
$$473,44 + 16 \times (-0,125) \times (70 - 25) = 383,44 \text{ V} > 330$$

Verifica max corrente in ingresso

$$I_{mp \text{ stringa}} = 5 \times I_{mp \text{ modulo}} = (5 \times 7,77) = 38,85 \text{ A} < 70 \text{ A}$$

VERIFICHE SUPERATE!

Schema Elettrico



Schema Elettrico

NOTE:

1. Si è provveduto ad utilizzare un unico inverter centralizzato con trasformatore interno, ed unico MPPT.
2. La protezione di interfaccia risulta essere già inglobata nell'inverter, pertanto non è necessario prevederne alcuna esterna.
3. Dal momento che l'inverter è dotato di trasformatore di isolamento a bassa frequenza, non occorre alcun differenziale tipo B o certificazione che attesti l'impossibilità dei dispositivi ad emettere componenti di corrente continua di guasto a terra, in quanto la presenza del trafo interno a BF già costituisce garanzia di impossibilità di immissione delle componenti continue.

Esercizio 3: **Dimensionamento Impianto per** **condominio**

Esercizio 3: **Dimensionamento Impianto per condominio**

Partendo dagli stessi dati di progetto del caso precedente, è possibile ipotizzare una diversa soluzione per l'impianto FV da realizzarsi.

Ad esempio, è possibile variare tipologia di moduli/inverter, prevedendo una configurazione tipo "multi-inverter" piuttosto che con inverter centralizzato.

Vediamo come può essere sviluppato il progetto FV in questo caso...

Calcoli preliminari

Ne deriva che per coprire il fabbisogno energetico dell'abitazione (considerando un consumo medio pari a 19750 kWh/anno) si dovranno installare:

$$19750 \text{ kWh} / 1064 \text{ kWh/kWp} = 18,37 \text{ kWp}$$

Per poter valutare l'ingombro di tale impianto è prima necessario scegliere il modulo fotovoltaico...

Ipotizziamo:

Modulo Solaris S200P

Si-poli (condizioni meteo)

Dim: 1482 x 992 mm (1,47 mq)

Pn: 200 Wp (STC)

Modulo fotovoltaico

Solaris Poli
S200P - 200Wp

TECHNICAL SPECIFICATIONS	
Power (W)	200W
Solar cell	Polycrystalline
Number of Cells (Pcs)	54 (6x9)
Cell Efficiency (%)	15%
Module Size (mm)	1450×980×46mm
Surface Maximum Load Capacity	60m/s(200kg/sqm)
Weight (kg)	17,5
Output tolerance (%)	±5%
Frame (Material, Corners, etc.)	Aluminum

ELECTRICAL SPECIFICATIONS	
Maximum Power Voltage (V)	27,22
Maximum Power Current (A)	7,35
Open Circuit Voltage (V)	32,67
Short Circuit Current (A)	8,08
Maximum System Voltage (V)	1000V
Temperature Coefficients of Isc (%)	α 0.03%/°C
Temperature Coefficients of Voc (%)	β -2.2mV/°C
Temperature Coefficients of Pm (%)	γ -0.55%/°C
Temperature Coefficients of Im (%)	α 0.03%/°C
Temperature Coefficients of Vm (%)	β -2.2mV/°C
Temperature Range	-40°C / +85°C

*Values set under standard test conditions; 1000W/m², 25°C, AM 1,5
All data subject to change without notice

Calcoli preliminari

Avendo scelto il modulo FV, si procede a valutare quanti moduli occorrono per l'impianto che si vuole andare ad installare:

$$18370\text{Wp} / 200\text{Wp} = 91 \text{ moduli}$$

Ingombro complessivo pari a: 134 mq c.ca

N.B. La superficie è insufficiente, si può procedere in due modi:

- sostituzione del modulo FV con uno di maggiore efficienza (quindi inferiore rapporto mq/kWp);
- riduzione della taglia di impianto;

Ipotizziamo questa seconda, accontentandoci di installare 74 moduli (sup. 110 mq c.ca) per una potenza pari a

$$74 \times 200 = 14,8 \text{ kWp}$$

con una produzione attesa di:

$$14,8 \text{ kWp} \times 1064 \text{ kWh/kWp/anno} = 15747 \text{ kWh/anno}$$

Inverter Conergy IPG 3000

	Conergy IPG 2000	Conergy IPG 3000	Conergy IPG 4000	Conergy IPG 5000
Dati d'ingresso				
Potenza CC ric. (P_{CCmax})	2.000 W	3.000 W	4.000 W	5.000 W
Corrente d'ingresso max (I_{CCmax})	10,2 A	10,2 A	15,2 A	16,2 A
Range di tensione max CC	200–800 V	200–800 V	220–800 V	220–800 V
Tensione MPP max. (U_{MPPmax})	700 V	700 V	700 V	700 V
Protezione da inversione della polarità	Diodi di cortocircuito lato CC			
Collegamento CC	Spina MC IV	Spina MC IV	Spina MC IV	Spina MC IV
Numero stringhe max	2	2	2	2
Comportamento con sovraccarico CC	Modifica del punto di lavoro sulla curva caratteristica del generatore solare			
Temperatura ambiente	–10 fino a +40 °C/ fino a +60 °C con derating			
Raffreddamento	Convezione	Convezione	Convezione	Convezione
Dati di partenza				
Potenza CA max (P_{CAmax})	2.000 W	2.800 W	3.800 W	5.000 W
Potenza nom. CA (P_{CANom})	1.800 W	2.600 W	3.400 W	4.600 W
Fattore di distorsione	< 3 %	< 3 %	< 3 %	< 3 %
Tensione di rete (U_{CA})	196–253 V _{CA}	196–253 V _{CA}	196–253 V _{CA}	196–253 V _{CA}
Frequenza (f_{CA})	47,5–50,2 Hz	47,5–50,2 Hz	47,5–50,2 Hz	47,5–50,2 Hz
Grado di rendimento				
Grado di rendimento max	96 %	96,1 %	96,5 %	96,7 %
Grado di rendimento europeo	93,6 %	94,5 %	95 %	96 %
Dispositivi di protezione				
Tipo di protezione	IP 65	IP 65	IP 65	IP 65
Monitoraggio dispersione a terra	Si	Si	Si	Si
Materiale alloggiamento	Alluminio	Alluminio	Alluminio	Alluminio
Protezione da sovratensioni CC	Varistori e scaricatori			
Dati generali				
Spie LED	Si	Si	Si	Si
Touch Display	Solo con tipo Conergy IPG vision ¹			
Comunicazione	Bus CAN (USB via adattore)			
Livello di rumore	<30 dB	<30 dB	<30 dB	<30 dB
Consumo proprio	0,28 W (con collegamento notturno)			
Dimensione meccanica (L x L x P)	377 x 620 x 226 mm	377 x 620 x 226 mm	377 x 620 x 226 mm	377 x 620 x 226 mm
Peso	23 kg	24 kg	27 kg	28 kg

Definizione impianto

Si decide di realizzare un impianto con 5 inverter monofase di potenza max (lato DC) pari a 3 kWp cadauno.

A ciascun inverter sarà collegata 1 stringa di moduli FV, in particolare:

- nr. 4 inverter con 1 stringa cadauno, ciascuna da 15 moduli;
- nr. 1 inverter con 1 stringa da 14 moduli.

Si procede con la verifica del corretto coordinamento stringa/inverter, considerando le temperature limite pari a +70°C e -10°C, in particolare:

Definizione impianto

- $V_{mpp\ min\ (stringa)} > V_{mpp\ in\ (inverter)}$

Cioè la tensione minima (quella corrispondente a +70°C) in uscita dalla stringa, deve essere superiore alla tensione di funzionamento dell'inverter

- $V_{mpp\ max\ (stringa)} < V_{mpp\ max\ (inverter)}$

La tensione massima (corrisp. a -10°C) della stringa, deve essere inferiore alla tensione max accettabile dall'inverter

- $V_{oc\ max\ (stringa)} < V_{inv\ max\ (inverter)}$

La tensione massima a vuoto della stringa (a -10°C), deve essere inferiore alla tensione a vuoto massima sopportabile dall'inverter

Calcoli di verifica

Vmpp di stringa:

$$14 \times 26,2 = 366,8 \text{ V (STC a } 25^{\circ}\text{C)}$$

$$15 \times 26,2 = 393,0 \text{ V (STC a } 25^{\circ}\text{C)}$$

Voc di stringa:

$$14 \times 32,8 = 459,2 \text{ V (STC a } 25^{\circ}\text{C)}$$

$$15 \times 32,8 = 492,0 \text{ V (STC a } 25^{\circ}\text{C)}$$

Tensione inverter:

$$-V_{mpp \text{ max}}: 750\text{V}$$

$$-V_{mpp \text{ min}}: 200\text{V}$$

$$-V_{oc \text{ max in}}: 800\text{V}$$

Calcoli di verifica

Verifica potenza

$$P_{FV} = 14 \times 200 = 2800 \text{ W} < 3000 \text{ W}$$

$$P_{FV} = 15 \times 200 = 3000 \text{ W} = < 3000 \text{ W}$$

Verifica tensione max funzionamento (-10°C)

$$366 + 14 \times (-0,116) \times (-10 - 25) = 423,6 \text{ V} < 750$$

$$366 + 15 \times (-0,116) \times (-10 - 25) = 453,9 \text{ V} < 750$$

Verifica tensione max a vuoto (-10°C)

$$459,2 + 14 \times (-0,116) \times (-10 - 25) = 516 \text{ V} < 800$$

$$459,2 + 15 \times (-0,116) \times (-10 - 25) = 552,9 \text{ V} < 800$$

Verifica tensione minima di funzionamento ($+70^{\circ}\text{C}$)

$$366 + 14 \times (-0,116) \times (70 - 25) = 293,7 \text{ V} > 200$$

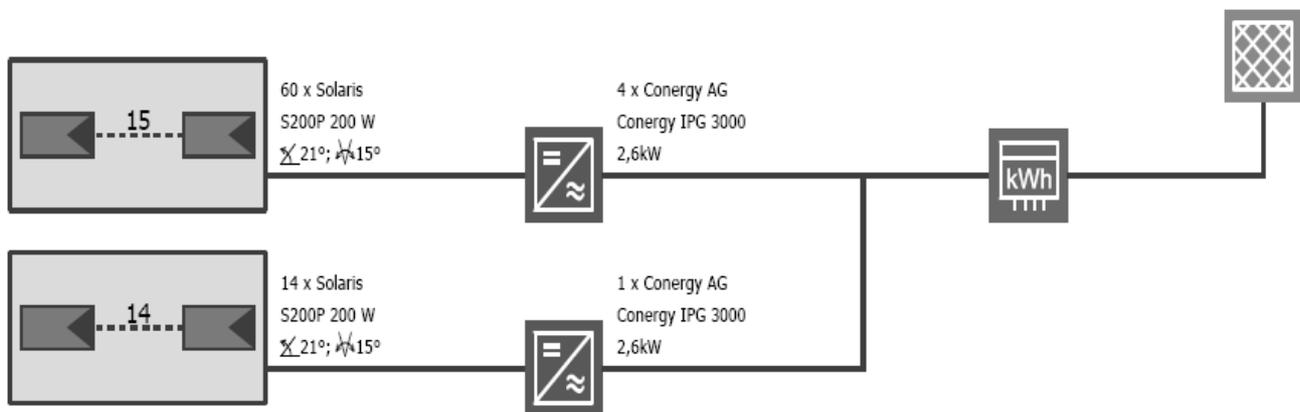
$$366 + 15 \times (-0,116) \times (70 - 25) = 314,7 \text{ V} > 200$$

Verifica max corrente in ingresso

$$I_{mp \text{ stringa}} = I_{mp \text{ modulo}} = 7,25 \text{ A} < 10,2 \text{ A}$$

VERIFICHE SUPERATE!

Schema Elettrico



Schema Elettrico

NOTE:

1. Utilizzando 5 inverter, al fine del rispetto delle prescrizioni che ci impongono un numero di $PI < 4$ (max 3), è stato necessario asservire tale protezione con un relè esterno indipendente.
2. La suddivisione del campo FV su più inverter, quindi su più MPPT, ci permette di gestire meglio eventuali disuniformità di esposizione/ombreggiamento.
3. Dal momento che gli inverter sono privi del trasformatore di isolamento a bassa frequenza:
 - installo sul lato AC un differenziale tipo B;
 - oppure, si deve ottenere dal produttore (Conergy) una certificazione che attesti l'impossibilità dei dispositivi ad emettere componenti di corrente continua di guasto a terra.