

# DIMENSIONAMENTO IMPIANTI FOTOVOLTAICI

Sistemi monofase e trifase

- Impianti OFF-GRID
- Impianti ON-GRID
- Impianti IBRIDI



# MANUALE D'USO

PREPARED AND PRESENTED BY

AE-SW SOFTWARE





**AE-SW SOFTWARE**

**DIMENSIONAMENTO IMPIANTI FOTOVOLTAICI**

SISTEMI MONOFASE E TRIFASE  
IMPIANTI OFF GRID – ON GRID – IBRIDI

**MANUALE D'USO**

**AE-SW SOFTWARE**



**DIMENSIONAMENTO IMPIANTI FOTOVOLTAICI**

SISTEMI MONOFASE E TRIFASE  
IMPIANTI OFF GRID – ON GRID – IBRIDI

© Tutti i diritti riservati

Vietata la riproduzione al di fuori dei termini di legge  
I testi sono stati curati con la più scrupolosa attenzione  
L'autore declina ogni responsabilità per eventuali involontari errori o inesattezze

**AE-SW SOFTWARE**

**AE-SW SOFTWARE**

## **INDICE**

### **DIMENSIONAMENTO IMPIANTI FOTOVOLTAICI**

#### **SISTEMI MONOFASE E TRIFASE IMPIANTI OFF GRID – ON GRID – IBRIDI**

<b>PREMESSA</b>	pag. 6
<b>1. DATI GENERALI</b>	pag. 7
<b>2. FABBISOGNO ELETTRICO</b>	pag. 14
2.1 CONSUMO DA BOLLETTA	pag. 14
2.2 CONSUMO DA CALCOLO ANALITICO	pag. 16
2.2.1 Carichi elettrici in corrente continua	pag. 16
2.2.2 Carichi elettrici in corrente alternata trifase	pag. 17
2.2.3 Carichi elettrici in corrente alternata monofase	pag. 17
<b>3. ANALISI DELLA CAPTAZIONE SOLARE</b>	pag. 20
3.1 RADIAZIONE SU PIANO ORIZZONTALE	pag. 21
3.2 RADIAZIONE SU PIANO INCLINATO DI TILT FISSO	pag. 22
3.2.1 Tilt fisso ottimale	pag. 22
3.2.2 Tilt fisso utente	pag. 26
3.2.3 Radiazione su piano inclinato a scatti mensili ottimali dell'angolo tilt	pag. 28
3.2.4 Radiazione su piano inclinato a scatti stagionali ottimali dell'angolo tilt	pag. 30
3.2.5 Analisi della captazione per inseguimento (tracking solare)	pag. 33
3.2.5.1 Tracking mensile	pag. 34
3.2.5.2 Tracking annuale	pag. 39
<b>4. GENERATORE</b>	pag. 44
4.1 SCELTA DEI MODULI	pag. 44
4.2 PERDITE DI DISTEMA	pag. 45
4.3 PRODUZIONE ENERGETICA	pag. 47
<b>5. ACCUMULATORE</b>	pag. 49
<b>6. OMBREGGIAMENTO</b>	pag. 53
6.1 IL DIAGRAMMA SOLARE AZIMUTALE	pag. 53
6.2 IL DIAGRAMMA SOLARE POLARE	pag. 57

6.3	AUTO-OMBREGGIAMENTO E INTER-DISTANZA MODULARE	pag. 58
<b>7.</b>	<b>ACCOPIAMENTO GENERATORE-INVERTER</b>	pag. 60
7.1	REQUISITI INVERTER	pag. 61
7.2	VERIFICHE DI ACCOPIAMENTO	pag. 64
<b>8.</b>	<b>DIMENSIONAMENTO CAVI ELETTRICI</b>	pag. 66
8.1	DIMENSIONAMENTO CAVI_LATO CC	pag. 66
8.1.1	Calcolo in portata_cavo di stringa	pag. 67
8.1.2	Calcolo in caduta di potenziale_cavo di stringa	pag. 69
8.1.3	Calcolo in portata e in caduta di potenziale cavo: quadro di campo → MPPT	pag. 71
8.1.4	Calcolo in caduta di potenziale_cavo batteria	pag. 72
8.2	DIMENSIONAMENTO CAVI_LATO CA	pag. 73
8.2.1	Calcolo in portata_cavo: inverter → quadro generale	pag. 73
8.2.2	Calcolo in caduta di potenziale cavo: quadro generale → quadro elettrico utenze	pag. 74
8.2.3	Calcolo in portata e in caduta di potenziale cavo: quadro elettrico utenze → utenze	pag. 75
8.2.4	Calcolo in caduta di potenziale cavo: quadro generale → rete	pag. 77
8.3	QUADRO DI CONTROLLO DELLE CADUTE DI POTENZIALE	pag. 78
8.4	SCHEMA IMPIANTO ELETTRICO	pag. 82
<b>9.</b>	<b>ANALISI ECONOMICA</b>	pag. 84
9.1	DATI GENERALI ANALISI	pag. 84
9.1.1	Dati impianto	pag. 84
9.1.2	Dati proprietario	pag. 85
9.1.3	Dati bonus edilizi	pag. 86
9.1.4	Dati prezzi energia	pag. 87
9.1.5	Dati costo impianto	pag. 87
9.1.6	Dati imposte e aliquote impianto	pag. 89
9.1.7	Dati finanziamento	pag. 90
9.2	INCENTIVI GSE	pag. 90
9.3	FLUSSI DI CASSA	pag. 91
9.3.1	Flussi spese e imposte	pag. 92



9.3.2	Flussi entrate	pag. 93
9.3.3	Tasso interno di rendimento (TIR) e valore attuale netto (VAN)	pag. 93
9.3.4	Diagrammi di bilancio economico	pag. 96
<b>10. STAMPA</b>		pag. 98
10.1	STAMPA RELAZIONE TECNICA E SCHEMA IMPIANTO ELETTRICO	pag. 98
10.2	STAMPA ELABORATI DI CALCOLO	pag. 115



# AE-SW SOFTWARE

# MANUALE D'USO

## DIMENSIONAMENTO IMPIANTI FOTOVOLTAICI

### SISTEMI MONOFASE E TRIFASE IMPIANTI OFF GRID – ON GRID – IBRIDI

#### PREMESSA

Il Manuale illustra le funzionalità del programma in formato *Excel* per il dimensionamento di impianti fotovoltaici per sistemi monofase o trifase di tipo off-grid, on-grid, ibridi.

La destinazione d'uso può essere a servizio di unità residenziali, commerciali, industriali in regime di autoconsumo e scambio sul posto (convenzione SSP) oppure in regime di sola produzione di energia elettrica per l'immissione in rete finalizzata alla vendita sul mercato (convenzione RID).

È prevista anche la possibilità di poter dimensionare un impianto destinato all'autoconsumo e scambio sul posto ma con concomitante e ulteriore produzione di energia elettrica quale surplus rispetto al fabbisogno elettrico al fine di incrementare le eccedenze di immissione in rete destinate alla vendita.

Il generatore fotovoltaico FV è costituito da moduli selezionabili dall'utente orientati nello spazio secondo un qualsiasi angolo azimutale e disponibili secondo diverse giaciture:

- *piano orizzontale;*
- *piano inclinato di un angolo tilt fisso e costante;*
- *piano inclinato di un angolo tilt variabile a scatti per mese;*
- *piano inclinato di un angolo tilt variabile a scatti per stagione;*
- *piano ad inseguimento solare secondo un asse di rotazione;*
- *piano ad inseguimento solare di rollio con o senza backtracking;*
- *piano ad inseguimento solare secondo due assi di rotazione.*

Il programma consente, inoltre, di effettuare l'analisi della captazione solare sul piano dei moduli di cui alle predette possibilità di giaciture, per ciascun mese dell'anno, con il calcolo dell'energia solare giornaliera captata distinta in diretta e diffusa.

È possibile, inoltre, effettuare la comparazione dei rendimenti del generatore in funzione delle diverse giaciture, al fine di consentire al progettista di verificare rapidamente la soluzione energeticamente più efficace.

Altra sezione del programma è dedicata al dimensionamento dell'accumulatore (batteria) e alla

scelta dell'accoppiamento generatore/inverter con le opportune verifiche di compatibilità tra lo stato tensionale ed elettrico di sistema e i corrispondenti valori riportati sulle schede tecniche del componente (inverter) adottato nel progetto.

A conclusione del dimensionamento, è effettuato il calcolo dell'impianto elettrico del sistema con il reperimento delle sezioni dei cavi sia sul lato CC che sul lato CA secondo il metodo di *dimensionamento in portata* di cui alle norme CEI-UNEL e altresì secondo il metodo di *dimensionamento in caduta di potenziale* massima ammissibile.

Infine è effettuata l'analisi economica dell'investimento con il calcolo del tempo di rientro, il tasso interno di rendimento (TIR) e il valore attuale netto (VAN) con illustrazione del loro andamento nel tempo mediante grafici.

## 1. DATI GENERALI

La sezione relativa ai Dati Generali è suddivisa nelle seguenti sezioni; la medesima si riferisce all'esempio di dimensionamento svolto.

1. *titolo del progetto e generalità del progettista e del direttore dei lavori;*


DENOMINAZIONE PROGETTO		Massa di Somma
PROGETTO DI INSTALLAZIONE DI IMPIANTO FOTOVOLTAICO		30.01.2024
PROGETTISTA		Massa di Somma
NOME/COGNOME	Ing. Alvaro BIANCHI	
STUDIO TECNICO	Massa di Somma_NA	
DENOMINAZIONE STUDIO	Studio tecnico associato BIANCHI	
INDIRIZZO	Via Garibaldi n. 45	
ISCRIZIONE ALBO	Albo ingegneri di Napoli, n. XXXX	
DIRETTORE DEI LAVORI		Massa di Somma
NOME/COGNOME	Ing. Adolfo ROSSI	
STUDIO TECNICO	Massa di Somma_NA	
DENOMINAZIONE STUDIO	Studio tecnico associato ROSSI	
INDIRIZZO	Via Mazzini n. 33	
ISCRIZIONE ALBO	Albo ingegneri di Napoli, n. YYYY	



## 2. dati PRG e catastali (terreno o fabbricato);

DATI PRG E CATASTALI		Massa di Somma
ZONA URBANISTICA		E
DESTINAZIONE		AGRICOLA
VINCOLI		forestale, paesaggistico
CATASTO		TERRENI
FOGLIO DI MAPPA		79
PARTICELLA		N. ZZZZ

## 3. dati geografici e normativi;

DATI GEOGRAFICI E NORMATIVI		Massa di Somma
REGIONE		Campania
PROVINCIA		Napoli_NA
COMUNE		Massa di Somma
ZONA GEOGRAFICA		Italia centrale o meridionale
INDIRIZZO		Via Cavour, 55
LATITUDINE	[GD]	40,8465740
LONGITUDINE	[GD]	14,3761111
ALTITUDINE	[m]	175
NORMATIVA		UNI 10349-1994

## 4. parametri solari;

PARAMETRI SOLARI		Massa di Somma									
VIGENZA ORA LEGALE											
Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
PARAMETRI SOLARI											
Ics_ [W/m <sup>2</sup> ]	1.367	COSTANTE SOLARE									
Rif. GIORNO GIULIANO	15	RIF. GIORNO MENSILE PER CALCOLO GIORNO GIULIANO									

5. *dati generatore;*

DATI GENERATORE_FV				Massa di Somma	
TIPOLOGIA SISTEMA_ 230 V				<b>MONOFASE_1F</b>	
TIPOLOGIA IMPIANTO				<b>ON_GRID_1F</b>	
TIPOLOGIA MODULI				<b>MONOCRISTALLINO</b>	
ADERENZA PANNELLI				<b>NON ADERENTI A TETTO O SUOLO</b>	
AZIMUT PANNELLI_Yp	[°; ']			0	0
TEMPERATURA RIF._CELLE	[°C]			25	

 6. *destinazione impianto;*

DESTINAZIONE IMPIANTO				Massa di Somma	
<input type="radio"/>	AUTOCONSUMO_SSP_NO ACCUMULO	<input type="radio"/>	OPZIONE NON ATTIVA		
<input checked="" type="radio"/>	AUTOCONSUMO_SSP_+ ACCUMULO	<input type="radio"/>	PRODUZIONE_SSP UNID._NO ACCUMULO		
	%_AUTOCONSUMO Istantaneo risp. fabbisogno utenze	[%]			50%
<input checked="" type="checkbox"/>	AGGIUNGI PRODUZIONE EXTRA_OLTRE A FABB. ELETTRICO				
		[kWh/a]			8.500

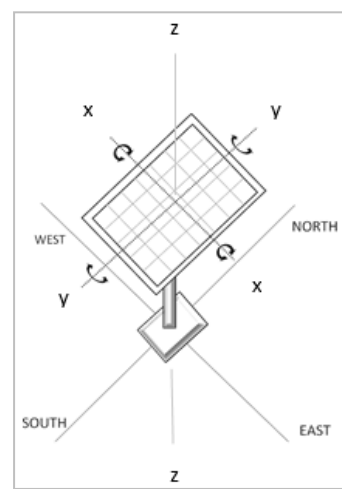
 7. *accumulatore (eventuale).*

ACCUMULATORE				Massa di Somma	
TIPOLOGIA BATTERIA				<b>IONI DI LITIO</b>	
TENSIONE NOMINALE BATTERIA	[V]			48	
CAPACITA' NOMINALE SINGOLA BATTERIA	[Ah]	kWh	19,20	400	
NUMERO GIORNI DI COPERTURA AUTOCONSUMO DIFFERITO				3	
%_AUTOCONSUMO DIFFERITO_RISP. FABBISOGNO UTENZE	[%]			20%	
CORRENTE MAX CARICA/SCARICA	[A]			40	

Il cuore del programma è costituito dalla sezione relativa alla scelta della giacitura di progetto dei moduli fotovoltaici in quanto è questa che, in un dato sito, determina insieme ad altri fattori, la minore o maggiore producibilità dell'impianto.

I moduli fotovoltaici possono essere disposti secondo un qualsiasi angolo azimut (angolo formato tra l'asse yy dei pannelli e la direzione sud) e inclinati di un qualunque angolo tilt rispetto all'orizzontale. Fissato un angolo azimut, le possibilità di inclinazione tilt dei pannelli sono le seguenti:

- piano orizzontale (tilt fisso e pari a zero);
- piano inclinato di un angolo tilt fisso e costante in tutto il corso dell'anno;
- piano inclinato di un angolo tilt variabile a scatti per mese;
- piano inclinato di un angolo tilt variabile a scatti per stagione;
- piano ad inseguimento solare continuo secondo un asse di rotazione;
- piano ad inseguimento solare continuo di rollio (asse yy) con o senza backtracking;
- piano ad inseguimento solare continuo secondo due assi di rotazione (xx+yy; zz+xx; zz+yy).



La scelta di progetto avviene nella seguente schermata.

GIACITURA DI PROGETTO			
<input type="radio"/>	1	PIANO ORIZZONTALE	
<input type="radio"/>	2.1	TILT FISSO OTTIMALE_ANNUALE [°;']	→ 32 0
<input type="radio"/>	2.2	TILT FISSO UTENTE_ANNUALE [°;']	→ 40 0
<input checked="" type="radio"/>	2.3	TILT A SCATTI OTTIMALI_MENSILI	
<input type="radio"/>	2.4	TILT A SCATTI OTTIMALI_STAGIONALI	
	<input checked="" type="checkbox"/>	AGGIUNGI A TILT:	<b>CONFIGURA FASCE ROLLIO</b>
	<input checked="" type="radio"/>	TRACKING DI ROLLIO	→ <input checked="" type="checkbox"/> BACK-TRACKING
	<input type="radio"/>	TRACKING_1_ASSE	
<input type="radio"/>	3	TRACKING_2_ASSI	

Nel caso dell'esempio svolto si è scelto una giacitura dei pannelli che prevede un angolo tilt variabile a scatti mensili in cui ciascun angolo mensile rappresenta l'angolo ottimale che, in quel mese, massimizza la captazione solare.



Inoltre a tale giacitura “semi-mobile” si è aggiunto un movimento continuo di rollio con rotazione attorno all’asse yy e si è, inoltre, imposto il backtracking, ovvero la tenuta della giacitura orizzontale per alcune ore dall’alba e inizio del rollio verso una determinata ora del mattino; lo stop del rollio verso una determinata ora serale con ritorno all’orizzontale. Il backtracking, in certi casi, viene previsto al fine di evitare l’ombreggiamento dei moduli antistanti su quelli retrostanti.

Poiché è stato attivato il backtracking, il programma rende visibile l’invito “*CONFIGURA FASCE*” in cui è necessario inputare, per ciascun mese, l’orario di inizio e l’orario di fine rollio.

Nell’esempio svolto si sono assunte le fasce orarie di seguito riportate.

CONFIGURAZIONE_FASCE ORARIE DI ROLLIO												
	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
INIZIO	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
FINE	16	16	17	18	17	17	17	17	17	16	16	15

**NOTA:** nel caso in cui si fosse scelto la giacitura a scatti stagionali ottimali, il programma avrebbe attivato la sezione relativa alla configurazione delle stagioni, ovvero all’assegnazione dei mesi a ciascuna stagione di scatto. Tuttavia questo non è il caso dell’esempio svolto che, si ripete è relativo a “*TILT A SCATTI OTTIMALI MENSILI*”.

CONFIGUTRAZIONE_STAGIONI A TILT OTTIMALI												
	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
1^SCATTO	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
2^SCATTO	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
3^SCATTO	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
4^SCATTO	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

8. *tipologia della superficie di albedo;*

9. *dimensionamento massimo dell’inverter;*

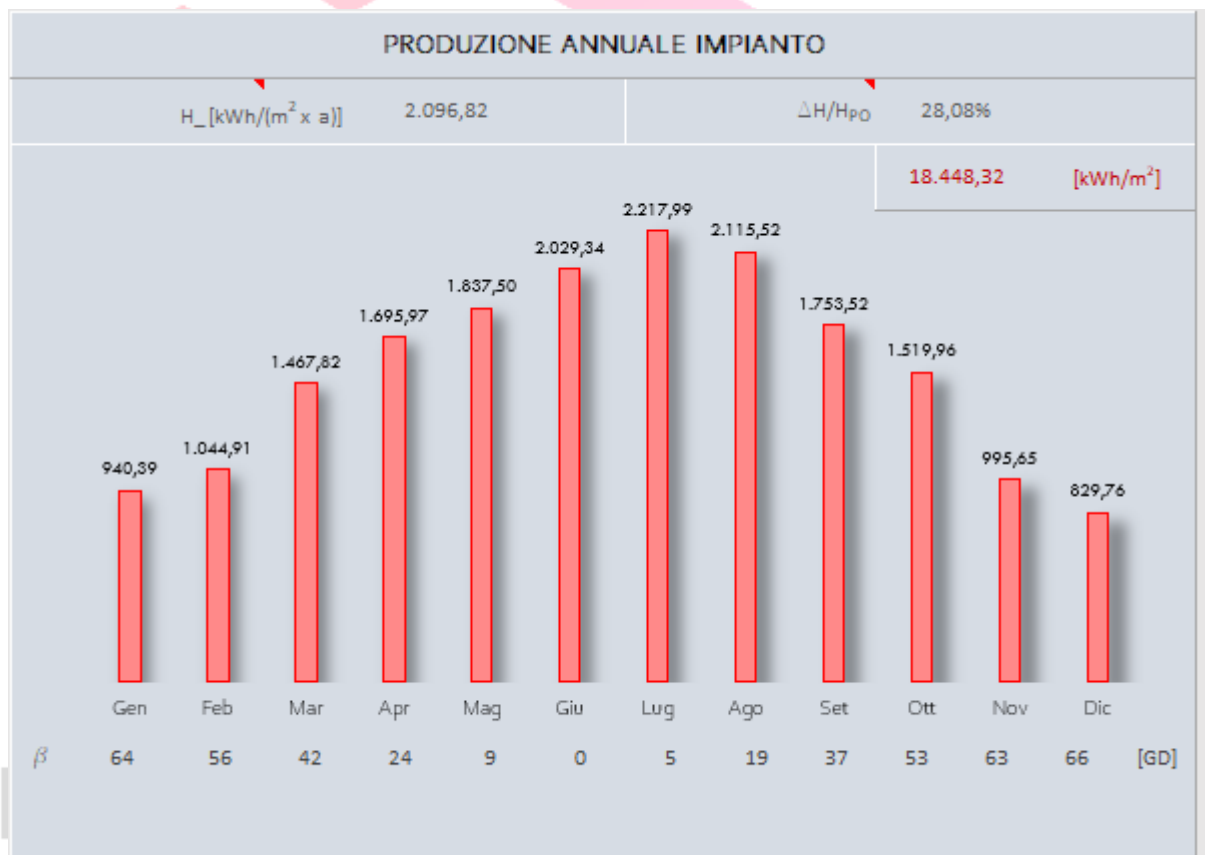
ALBEDO_UNI 10349-1_2016 - DIMENSIONAMENTO		
Bosco in autunno/campi con raccolti maturi e piante		
COEFFICIENTE DI ALBEDO	[-]	0,26
DIMENSIONAMENTO	[%]	120%

10. *eventuali angoli orari di ombreggiamento.*



OSTRUZIONI_ANGOLI ORARI												
	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
$\omega_{\_ALBA}$												
$\omega_{\_TRAMONTO}$												

In funzione dei dati immessi il programma restituisce istantaneamente l'istogramma della produzione annuale in kWh/m<sup>2</sup> distinta per ciascun mese, restituisce il valore complessivo della radiazione captata dalla superficie dei moduli fotovoltaici **2.096,82 kWh/(m<sup>2</sup> x anno)**; calcola l'incremento % di captazione solare rispetto al piano orizzontale **28,08%**; indica il valore complessivo della produzione di energia del generatore **18.448,32 kWh/m<sup>2</sup>**.



Infine, In fondo al grafico sono riportati i valori degli angoli tilt ottimali mensili calcolati dal programma per ciascun mese.

**NOTA:** si evidenzia che il diagramma di produzione è quello che il programma calcola in funzione di dati esistenti nelle altre sezioni del programma, i quali solitamente sono dati appartenenti a un precedente progetto di dimensionamento e che dunque devono essere modificati dal tecnico



*professionista per adattarli al proprio progetto. Il diagramma, dunque, è un diagramma di riporto, che si conformerà man mano che saranno inseriti i dati nelle sezioni successive del programma.*



AE-SW SOFTWARE

## 2. FABBISOGNO ELETTRICO

Il fabbisogno elettrico è riferito al consumo elettrico annuale dell'unità immobiliare (residenziale, commerciale, industriale) alla quale l'impianto potrebbe essere asservito in regime di autoconsumo e scambio sul posto. Il calcolo può essere condotto secondo due diverse modalità.

### 2.1 CONSUMO DA BOLLETTA

È necessario, in tal caso, inserire i consumi delle bollette degli ultimi 5 anni in riferimento ai consumi registrati nelle fasce F1, F2, F3 del solo bimestre gennaio-febbraio secondo quanto evidenziato nella figura sottostante. In tal caso il programma assume quale consumo annuo espresso in kWh, la media dei consumi dei 5 anni (2.200 kWh nell'esempio considerato).

CONSUMI ELETTRICI						
			<input checked="" type="radio"/> CONSUMO DA BOLLETTA	<input type="radio"/> CONSUMO ANALITICO		
CONSUMO DA BOLLETTA						
<input type="checkbox"/> INPUT DIRETTO						
FABBISOGNO MEDIO ANNUO [kWh]		BOLLETTE BIMESTRE_GENNAIO - FEBBRAIO [kWh]				
		5° ULT. ANNO	4° ULT. ANNO	3° ULT. ANNO	2° ULT. ANNO	ULT. ANNO
F1		1.000	800	900	900	800
F2		800	560	800	750	740
F3		700	700	600	350	600
		2.500	2.060	2.300	2.000	2.140
CT_CONSUMO TOTALE MEDIO ANNUO						[kWh/a] <b>2.200</b>

Le fasce orarie sono quelle di seguito rappresentate.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
LUNEDI'	Green						Yellow	Red												Yellow	Green			
MARTEDI'	Green						Yellow	Red												Yellow	Green			
MERCOLEDI'	Green						Yellow	Red												Yellow	Green			
GIOVEDI'	Green						Yellow	Red												Yellow	Green			
VENERDI'	Green						Yellow	Red												Yellow	Green			
SABATO	Green						Yellow																	
DOMENICA	Green																							

In alternativa è possibile optare per un "input utente" che consente di inserire direttamente il valore del consumo elettrico annuo; ciò è conveniente nel caso in cui non siano reperibili le bollette degli ultimi 5 anni nel caso di consumi ad andamento costante e regolare negli anni senza variazione delle tipologie e del numero delle utenze.



CONSUMI ELETTRICI					
		<input checked="" type="radio"/> CONSUMO DA BOLLETTA		<input type="radio"/> CONSUMO ANALITICO	
<b>CONSUMO DA BOLLETTA</b>					
<input checked="" type="checkbox"/> <b>INPUT DIRETTO</b>					<b>3.000</b>
FABBISOGNO MEDIO ANNUO [kWh]	BOLLETTE BIMESTRE_GENNAIO - FEBBRAIO [kWh]				
	5° ULT. ANNO	4° ULT. ANNO	3° ULT. ANNO	2° ULT. ANNO	ULT. ANNO
F1					
F2					
F3					
<b>CT_CONSUMO TOTALE MEDIO ANNUO</b>					<b>3.000</b>

La scelta di eseguire il calcolo da bolletta, attiva la sezione nella quale è necessario specificare l'entità dei carichi secondo la schermata di seguito riportata.

<input checked="" type="checkbox"/> <b>CARICHI_CC</b>				inserisci i (kWh/a) di 3000_x utenze in CC	
CONSUMO_CC	$\Sigma$ (potenze x n. ore giornaliere x 365)	[kWh/a]	<b>800</b>		
$\Sigma P_{i\_CC}$	$\Sigma$ (potenze di tutti i carichi CC)	[W]	<b>1.100</b>		
<input type="checkbox"/> <b>CARICHI_3F</b>					
CONSUMO_3F	$\Sigma$ (potenze x n. ore giornaliere x 365)	[kWh/a]			
$\Sigma P_{i\_3F}$	$\Sigma$ (potenze di tutti i carichi trifase)	[W]			
<b>CARICHI 1F</b>					
CONSUMO_1F	CT - ( CC + C_3F)	[kWh/a]	<b>2.200</b>		
$\Sigma P_{i\_1F}$	$\Sigma$ (potenze di tutti i carichi monofase)	[W]	<b>2.500</b>		

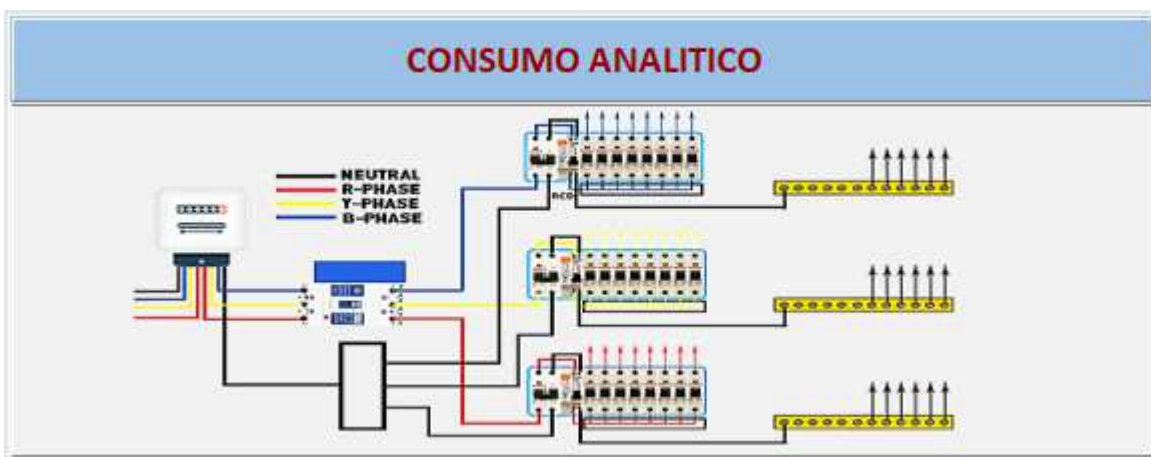
E' necessario specificare come si ripartisce il consumo medio annuo (p.e. i 3.0000 kWh/anno) tra le diverse tipologie di utenze. Ovvero:

- il consumo totale medio annuo degli eventuali carichi (utenze) in CC;
- la sommatoria delle potenze dei predetti carichi in CC (tale dato servirà nel seguito per il calcolo della sezione dei cavi elettrici che sarà effettuata in riferimento alla potenza massima CC che il programma imporrà non poter essere superiore alla predetta sommatoria);
- gli analoghi dati in riferimento agli eventuali carichi in 3F (nell'esempio svolto assenti in quanto il sistema è monofase);
- il consumo totale medio annuo dei carichi in alternata monofase che il programma deduce dai precedenti come parte complementare rispetto al consumo totale.

## 2.2 CONSUMO DA CALCOLO ANALITICO

Tale consumo è assunto a base del calcolo di esempio svolto. In tal caso è necessario inserire nel programma tutte le apparecchiature elettriche presenti nella unità immobiliare specificandone i relativi consumi annuali. Tale inserimento avviene distintamente per:

- ❖ carichi elettrici in corrente continua;
- ❖ carichi elettrici in corrente alternata monofase;
- ❖ carichi elettrici in corrente alternata trifase (nell'esempio svolto non presenti).



### 2.2.1 CARICHI ELETTRICI IN CORRENTE CONTINUA

È necessario indicare al programma il consumo annuo delle utenze in CC in kWh da determinare secondo l'espressione:

$$\text{kWh}_{\text{continua}} = \sum (P_i \times h_i \times 365)$$

$P_i$  = potenza elettrica dell'apparecchiatura  $i$ -esima CC, espressa in W;

$h_i$  = numero medio delle ore di funzionamento giornaliero.

A

<input checked="" type="checkbox"/> <b>CARICHI_CC</b>		inserisci (kWh/a)_utenze in CC	
CONSUMO_CC	$\sum (\text{potenze} \times \text{n. ore giornaliere} \times 365)$	[kWh/a]	800
$\sum P_{i\_CC}$	$\sum (\text{potenze di tutti i carichi CC})$	[W]	1.100
<input type="checkbox"/> <b>CARICHI_3F</b>			
CONSUMO_3F	$\sum (\text{potenze} \times \text{n. ore giornaliere} \times 365)$	[kWh/a]	
$\sum P_{i\_3F}$	$\sum (\text{potenze di tutti i carichi trifase})$	[W]	

La sommatoria  $\sum P_i$  di tutte le potenze degli eventuali carichi (utenze) in CC è richiesta per il dimensionamento dei cavi elettrici in continua. Tale dimensionamento, infatti, è condotto in

riferimento all'apparecchiatura elettrica di maggiore potenza. Il dato immesso è utilizzato dal programma quale limite massimo di input della potenza massima di carico elettrico CC.

### 2.2.2 CARICHI ELETTRICI IN CORRENTE ALTERNATA TRIFASE

Nell'esempio di calcolo è stato considerato un sistema a corrente alternata monofase per il quale la sezione di input dei carichi 3F risulta non attiva.

Nel caso di sistema trifase, sarebbe stato necessario inserire i dati relativi ai carichi trifase secondo la schermata in appresso riportata;

<input checked="" type="checkbox"/> <b>CARICHI_3F</b>		inserisci (kWh/a)_utenze in 3F	
CONSUMO_3F	$\Sigma$ (potenze x n. ore giornaliere x 365)	[kWh/a]	1.000
$\Sigma$ Pi_3F	$\Sigma$ (potenze di tutti i carichi trifase)	[W]	5.000

dove:

Pi\_3F: potenza elettrica dell'apparecchiatura i-esima 3F espressa in W;

hi: numero medio delle ore di funzionamento giornaliero.

### 2.2.3 CARICHI ELETTRICI IN CORRENTE ALTERNATA MONOFASE

Per detti carichi è necessario inserire dati che variano in funzione del tipo di apparecchiatura, specificandone la potenza, il numero, la tipologia, le ore di funzionamento o il consumo giornaliero espresso in kWh/giorno deducibile dalle schede tecniche. Per ciascuna utenza è possibile inserire un dato di default utilizzato come standard dal programma oppure optare per un input utente. Di seguito sono riportate le schermate relative a tutte le apparecchiature.

#### ➤ Lampade-Frigoriferi

LAMPADE							FRIGORIFERI					
N.	AMBIENTE	POTENZA [W]	ACCENSIONE [h/g]	CONSUMO/g [kWh/g]	CONSUMO/m [kWh/m]	CONSUMO/a [kWh/a]	N°	TIPOLOGIA	INPUT [default/utente]	DEFAULT [kWh/g]	UTENTE [kWh/g]	CONSUMO/a [kWh/a]
<input checked="" type="checkbox"/>	4	Cucina	10	1	0,04	1,20	14	<input checked="" type="checkbox"/> 1	Frigorifero da 50 litri	default	0,27	97
<input checked="" type="checkbox"/>	2	Soggiorno	15	1	0,03	0,90	11	<input type="checkbox"/> 1	Frigorifero da 80 litri	default	0,00	0
<input type="checkbox"/>	1		5	4	0,00	0,00	0	<input type="checkbox"/> 1	Frigorifero da 100 litri	default	0,00	0
<input type="checkbox"/>	1		5	4	0,00	0,00	0	<input type="checkbox"/> 1	Frigorifero da 150 litri	default	0,00	0
<input type="checkbox"/>	1		5	4	0,00	0,00	0	<input checked="" type="checkbox"/> 1	Frigorifero da 200 litri	default	0,48	175
<input type="checkbox"/>	1		5	4	0,00	0,00	0	<input type="checkbox"/> 1	Frigorifero da 250 litri	default	0,00	0
<input type="checkbox"/>	1		5	4	0,00	0,00	0	<input type="checkbox"/> 1	Frigorifero da 300 litri	default	0,00	0
<input type="checkbox"/>	1		5	4	0,00	0,00	0	<input type="checkbox"/> 1	Frigorifero da 350 litri	default	0,00	0
kWh/anno						25	kWh/anno					273



## ➤ Congelatori-Forni a microonde

CONGELATORI							FORNI MICROONDE						
N.	TIPOLOGIA	INPUT [default/utente]	DEFAULT [kWh/g]	UTENTE [kWh/g]	CONSUMO/a [kWh/a]		N°	POTENZA [W]	ACCENSIONE [min/g]	CONSUMO/g [kWh/g]	CONSUMO/m [kWh/m]	CONSUMO/a [kWh/a]	
<input checked="" type="checkbox"/>	1	Congelatore da 50 litri	default	0,42	153		<input type="checkbox"/>	1	700	15	0,00	0,00	0
<input checked="" type="checkbox"/>	1	Congelatore da 100 litri	default	0,58	0		<input checked="" type="checkbox"/>	1	800	15	0,20	6,00	72
<input type="checkbox"/>	1	Congelatore da 150 litri	default	0,65	0		<input type="checkbox"/>	1	900	15	0,00	0,00	0
<input type="checkbox"/>	1	Congelatore da 200 litri	default	0,78	0		<input type="checkbox"/>	1	1000	15	0,00	0,00	0
<input type="checkbox"/>	1	Congelatore da 250 litri	default	0,80	0		<input type="checkbox"/>	1	1200	15	0,00	0,00	0
<input type="checkbox"/>	1	Congelatore da 300 litri	default	0,84	0		<input type="checkbox"/>	1	1300	15	0,00	0,00	0
<input type="checkbox"/>	1	Congelatore da 350 litri	default	0,88	0		<input type="checkbox"/>	1	1400	15	0,00	0,00	0
<input type="checkbox"/>	1	Congelatore da 400 litri	default	0,90	0		<input type="checkbox"/>	1	1500	15	0,00	0,00	0
<b>kWh/anno</b>					<b>153</b>	<b>kWh/anno</b>					<b>72</b>		

## ➤ Forni elettrici-Lavatrici/lavastoviglie

FORNI ELETTRICI						LAVATRICI/LAVASTOVIGLIE					N° cicli/a_lvtr.	220	N° cicli/a_lvst.	220
N.	POTENZA [W]	ACCENSIONE [min/g]	CONSUMO/g [kWh/g]	CONSUMO/m [kWh/m]	CONSUMO/a [kWh/a]		N°	TIPOLOGIA	INPUT [default/utente]	DEFAULT [kWh/ciclo]	UTENTE [kWh/ciclo]	CONSUMO/a [kWh/a]		
<input type="checkbox"/>	1	1000	15	0,00	0,00	0	<input type="checkbox"/>	1	Lavatrice 5 kg	default	0,50	0		
<input type="checkbox"/>	1	1500	15	0,00	0,00	0	<input type="checkbox"/>	1	Lavatrice 6 kg	default	0,52	0		
<input checked="" type="checkbox"/>	1	2000	15	0,50	15,00	180	<input type="checkbox"/>	1	Lavatrice 7 kg	default	0,53	0		
<input type="checkbox"/>	1	2500	15	0,00	0,00	0	<input checked="" type="checkbox"/>	1	Lavatrice 8 kg	default	0,54	119		
<input type="checkbox"/>	1	3000	15	0,00	0,00	0	<input type="checkbox"/>	1	Lavatrice 9 kg	default	0,57	0		
<input type="checkbox"/>	1	3500	15	0,00	0,00	0	<input type="checkbox"/>	1	Lavatrice 10 kg	default	0,60	0		
<input type="checkbox"/>	1	4000	15	0,00	0,00	0	<input type="checkbox"/>	1	Lavatrice 12 kg	default	0,62	0		
<input type="checkbox"/>	1	5000	15	0,00	0,00	0	<input type="checkbox"/>	1	Lavastoviglie standard	default	0,94	0		
<b>kWh/anno</b>						<b>180</b>	<b>kWh/anno</b>					<b>119</b>		

## ➤ Scaldabagni-Asciugatrici

SCALDABAGNI						ASCIUGATRICI					N° cicli/anno	220
TIPOLOGIA	TIPOLOGIA	INPUT [default/utente]	DEFAULT [kWh/g]	UTENTE [kWh/g]	CONSUMO/a [kWh/a]		N°	TIPOLOGIA	INPUT [default/utente]	DEFAULT [kWh/ciclo]	UTENTE [kWh/ciclo]	CONSUMO/a [kWh/a]
<input type="checkbox"/>	1	Scaldabagno 5 litri	default	1,36	0		<input type="checkbox"/>	1	Asciugatrice 7 kg	default	0,96	0
<input type="checkbox"/>	1	Scaldabagno 10 litri	default	1,44	0		<input checked="" type="checkbox"/>	1	Asciugatrice 8 kg	default	1,00	220
<input type="checkbox"/>	1	Scaldabagno 15 litri	default	1,46	0		<input type="checkbox"/>	1	Asciugatrice 9 kg	default	1,12	0
<input type="checkbox"/>	1	Scaldabagno 30 litri	default	1,60	0		<input type="checkbox"/>	1	Asciugatrice 10 kg	default	1,28	0
<input type="checkbox"/>	1	Scaldabagno 50 litri	default	3,60	0		<input type="checkbox"/>	1	Asciugatrice 11 kg	default	1,38	0
<input type="checkbox"/>	1	Scaldabagno 80 litri	default	3,65	0		<input type="checkbox"/>	1	Asciugatrice 16 kg	default	1,40	0
<input type="checkbox"/>	1	Scaldabagno 100 litri	default	3,67	0							
<input type="checkbox"/>	1	Scaldabagno 120 litri	default	4,30	0							
<b>kWh/anno</b>						<b>0</b>	<b>kWh/anno</b>					<b>220</b>

## ➤ Stufe-Aeratori-Radiatori

STUFE/AERATORI/RADIATORI							CLIMATIZZATORI							
N.	TIPOLOGIA	POTENZA [W]	ACCENSIONE [h/g]	CONSUMO/g [kWh/g]	CONSUMO/m [kWh/m]	CONSUMO/a [kWh/a]		N°	TIPOLOGIA	ACCENSIONE [h/g]	CONSUMO/g [kWh/g]	CONSUMO/m [kWh/m]	CONSUMO/a [kWh/a]	
<input type="checkbox"/>	1	Stufa	300	6	0,00	0,00	0	<input type="checkbox"/>	1	Clima port. 6000 Btu	6	0,00	0,00	0
<input type="checkbox"/>	1	Radiatore	300	6	0,00	0,00	0	<input type="checkbox"/>	1	Clima 9000 Btu	6	0,00	0,00	0
<input type="checkbox"/>	1	Aeratore	300	6	0,00	0,00	0	<input checked="" type="checkbox"/>	1	Clima 12000 Btu	12	12,00	360,00	4.320
<input type="checkbox"/>	1	Stufa	300	6	0,00	0,00	0	<input type="checkbox"/>	1	Clima 18000 Btu	6	0,00	0,00	0
<input type="checkbox"/>	1	Stufa	300	6	0,00	0,00	0	<input type="checkbox"/>	1	Clima 24000 Btu	6	0,00	0,00	0
<input type="checkbox"/>	1	Stufa	300	6	0,00	0,00	0							
<input type="checkbox"/>	1	Stufa	300	6	0,00	0,00	0							
<input type="checkbox"/>	1	Stufa	300	6	0,00	0,00	0							
<b>kWh/anno</b>							<b>0</b>	<b>kWh/anno</b>					<b>4.320</b>	

## ➤ Phon-Aspirapolvere-Ferro da stiro

PHON/ASPIRAPOLVERE/FERRO DA STIRO							TELEVISORI								
N.	TIPOLOGIA	POTENZA [W]	ACCENSIONE [min/g]	CONSUMO/g [kWh/g]	CONSUMO/m [kWh/m]	CONSUMO/a [kWh/a]		N°	TIPOLOGIA	CONSUMO [kWh/1000h]	ACCENSIONE [h/g]	CONSUMO/g [kWh/g]	CONSUMO/m [kWh/m]	CONSUMO/a [kWh/a]	
<input type="checkbox"/>	1	Phon	1000	10	0,00	0,00	0	<input type="checkbox"/>	1	TV 24 pollici	20	6	0,00	0,00	0
<input type="checkbox"/>	1	Aspirap.	1000	30	0,00	0,00	0	<input type="checkbox"/>	1	TV 32 pollici	32	6	0,00	0,00	0
<input type="checkbox"/>	1	Ferro stiro	1500	30	0,00	0,00	0	<input type="checkbox"/>	1	TV 37 pollici	35	6	0,00	0,00	0
<input type="checkbox"/>	1	Phon	1000	10	0,00	0,00	0	<input checked="" type="checkbox"/>	1	TV 40 pollici	57	6	0,34	10,26	123
<input type="checkbox"/>	1	Phon	1000	10	0,00	0,00	0	<input type="checkbox"/>	1	TV 43 pollici	80	6	0,00	0,00	0
<input type="checkbox"/>	1	Phon	1000	15	0,00	0,00	0	<input type="checkbox"/>	1	TV 50 pollici	110	6	0,00	0,00	0
<input type="checkbox"/>	1	Phon	1000	10	0,00	0,00	0	<input checked="" type="checkbox"/>	1	TV 55 pollici	130	6	0,78	23,40	281
<input type="checkbox"/>	1	Phon	1000	30	0,00	0,00	0	<input type="checkbox"/>	1	TV 65 pollici	150	6	0,00	0,00	0
<b>kWh/anno</b>							<b>0</b>	<b>kWh/anno</b>					<b>404</b>		



## ➤ Postazione PC-Caldiaia-Utenza generica

POSTAZIONE PC							CALDAIA STANDARD - Pn 24 kW								
N.	TIPOLOGIA	POTENZA [W]	ACCENSIONE [h/g]	CONSUMO/g [kWh/g]	CONSUMO/m [kWh/m]	CONSUMO/a [kWh/a]	N.	TIPOLOGIA	POTENZA [W]	ACCENSIONE [h/g]	CONSUMO/g [kWh/g]	CONSUMO/m [kWh/m]	CONSUMO/a [kWh/a]		
<input checked="" type="checkbox"/>	1	Fissa-Ufficio	300	4	1,20	36,00	432	<input type="checkbox"/>	1	Caldaia murale	80	12	0,00	0,00	0
<input type="checkbox"/>	1	Fissa-Gaming	450	4	0,00	0,00	0	<b>UTENZA GENERICA MONOFASE</b> [h/g] - [kWh/a]							
<input type="checkbox"/>	1	Notebook	60	2	0,00	0,00	0								
							<input checked="" type="checkbox"/>	Utenza generica_1F		1.000	6	-	-	2.190	
<b>kWh/anno</b>							<b>432</b>							<b>2.190</b>	

Nel quadro di riepilogo è riportata la sintesi di tutti i carichi presenti, suddivisi in corrente continua CC corrente alternata monofase 1F, corrente alternata trifase 3F.

RIEPILOGO_CONSUMI		[kWh/a]	[kWh/a]	[kWh/a]
CC	CARICHI IN CC	800	1F SCALDABAGNI	0
1F	LAMPADE	25	1F ASCIUGATRICI	220
1F	FRIGORIFERI	273	1F STUFE/AERATORI/RADIATORI	0
1F	CONGELATORI	153	1F CLIMATIZZATORI	4.320
1F	FORNI MICROONDE	72	1F PHON/ASPIRAPOLVERE/FERRO DA STIRO	0
1F	FORNI ELETTRICI	180	1F TELEVISORI	404
1F	LAVATRICI/LAVASTOVIGLIE	119	1F POSTAZIONE PC	432
			1F CALDAIA STANDARD - Pn 24 kW	0
			1F UTENZA GENERICA MONOFASE	2.190
			3F CARICHI IN TRIFASE	0
			- CARICHI_CC	[kWh/anno] 800
			- CARICHI_CA-1F	[kWh/anno] 8.388
			- CARICHI_CA-3F	[kWh/anno] 0
			<b>TOTALE CONSUMO</b>	<b>[kWh/anno] 9.188</b>

Il consumo totale annuale nell'esempio svolto è pari a **9.188 kWh/anno**.

TOT. FABBISOGNO UTENZE (CC + C\_1F + C\_3F)
kWh/anno

✔
9.188

La potenza di tutti i carichi effettivamente presenti (utenze CC + 1F + 3F) è pari a **7.051 W**; tale valore è calcolato in background dal programma. La potenza massima dell'impianto, invece, dedicata alle utenze è pari a **6.080 W**; tale valore è un valore di riporto che deriva dalle sezioni di calcolo successive del programma.

Infine è riportato il valore del Coefficiente Massimo di Contemporaneità dato dal rapporto tra la potenza complessiva in Watt di tutti i carichi effettivamente presenti e la quota parte della potenza dell'impianto in Watt dedicata alla copertura del fabbisogno elettrico delle utenze (al netto della eventuale ulteriore quota di produzione destinata esclusivamente alla sola immissione in rete):

$$C_{\text{contemporaneità\_max}} = P_{\text{carichi}} / P_{\text{impianto}} \times \text{utenze}$$

COEFF. MAX CONTEMPORANEITA'
0,86

Nell'esempio in esame, il coefficiente vale **0,86**. Il valore minore di 1,0 indica che le apparecchiature elettriche presenti, se attivate contemporaneamente, superano la potenza

dell'impianto dedicata alle utenze stesse. Trattasi di un valore teorico in quanto nella realtà, la contemporaneità si attesta a valori del 40-50%.

## 3. ANALISI DELLA CAPTAZIONE SOLARE

I moduli fotovoltaici possono essere disposti secondo un qualsiasi angolo azimut (angolo formato tra l'asse maggiore dei pannelli e la direzione sud) e inclinati di un qualunque angolo tilt rispetto all'orizzontale.

Fissato un angolo azimut, le diverse possibilità di inclinazione tilt dei pannelli sono le seguenti:

- piano orizzontale;
- piano inclinato di un angolo tilt fisso e costante;
- piano inclinato di un angolo tilt variabile a scatti per mese;
- piano inclinato di un angolo tilt variabile a scatti per stagione;
- piano ad inseguimento solare secondo un asse di rotazione;
- piano ad inseguimento solare di rollio con o senza backtracking;
- piano ad inseguimento solare secondo due assi di rotazione.

**DIMENSIONAMENTO IMPIANTO FOTOVOLTAICO**

RADIAZIONE SU PIANO ORIZZONTALE

DATI GENERALI
FABB. ELETTRICO
CAPTAZ.\_TILT FISSO
CAPTAZ.\_TILT MENSILI
CAPTAZ.\_TILT STAGIONALI
CAPTAZIONE\_ANALISI
DIAGRAMMI
GENERAT.+ACCUMULO
ACCOPIAM. FV-INVERTER
CAVI ELETTR.

**DATI LOCALITA'**

REGIONE	Campania
PROVINCIA	Napoli_NA
COMUNE	<b>Massa di Somma</b>
ZONA GEOGRAFICA	Italia centrale o meridionale
LATITUDINE	40,8465740 [GD]
LONGITUDINE	14,3761111 [GD]

**CALCOLO IRRAGGIAMENTO SU P.O.**

NORMATIVA **UNI 10349-1994**

RADIAZIONE SOLARE GLOBALE AL SUOLO SU PIANO ORIZZONTALE			
GIORNALIERA MEDIA MENSILE			
MESE	[MJ/m <sup>2</sup> ] / GIORNO MEDIO	[MJ/m <sup>2</sup> ] / MESE	[kWh/m <sup>2</sup> ] / MESE
Gen.	6,586	204,174	56,715
Feb.	9,495	265,860	73,850
Mar.	13,795	427,645	118,790
Apr.	18,830	564,900	156,917
Mag.	23,578	730,903	203,029
Giu.	26,160	784,800	218,000
Lug.	27,174	842,386	233,996
Ago.	23,900	740,900	205,806
Set.	17,791	533,738	148,260
Ott.	11,730	394,630	109,619
Nov.	7,548	226,425	62,896
Dic.	5,721	177,359	49,266
<b>RADIAZIONE ANNUALE SU P.O.</b>	<b>5.893,72</b>		<b>1.637,14</b>

RADIAZIONE SOLARE GLOBALE ANNUALE AL SUOLO SU PIANO ORIZZONTALE [kWh/(m<sup>2</sup> x anno)]

[kWh/m <sup>2</sup> ]	Eliefania [h/anno]
≤ 1.000	≤ 1.800
1.000 - 1.100	1.800 - 1.850
1.100 - 1.200	1.850 - 1.900
1.200 - 1.300	1.900 - 2.000
1.300 - 1.400	2.000 - 2.100
1.400 - 1.500	2.100 - 2.200
1.500 - 1.600	2.200 - 2.400
1.600 - 1.650	2.400 - 2.450
1.650 - 1.700	2.450 - 2.500
1.700 - 1.800	2.500 - 2.600
≥ 1.800	> 2.600

FASCIA RADIAZIONE **1.600 - 1.650** [kWh/(m<sup>2</sup> x anno)]

FASCIA ELIOFANIA REALE **2.400 - 2.450** [ore sole/anno]

### 3.1 RADIAZIONE SU PIANO ORIZZONTALE

Il calcolo della radiazione sul piano orizzontale avviene attraverso la schermata di calcolo sotto riportata. In essa sono riportati i dati della Località rinvenienti dalla sezione dei Dati Generali e i dati sulla Normativa di calcolo adottata (nell'esempio svolto la normativa UNI 10349-1994).

Nella parte subito sottostante è riportata la tabella con i valori della radiazione solare globale (diretta + diffusa) su piano orizzontale. Per ciascun mese è indicato il valore della radiazione media giornaliera e il valore della radiazione complessiva mensile espressi in MJ/m<sup>2</sup> e in kWh/m<sup>2</sup>.

Nell'ultima riga in basso sono riportati i totali annui. La prima e l'ultima riga assumono la stessa colorazione che corrisponde alla fascia di radiazione della mappa solare riportata a lato.

Nell'esempio svolto la colorazione arancione corrisponde alla fascia solare di radiazione compresa tra 1600 ÷ 1650 kWh/(m<sup>2</sup> x anno).

In effetti la radiazione globale annua calcolata nell'esempio è pari a **1.637,14 kWh/anno** e risulta compresa tra gli estremi 1600 ÷ 1650 kWh/anno.



Infine, nella parte sottostante della mappa solare è indicata la fascia di Eliofania reale<sup>1</sup> di appartenenza che esprime il valore medio delle ore di sole all'anno che interessa la località di installazione dell'impianto. Nell'esempio svolto, in riferimento al Comune di Massa di Somma in provincia di Napoli, la fascia di eliofania è compresa tra 2.400 ÷ 2.450 ore/anno.

<sup>1</sup> L'eliofania reale corrisponde alle ore effettive di soleggiamento annuale a differenza dall'eliofania virtuale la quale, invece, fa riferimento alla presenza del sole in cielo tra alba e tramonto prescindendo dalla nuvolosità.

I valori della radiazione sul piano orizzontale riportati nella precedente tabella, derivano da quelli tabellati dalla norma UNI in riferimento a località principali e da quelli interpolati in funzione della latitudine per quanto riguarda i valori delle altre località; il tutto secondo la metodologia illustrata nella medesima norma UNI. In particolare per l'esempio svolto, la tabella di calcolo è quella di seguito riportata.

0,71		RADIAZIONE SOLARE SU PIANO ORIZZONTALE																											
		Latitudine		Gennaio		Febbraio		Marzo		Aprile		Maggio		Giugno		Luglio		Agosto		Settembre		Ottobre		Novembre		Dicembre			
LOCALITA' RIF.	[°D]	H <sub>gh</sub>	H <sub>bh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>bh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>bh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>bh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>bh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>bh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>bh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>bh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>bh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>bh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>bh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>bh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>bh</sub>		
	Avellino	40,9151680	2,900	2,500	4,000	4,400	5,500	7,200	6,800	11,300	7,600	14,700	7,800	16,900	6,600	20,300	6,000	17,900	5,400	12,300	4,300	7,700	3,200	3,800	2,600	2,300			
Napoli	40,8399968	3,000	3,700	4,000	5,600	5,400	8,500	6,700	12,200	7,400	16,300	7,400	18,900	6,600	20,600	6,000	17,900	5,400	12,400	4,100	8,700	3,200	4,400	2,700	3,100				
Massa di Somma	40,8465740	2,991	3,595	4,000	5,495	5,409	8,386	6,709	12,121	7,417	16,160	7,435	18,725	6,600	20,574	6,000	17,900	5,400	12,391	4,117	8,613	3,200	4,348	2,691	3,030				
	MJ/(m <sup>2</sup> x giorno)	6,586		9,495		13,795		18,830		23,578		26,160		27,174		23,900		17,791		12,730		7,548		5,721					
	MJ/(m <sup>2</sup> x mese)	204,174		265,860		427,645		564,900		730,903		784,800		842,386		740,900		533,738		394,630		226,425		177,359					
<b>PIANO ORIZZONTALE</b>																				[MJ/(m <sup>2</sup> x a)]				<b>5.893,72</b>					

Le località di interpolazione rispetto alle quali sono state dedotti i valori della radiazione per il comune di Massa di Somma (NA) sono rappresentate dalla città di Napoli e da quella di Avellino. Il valore reperito è pari a **5.893,72 MJ/(m<sup>2</sup> x anno)**.

### 3.2 RADIAZIONE SU PIANO INCLINATO DI TILT FISSO

Come illustrato in precedenza, tra le diverse opzioni è possibile indicare al programma un calcolo della radiazione su un piano inclinato in un qualsiasi angolo tilt che si vuole mantenere costante per tutto l'anno. Il valore dell'angolo tilt è definito nella sezione Dati Generali. E' possibile scegliere tra due opzioni:

- ❖ **Tilt fisso ottimale** (calcolato automaticamente dal programma);
- ❖ **Tilt fisso utente** (generico);

Il primo rappresenta l'angolo tilt che massimizza la captazione solare nell'arco dell'anno;

#### 3.2.1 TILT FISSO OTTIMALE

Nella sezione dei Dati Generali è data la possibilità al progettista di scegliere se progettare per l'angolo fisso ottimale o per un angolo generico utente. L'angolo fisso ottimale viene già proposto come angolo noto in quanto è un valore di riporto dalla successiva sezione del programma di cui alla scheda "CAPTAZIONE\_TILT FISSO" nella quale viene calcolato attraverso una procedura iterativa.

Optando in Dati Generali per un calcolo a TILT\_FISSO\_OTTIMALE\_ANNUALE, la schermata di partenza nella scheda "CAPTAZIONE\_TILT FISSO", per l'effettuazione del calcolo delle radiazioni solari ripropone il valore dell'angolo tilt prescelto (oltre al valore dell'angolo azimut fissato a 0°) ed inoltre il tipo di Albedo e la presenza o meno di Ostruzioni definiti anch'essi nei Dati Generali

e qui riproposti.

**CAPTAZIONE A TILT\_FISSO**

TILT FISSO OTTIMALE\_ANNUALE **32 0**

AZIMUT\_PANNELLI **0 0**

**ALBEDO - UNI 10349-1 /2016**

Tipologia superficie Bosco in autunno/campi con raccolti maturi e piante

Coefficiente di Albedo 0,26

OSTRUZIONI	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Angolo orario_alba												
Angolo orario Tramonto												

Inoltre rappresenta graficamente l'inclinazione dei pannelli attraverso un grafico a bussola in cui la radiazione riportata rappresenta la captazione globale annuale ed è un valore di riporto dalle successive sezioni di calcolo del programma.

Per reperire il valore dell'angolo Tilt ottimale che massimizza la captazione solare annua nella ipotesi di immobilità annuale dei moduli, il programma effettua il calcolo della radiazione per il range tilt da 0° a 90° e restituisce i risultati nella tabella riepilogativa riportata di seguito.

CALCOLO TILT OTTIMALE	DETERMINAZIONE TILT OTTIMALE E RELATIVA RADIAZIONE [MJ/(m <sup>2</sup> x anno)]																										
	$\beta$ [°D]	19,00	20,00	21,00	22,00	23,00	24,00	25,00	26,00	27,00	28,00	29,00	30,00	31,00	32,00	33,00	34,00	35,00	36,00	37,00	38,00	39,00	40,00	41,00	42,00	43,00	44,00
Hbh [β]	4.357	4.367	4.375	4.383	4.390	4.396	4.402	4.406	4.409	4.412	4.413	4.414	4.413	4.412	4.409	4.406	4.402	4.397	4.391	4.384	4.376	4.367	4.358	4.347	4.336	4.323	4.310
Hdh [β]	2.117	2.125	2.132	2.139	2.146	2.152	2.157	2.162	2.167	2.171	2.175	2.178	2.181	2.184	2.185	2.187	2.188	2.188	2.188	2.188	2.187	2.185	2.184	2.181	2.178	2.175	2.171
TOT. H[β]	6.473	6.491	6.507	6.522	6.536	6.548	6.559	6.568	6.576	6.583	6.588	6.592	6.594	<b>6.595</b>	6.595	6.593	6.590	6.585	6.579	6.572	6.563	6.553	6.541	6.528	6.514	6.498	6.481
TOT. P.O.	5.894	5.894	5.894	5.894	5.894	5.894	5.894	5.894	5.894	5.894	5.894	5.894	5.894	5.894	5.894	5.894	5.894	5.894	5.894	5.894	5.894	5.894	5.894	5.894	5.894	5.894	5.894
ΔH	9,84%	10,14%	10,41%	10,67%	10,90%	11,10%	11,29%	11,45%	11,58%	11,69%	11,78%	11,85%	11,89%	11,91%	11,90%	11,87%	11,81%	11,74%	11,63%	11,51%	11,36%	11,18%	10,99%	10,77%	10,52%	10,25%	9,96%

TILT FISSO OTTIMALE		<b>32 0</b>											
CAPTAZ. OTT.	CAPTAZIONE SOLARE MEDIA GIORNALIERA [MJ/(m <sup>2</sup> x giorno)]_ $\beta$ _OTTIMALE =	32,00 [GD]											
	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre	
	H_OTTIMALE [MJ/(m <sup>2</sup> x g)]	10,600	13,405	16,850	19,910	22,524	23,751	25,150	24,309	20,856	17,765	11,868	9,527
	Incremento risp. Orizzontale [%]	60,94%	41,18%	22,15%	5,74%	-4,47%	-9,21%	-7,45%	1,71%	17,23%	39,55%	57,25%	66,52%

>>>>>
PIANO INCLINATO DI  $\beta$ \_fisso\_ott. **32 0** [MJ/(m<sup>2</sup> x a)] **6.595,38**

Per ciascun angolo Tilt, il programma calcola la radiazione globale annua espressa in MJ/(m<sup>2</sup> x anno) somma di quella diretta e diffusa, e indica l'angolo tilt per il quale la medesima risulta massima.

DETERMINAZIONE TILT OTTIMALE E RELATIVA RADIAZIONE_[MJ/(m <sup>2</sup> x anno)]																
CALCOLO TILT OTTIMALE	β [GD]	19,00	20,00	21,00	22,00	23,00	24,00	25,00	26,00	27,00	28,00	29,00	30,00	31,00	32,00	33,00
	Hbh [β]	4.357	4.367	4.375	4.383	4.390	4.396	4.402	4.406	4.409	4.412	4.413	4.414	4.413	4.412	4.409
	Hdh [β]	2.117	2.125	2.132	2.139	2.146	2.152	2.157	2.162	2.167	2.171	2.175	2.178	2.181	2.184	2.185
	TOT. f(β)	6.473	6.491	6.507	6.522	6.536	6.548	6.559	6.568	6.576	6.583	6.588	6.592	6.594	6.595	6.595
	TOT. P.O.	5.894	5.894	5.894	5.894	5.894	5.894	5.894	5.894	5.894	5.894	5.894	5.894	5.894	5.894	5.894
	ΔH	9,84%	10,14%	10,41%	10,67%	10,90%	11,10%	11,29%	11,45%	11,58%	11,69%	11,78%	11,85%	11,89%	11,91%	11,90%

<b>TILT FISSO OTTIMALE</b>										<b>32 0</b>	
----------------------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	-------------	--

Nell'esempio svolto, il Tilt Fisso Ottimale è **32°** con un valore di captazione globale annuale pari a **6.595,38 MJ/(m<sup>2</sup> x anno)** > 5.893,72 MJ/(m<sup>2</sup> x anno) relativa al piano orizzontale con un incremento rispetto a questo pari all' **11,91%**.

Per ciascun mese, inoltre, è calcolato il valore della radiazione media giornaliera in MJ/(m<sup>2</sup> x giorno) distinta tra componente Diretta e componente Diffusa ed è raffrontata con quella relativa al piano orizzontale.

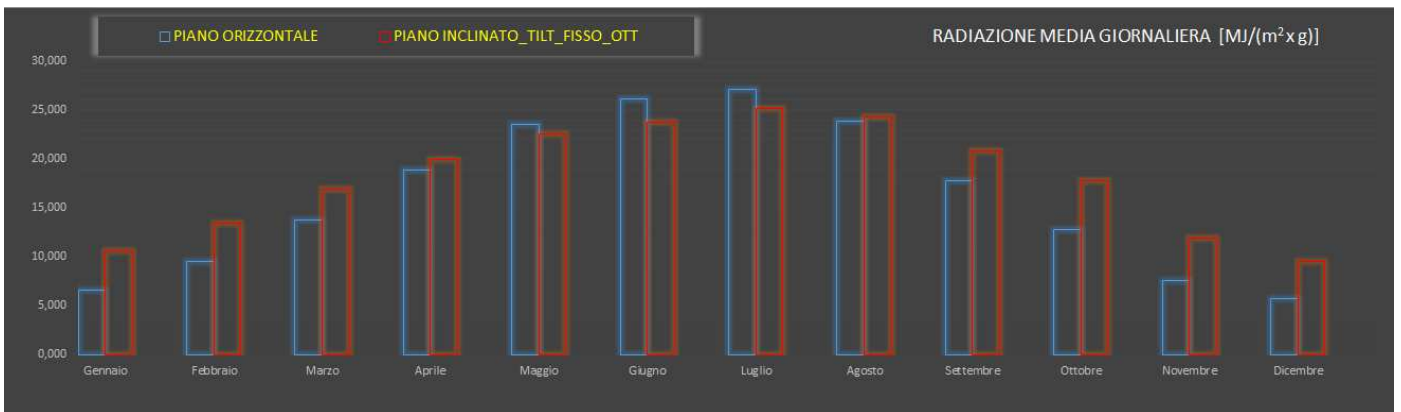
RADIAZIONE SOLARE SU PIANO INCLINATO													TOT. Diretta	4.411,77	TOT. Diffusa	2.183,61	
CAPTAZ. DI PROGETTO		Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre				
	Diffusa_[MJ/(m <sup>2</sup> x giorno)]	5,786	7,758	10,244	12,816	15,438	17,000	19,041	18,206	14,526	12,019	6,836	5,046				
	Diretta_[MJ/(m <sup>2</sup> x giorno)]	4,814	5,647	6,607	7,093	7,086	6,750	6,108	6,103	6,330	5,746	5,032	4,481				
	DIRETTA + DIFFUSA_[MJ/(m <sup>2</sup> x giorno)]	10,600	13,405	16,850	19,910	22,524	23,751	25,150	24,309	20,856	17,765	11,868	9,527				
	Incremento risp. Orizzontale_[%]	60,94%	41,18%	22,15%	5,74%	-4,47%	-9,21%	-7,45%	1,71%	17,23%	39,55%	57,25%	66,52%				

>>>>>										<b>PIANO INCLINATO _TILT_FISSO_OTT</b>		[MJ/(m <sup>2</sup> x a)]		<b>6.595,38</b> ✓	
-------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	---------------------------	--	-------------------	--

**NOTA:** L'incremento della captazione media giornaliera rispetto al piano orizzontale non risulta sempre positiva; ciò accade per i mesi centrali dell'anno (maggio, giugno, luglio) per i quali la radiazione sul piano orizzontale supera quella sul piano inclinato per il semplice fatto che in quei mesi il sole è più alto e la radiazione è più perpendicolare al piano dei moduli rispetto a qualunque altra inclinazione tilt diversa da zero.

Il raffronto tra la captazione media giornaliera su piano inclinato di Tilt fisso ottimale e su piano orizzontale è rappresentata graficamente, mediante istogramma, per ciascun mese dell'anno.

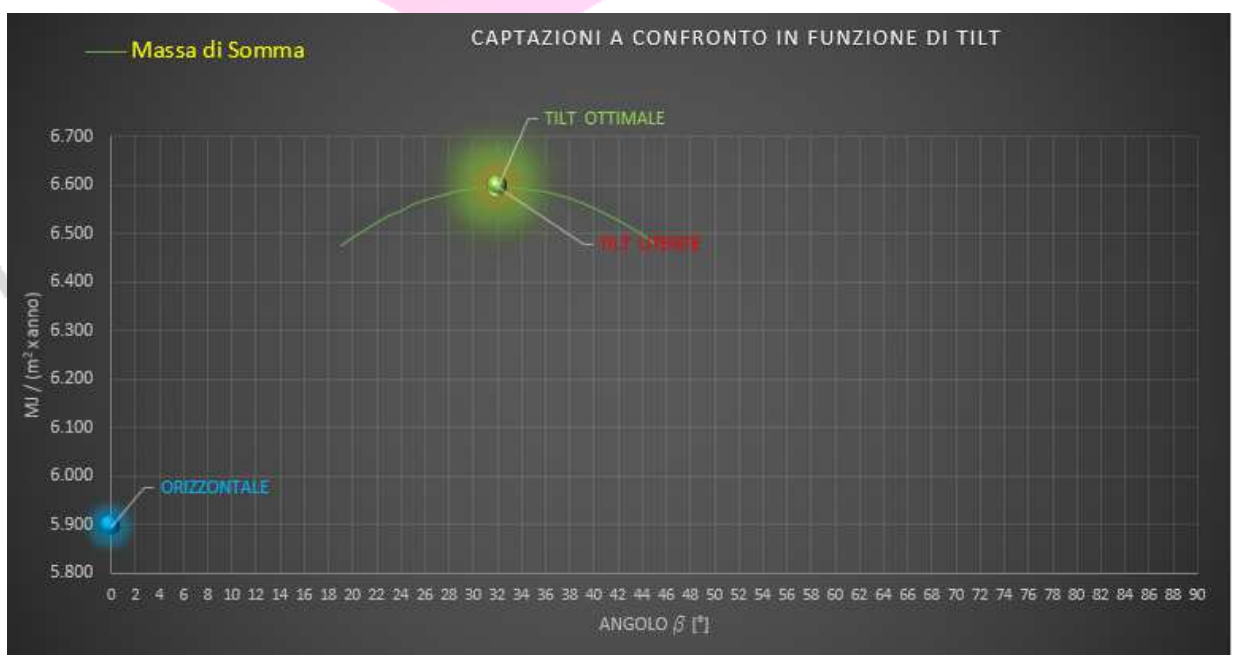


Se si suppone di tornare nei Dati Generali e di assumere un tilt fisso utente proprio pari a 32°, nel DIAGRAMMA DI CONFRONTO delle captazioni solari in funzione di tilt, si avrà la sovrapposizione tra il punto rappresentativo dello *stato di progetto a tilt fisso ottimale*

GIACITURA DI PROGETTO

<input type="radio"/>	1	PIANO ORIZZONTALE			
<input type="radio"/>	2.1	TILT FISSO OTTIMALE_ANNUALE	[°;']	→	32    0
<input checked="" type="radio"/>	2.2	TILT FISSO UTENTE_ANNUALE	[°;']	→	32    0
<input type="radio"/>	2.3	TILT A SCATTI OTTIMALI_MENSILI			
<input type="radio"/>	2.4	TILT A SCATTI OTTIMALI_STAGIONALI			
		<input type="checkbox"/> AGGIUNGI A TILT:			CONFIGURA TASCHE ROLLIO
		<input checked="" type="radio"/> TRACKING DI ROLLIO		→	<input type="checkbox"/> BACK-TRACKING
		<input type="radio"/> TRACKING_1_ASSE			
<input type="radio"/>	3	TRACKING_2_ASSI			

(inclinazione dei moduli di tilt ottimale = 32°) e il punto rappresentativo dello *stato di progetto utente* (inclinazione dei moduli di tilt utente = 32°).



### 3.2.2 TILT FISSO UTENTE

Nel caso in cui il progettista, opti nella sezione dei Dati Generali, per un angolo TILT\_FISSO\_UTENTE\_ANNUALE diverso da quello ottimale (caso che potrebbe ricorrere per le installazioni in aderenza su coperture aventi una pendenza fissa), la schermata di partenza della scheda “CAPTAZIONE\_TILT FISSO” per l’effettuazione del calcolo delle radiazioni solari, ripropone il valore dell’angolo tilt prescelto segnalando l’inefficacia della scelta fatta col seguente messaggio: *“Il TILT UTENTE assunto è diverso dal TILT FISSO OTTIMALE; se si vuole ottimizzare la captazione, andare in dati generali e optare per il tilt ottimale o per un tilt utente pari a quello ottimale”*.

CAPTAZIONE A TILT\_FISSO

TILT FISSO UTENTE\_ANNUALE 40 0

AZIMUT\_PANNELLI 0 0

ALBEDO - UNI 10349-1 /2016

Tipologia superficie: Bosco in autunno/campi con raccolti maturi e piante

Coefficiente di Albedo: 0,26

**OSTRUZIONI**

	Gen.	Feb.	Mar.	Apr.	Mag.	Giu.	Lug.	Ago.	Set.	Ott.	Nov.	Dic.
Angolo orario_elba												
Angolo orario_tramonto												

Ipotizzando, per esempio, l’utilizzo di un angolo Tilt = 40° ≠ 32°, il programma ricalcola tutti i parametri solari in funzione di tale angolo e mostra nella tabella che segue i risultati conseguiti. Per ciascun mese è calcolato il valore della radiazione media giornaliera in MJ/(m<sup>2</sup> x giorno) distinta tra componente Diretta e componente Diffusa ed è raffrontata con quella relativa al piano orizzontale.

CAPTAZ. DI PROGETTO	RADIAZIONE SOLARE SU PIANO INCLINATO												TOT. Diretta	4.367,44	TOT. Diffusa	2.185,43	
	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre					
Diffusa_ [MJ/(m <sup>2</sup> x giorno)]	6,138	8,060	10,359	12,562	14,781	16,077	18,072	17,658	14,540	12,442	7,225	5,379					
Diretta_ [MJ/(m <sup>2</sup> x giorno)]	5,107	5,867	6,681	6,953	6,784	6,384	5,798	5,919	6,336	5,948	5,318	4,778					
DIRETTA+ DIFFUSA_ [MJ/(m <sup>2</sup> x giorno)]	11,245	13,927	17,039	19,515	21,565	22,461	23,870	23,576	20,876	18,390	12,542	10,157					
Incremento risp. Orizzontale_ [%]	70,73%	46,67%	23,52%	3,64%	-8,53%	-14,14%	-12,16%	-1,35%	17,34%	44,46%	66,18%	77,54%					
>>>>>														PIANO INCLINATO_TILT_FISSO_UTENTE [MJ/(m <sup>2</sup> x a)]		6.552,88	✔

Come ben visibile la captazione solare annua conseguita si attesta al valore di **6.522,88 MJ/(m<sup>2</sup> x anno)** inferiore, seppur di poco, al valore **6.595,38 MJ/(m<sup>2</sup> x anno)** relativo all’angolo tilt ottimale.

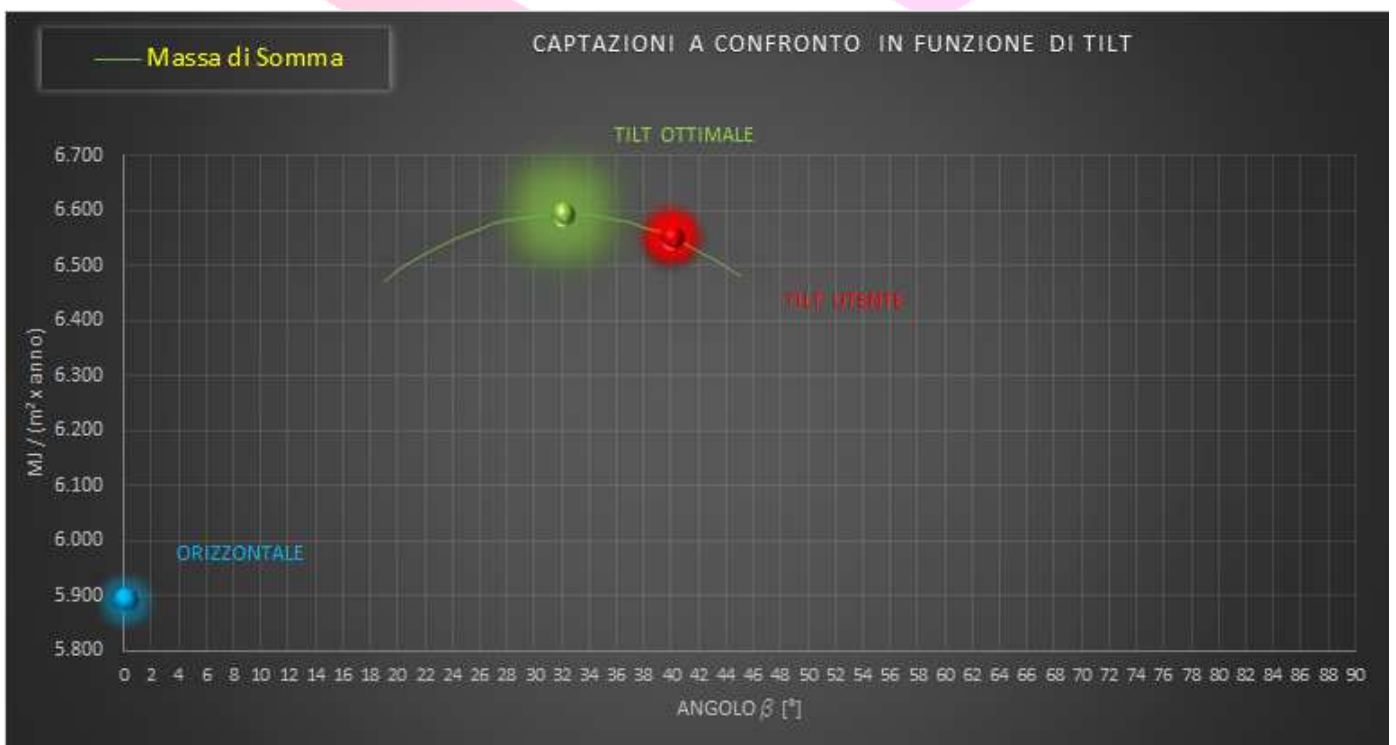
**NOTA:** Anche in questo caso la captazione media giornaliera rispetto al piano orizzontale non risulta sempre positiva; ciò accade per i mesi centrali dell’anno maggio, giugno, luglio e, in questo caso, anche per il mese di agosto. Inoltre in questi mesi il gap di minore captazione è

maggiore rispetto al caso precedente in quanto i moduli inclinati di  $40^\circ$ , in quei mesi, captano ancor meno dell'angolo tilt ottimale.

Anche in questo caso il raffronto tra la captazione media giornaliera su piano inclinato di Tilt fisso utente =  $40^\circ$  quella su piano orizzontale è rappresentata graficamente per ciascun mese dell'anno.



La minore efficacia della soluzione progettuale prescelta rispetto al Tilt fisso ottimale è visibile nel diagramma di confronto delle energie solari captate in funzione dell'angolo Tilt in cui lo stato di progetto utente (tilt =  $40^\circ$ ) è discostato rispetto a allo stato di progetto ottimale (tilt =  $32^\circ$ ).



### 3.2.3 RADIAZIONE SU PIANO INCLINATO A SCATTI MENSILI OTTIMALI DELL'ANGOLO TILT

Nel caso in cui nei Dati Generali si sia optato per un calcolo della captazione solare secondo un piano inclinato con scatti ottimali mensili dell'angolo tilt,



il programma calcola per ciascun mese il valore dell'angolo ottimale mensile. Nella figura sottostante, gli angoli sono riportati su sfondo verde.

ANGOLO TILT OTTIMALE PER CIASCUN MESE												
	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
<b><math>\beta_{OTT}/\text{mese}</math> [°:']</b>	<b>64 0</b>	<b>56 0</b>	<b>42 0</b>	<b>24 0</b>	<b>9 0</b>	<b>0 0</b>	<b>5 0</b>	<b>19 0</b>	<b>37 0</b>	<b>53 0</b>	<b>63 0</b>	<b>66 0</b>
$\beta_{OTT}/\text{mese}$ [GD]	64,00	56,00	42,00	24,00	9,00	0,00	5,00	19,00	37,00	53,00	63,00	66,00
$\beta_{OTT}/\text{mese}$ [rad]	1,1170	0,9774	0,7330	0,4189	0,1571	0,0000	0,0873	0,3316	0,6458	0,9250	1,0996	1,1519

È anche possibile scorrere ciascun mese attraverso la barra di scorrimento e leggere il corrispondente valore dell'angolo mensile ottimale e la relativa radiazione media mensile in MJ/(m<sup>2</sup> x mese).



Nella figura sottostante, invece, sono riportati per ciascun mese i valori delle componenti diretta e diffusa della radiazione media giornaliera MJ/(m<sup>2</sup> x giorno) e, inoltre, il valore complessivo dato dalla somma delle due. Inoltre è calcolata la radiazione globale per ciascun mese MJ/(m<sup>2</sup> x mese) e infine la radiazione annuale che nell'esempio svolto si attesta a **6.992,34 MJ/(m<sup>2</sup> x anno)**, maggiore di quella relativa al tilt fisso ottimale (6.595,38).



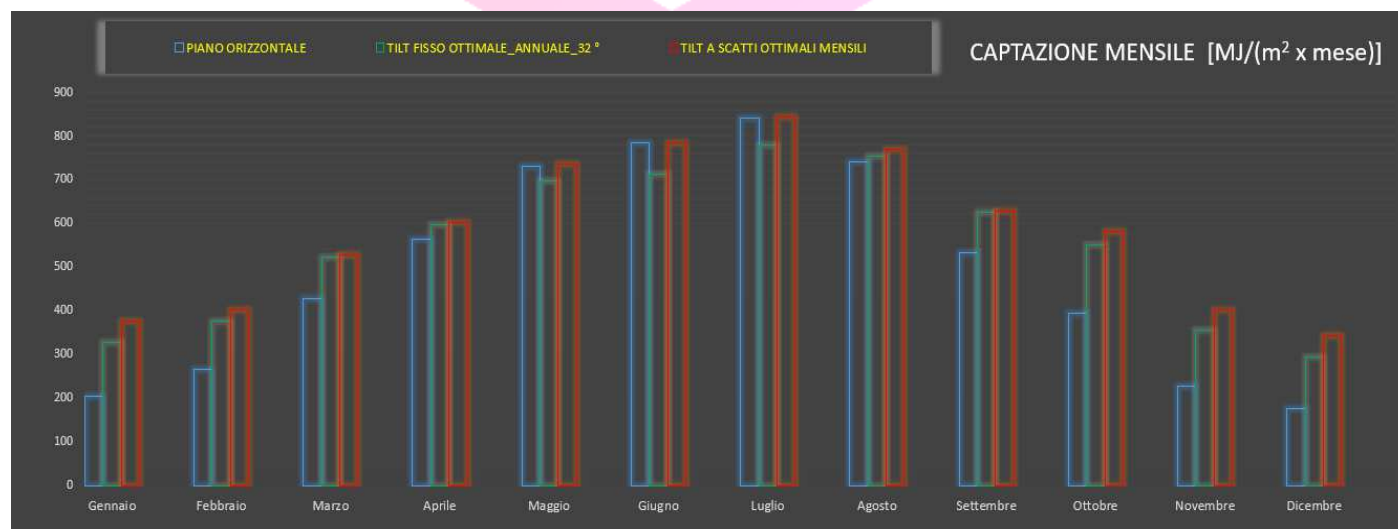
## DIMENSIONAMENTO IMPIANTI FOTOVOLTAICI

Diffusa [MJ/(m <sup>2</sup> x giorno)]	6,608	8,299	10,364	12,899	16,267	18,725	20,581	18,564	14,560	12,715	7,701	5,867
Diretta [MJ/(m <sup>2</sup> x giorno)]	5,499	6,041	6,684	7,139	7,466	7,435	6,602	6,223	6,345	6,079	5,669	5,211
DIRETTA + DIFFUSA [MJ/(m <sup>2</sup> x giorno)]	12,107	14,340	17,049	20,038	23,733	26,160	27,183	24,787	20,905	18,793	13,370	11,079
DIRETTA + DIFFUSA [MJ/(m <sup>2</sup> x mese)]	375,31	401,52	528,51	601,14	735,72	784,80	842,66	768,40	627,14	582,59	401,10	343,45
>>>>>									<b>PIANO INCLINATO A SCATTI MENSILI</b>		[MJ/(m <sup>2</sup> x a)]	<b>6.992,34</b> ✓

L'incremento percentuale della captazione rispetto alla giacitura orizzontale è rappresentato nella figura sottostante per ciascun mese. Qui è altresì calcolato l'incremento percentuale globale annuale sempre in riferimento al piano orizzontale; nell'esempio svolto è pari al **18,64%**.

CAPTAZIONE MENSILE SU PIANO INCLINATO									Hdh	2.323	Hbh	4.669
Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre				
601,135	735,720	784,800	842,664	768,403	627,137	582,593	401,097	343,446				
CAPTAZIONE MENSILE SU PIANO ORIZZONTALE									Hdh	1.886	Hbh	4.007
Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre				
564,900	730,903	784,800	842,386	740,900	533,738	394,630	226,425	177,359				
INCREMENTO CAPTAZIONE MENSILE RISPETTO A ORIZZONTALE												
Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre				
36,24	4,82	0,00	0,28	27,50	93,40	187,96	174,67	166,09				
6,41%	0,66%	0,00%	0,03%	3,71%	17,50%	47,63%	77,14%	93,64%				
>>>>>									<b>INCREMENTO CAPTAZIONE_risp. ORIZZONTALE</b>		<b>18,64%</b>	

La differenza di captazione in ciascun mese tra la giacitura orizzontale (tilt=0), quella a tilt fisso ottimale annuale (tilt=32°) e quella a scatti tilt mensili ottimali, è mostrata nel diagramma di comparazione.



Il riepilogo finale dei risultati, è il seguente.



RISULTATI PROGETTUALI	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
Azimet mensili [°]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tilt ottimali mensili [°]	64	0	56	0	42	0	24	0	9	0	0	0
ENERGIA CAPTATA [MJ/(m <sup>2</sup> x mese)]	375,31	401,52	528,51	601,14	735,72	784,80	842,66	768,40	627,14	582,59	401,10	343,45
PIANO INCLINATO A SCATTI TILT MENSILI	→										[MJ/(m <sup>2</sup> x a)]	6.992,34
INCREMENTO CAPTAZIONE_ risp. ORIZZONTALE	→		18,64%		INCREMENTO CAPTAZ._ risp._β_FISSO_OTT			32,00		→		6,02%

L'incremento percentuale annuale per scatti ottimali mensili rispetto al tilt fisso ottimale (32°) è del **6,02%**.

### 3.2.4 RADIAZIONE SU PIANO INCLINATO A SCATTI STAGIONALI OTTIMALI DELL'ANGOLO TILT

Nel caso in cui si opti per un calcolo della captazione solare secondo un piano inclinato con scatti ottimali stagionali dell'angolo tilt, è necessario spuntare la relativa opzione nei Dati Generali

GIACITURA DI PROGETTO
CONFIGURA STAGIONI

<input type="radio"/>	1	PIANO ORIZZONTALE			
<input type="radio"/>	2.1	TILT FISSO OTTIMALE_ANNUALE	[°;']	→	32    0
<input type="radio"/>	2.2	TILT FISSO UTENTE_ANNUALE	[°;']	→	32    0
<input type="radio"/>	2.3	TILT A SCATTI OTTIMALI_MENSILI			
<input checked="" type="radio"/>	2.4	TILT A SCATTI OTTIMALI_STAGIONALI			
		<input type="checkbox"/> AGGIUNGI A TILT:			CONFIGURA PACE ROLLIO
		<input checked="" type="radio"/> TRACKING DI ROLLIO		→	<input type="checkbox"/> BACK-TRACKING
		<input type="radio"/> TRACKING_1_ASSE			
<input type="radio"/>	3	TRACKING_2_ASSI			

Il programma indica di configurare le stagioni degli scatti annuali secondo la tabella sotto riportata.

# AE-SW SOFTWARE

CONFIGUTRAZIONE_STAGIONI A TILT OTTIMALI												
	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
1^ SCATTO	☑	☑	☑	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☑	☑	☑
2^ SCATTO	☐	☐	☐	☑	☐	☐	☐	☐	☑	☐	☐	☐
3^ SCATTO	☐	☐	☐	☐	☐	☑	☑	☐	☐	☐	☐	☐
4^ SCATTO	☐	☐	☐	☐	☑	☐	☐	☑	☐	☐	☐	☐

**NOTA:** in riferimento alla figura sopra riportata, ipotizzando di iniziare a conteggiare gli scatti dal mese di ottobre, risulta che la stagione relativa al primo scatto è quella costituita dai mesi di ottobre, novembre, dicembre, gennaio febbraio e marzo; tali mesi saranno caratterizzati dal medesimo angolo tilt. Il secondo anglo tilt riguarda il mese di aprile e settembre. Il terzo tilt, il mese di giugno e luglio; infine il quarto tilt riguarda il mese di maggio e agosto.

Nella scheda di calcolo “CAPTAZIONE\_a tilt stagionali”, la configurazione delle stagioni di scatto è rappresentata secondo la figura sotto riportata.

CONFIGURAZIONE SCATTI TILT STAGIONALI					TILT STAGIONALI OTTIMALI				
	1° SCATTO	2° SCATTO	3° SCATTO	4° SCATTO					
Gennaio	✓				56,0				
Febbraio	✓				56,0				
Marzo	✓				56,0				
Aprile		✓			31,0				
Maggio				✓	14,0				
Giugno			✓		0,0				
Luglio			✓		0,0				
Agosto				✓	14,0				
Settembre		✓			31,0				
Ottobre	✓				56,0				
Novembre	✓				56,0				
Dicembre	✓				56,0				

Anche in questo caso il programma calcola per ciascuna stagione il valore dell’angolo ottimale stagionale che massimizza la captazione nella stagione configurata. Nella figura sottostante gli angoli tilt ottimali stagionali, in riferimento all’esempio svolto, sono riportati su sfondo verde.

	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
$\beta_{opt}/stagione$ [° : ']	56 0	56 0	56 0	31 0	14 0	0 0	0 0	14 0	31 0	56 0	56 0	56 0
$\beta_{opt}/stagione$ [GD]	56,00	56,00	56,00	31,00	14,00	0,00	0,00	14,00	31,00	56,00	56,00	56,00
$\beta_{opt}/stagione$ [rad]	0,9773844	0,9774	0,9774	0,5411	0,2443	0,0000	0,0000	0,2443	0,5411	0,9774	0,9774	0,9774

La prima stagione (da ottobre a marzo) è caratterizzata da un angolo tilt pari a 56°; la seconda da tilt 31°; la terza da tilt pari a 0°; la quarta da tilt pari a 14°.

Nella figura seguente, invece, sono riportati per ciascun mese i valori delle componenti diretta e diffusa della radiazione media giornaliera MJ/(m<sup>2</sup> x giorno) e, inoltre, il valore complessivo dato dalla somma delle due. Inoltre è calcolata la radiazione globale per ciascun mese MJ/(m<sup>2</sup> x mese) e infine la radiazione annuale che nell’esempio svolto si attesta a **6.961,93 MJ/(m<sup>2</sup> x anno)**, minore rispetto a quella relativa a scatti mensili (6.992,34); ciò in dipendenza del fatto che gli scatti mensili rispetto a quelli stagionali costituiscono una forma di inseguimento solare più continua nel tempo. In ogni caso la captazione è, comunque, maggiore di quella relativa all’angolo tilt fisso ottimale annuale (6.595,38).



Il riepilogo finale dei risultati dell'esempio svolto, è il seguente.

RISULTATI PROGETTUALI		Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
RIEPILOGO	Azimuth stagionali [°;]	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0
	Tilt stagionali ottimali [°;]	56 0	56 0	56 0	31 0	14 0	0 0	0 0	14 0	31 0	56 0	56 0	56 0
	ENERGIA CAPTATA [MJ/(m <sup>2</sup> x mese)]	372,168	401,524	517,285	598,218	733,759	784,800	842,386	766,729	624,951	582,072	398,965	339,068
	H_PIANO INCLINATO A SCATTI STAGIONALI											[MJ/m2]	<b>6.961,93</b>
INCREMENTO CAPTAZIONE_ risp. ORIZZONTALE					<b>18,12%</b>	INCREMENTO CAPTAZ_ risp. β_FISSO_OTT			32,00			<b>5,56%</b>	

L'incremento percentuale annuale per scatti stagionali ottimali rispetto al tilt fisso ottimale (32°) è del **5,56%**.

### 3.2.5 ANALISI DELLA CAPTAZIONE PER INSEGUIMENTO (TRACKING SOLARE)

I dispositivi meccanici per realizzare la captazione per inseguimento solare vengono solitamente installati per grandi impianti a terra in quanto il costo da sostenere sono elevati.

L'inseguimento solare per tali impianti prevede la possibilità di montare i moduli del generatore su dei piani capaci di ruotare secondo uno dei due assi del piano del modulo e/o secondo l'asse verticale.

L'analisi qui condotta, riguarda la possibilità di aggiungere alle giaciture fisse o parzialmente movibili a scatti finora esaminate, la contemporanea possibilità di inseguimento solare secondo uno o due assi.

In particolare il tracking solare che si può imprimere ai moduli riguarda i casi di seguito riportati:

- ❖ inseguimento solare secondo un asse di rotazione;
- ❖ inseguimento solare di rollio con o senza backtracking;
- ❖ inseguimento solare secondo due assi di rotazione.

Poiché, come specificato, l'inseguimento è una opzione in aggiunta alle giaciture finora illustrate, è possibile, in definitiva aggiungere alle giaciture statiche o semi-statiche finora illustrate, altresì le seguenti giaciture dinamiche:

- TILT fisso OTTIMALE annuale + TRACKING di rollio CON o SENZA backtracking;
- TILT fisso UTENTE annuale + TRACKING di rollio CON o SENZA backtracking;
- TILT a scatti OTTIMALI mensili + TRACKING di rollio CON o SENZA backtracking;
- TILT a scatti OTTIMALI stagionali + TRACKING di rollio CON o SENZA backtracking;
- TILT fisso OTTIMALE annuale + TRACKING secondo 1 asse (verticale);

- TILT fisso UTENTE annuale + TRACKING secondo 1 asse (verticale);
- TILT a scatti OTTIMALI mensili + TRACKING secondo 1 asse (verticale);
- TILT a scatti OTTIMALI stagionali + TRACKING secondo 1 asse (verticale);
- TRACKING secondo 2 assi.

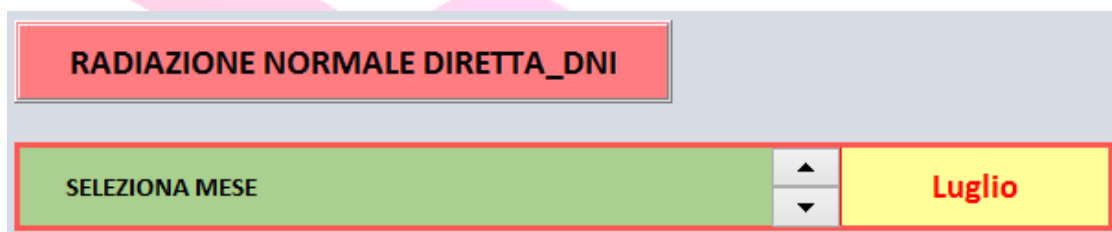
Le opzioni di inseguimento solare sopra elencate sono tutte riferite all'intero anno solare. Nel seguito della presente trattazione l'analisi dell'inseguimento solare è affrontato in riferimento:

- a un generico mese dell'anno a scelta del progettista\_ **TRACKING MENSILE**;
- a ciascun mese dell'anno\_ **TRACKING ANNUALE**.

Per ciascuna delle due casistiche è determinata la relativa radiazione solare captata dai moduli fotovoltaici e confrontata con quella relativa alle altre tipologie di giacitura dei moduli sia di tipo fisso che di tipo mobile a scatti che di tipo combinato con meccanismi di tracciamento solare.

### 3.2.5.1 TRACKING MENSILE

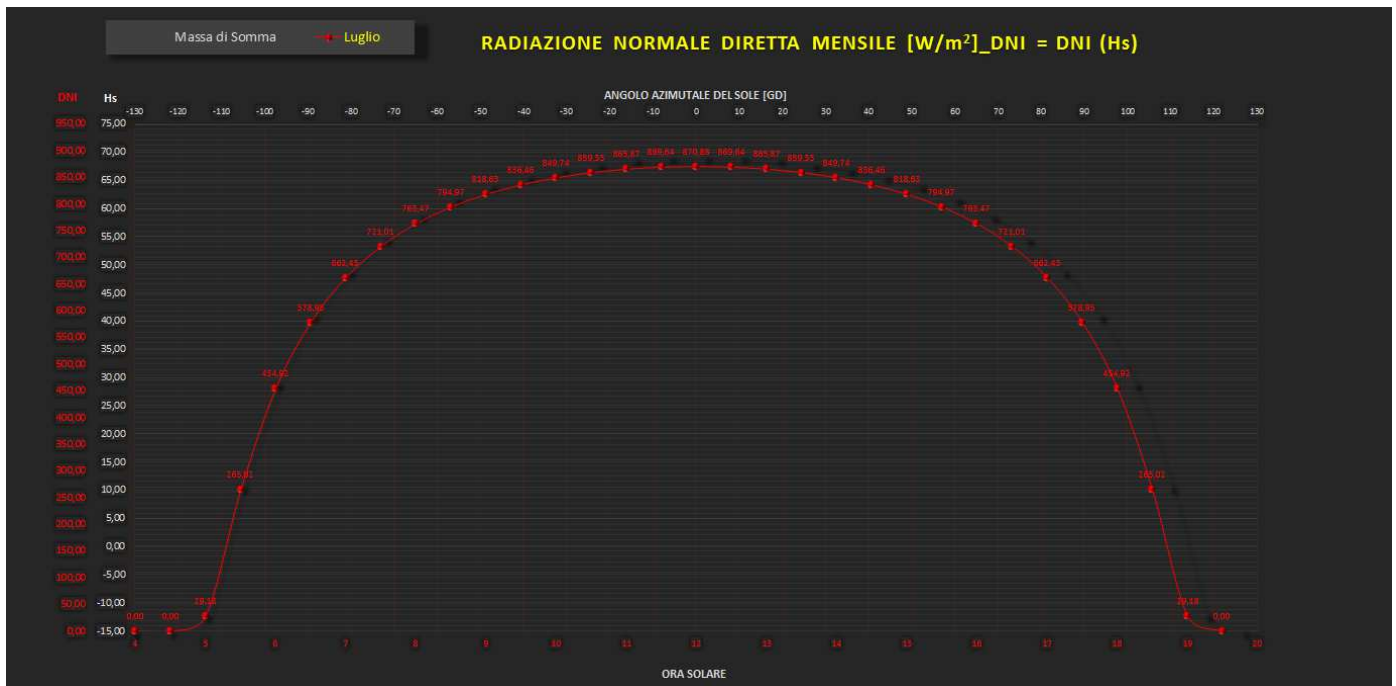
Per poter determinare il quantitativo di energia solare che può essere captata in un dato mese dell'anno per inseguimento solare è necessario preliminarmente esaminare l'andamento della RADIAZIONE NORMALE DIRETTA (DNI\_[W/m<sup>2</sup>]) in funzione dell'ora solare e della corrispondente Altezza solare Hs. Il programma consente di selezionare il mese da esaminare attraverso la barra di scorrimento.



La rappresentazione grafica di DNI espressa in W/m<sup>2</sup> per il mese prescelto, è dedotta dalla seguente espressione, nota come Legge di Lambert-Beer.

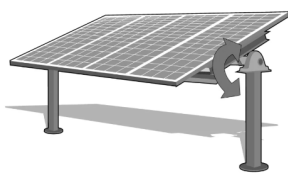
$$\text{DNI} = A * \text{EXP}^{-K*AM} \quad \text{Legge di Lambert-Beer} \quad [\text{W/m}^2]$$

La curva di variabilità di DNI in funzione dell'ora solare e della corrispondente altezza solare Hs è di seguito riportata per il mese prescelto.



## ESEMPIO SVOLTO: TRACKING MENSILE

Supponiamo di non volersi accontentare di un angolo tilt fisso (ottimale o utente) né di angoli tilt variabili a scatti mensilmente o stagionalmente. Supponiamo di voler, quindi progettare un generatore fotovoltaico a scatti ottimali mensili e di voler aggiungere un movimento di inseguimento solare di Rollio con backtracking. In tal caso è necessario tornare nei Dati Generali e spuntare l'opzione corrispondente.



AE-SW

**GIACITURA DI PROGETTO**

- 1 PIANO ORIZZONTALE
- 2.1 TILT FISSO OTTIMALE\_ANNUALE [°;' ] → 

32	0
----	---
- 2.2 TILT FISSO UTENTE\_ANNUALE [°;' ] → 

32	0
----	---
- 2.3 TILT A SCATTI OTTIMALI\_MENSILI
- 2.4 TILT A SCATTI OTTIMALI\_STAGIONALI
- AGGIUNGI A TILT: CONFIGURA FASCE ROLLIO
- TRACKING DI ROLLIO →  BACK-TRACKING
- TRACKING\_1\_ASSE
- 3 TRACKING\_2\_ASSI

Il programma, nella stessa sezione dei Dati Generali, invita a configurare le fasce orarie di effettivo rollio nella tabella relativa.

Tornando alla sezione del programma di cui alla scheda "CAPTAZIONE\_ANALISI",

CONFIGURAZIONE_FASCE ORARIE DI ROLLIO												
	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
INIZIO	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
FINE	16	16	17	18	17	17	17	17	17	16	16	15



# DIMENSIONAMENTO IMPIANTI FOTOVOLTAICI

ritroviamo l'indicazione relativa al mese prescelto per l'analisi della radiazione (LUGLIO), l'indicazione della giacitura prescelta "a scatti Tilt ottimali mensili + tracking di Rollio con Backtracking" e la tabella relativa agli angoli tilt ottimali mensili calcolati dal programma con evidenziazione dell'angolo relativo al mese precelto; in tal caso il mese di luglio per il quale il tilt vale 5°.

AZIMUT PANNELLI												0,00																	
MESE IN ANALISI												LUGLIO																	
GIACITURA PANNELLI												TILT MENSILE																	
A SCATTI TILT OTTIMALI_MENSILI												Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic						
+ Tracking di Rollio con Backtracking												64,0	56,0	42,0	24,0	9,0	0,0	5,0	19,0	37,0	53,0	63,0	66,0						

La captazione media giornaliera espressa in kWh/m<sup>2</sup>, viene calcolata e riportata nella tabella di calcolo di seguito riportata. In essa, nella parte alta sono riportate le seguenti grandezze solari:

CAPTAZIONE MESE LUGLIO_ [Wh/m2]																			
giorno giuliano_n		declinazione [deg]_δ		equazione tempo [ora]_Δt			Flusso Extr. App._A		TILT [GD]_β		Coeff. di profondità ottica_K				Fattore di diffusione del cielo_C				
196	21,517	0,051			1,087		5		0,21				0,13						
hs	hl	ωs	Hs	φs	AM	DNI/A	angolo incidenza		Orizzontale		Inclinata		Tracking di ROLLIO		Tracking_1 asse		Tracking_2 assi		
ora solare	ora locale	ang. orar.	alt. Solare	azimut	r. massa	c. riduz.	orizz.	inclin.	Dir.	Diff.	Dir.	Diff.	Dir.	Diff.	Dir.	Diff.	Dir.	Diff.	
[h]	[h]	[deg]	[deg]	[deg]	-	-	cosi	cosi	[Wh/m2]	[Wh/m2]	[Wh/m2]	[Wh/m2]	Backtracking ON	[Wh/m2]	[Wh/m2]	[Wh/m2]	[Wh/m2]	[Wh/m2]	
4	3,95	120	-6,43	125,83	8,93	0,00	-0,112	-0,162	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
4,5	4,45	112,5	-1,69	120,70	33,99	0,00	-0,029	-0,074	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
5	4,95	105	3,31	115,83	17,32	0,03	0,058	0,020	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,03	0,00	
5,5	5,45	97,5	8,51	111,15	6,76	0,24	0,148	0,116	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,23	0,01	0,24	0,02	
6	5,95	90	13,88	106,61	4,17	0,42	0,240	0,215	0,10	0,06	0,09	0,06	0,09	0,06	0,39	0,02	0,42	0,04	
6,5	6,45	82,5	19,37	102,12	3,01	0,53	0,332	0,313	0,18	0,07	0,17	0,07	0,17	0,07	0,50	0,03	0,53	0,05	
7	6,95	75	24,96	97,60	2,37	0,61	0,422	0,410	0,26	0,08	0,25	0,08	0,25	0,08	0,57	0,04	0,61	0,06	
7,5	7,45	67,5	30,61	92,97	1,96	0,66	0,509	0,503	0,34	0,09	0,33	0,09	0,33	0,09	0,62	0,05	0,66	0,07	
8	7,95	60	36,28	88,10	1,69	0,70	0,592	0,592	0,42	0,09	0,42	0,09	0,42	0,09	0,65	0,06	0,70	0,08	
8,5	8,45	52,5	41,94	82,82	1,50	0,73	0,668	0,674	0,49	0,10	0,49	0,10	0,49	0,10	0,68	0,07	0,73	0,08	
9	8,95	45	47,52	76,92	1,36	0,75	0,738	0,748	0,56	0,10	0,56	0,10	0,56	0,10	0,70	0,07	0,75	0,09	
9,5	9,45	37,5	52,96	70,08	1,25	0,77	0,798	0,813	0,61	0,10	0,63	0,10	0,63	0,10	0,72	0,08	0,77	0,09	
10	9,95	30	58,14	61,79	1,18	0,78	0,849	0,868	0,66	0,11	0,68	0,11	0,73	0,08	0,73	0,08	0,78	0,10	
10,5	10,45	22,5	62,88	51,35	1,12	0,79	0,890	0,911	0,70	0,11	0,72	0,11	0,74	0,09	0,74	0,09	0,79	0,10	
11	10,95	15	66,88	37,81	1,09	0,80	0,920	0,943	0,73	0,11	0,75	0,11	0,74	0,09	0,74	0,09	0,80	0,10	
11,5	11,45	7,5	69,65	20,44	1,07	0,80	0,938	0,962	0,75	0,11	0,77	0,11	0,74	0,09	0,74	0,09	0,80	0,10	
12	11,95	0	70,67	0,00	1,06	0,80	0,944	0,969	0,76	0,11	0,78	0,11	0,75	0,09	0,75	0,09	0,80	0,11	
12,5	12,45	-7,5	69,65	-20,44	1,07	0,80	0,938	0,962	0,75	0,11	0,77	0,11	0,74	0,09	0,74	0,09	0,80	0,10	
13	12,95	-15	66,88	-37,81	1,09	0,80	0,920	0,943	0,73	0,11	0,75	0,11	0,74	0,09	0,74	0,09	0,80	0,10	
13,5	13,45	-22,5	62,88	-51,35	1,12	0,79	0,890	0,911	0,70	0,11	0,72	0,11	0,74	0,09	0,74	0,09	0,79	0,10	
14	13,95	-30	58,14	-61,79	1,18	0,78	0,849	0,868	0,66	0,11	0,68	0,11	0,73	0,08	0,73	0,08	0,78	0,10	
14,5	14,45	-37,5	52,96	-70,08	1,25	0,77	0,798	0,813	0,61	0,10	0,63	0,10	0,72	0,08	0,72	0,08	0,77	0,09	
15	14,95	-45	47,52	-76,92	1,36	0,75	0,738	0,748	0,56	0,10	0,56	0,10	0,70	0,07	0,70	0,07	0,75	0,09	
15,5	15,45	-52,5	41,94	-82,82	1,50	0,73	0,668	0,674	0,49	0,10	0,49	0,10	0,68	0,07	0,68	0,07	0,73	0,08	
16	15,95	-60	36,28	-88,10	1,69	0,70	0,592	0,592	0,42	0,09	0,42	0,09	0,65	0,06	0,65	0,06	0,70	0,08	
16,5	16,45	-67,5	30,61	-92,97	1,96	0,66	0,509	0,503	0,34	0,09	0,33	0,09	0,62	0,05	0,62	0,05	0,66	0,07	
17	16,95	-75	24,96	-97,60	2,37	0,61	0,422	0,410	0,26	0,08	0,25	0,08	0,57	0,04	0,57	0,04	0,61	0,06	
17,5	17,45	-82,5	19,37	-102,12	3,01	0,53	0,332	0,313	0,18	0,07	0,17	0,07	0,17	0,07	0,50	0,03	0,53	0,05	
18	17,95	-90	13,88	-106,61	4,17	0,42	0,240	0,215	0,10	0,06	0,09	0,06	0,09	0,06	0,39	0,02	0,42	0,04	
18,5	18,45	-97,5	8,51	-111,15	6,76	0,24	0,148	0,116	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,23	0,01	0,24	0,02	
19	18,95	-105	3,31	-115,83	17,32	0,03	0,058	0,020	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,03	0,00	
19,5	19,45	-112,5	-1,69	-120,70	33,99	0,00	-0,029	-0,074	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
20	19,95	-120	-6,43	-125,83	8,93	0,00	-0,112	-0,162	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
20,5	20,45	-127,5	-10,87	-131,28	5,30	0,00	-0,189	-0,244	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
CAPTAZIONE MEDIA GIORNALIERA_ VALORI PER_A = 1 W/m <sup>2</sup>									[kWh/m <sup>2</sup> ]						0,007	0,001			

- Flusso extraterrestre apparente  $A^2$ ;
- Tilt in riferimento al mese prescelto  $\beta$ ;
- Coefficiente di profondità ottica  $K$ ;
- Fattore di diffusione del cielo  $C^3$ .
- Ora solare  $h_s$ ;
- Ora locale  $h_l$ ;
- Angolo orario  $\omega_s$ ;
- Altezza solare  $H_s$ ;
- Azimut del sole  $\alpha_s$ ;
- Rapporto di Massa d'Aria  $AM^4$ ;
- Coefficiente di riduzione del flusso extraterrestre  $DNI/A^5$ .

La parte della tabella evidenziata è, invece, relativa al calcolo della componente diretta e diffusa della radiazione solare MENSILE in funzione delle diverse giaciture.

Orizzontale		Inclinata		Tracking di ROLLIO		Tracking_1 asse		Tracking_2 assi	
Dir.	Diff.	Dir.	Diff.	Dir.	Diff.	Dir.	Diff.	Dir.	Diff.
[Wh/m2]		[Wh/m2]		Backtracking ON		[Wh/m2]		[Wh/m2]	

In particolare:

- **Orizzontale:** è relativa al piano con Tilt = 0;
- **Inclinata:** è relativa al piano inclinato di Tilt = 5° (scatto ottimale mensile in riferimento al mese di luglio);
- **Tracking di Rollio:** è relativo al piano inclinato di Tilt = 5° (scatto ottimale mensile in riferimento al mese di luglio) con movimento di Rollio attorno all'asse yy del piano dei moduli e l'aggiunta dell'opzione di Backtracking;

<sup>2</sup> Il Flusso Extraterrestre Apparente tiene conto della riduzione della radiazione solare a causa della curvatura terrestre ed è calcolato con la seguente espressione:  $1160+75*\text{sen}(360/365*(n-275))$  [W/m<sup>2</sup>].

<sup>3</sup> Il Fattore di Diffusione del Cielo è calcolato con la seguente espressione:  $0.095+0.04*\text{sen}(360/365)(n-100)$ .

<sup>4</sup> Il Rapporto di Massa d'Aria tiene conto del maggiore o minore spessore di atmosfera che i raggi devono attraversare in dipendenza della loro inclinazione rispetto al caso in cui il sole si trova allo zenit reale. E' calcolato con la seguente espressione:  $1/\text{sen}(H_s)$ .

<sup>5</sup> Il Coefficiente di riduzione del Flusso Extraterrestre è dovuto alla opacità del mezzo e al maggiore spessore d'aria che la radiazione solare deve attraversare rispetto al caso in cui il sole si trova in posizione zenitale. E' calcolato con la seguente espressione:  $\text{EXP}(-K*AM)$ .

- **Tracking\_1\_asse:** è relativo al piano inclinato di Tilt = 5° (scatto ottimale mensile in riferimento al mese di luglio) e ruotante attorno all'asse yy o zz);
- **Tracking\_2 assi:** è relativo alla rotazione libera e continua dei moduli attorno a due assi (p.e. xx+yy; zz+xx; zz+yy).

In riferimento al Tracking di Rollio, risulta attiva l'opzione del Backtracking per come impostato in Dati Generali. L'attivazione fa sì che lateralmente si attivi la sezione relativa al Backtracking come di seguito riportata.

FASCIA ORARIA DI TRACKING			
	10	≤ h ≤	17
Ritorno in posizione orizzontale			PM: 19,5 AM: 4,5
In posiz. fissa di inizio tracking delle ore	10		AM: 4,5 AM: 10
In tracking di rollio nella fascia oraria			AM: 10 PM: 17
In posiz. fissa di fine tracking delle ore	17		PM: 17 PM: 19,5

In essa sono visibili le diverse fasce orarie di posizione dei moduli.

*fascia che va dalle ore 19,50 di sera (ora in cui il sole è prossimo al tramonto) fino alle 4,50 del mattino (ora in cui il sole è prossimo all'alba); i moduli restano in posizione orizzontale.*

*fascia che va dalle ore 4,50 del mattino (ora prossima all'alba), fino alle ore 10 di inizio rollio; i moduli sono inclinati di Tilt = 5° e ruotati attorno al secondo asse del piano dei moduli di un angolo corrispondente all'ora di inizio rollio delle ore 10.*

*fascia di rollio che va dalle ore 10 del mattino fino alle ore 17 del pomeriggio.*

*fascia che va dalle ore 17 del pomeriggio di fine rollio, fino alle ore 19,50 di sera, ora in cui inizia il movimento dei moduli per portarsi in posizione orizzontale.*

La captazione media mensile calcolata in riferimento al valore unitario del Flusso extraterrestre apparente A, è pari a **0,007 kWh/m<sup>2</sup>** per la componente Diretta, e **0,001 kWh/m<sup>2</sup>** per la componente Diffusa. I restanti risultati calcolati dal programma sono riportati nella figura nel seguito riportata.

In essa sono riscontrabili:

- il confronto tra la radiazione media giornaliera del mese considerato, e quella relativa alle altre giaciture;
- il confronto tra la radiazione globale mensile del mese considerato, e quella relativa alle altre giaciture;
- l'incremento percentuale della captazione mensile rispetto al piano orizzontale;
- l'incremento della captazione mensile rispetto al piano inclinato fisso dell'angolo tilt ottimale;
- il numero medio delle ore di soleggiamento mensile;

➤ l'indice medio di nuvolosità mensile.

LUGLIO		
CAPTAZIONE MEDIA GIORNALIERA		
		MJ/(m <sup>2</sup> x giorno)
PIANO ORIZZONTALE		27,17
A SCATTI TILT OTTIMALI_MENSILI	32,00 [GD]	27,18
A SCATTI TILT OTTIMALI_MENSILI + ROLLIO_CON BACKTRACKING		29,28
A SCATTI TILT OTTIMALI_MENSILI + TRACKER_1_ASSE		33,28
TRACKER_2_ASSI		36,02
CAPTAZIONE MENSILE		
		MJ/(m <sup>2</sup> x mese)
PIANO ORIZZONTALE		842,39
INCLINATO_A SCATTI TILT OTTIMALI_MENSIL	32,00 [GD]	842,66
A SCATTI TILT OTTIMALI_MENSILI + ROLLIO_CON BACKTRACKING		907,54
A SCATTI TILT OTTIMALI_MENSILI + TRACKER_1_ASSE		1031,79
TRACKER_2_ASSI		1116,70
INCREMENTO CAPTAZIONE MENSILE risp. PIANO ORIZZONTALE		
		[%]
A SCATTI TILT OTTIMALI_MENSILI	32,00 [GD]	0,03%
A SCATTI TILT OTTIMALI_MENSILI + ROLLIO_CON BACKTRACKING		7,73%
A SCATTI TILT OTTIMALI_MENSILI + TRACKER_1_ASSE		22,48%
TRACKER_2_ASSI		32,56%
INCREM. CAPTAZ. MENSILE risp. PIANO INCLINATO FISSO di $\beta = 5$		
		[%]
A SCATTI TILT OTTIMALI_MENSILI + ROLLIO_CON BACKTRACKING		7,70%
A SCATTI TILT OTTIMALI_MENSILI + TRACKER_1_ASSE		22,45%
TRACKER_2_ASSI		32,53%
SOLEGGIAMENTO/NUVOLOSITA'		
N. medio ore di soleggiamento giornaliero		14,0
Indice medio di Nuvolosità Mensile (1 = tutto coperto)		0,06

### 3.2.5.2 TRACKING ANNUALE

#### ESEMPIO SVOLTO: TRACKING ANNUALE

Il quantitativo di energia solare incidente per l'intero anno, è calcolato in riferimento a ciascun mese dell'anno e quindi sommato.

CAPTAZIONE ANNUALE	
AZIMUT PANNELLI	0,00
MESE IN ANALISI	<b>TUTTI</b>

Poiché l'esempio svolto è relativo alla giacitura base di "scatti tilt ottimali mensili", il programma riporta in via preliminare i valori dell'angolo tilt per i singoli mesi.



MESE	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giù	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
TILT MENSILI_PANNELLI [GD]	64,0	56,0	42,0	24,0	9,0	0,0	5,0	19,0	37,0	53,0	63,0	66,0

A prescindere dalla soluzione progettuale adottata (“**a scatti Tilt ottimali mensili + tracking di Rollio con Backtracking**”) il programma esegue l’analisi della captazione solare in termini di radiazione media giornaliera e radiazione mensile anche in riferimento a tutte le altre giaciture possibili dei moduli, ovvero per:

- Piano orizzontale;
- Piano inclinato con scatti ottimali mensili dell’angolo tilt;
- Piano inclinato con scatti ottimali mensili dell’angolo tilt + tracking di rollo CON backtracking;
- Piano inclinato con scatti ottimali mensili dell’angolo tilt + tracking di rollo SENZA backtracking;
- Piano inclinato con scatti ottimali mensili dell’angolo tilt + tracking secondo\_1 asse;
- Piano con tracking secondo\_2 assi.

I valori della radiazione sono riassunti nella tabella che segue.

CAPTAZIONE ANNUALE	CAPTAZIONE MEDIA GIORNALIERA [MJ/m <sup>2</sup> ]											
	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
PIANO ORIZZONTALE_PO	6,59	9,50	13,80	18,83	23,58	26,16	27,17	23,90	17,79	12,73	7,55	5,72
PIANO INCLINATO_ β A SCATTI TILT OTTIMALI MENSILI	12,11	14,34	17,05	20,04	23,73	26,16	27,18	24,79	20,90	18,79	13,37	11,08
β + TRACKER DI ROLLIO CON BACKTRACKING	12,41	15,27	19,37	23,13	24,25	27,68	29,28	27,92	23,92	20,06	13,58	10,95
β + TRACKER_1 ASSE o ROLLIO SENZA BACKTRACKING	12,86	16,15	21,09	25,55	29,36	31,24	33,28	31,93	26,24	21,80	14,14	11,40
TRACKER_2 ASSI	13,51	16,42	21,08	25,94	31,03	34,07	36,02	33,08	26,30	21,94	14,68	12,11
CAPTAZIONE MENSILE [MJ/m <sup>2</sup> ]												
PIANO ORIZZONTALE	204,17	265,86	427,65	564,90	730,90	784,80	842,39	740,90	533,74	394,63	226,43	177,36
PIANO INCLINATO_ β A SCATTI TILT OTTIMALI MENSILI	375,31	401,52	528,51	601,14	735,72	784,80	842,66	768,40	627,14	582,59	401,10	343,45
β + TRACKER DI ROLLIO CON BACKTRACKING	384,78	427,55	600,59	693,94	751,85	830,35	907,54	865,61	717,49	621,93	407,39	339,51
β + TRACKER_1 ASSE o ROLLIO SENZA BACKTRACKING	398,68	452,31	653,69	766,55	910,19	937,30	1.031,79	989,87	787,33	675,84	424,08	353,41
TRACKER_2 ASSI	418,96	459,79	653,52	778,31	961,99	1.022,20	1.116,70	1.025,33	788,93	680,28	440,26	375,27
Raffronto risp. P.O.	RAFFRONTO CAPTAZIONE [%]											
PIANO INCLINATO_ β A SCATTI TILT OTTIMALI MENSILI	83,82%	51,03%	23,59%	6,41%	0,66%	0,00%	0,03%	3,71%	17,50%	47,63%	77,14%	93,64%
β + TRACKER DI ROLLIO CON BACKTRACKING	88,46%	60,82%	40,44%	22,84%	2,87%	5,80%	7,73%	16,83%	34,43%	57,60%	79,92%	91,43%
β + TRACKER_1 ASSE o ROLLIO SENZA BACKTRACKING	95,27%	70,13%	52,86%	35,70%	24,53%	19,43%	22,48%	33,60%	47,51%	71,26%	87,29%	99,26%
TRACKER_2 ASSI	105,20%	72,95%	52,82%	37,78%	31,62%	30,25%	32,56%	38,39%	47,81%	72,38%	94,44%	111,59%
β + TRACKER DI ROLLIO CON BACKTRACKING	4,64%	9,79%	16,86%	16,43%	2,21%	5,80%	7,70%	13,12%	16,93%	9,97%	2,78%	-2,22%
β + TRACKER_1 ASSE o ROLLIO SENZA BACKTRACKING	11,45%	19,10%	29,27%	29,28%	23,87%	19,43%	22,45%	29,89%	30,01%	23,63%	10,15%	5,62%
β + TRACKER_2 ASSI	21,38%	21,92%	29,23%	31,36%	30,96%	30,25%	32,53%	34,68%	30,31%	24,75%	17,29%	17,94%
INDICE DI NUVOLOSITA' MENSILE												
INDICE NUVOLOSITA' MENSILE (1 = coperto)	0,32	0,31	0,28	0,24	0,17	0,12	0,06	0,08	0,16	0,17	0,29	0,33

Nella stessa tabella è riportato il raffronto percentuale della captazione delle diverse giaciture rispetto al piano orizzontale e rispetto al piano inclinato dell’angolo ottimale mensile (tilt=32°). Infine, in fondo, sono riportati i valori della nuvolosità media mensile in ciascun mese.



		Gennaio	Febbraio	Marzo	
CAPTAZIONE ANNUALE	PIANO ORIZZONTALE_PO	6,59	9,50	13,80	
	PIANO INCLINATO_ β A SCATTI TILT OTTIMALI_MENSILI	12,11	14,34	17,05	
	β + TRACKER DI ROLLIO_CON BACKTRACKING	12,41	15,27	19,37	
	β + TRACKER_1_ASSE o ROLLIO_SENZA BACKTRACKING	12,86	16,15	21,09	
	TRACKER_2_ASSI	13,51	16,42	21,08	
	PIANO ORIZZONTALE	204,17	265,86	427,65	
	PIANO INCLINATO_ β A SCATTI TILT OTTIMALI_MENSILI	375,31	401,52	528,51	
	β + TRACKER DI ROLLIO_CON BACKTRACKING	384,78	427,55	600,59	
	β + TRACKER_1_ASSE o ROLLIO_SENZA BACKTRACKING	398,68	452,31	653,69	
	TRACKER_2_ASSI	418,96	459,79	653,52	
	Raffronto risp. P.O.		Raffronto risp. P. INCL. a scatti tilt ottimali mensili		
	PIANO INCLINATO_ β A SCATTI TILT OTTIMALI_MENSILI	83,82%	51,03%	23,59%	
	β + TRACKER DI ROLLIO_CON BACKTRACKING	88,46%	60,82%	40,44%	
	β + TRACKER_1_ASSE o ROLLIO_SENZA BACKTRACKING	95,27%	70,13%	52,86%	
	TRACKER_2_ASSI	105,20%	72,95%	52,82%	
β + TRACKER DI ROLLIO_CON BACKTRACKING	4,64%	9,79%	16,86%		
β + TRACKER_1_ASSE o ROLLIO_SENZA BACKTRACKING	11,45%	19,10%	29,27%		
β + TRACKER_2_ASSI	21,38%	21,92%	29,23%		
INDICE NUVOLOSITA' MENSILE (1 = coperto)	0,32	0,31	0,28		

I valori totali della captazione ANNUALE sono, infine, sintetizzati nella tabella di riepilogo.

RIEPILOGO	CAPTAZIONE ANNUA FUNZIONE (GIACITURE MODULI)	
	MJ/(m2x a)	kWh/(m2x a)
PIANO ORIZZONTALE	5.893,72	1.637,14
A SCATTI TILT OTTIMALI_MENSILI	6.992,24	2.042,22
A SCATTI TILT OTTIMALI_MENSILI + ROLLIO CON BACKTRACKING	7.548,54	2.096,82
A SCATTI TILT OTTIMALI_MENSILI + (TRACKING_1_ASSE o ROLLIO SENZA BACKTRACKING)	8.381,04	2.328,07
TRACKING_2_ASSI	8.721,53	2.422,65

Qui è possibile confrontare la **CAPTAZIONE DI PROGETTO** riportata su sfondo verde con le captazioni relative alle altre possibili giaciture dei moduli. Nell'esempio svolto la captazione annuale complessiva su moduli installati nel comune di Massa di Somma (NA) che si muovono "a scatti tilt ottimali mensili + tracking di Rollio con Backtracking" risulta pari a **7.548,54 MJ/m<sup>2</sup>** equivalenti a **2.096,82 kWh/m<sup>2</sup>**.

Da ultimo il programma propone il raffronto tra le diverse opzioni di disposizione dei moduli.

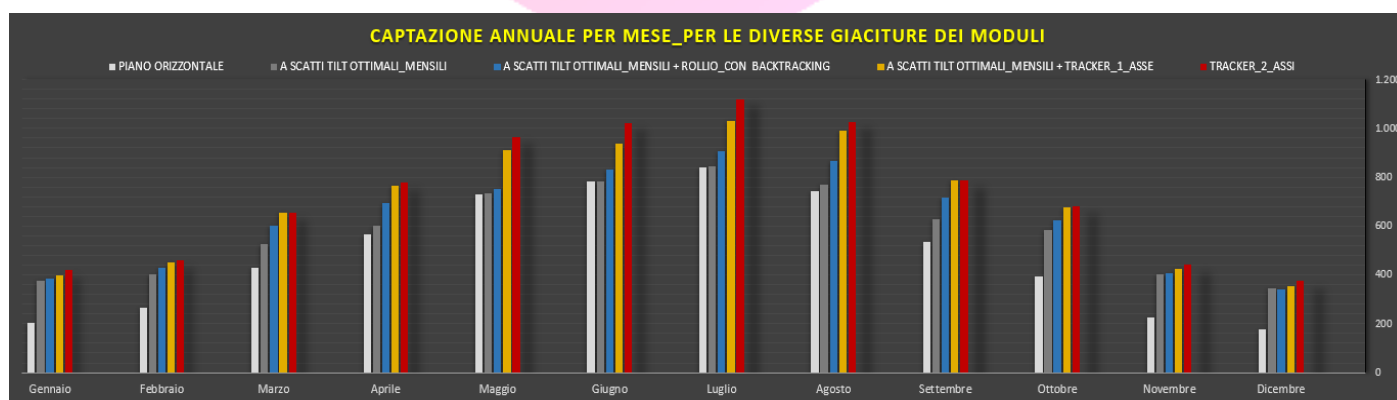


INCREMENTO PERCENTUALE	TRACKING_2_ASSI	TRACKING_1_ASSE o ROLLIO senza Backtracking A SCATTI TILT OTTIMALI_MENSILI	TRACKING_ROLLIO con Backtracking A SCATTI TILT OTTIMALI_MENSILI	INCLINATO A SCATTI TILT OTTIMALI_MENSILI
		47,98%	42,20%	28,08%
	24,73%	19,86%	7,95%	Indice medio di Nuvolosità Annuale (1=coperto) <b>0,18</b>
	15,54%	11,03%		
	4,06%			<b>GIACITURA DI PROGETTO</b>

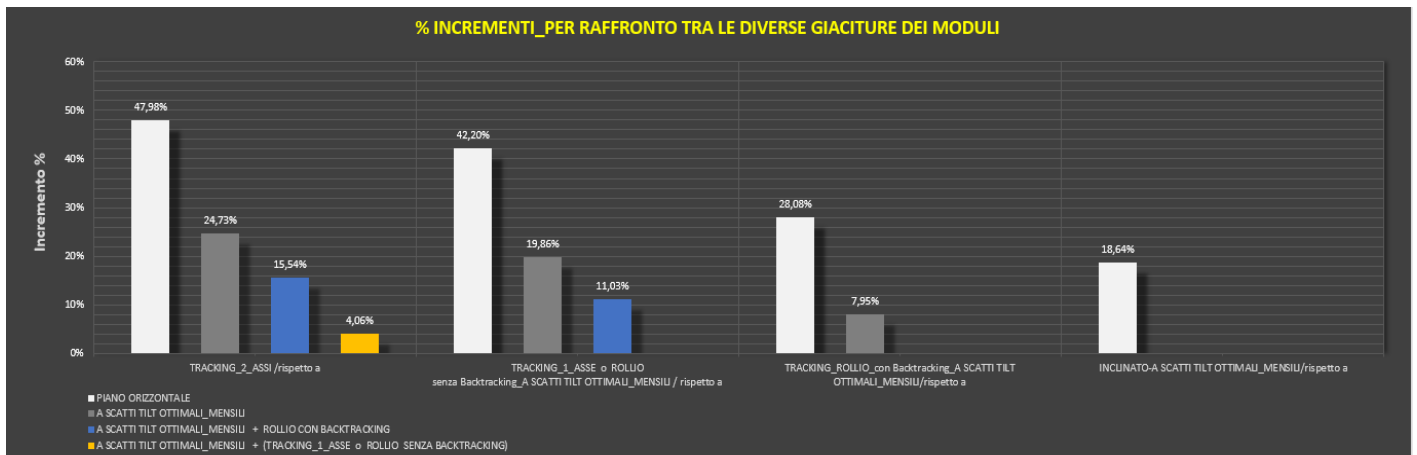
Nel caso dell'esempio svolto risulta che:

- ❖ la captazione annuale di **PROGETTO** (moduli “a scatti tilt ottimali\_mensili + tracking di Rollio con Backtracking”) è maggiore del **7,95%** rispetto alla giacitura “a tilt ottimali mensili” e maggiore del **28,08%** rispetto alla giacitura “orizzontale” fissa;
- ❖ la captazione annuale conseguibile con moduli “a scatti tilt ottimali\_mensili + Tracking\_1\_asse o Rollio senza backtracking”, è superiore a quella di progetto per una percentuale del **11,03%**;
- ❖ la radiazione annuale conseguibile con moduli a “Tracking\_2\_assi” è superiore a quella di progetto per una percentuale del **15,54%**;
- ❖ L'indice medio di nuvolosità annuale è pari a **0,18** (dove 1 corrisponde a completamente coperto);

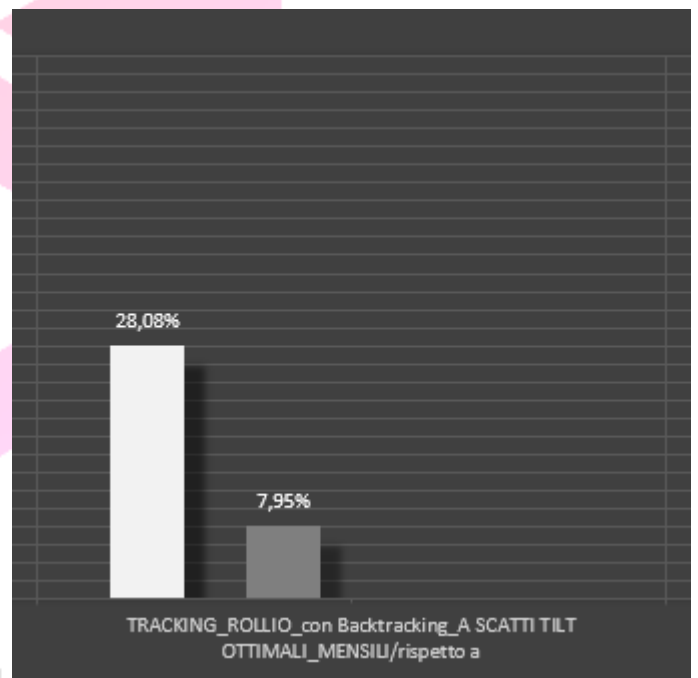
La captazione annuale, valutata mese per mese, è raffrontata graficamente in riferimento alle diverse giaciture nell'istogramma che segue.



Gli incrementi % scaturenti dal raffronto tra le diverse giaciture dei moduli sono, invece, riportati nel diagramma che segue.



La situazione relativa a quella di **PROGETTO** moduli “a scatti tilt ottimali mensili + tracking di Rollio con Backtracking”) è quella di seguito meglio illustrata con raffronto rispetto alle soluzioni meno efficienti (rispetto alla giacitura orizzontale e alla giacitura a scatti tilt ottimali mensili senza movimenti di tracking).



## 4. GENERATORE

Il dimensionamento del generatore avviene nella sezione del programma relativo alla scheda “GENERAT.+ACCUMULO”. Preliminarmente vengono riportati i dati già inputati e necessari al calcolo; inoltre è presente l’elenco a discesa per la scelta del tipo di pannello fra quelli presenti sul mercato.

### 4.1 SCELTA DEI MODULI

In riferimento alla scelta del pannello, è possibile selezionare un modello dall’elenco a discesa oppure optare per un input utente. In tal caso è necessario inputare nella sezione successiva, i parametri dei moduli rilevabili dalle schede tecniche. Nell’esempio svolto si è optato per il seguente modello:

*380\_AU Optronics Corporation\_Taiwan\_380*

GENERATORE_FV		Massa di Somma
SISTEMA	MONOFASE_1F	CONNESSIONE ON_GRID_1F
TIPOLOGIA IMPIANTO		
TILT A SCATTI OTTIMALI_MENSILI + Tracking di Rollio con Backtracking		
AUTOCONSUMO_SSP_ + ACCUMULO		
RICHIESTA x CONSUMI [kWh/a]		9.187,88
RICHIESTA x PRODUZIONE [kWh/a]		8.500,00
ADERENZA MODULI	NON ADERENTIA TETTO O SUOLO	
MODULO_MONOCRISTALLINO		
<input type="checkbox"/> INPUT MODULO_UTENTE	FATTORE DI FORMA	0,79
380_AU Optronics Corporation_Taiwan_380		

Le caratteristiche sono riportate in automatico dal programma nelle tabelle che seguono. Le medesime sono suddivise per tipologia.

CARATTERISTICHE ELETTRICHE_STC		
	CATALOGO	
Wp	380	[W]
Vmpp	34,53	[V]
Voc	40,93	[V]
Impp	11,01	[A]
Isc	11,69	[A]
±ΔW	+3,-	[%]
ε	20,9	[%]

CARATTERISTICHE TERMICHE		
CATALOGO		
Cw	-0,35	[% / °C]
Cv	-0,29	[% / °C]
Ci	0,06	[% / °C]

CARATTERISTICHE ELETTRICHE_NOCT		
CATALOGO		
Wp	287	[W]
Vmpp	32,60	[V]
Voc	39,00	[V]
Impp	8,80	[A]
Isc	9,44	[A]
NOCT	41,0	[°C]
-	-	-

CARATTERISTICHE LIMITI		
CATALOGO		
Vmax	1,500	[V]
Imax	20	[A]
Tmin - Tmax	-40    85	[°C]

CARATTERISTICHE MECCANICHE		
CAT.		
Sp	1,82	[m <sup>2</sup> ]
Sezione cavi	4	[mm <sup>2</sup> ]
Altezza Modulo	1755	[mm]
$\eta_{\text{primario}}$	25-85	[anni-%]
$\eta_{\text{secondario}}$	-	[anni-%]
FF	-    0,79	-
IS	-    4,79	[mq/kWp]

CARATTERISTICHE TECNOLOGICHE		
TECNOLOGIA MODULO		
Temperato, alta trasmittanza_Telaio in alluminio		
-		

AE-SW SOL

## 4.2 PERDITE DI SISTEMA

Il calcolo delle perdite del sistema avviene nella sezione dedicata. Qui è possibile decidere se utilizzare le perdite di default offerte dal programma o inserire delle perdite utente. Nell'esempio



svolto si è optato per l'inserimento da parte dell'utente. Le perdite vengono suddivise in due gruppi.

### ❖ Le perdite del generatore

<input checked="" type="checkbox"/> INPUT PERDITE_UTENTE							
PERDITE GENERATORE_UTENTE_P1_ 15,07%							SOVRATEMP.
MISMATCHING	NEVE	SPORCIZIA	TARGHETTA	GUASTI	OMBREGGIAMENTO	RIFLESSIONE	Tc [°C] 96,25
2,0%	0,0%	1,0%	1,0%	1,0%	2,0%	2,0%	7,0%


### ❖ Le perdite dei circuiti

PERDITE_CIRCUITI ELETTRICI_UTENTE_P2_ 9,30%				
CAVI_DC	BATTERIA	CONTROLLER	INVERTER	CAVI_AC
0,5%	1,0%	0,5%	7,0%	0,5%

Nell'esempio svolto si sono assunte le seguenti perdite espresse un %:

MISMATCHING	2,0%		
NEVE	0,0%		
SPORCIZIA	1,0%		
TARGHETTA	1,0%		
GUASTI	1,0%		
OMBREGGIAMENTO	2,0%		
RIFLESSIONE	2,0%		
SOVRATEMPERATURA CELLE	7,0%	<i>Perdita Totale Generatore</i>	<b>15,07%</b>
CAVI_DC	0,5%		
BATTERIE	1,0%		
CONTROLLER	0,5%		
INVERTER	7,0%		
CAVI_AC	0,5%	<i>Perdita Totale Circuiti</i>	<b>9,30%</b>

In relazione alle suddette percentuali adottate, le perdite totali del sistema risultano pari a quanto segue.

  $P_{tot} = [1 - (1 - P1) * (1 - P2)]$  22,97%

### 4.3 PRODUZIONE ENERGETICA

I risultati calcolati dal programma sono riassunti nella tabella riportata di seguito. In essa sono leggibili alcuni valori di riporto quali la captazione annua di energia solare del generatore che già si è vista essere pari a 2.096,82 kWh/(m<sup>2</sup> x anno), e la temperatura massima di esercizio delle fotovoltaiche, assunta convenzionalmente pari a 70°C.

Inoltre sono riportati i valori calcolati:

- Il rendimento medio del generatore pari al valore complementare all'unità delle perdite del generatore;
- Il B.O.S. del sistema [%];
- Il numero totale di progetto dei moduli;
- La superficie occupata dai moduli [m<sup>2</sup>];
- La potenza dell'impianto [kWp]
- La producibilità annua del generatore in [kWh/kWp];
- La potenza richiesta in termini di energia [kWh/anno];
- La potenza prodotta in termini di energia [kWh/anno]
- Il rapporto tra la potenza effettivamente prodotta dal generatore e quella richiesta.

H_captazione	2.096,82	[kWh/(m <sup>2</sup> x a)]
T_max_cella_esercizi	70,00	[°C]
η_medio_GENERAT.	84,93%	[%]
B.O.S	77,03%	[%]
N_numero moduli	<b>30</b>	[-]
S_superficie moduli	54,65	[m <sup>2</sup> ]
POTENZA_impianto	<b>11,40</b>	[kWp]
PRODUCIBILITA'_gen.	1.618,27	[kWh/kWp]

La produzione annua di energia, determinata per ciascun mese, è rappresentata nell'istogramma riportato nel seguito.

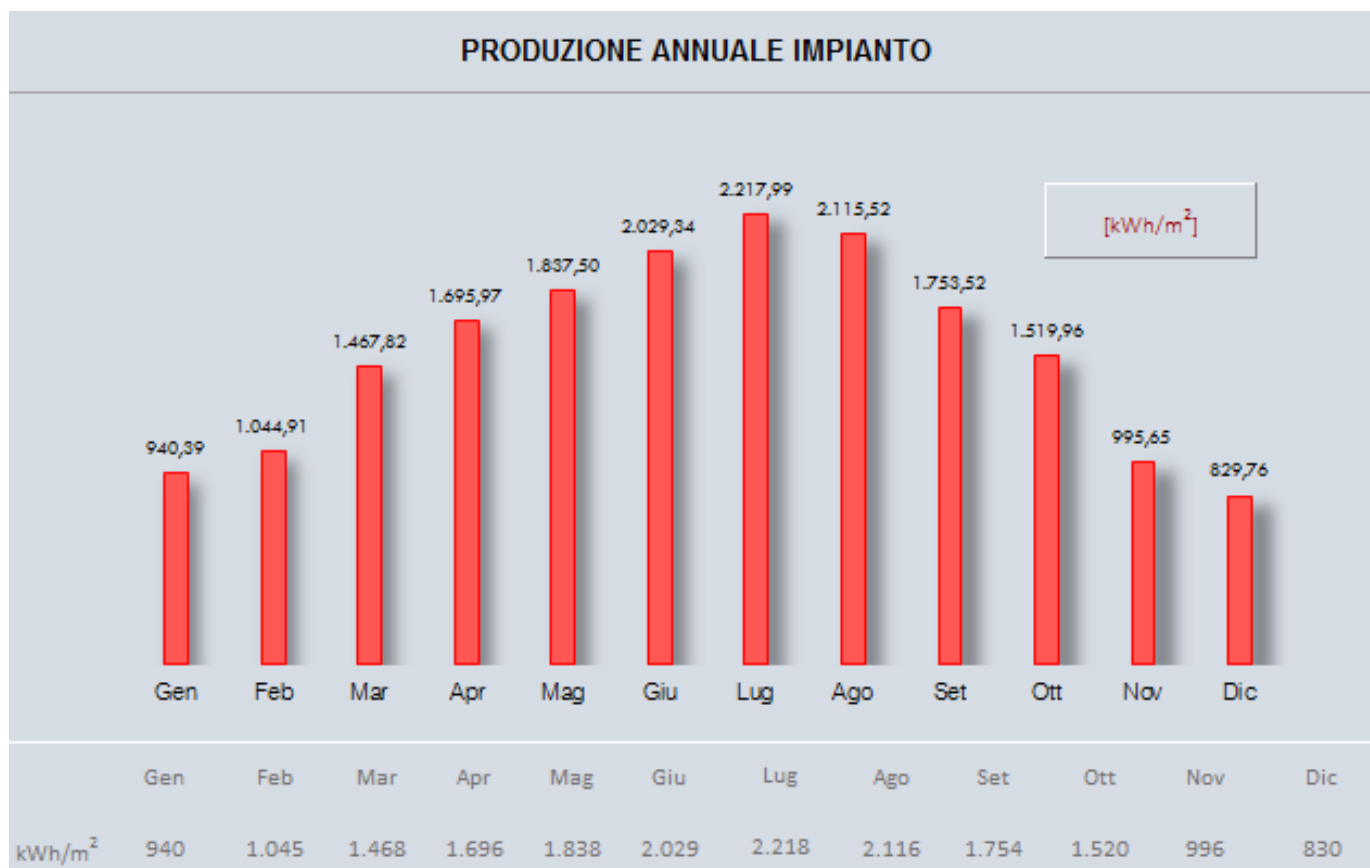
Inoltre sono evidenziati i totali di energia solare fra richiesta e prodotta, ovvero:

- La potenza richiesta in termini di energia [kWh/anno];
- La potenza prodotta in termini di energia [kWh/anno]



- Il rapporto tra la potenza effettivamente prodotta dal generatore e quella richiesta.

POT. RICHIESTA	17.688	[kWh/a]
POT. PRODOTTA	18.448	[kWh/a]
POT._PROD./ RICH.	1,043	[ - ]



# AE-SW SOFTWARE

## 5. ACCUMULATORE

Nelle tipologie di impianto in cui è prevista l'installazione di un accumulatore, nella scheda "GENERAT.+ACCUMULO", è possibile eseguire il dimensionamento del blocco batterie.

Una prima schermata è relativa al riporto di alcuni dati precedentemente inputati in Dati Generali e di altri calcolati dal programma nelle precedenti sezioni.

DATI ACCUMULATORE		Massa di Somma
AUTOCONSUMO_SSP_+ ACCUMULO		
TIPOLOGIA BATTERIA		IONI DI LITIO
TENSIONE NOMINALE BATTERIA	[V]	48
CAPACITA' NOMINALE SINGOLA BATTERIA	[Ah]	kWh 19,20 400
NUMERO GIORNI DI INTEGRAZIONE BATTERIA	[-]	3
% COPERTURA CONSUMI NEI 3 giorni	[-]	20%
CORRENTE. MAX DI CAR./SCAR.	[A]	40
TEMPO MIN._CARICA/SCARICA	[h]	8

Per l'esempio svolto sono riportati:

- La tensione nominale della batteria (48 volt);
- La capacità nominale (400 Ah equivalenti a 19,20 kWh);
- Il numero dei giorni per i quali è richiesta la copertura dei consumi (3 giorni);
- La percentuale di copertura del consumo giornaliero (20%)<sup>6</sup>;
- La corrente massima di carica/scarica ripostata sulla scheda tecnica (40A);
- Il tempo minimo di carica/scarica (calcolato dal programma).

Nella schermata successiva è riportata la metodologia di calcolo del consumo giornaliero. E' possibile optare per un calcolo medio annuale o giornaliero massimo mensile.

Il primo fa riferimento al consumo annuale delle utenze elettriche. Il secondo al consumo massimo giornaliero relativo alle fasce F2 ed F3 del mese più freddo (gennaio).

Nell'esempio svolto si è optato per quest'ultima soluzione per cui sono state riportate le letture della bolletta in riferimento al mese suddetto.

<sup>6</sup> Tale percentuale consente di incrementare la % totale di autoconsumo in qualità di autoconsumo differito grazie allo stoccaggio dell'accumulatore.

<b>ENERGIA DI ACCUMULO</b>		Massa di Somma	
<input type="radio"/>	CONSUMO GIORNALIERO MEDIO ANNUALE	<input checked="" type="radio"/>	CONSUMO GIORNALIERO MASSIMO MENSILE
BOLLETTA_MESE_GENNAIO_FASCIA F <sub>2</sub>	[kWh/g]	305,0	
BOLLETTA_MESE_GENNAIO_FASCIA F <sub>3</sub>	[kWh/g]	480,0	
ENERGIA per copertura 20% del consumo di n. 1 giorni	[kWh]	5,06	
PERDITE: BATTERIA → UTENZE	[%]	9,30%	
ENERGIA per copertura 20% del consumo di n. 3 giorni	[kWh]	16,75	
<b>N. BATTERIE_48 volt</b>		<b>2</b>	
<i>kWh_singola batteria</i>	19,20		

Attraverso i dati immessi, il programma determina:

- L'energia per la copertura del 20% del consumo relativo ad un giorno;
- L'energia per la copertura del 20% del consumo di n. 3 giorni; tale valore è calcolato tenendo conto delle perdite tra batteria ed utenze determinate in altra sezione del programma e riportate nella tabella di calcolo.

Viene in tal modo determinato lo stoccaggio richiesto alle batterie per far fronte al 20% del consumo delle utenze per il numero di giorni stabilito (solitamente oscillante tra un massimo di 2-4 giorni per evitare costi troppo elevati del banco batterie).

Nell'esempio svolto, il banco batterie è costituito da n. 2 batterie di 48 volt, della capacità ciascuna di 400 Ah (ovvero 19,20 kWh/batteria).

Il quadro complessivo del banco batterie è riassunto in uno schema grafico a lato del quale sono riportati i valori di calcolo relativi alla carica delle batterie:

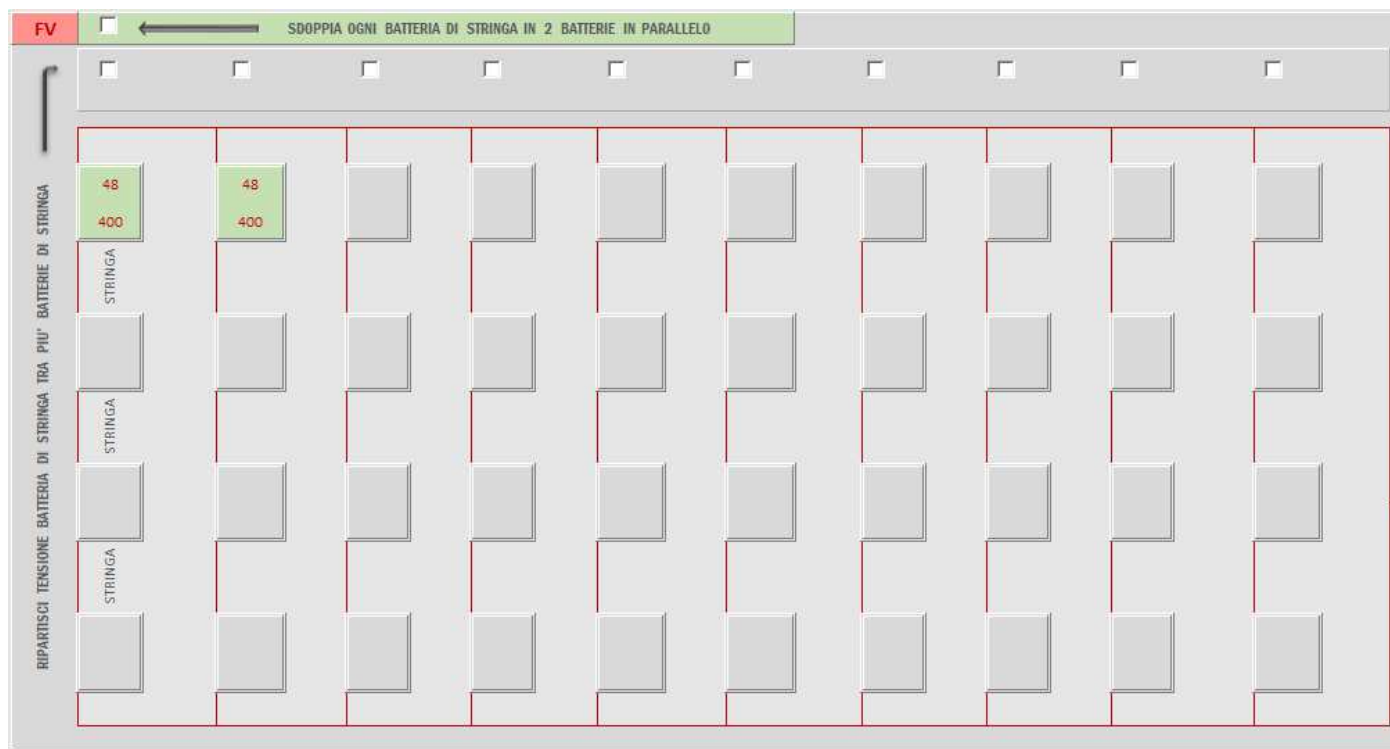
- Carica nominale;
- Carica utile: pari, nel caso svolto (batterie al litio), all'80% della carica nominale. Il valore rappresenta la massima carica che si può prelevare dalla batteria lasciando una parte residua del 20% necessaria a preservare la vita stessa della batteria;
- Carica alle utenze: è la carica che perviene alle utenze pari

<b>BANCO BATTERIE_N. 2</b>		
CARICA_NOMINALE	Ah	800
	kWh	38,40
UTILE = (80% NOM.)	Ah	640
	kWh	30,72
UTENZE = (UTIL -9,3%)	Ah	580
	kWh	27,86



alla carica utile decurtata della % delle perdite che si hanno tra batterie e utenze.

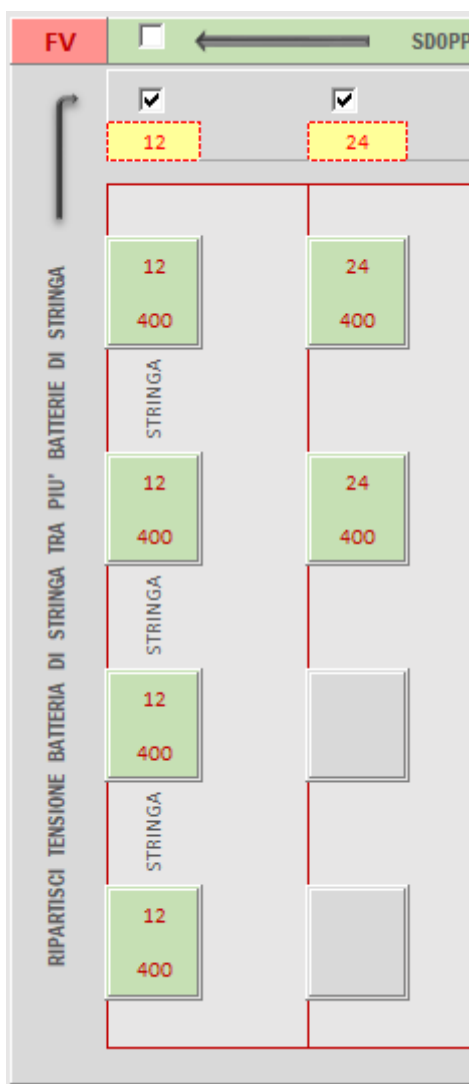
Di seguito è riportato lo schema dell'accumulatore. Le batterie sono collegate in serie e ogni stringa seriale è collegata in parallelo con le altre. Quelle su sfondo verde sono le attive con indicazione del voltaggio e della capacità.



Nella parte alta sono riportate delle caselle di controllo che consentono:

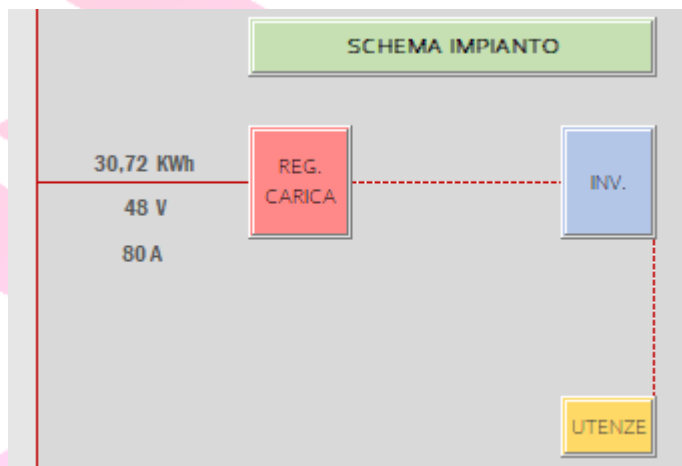
- di poter sdoppiare ogni batteria appartenente ad una stringa seriale in n.2 batterie collegate in parallelo dello stesso voltaggio ma di capacità ciascuna pari alla metà;





- di poter ripartire la tensione di una batteria di stringa seriale tra più batterie seriali di voltaggio minore (per esempio una batteria da 48 volt in 4 batterie da 12 volt o in 2 batterie da 24 volt; tutte aventi la stessa capacità).

**NOTA:** lo spunto della casella di controllo, attiva il sottotante menù a discesa per la scelta del nuovo voltaggio (p.e. 12 o 24 volt); le caselle di controllo sono attive per un numero di stringhe seriali di batterie al massimo pari al numero di batterie rinvenienti dal calcolo. Nell'esempio svolto è attiva unicamente la prima casella di controllo.



Ritornando al caso di due sole batterie da 48 volt, la situazione all'uscita dell'accumulatore è quella sopra riportata: con energia utile erogata pari a 30,72 kWh alla tensione di 48 volt e intensità di corrente di 80 A, ed energia utile alle utenze pari a 27,86 kWh.

# AE-SW SOFTWARE

## 6. OMBREGGIAMENTO

Lo studio dell'ombreggiamento è fondamentale nella progettazione di un impianto fotovoltaico in quanto la presenza di ombre sulla superficie dei moduli può determinare una riduzione, a volte marcata, della producibilità del generatore.

Lo studio delle ombre è condotto attraverso i Diagrammi Solari attraverso i quali, in riferimento ad un determinato sito, è possibile ricostruire il percorso del sole per ciascun mese dell'anno e per ciascuna ora del giorno e proiettarlo su un piano orizzontale e verticale.

Il programma traccia i diagrammi solari nella sezione relativa alla scheda "DIAGRAMMI SOLARI\_ombre". Il tracciamento avviene sulla base di parametri solari che vengono calcolati dal programma sulla base dei dati inputati in "Dati Generali". Tali parametri solari sono illustrati nella figura di seguito riportata.



### 6.1 IL DIAGRAMMA SOLARE AZIMUTALE

Il diagramma solare azimutale si ottiene mediante proiezione del percorso del sole su un piano verticale. È, dunque, rappresentato su un piano cartesiano in cui le ascisse sono gli angoli azimutali del sole (angoli orizzontali tra il piano verticale piano verticale passante per il sole e il piano verticale contenente la direzione sud) e le ordinate sono le altezze del sole sull'orizzonte. Gli angoli azimutali solari presentano un valore pressoché pari allo zero in corrispondenza della direzione sud e assumono valori negativi verso Est (verso la direzione dell'alba), positivi verso Ovest (verso la direzione del tramonto).



Il programma calcola, preliminarmente, i valori dell'**altezza solare** (in angoli decimali) per ciascun mese dell'anno e per ciascuna ora del giorno di ciascun mese. Nella figura sotto riportata, per ciascuna ora, è raffigurato l'istogramma rappresentativo dell'altezza solare in riferimento ai dodici mesi dell'anno. La maggiore intensità del colore giallo è rappresentativo delle altezze maggiori. I colori grigi indicano valori negativi dell'altezza solare e corrispondono alle ore in cui il sole non è visibile nella volta celeste in quanto non ancora sorto (al mattino) o già tramontato (alla sera).

ALTEZZA SOLARE																								
Ora	ALTEZZA SOLARE [DEG]																							
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
gennaio	-70,4	-65,8	-56,8	-46,1	-34,8	-23,5	-12,5	-2,0	7,7	16,0	22,6	26,7	27,9	26,0	21,2	14,2	5,6	-4,3	-15,0	-26,1	-37,4	-48,6	-59,1	-67,4
febbraio	-62,3	-58,3	-50,1	-40,0	-29,0	-17,6	-6,4	4,4	14,5	23,4	30,4	34,7	35,8	33,3	27,8	20,0	10,6	0,1	-10,9	-22,2	-33,5	-44,2	-53,7	-60,5
marzo	-51,9	-49,1	-42,4	-33,3	-22,9	-11,8	-0,5	10,7	21,5	31,2	39,3	44,7	46,3	43,7	37,6	29,0	19,0	8,1	-3,2	-14,5	-25,5	-35,7	-44,3	-50,1
aprile	-39,7	-38,0	-32,9	-25,2	-15,8	-5,4	5,7	17,0	28,3	39,0	48,6	55,7	58,6	56,1	49,2	39,8	29,1	17,9	6,6	-4,5	-15,1	-24,5	-32,4	-37,7
maggio	-30,3	-29,1	-24,8	-18,0	-9,5	0,4	11,0	22,2	33,5	44,7	55,2	63,8	67,9	65,1	57,2	46,9	35,8	24,5	13,3	2,5	-7,5	-16,4	-23,5	-28,4
giugno	-25,8	-24,5	-20,3	-13,7	-5,4	4,1	14,6	25,6	36,9	48,2	59,0	68,1	72,5	68,7	59,8	49,0	37,8	26,5	15,4	4,9	-4,7	-13,1	-19,8	-24,2
luglio	-27,6	-25,9	-21,4	-14,5	-6,0	3,8	14,4	25,5	36,9	48,1	58,6	67,2	70,7	66,5	57,6	47,0	35,7	24,4	13,3	2,8	-6,9	-15,3	-22,0	-26,2
agosto	-35,4	-33,5	-28,5	-21,1	-11,9	-1,7	9,3	20,6	31,9	42,8	52,6	60,1	62,9	59,8	52,1	42,2	31,2	19,9	8,7	-2,3	-12,5	-21,6	-28,9	-33,7
settembre	-46,9	-45,3	-39,9	-31,8	-22,0	-11,3	-0,1	11,3	22,3	32,7	41,8	48,4	51,3	49,6	43,8	35,3	25,2	14,3	3,0	-8,3	-19,2	-29,4	-38,0	-44,2
ottobre	-58,5	-57,4	-51,4	-42,4	-32,0	-20,9	-9,5	1,7	12,4	22,1	30,5	36,5	39,4	38,6	34,3	27,2	18,2	7,9	-3,0	-14,3	-25,6	-36,5	-46,5	-54,4
novembre	-68,0	-66,5	-59,2	-49,2	-38,1	-26,8	-15,6	-4,7	5,4	14,5	22,1	27,4	29,9	29,2	25,4	19,1	10,9	1,3	-9,2	-20,3	-31,6	-42,9	-53,6	-62,7
dicembre	-72,4	-69,2	-60,5	-49,8	-38,6	-27,3	-16,2	-5,7	4,1	12,6	19,4	24,0	25,8	24,6	20,6	14,2	6,1	-3,4	-13,8	-24,8	-36,1	-47,4	-58,2	-67,6

Analogamente, il programma determina i valori dell'**azimut solare** (in angoli decimali), anch'essi per ciascun mese dell'anno e per ciascuna ora. I valori dell'azimut solare assumono valore pressoché pari zero in corrispondenza della direzione sud, valori negativi per posizioni del sole verso est e valori positivi per posizioni del sole verso ovest. Nelle ore mattutine, dall'alba (e anche prima dell'alba, a partire dalla direzione nord corrispondente a  $-180^\circ$ ) i valori dell'azimut sono negativi fino pressoché alle ore 12 (ora in cui il sole si trova nella direzione sud e presenta la maggiore altezza sull'orizzonte). Dalle ore 12 in poi, muovendosi il sole verso ovest, i valori dell'azimut assumono valori positivi fino al tramonto e anche oltre, fino alla direzione nord corrispondente a  $+180^\circ$ .

I valori dell'azimut solare calcolati dal programma, sono evidenziati nella figura che segue.

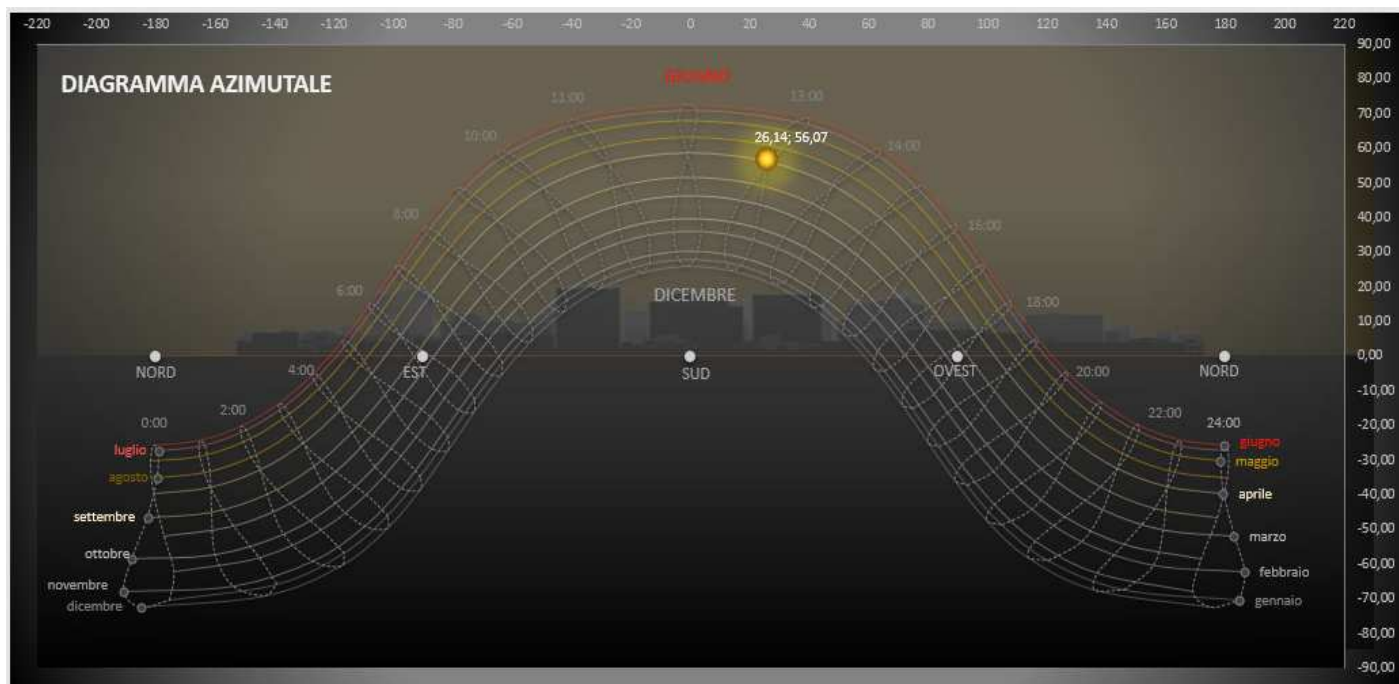
AZIMUT SOLARE																								
Ora	AZIMUT SOLARE [DEG]																							
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
gennaio	-175,2	-139,1	-116,5	-101,9	-91,0	-81,6	-72,6	-63,3	-53,1	-41,7	-28,6	-13,9	1,8	17,3	31,7	44,4	55,5	65,4	74,6	83,7	93,3	104,8	120,7	146,1
febbraio	-173,7	-145,1	-124,2	-109,2	-97,5	-87,5	-78,0	-68,2	-57,5	-45,2	-30,8	-14,2	3,6	21,1	36,9	50,3	61,9	72,2	81,8	91,4	102,0	114,7	131,7	155,8
marzo	-177,1	-153,9	-134,6	-119,4	-107,1	-96,6	-86,7	-76,7	-65,8	-53,1	-37,6	-18,7	2,6	23,5	41,6	56,4	68,5	79,1	89,0	99,0	109,9	122,7	138,8	159,1
aprile	-180,7	-161,8	-144,7	-130,2	-118,0	-107,3	-97,5	-87,8	-77,3	-65,0	-49,3	-28,0	-1,1	26,1	47,9	64,0	76,5	87,0	96,8	106,6	117,2	129,2	143,6	160,4
maggio	-181,7	-165,4	-150,2	-136,8	-125,1	-114,9	-105,4	-96,2	-86,5	-75,2	-60,2	-37,7	-3,9	31,5	56,3	72,4	84,3	94,2	103,5	112,8	122,9	134,2	147,3	162,1
giugno	-180,6	-165,5	-151,3	-138,6	-127,4	-117,5	-108,4	-99,6	-90,3	-79,5	-65,0	-41,5	-1,8	39,0	63,6	78,6	89,6	98,9	107,7	116,8	126,6	137,7	150,2	164,3
luglio	-179,2	-163,7	-149,3	-136,5	-125,3	-115,3	-106,1	-97,1	-87,6	-76,3	-60,8	-36,2	2,2	39,4	62,7	77,6	88,6	98,1	107,1	116,3	126,4	137,7	150,7	165,2
agosto	-179,5	-162,0	-146,0	-132,1	-120,3	-109,9	-100,2	-90,7	-80,4	-68,2	-52,2	-29,4	0,9	30,9	53,2	69,0	81,0	91,2	100,8	110,4	120,9	132,9	146,8	162,9
settembre	-182,9	-161,3	-142,3	-126,7	-113,9	-103,0	-93,0	-83,1	-72,5	-60,3	-45,2	-26,1	-3,2	20,3	40,6	56,6	69,5	80,4	90,4	100,3	110,9	123,0	137,8	155,9
ottobre	-188,2	-160,2	-136,8	-119,5	-106,3	-95,4	-85,5	-75,8	-65,5	-53,9	-40,2	-24,0	-5,5	13,5	31,1	46,2	59,0	69,9	79,9	89,6	99,8	111,5	126,2	145,9
novembre	-191,0	-154,0	-127,0	-109,7	-97,3	-87,2	-77,9	-68,7	-58,8	-47,8	-35,1	-20,6	-4,7	11,5	26,9	40,7	52,6	63,1	72,6	81,8	91,3	102,2	116,2	137,0
dicembre	-185,1	-143,4	-117,7	-102,3	-91,1	-81,8	-72,9	-63,9	-54,1	-43,2	-30,7	-16,7	-1,7	13,5	27,8	40,6	51,8	61,8	70,9	79,8	89,0	99,6	113,7	136,3

Il diagramma solare azimutale è di seguito riportato.

In riferimento al medesimo è possibile decidere di quali mesi vi vogliono visualizzare le traiettorie spuntando la casella di controllo corrispondente.



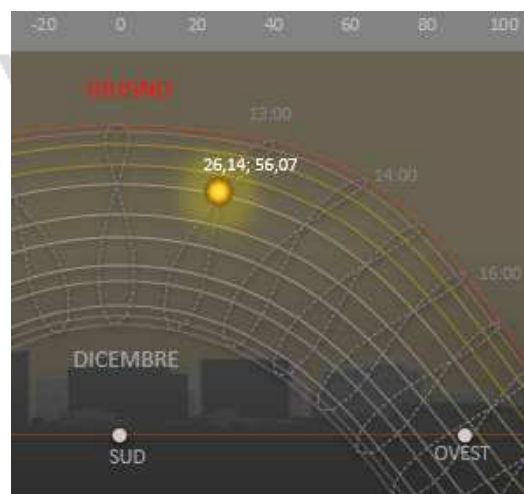
Le traiettorie relative al mese di giugno e dicembre sono sempre attive in quanto rappresentano le traiettorie estreme. Quella di dicembre corrisponde alla minore altezza, e quella di giugno, invece, corrisponde alla maggiore altezza che isole raggiunge nel corso dell'anno.



Nel grafico riportato la traiettoria evidenziata è quella relativa al mese di **APRILE** con il sole posizionato in corrispondenza delle ore 13:00.

Accanto al sole sono riportate le coordinate; ovvero il valore dell'angolo azimutale solare pari a  $\alpha_s = 26,14 \text{ GD}$  e il valore dell'altezza solare pari a  $H_s = 56,07 \text{ GD}$ .

AE-SW SOFT





E' anche possibile per una migliore visualizzazione rappresentare unicamente il mese di interesse escludendo le traiettorie relative agli altri mesi (i mesi di dicembre e giugno sono sempre rapapresentati).

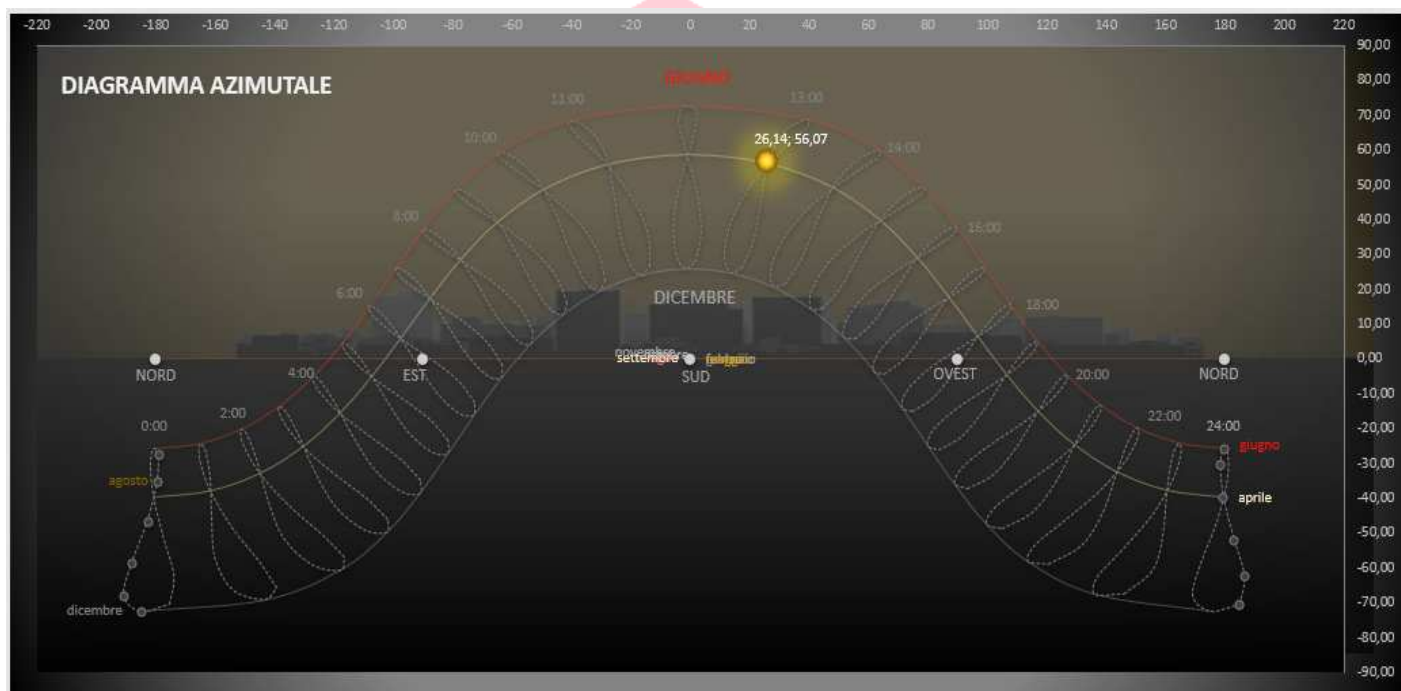
**DIAGRAMMA SOLARE AZIMUTALE**

VISUALIZZA TRAIETTORIE

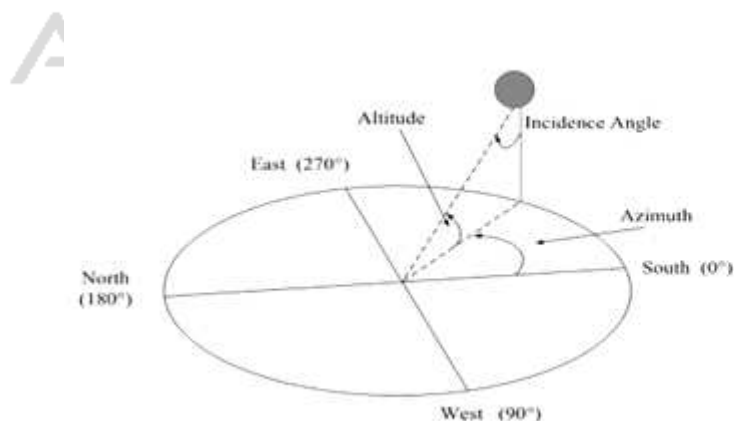
TUTTE

Gennaio  Febbraio  Marzo  Aprile  Maggio  Giugno **ON** Luglio  Agosto  Settembre  Ottobre  Novembre  Dicembre **ON**

In tal caso il diagramma è quello di seguito riportato, con maggiore chiarezza di lettura.



La selezione del mese di cui rappresentare la posizione del sole, avviene attraverso l'elenco a discesa.



**POSIZIONE SOLE**

**Aprile**

13,00

AZIMUT [GD] 26,14

ALTEZZA [GD] 56,07

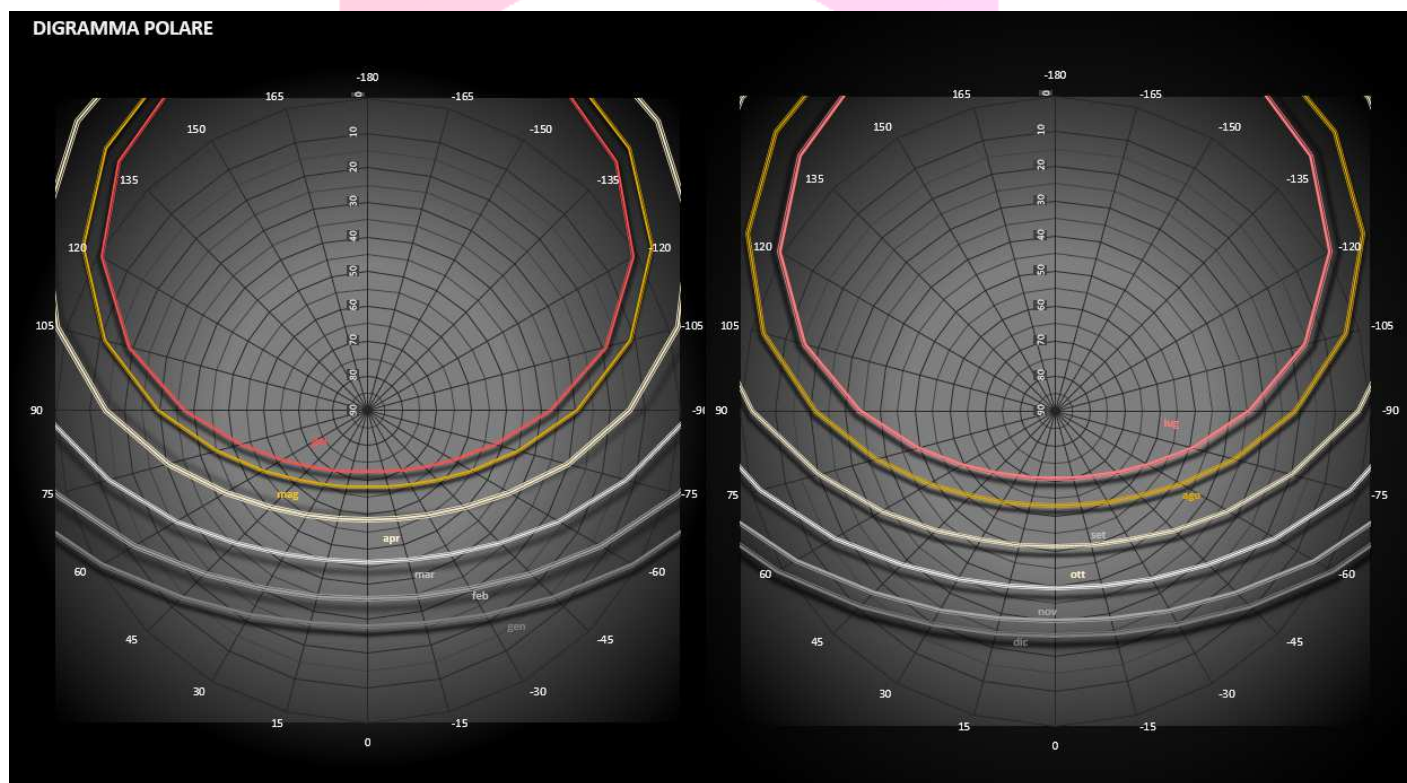
## 6.2 IL DIAGRAMMA SOLARE POLARE

Il diagramma solare polare rappresenta la volta celeste vista da un osservatore posto al centro delle circonferenze concentriche. Queste ultime rappresentano i valori delle altezze solari espressi in gradi decimali verticali formati tra la congiungente il centro delle circonferenze e il sole, e il piano orizzontale. Il punto centrale corrisponde a un'altezza di  $90^\circ$  e corrisponde all'altezza massima; trattasi di un'altezza virtuale, in quanto realmente le altezze del sole nel corso dell'anno, sono sempre inferiori al valore di  $90^\circ$ . Le altre circonferenze concentriche rappresentano le altezze del sole che vanno via via decrescendo fino alla circonferenza più esterna che corrisponde ad un'altezza zero sull'orizzonte.

Le linee radiali rappresentano, invece, i valori degli angoli azimutali orizzontali formati tra il piano verticale passante per il sole e il piano verticale passante per la direzione sud. La direzione sud corrisponde a un angolo azimutale nullo; gli angoli che vanno dalla direzione sud verso est fino alla direzione nord, sono negativi e variano da  $0^\circ$  a  $-180^\circ$ ; gli angoli che vanno dalla direzione sud verso ovest fino direzione nord, sono positivi e variano da  $0^\circ$  a  $+180^\circ$ .

Le linee curve (quelle colorate nel grafico sottostante) rappresentano le traiettorie del sole nei vari mesi dell'anno dall'alba (angolo azimutale negativo) al tramonto (angolo azimutale positivo).

Le linee curve a forma di elica, rappresentano gli analemmi. I punti di un singolo analemma rappresentano l'insieme delle posizioni del sole nei vari mesi dell'anno alla stessa ora.



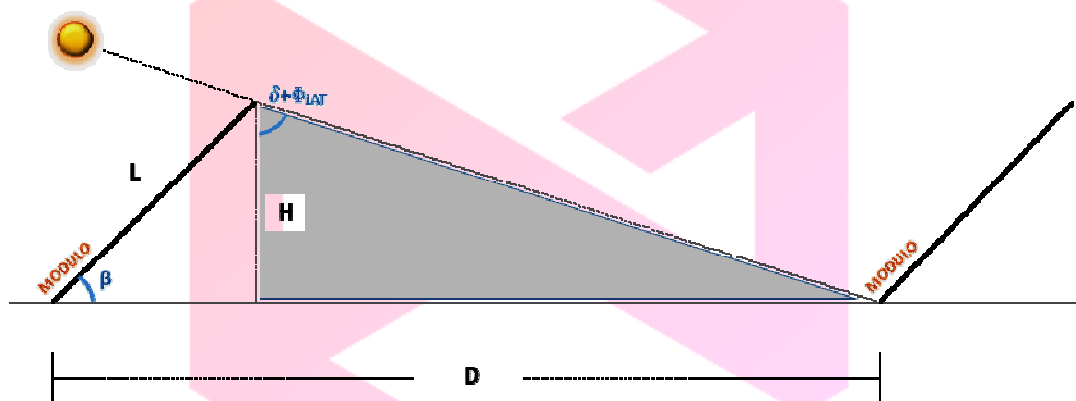
Tramite i diagrammi solari è possibile valutare l'ombreggiamento sul piano dei moduli di eventuali edifici o ostacoli posti nelle vicinanze.

### 6.3 AUTO-OMBREGGIAMENTO E INTER-DISTANZA MODULARE

Nel caso di moduli non aderenti a tetto o a suolo, è necessario effettuare uno studio per evitare il fenomeno dell'auto-ombreggiamento. Lo studio consiste nel reperire il valore della distanza mutua alla quale porre le linee dei moduli che permetta di scongiurare il fenomeno.

In riferimento allo schema di seguito riportato, il valore della mutua distanza è data dalla seguente espressione:

$$D = L * [\cos \beta + \tan (\delta + \Phi_{LAT}) * \sin \beta]$$



dove:

- L: altezza del modulo [m];
- $\beta$ : angolo tilt [GD];
- $\delta$ : declinazione solare del solstizio di inverno [GD];
- $\Phi_{LAT}$ : latitudine del sito [GD].

In funzione dei suddetti parametri, il programma riproduce il grafico della inter-distanza tra i moduli. Nel caso dell'esempio svolto relativo a moduli "a scatti tilt ottimali mensili + tracking di Rollio con Backtracking", l'angolo tilt varia mensilmente per cui anche D assume valori diversi in ogni mese.

I dati per il calcolo di D sono specificati nella tabella di seguito riportata. La maggior parte sono dati di riporto da altre sezioni del programma. Per quanto attiene al valore di L, in particolare, il programma propone l'altezza del modulo adottato e specificata nella scheda tecnica; è, tuttavia, possibile poter inputare un valore qualunque attivando l'opzione L\_utente. Infine il mese è possibile selezionarlo da una barra di scorrimento.



INTERDISTANZA MODULI		Massa di Somma
ADERENZA MODULI		NON ADERENTI A TETTO O SUOLO
SELEZIONA MESE	<   >	Settembre
L_altezza modulo	[m]	1,755
<input type="checkbox"/> L_utente	[m]	
$\beta$ _angolo TILT	[GD]	37,00
$\delta$ _declinazione solare	[GD]	23,34
$\phi_{LAT}$ _latitudine	[GD]	40,85

In riferimento ai dati sopra inseriti, la rappresentazione grafica è quella sotto evidenziata con un valore relativo al mese di **settembre** pari a  $D = 3,5847$  m.



Il programma indica che la inter-distanza massima si verifica nel mese di **gennaio** e risulta pari a  $D = 4,0297$  m.

## 7. ACCOPPIAMENTO GENERATORE-INVERTER

La scelta dell'inverter e la compatibilità col generatore è determinata nella scheda "ACCOPPIAM. FV-INVERTER".

Qui è riportata preliminarmente una sezione recante valori di riporto relativi al Generatore, necessari per le verifiche di accoppiamento.

DATI GENERATORE				Massa di Somma
SISTEMA	MONOFASE_1F	CONNESSIONE	ON_GRID_1F	
380_AU Optronics Corporation_Taiwan_380				
N. MODULIimpianto	30	[ - ]	POTENZAimpianto	11,4 [kW]
Wp	380	[W]	Vmpp	34,53 [V]
Voc	40,93	[V]	Vmax_modulo	1.500 [V]
Isc	11,69	[A]	Impp	11,01 [A]
Cv	-0,290	[V/°C]	Ci	0,060 [mA/°C]
T_min_cella	-40,0	[°C]	T_max_cella	85,0 [°C]
T_min_cella_eserc.	-10,0	[°C]	T_max_cella_eserc.	70,0 [°C]

Il programma sulla base del numero di moduli calcolati dal programma (nell'esempio svolto pari a 30) e in funzione della scelta del "N. MODULI x ingresso", determina il numero di ingressi MPPT necessari. Il "N. MODULI x ingresso" è effettuato mediante l'elenco a discesa il quale riporta unicamente valori compresi tra il minimo e il massimo numero indicati dal programma e riportati in blu.

N.	2	INGRESSI_MPPT	
N. MODULI x ingresso_min/max	9	19	15
N. STRINGHE x ingresso_min/max	1	1	1
N. MODULI x stringa			15

La scelta del numero effettivo di MODULI x ingresso mediante elenco garantisce, tra l'altro, che il numero di moduli totali di cui è composto il generatore, siano ripartiti in egual numero tra gli ingressi MPPT. Nel caso dell'esempio svolto l'elenco a discesa comprende i soli valori 15 e 10; il primo comporta la necessità di un inverter con 2 ingressi MPPT; il secondo comporta la necessità

di un inverter con 3 ingressi MPPT. Nel caso svolto, si è optato per un numero di 15 moduli per ciascuno dei due ingressi MPPT. Quindi in definitiva la successiva scelta dell'inverter sarà orientata su un modello che presenti minimo n. 2 ingressi MPPT.

Similmente, il "N. STRINGHE x ingresso" deve essere compreso tra un valore minimo e un valore massimo sempre indicati dal programma in blu. La scelta è effettuata anch'essa dall'elenco a discesa di fianco riportato nel quale sono riportati unicamente numeri compresi nel range indicato; la scelta del numero entro i valori del range assicura che sia rispettata il requisito di accoppiamento per cui la corrente massima di ingresso dell'inverter sia  $\geq$  al valore della corrente di cortocircuito massima del sistema.

## 7.1 REQUISITI INVERTER

Sulla base delle scelte effettuate il programma determina i requisiti che dovrà avere l'inverter in relazione alle caratteristiche del sistema, illustrandole in apposita tabella. Nell'esempio svolto è quella di seguito riportata.

REQUISITI_INVERTER			
P_max_out_INVERTER	$\geq$ __P_impianto_ingr.	11,40	[kW]
MPPT_min_ingr_INV.	$\leq$ __V_min_syst_PV	322,20	[V]
MPPT_max_ingr_INV.	$\geq$ __V_max_syst_PV	670,20	[V]
V_max_ingr_INV.	$\geq$ __Voc_max_syst_PV	766,20	[V]
I_max_ingr_INV.	$\geq$ __Icc_max_syst_PV	11,69	[A]
N_INGRESSI_INV.	$\geq$ __N_min_nec_syst	2	[-]
N_STRINGHE x ingr.	$\geq$ __N_STRINGHE_syst	1	[-]
V_max_modulo_FV	$\geq$ __Voc_max_syst_PV	766,20	[V]

Sulla base dei suddetti requisiti è possibile operare la scelta dell'inverter appropriato secondo due diverse modalità:

- **Mod. ELENCO:** il modello di inverter è selezionato da un elenco a discesa recante modelli appartenenti al database interno al programma; vengono riportati in elenco i soli modelli aventi potenza maggiore o uguale a quella dell'impianto; per facilità di scelta il nome del modello dell'inverter reca nella parte finale il valore della potenza in uscita espressa in kW.

mod. ELENCO		MODELLO_INVERTER		Massa di Somma
SAJ R5-12K-T2_12				
-				
-				
SAJ R5-12K-T2_12				
SAJ R5-13K-T2_13				
SAJ R5-15K-T2_15				
SAJ R5-17K-T2_17				
SAJ R5-20K-T2_20				
<input type="checkbox"/>	Imax_ingresso	[A]	12,5	
<input type="checkbox"/>	N_INGRESSI	[-]	1	
<input type="checkbox"/>	N_max_STRINGHE x ingr.	[-]	1	

La scelta del modello deve essere operata tale che la potenza in uscita sia  $\geq$  alla potenza dell'impianto e che, allo stesso tempo, non sia così elevata da portare a un sovradimensionamento dell'impianto; tale evenienza, in ogni caso, sarebbe subito segnalata dal programma;

- **Mod. UTENTE:** qualora, scelto un modello con la “mod. ELENCO”, non siano soddisfatte alcuni parametri in relazione a quelli di sistema, le celle corrispondenti si colorano.

mod. ELENCO		MODELLO_INVERTER	
SMA_Sunny Tripower CORE1_50			
<input type="checkbox"/>	Pmax_uscita	[kW]	50,00
<input type="checkbox"/>	MPPT_min_ingresso	[V]	500
<input type="checkbox"/>	MPPT_max_ingresso	[V]	800
<input type="checkbox"/>	Vmax_ingresso	[V]	1000
<input type="checkbox"/>	Imax_ingresso	[A]	20
<input type="checkbox"/>	N_INGRESSI	[-]	2
<input type="checkbox"/>	N_max_STRINGHE x ingr.	[-]	2

In tal caso sarebbe possibile spuntare le corrispondenti caselle di controllo; ciò determinerebbe l'automatizzata attivazione della “mod. UTENTE” con attivazione delle corrispondenti celle di input nelle quali sarebbe possibile immettere i valori più appropriati in riferimento ad un altro inverter eventualmente presente sul mercato ma non riportato nel database del programma.

mod. UTENTE		MODELLO_INVERTER	
<input checked="" type="checkbox"/>	Pmax_uscita	[kW]	12
<input checked="" type="checkbox"/>	MPPT_min_ingresso	[V]	300
<input type="checkbox"/>	MPPT_max_ingresso	[V]	800
<input type="checkbox"/>	Vmax_ingresso	[V]	1000
<input type="checkbox"/>	Imax_ingresso	[A]	20
<input type="checkbox"/>	N_INGRESSI	[-]	2
<input type="checkbox"/>	N_max_STRINGHE x ingr.	[-]	2

Nel caso dell'esempio svolto, per una potenza del generatore pari a 11,4 kW è stato possibile utilizzare la mod.ELENCO e selezionare l'inverter monofase **MODELLO SAJ R5-12K-T2\_12** aventi le caratteristiche elencate nel quadro di seguito riportato.

Tuttavia, il modello non soddisfa il numero di ingressi MPPT richiesti (MPPT min. richiesti = 2); pertanto si è passati alla Mod. UTENTE spuntando la relativa casella di controllo e si è inputato nella corrispondente casella il numero di ingressi (n. 2).

In definitiva, dunque il modello di inverter idoneo è simile al **MODELLO SAJ R5-12K-T2\_12**, con la sola variazione del maggior numero di ingressi.

In fase di acquisto sarà scelto un inverter con tali caratteristiche.

mod. ELENCO		MODELLO_INVERTER		Massa di Somma
<b>SAJ R5-12K-T2_12</b>				
<input type="checkbox"/>	Pmax_uscita	[kW]	12,00	
<input type="checkbox"/>	MPPT_min_ingresso	[V]	180	
<input type="checkbox"/>	MPPT_max_ingresso	[V]	950	
<input type="checkbox"/>	Vmax_ingresso	[V]	1100	
<input type="checkbox"/>	Imax_ingresso	[A]	12,5	
<input type="checkbox"/>	N_INGRESSI	[-]	1	
<input type="checkbox"/>	N_max_STRINGHE x ingr.	[-]	1	

mod. UTENTE		MODELLO_INVERTER		Massa di Somma
<input type="checkbox"/>	Pmax_uscita	[kW]	12,00	
<input type="checkbox"/>	MPPT_min_ingresso	[V]	180	
<input type="checkbox"/>	MPPT_max_ingresso	[V]	950	
<input type="checkbox"/>	Vmax_ingresso	[V]	1100	
<input type="checkbox"/>	Imax_ingresso	[A]	12,5	
<input checked="" type="checkbox"/>	N_INGRESSI	[-]		2
<input type="checkbox"/>	N_max_STRINGHE x ingr.	[-]	1	

## 7.2 VERIFICHE DI ACCOPPIAMENTO

La sezione in cui avvengono tutte le verifiche di accoppiamento generatore-inverter è di seguito riportata.

VERIFICHE ACCOPPIAMENTO FV-INVERTER		Massa di Somma
EFFICIENZA_MAX_inverter	98,6%	DIMENSIONAMENTO 105,3%
1	$P_{max\_uscita\_inverter} \geq P_{impianto\_ingr.}$	OK
2	$MPPT\_min\_ingr\_inverter \geq V_{min\_syst\_PV\_valutata} \text{ a } T_{max} \text{ del modulo}$	OK
3	$MPPT\_max\_ingr\_inverter \geq V_{max\_syst\_PV\_valutata} \text{ a } T_{min} \text{ del modulo}$	OK
4	$V_{max\_ingresso\_inverter} \geq Voc_{max\_syst\_PV\_valutata} \text{ a } T_{min} \text{ del modulo}$	OK
5	$I_{max\_ingr\_inverter} \geq I_{cc\_max\_syst\_PV\_valutata} \text{ a } T_{max} \text{ del modulo}$	OK
6	$N_{INGRESSI\_inverter} \geq N_{min\_richiesto} \text{ dal progetto}$	OK
7	$N_{max\_STRINGHE} \times ingr\_inverter \geq N_{STRINGHE} \times ingr.\text{di progetto}$	OK
8	$V_{max\_modulo\_FV} \geq Voc_{max\_syst\_PV\_valutata} \text{ a } T_{min} \text{ del modulo}$	OK

Qualora le verifiche sono tutte soddisfatte le celle reative recanti i numeri d'ordine, assumono colorazione verde. Nel caso in cui qualcuna non sia soddisfatta il corrispondente numero d'ordine assume colorazione rossa e la riga centrale riporta la motivazione ed indica i rimedi per ovviare.

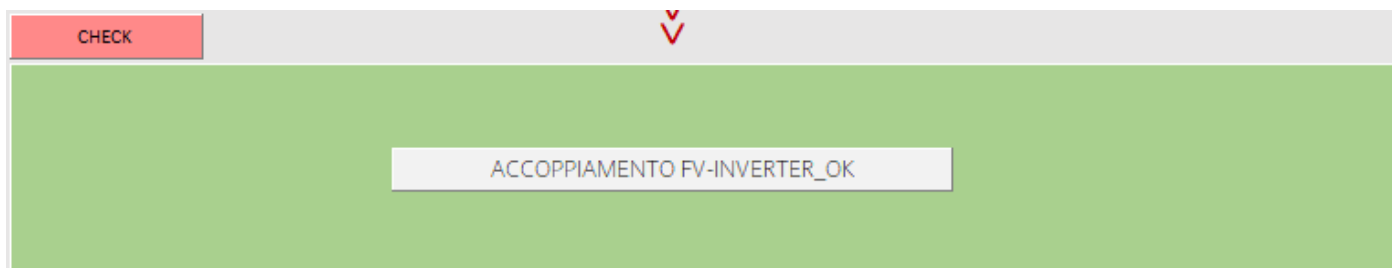
Un esempio di avviso è di seguito riportato. Si è volutamente assunto in Mod. UTENTE un valore per la MPPT\_min\_ingresso pari a 500 volt, maggiore della  $V_{min\_syst\_PV}$  (322,20 volt). Il programma segnala la verifica non soddisfatta.

VERIFICHE ACCOPPIAMENTO FV-INVERTER		Massa di Somma
EFFICIENZA_MAX_inverter	98,6%	DIMENSIONAMENTO 105,3%
1	$P_{max\_uscita\_inverter} \geq P_{impianto\_ingr.}$	OK
2	$MPPT\_min > V_{min\_syst}$ : (b1) $\uparrow \downarrow$ moduli in ingr._MPPT, se possibile; (a) altro pannello con $Wp \downarrow$ ; (b2) altro inverter con $MPPT\_min. \downarrow$	NO

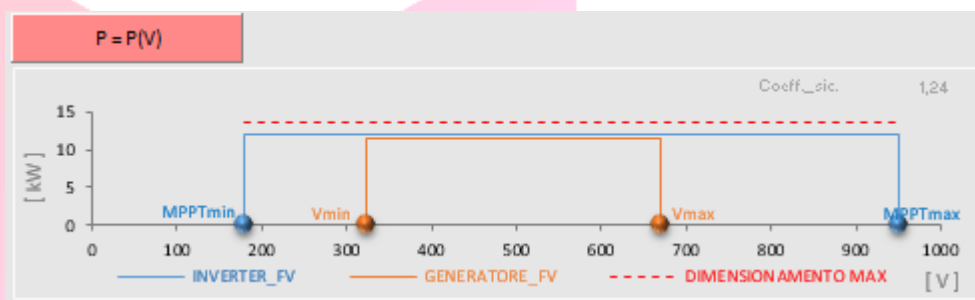
La riga centrale in rosso, riporta due tipologie di suggerimenti per ovviare alla mancata verifica:

- *Tipologia (a)*: sono quelli relativi agli interventi effettuabili sui moduli del generatore;
- *Tipologia (b)*: sono quelli relativi agli interventi effettuabili sull'inverter.

Ritornando all'esempio svolto in cui tutte le verifiche risultano soddisfatte, per come riportato nella figura precedente, il programma segnala la bontà del corretto accoppiamento generatore-inverter con un check finale.



A lato è riportato il diagramma  $P = P(V)$  che esprime le potenze di sistema e quelle di inverter in funzione dello stato tensionale.



Il corretto accoppiamento generatore-inverter fa sì che il rettangolo relativo allo stato tensionale di sistema (arancione) sia contenuto tutto all'interno del rettangolo relativo allo stato tensionale dell'inverter (blu) e allo stesso tempo sia collocato al di sotto della linea rossa tratteggiata rappresentante il dimensionamento massimo stabilito per l'inverter nei Dati Generali. Al di sopra del grafico è riportato il coefficiente di sicurezza dato dal rapporto  $MPPT_{max}/V_{oc}$ .

## 8. DIMENSIONAMENTO CAVI ELETTRICI

Il dimensionamento dei cavi elettrici è condotto nella scheda “CAVI ELETTR.” secondo due diverse metodologie:

- ❖ Dimensionamento in portata;
- ❖ Dimensionamento in caduta di potenziale.





Di seguito è riportato il calcolo delle sezioni dei cavi in riferimento al lato CC e al lato AC. Il calcolo è condotto secondo il dimensionamento in portata e verificato secondo quello in CdP.




### 8.1 DIMENSIONAMENTO CAVI LATO CC

Il dimensionamento in portata è effettuato attraverso l'utilizzo delle tabelle allegate alle Norme CEI-UNEL: 35024-1/35026/64-8 le quali distintamente per i sistemi monofase e trifase e in funzione delle diverse giaciture dei cavi nonché del tipo di isolamento, riportano le portate massime in ampere per le diverse sezioni dei cavi. Le tipologie di cavi sono:

- unipolari\_in aria;
- multipolari\_interrati;
- unipolari/multipolari\_interrati.

PORTATA CAVI_CEI-UNEL		Massa di Somma	CEI-UNEL: 35024-1 / 35026 / 64-8																	
TAB_CAVI_UNIPOLARI_IN ARIA	ISOLAMENTO/FASE	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300	400	500	630
 Cavo in tubo, incassato in parete isolante	PVC MONOFASE	14,5	20	26	34	46	61	80	99	119	151	182	210	240	273	320	-	-	-	-
	TRIFASE	13,5	18	24	31	42	56	73	89	108	136	164	188	216	245	286	-	-	-	-
	EPR MONOFASE	19,0	26	36	45	61	81	106	131	158	200	241	278	318	362	424	-	-	-	-
	TRIFASE	17,0	23	31	40	54	73	95	117	141	179	216	249	285	324	380	-	-	-	-
 Cavo in tubo in aria	PVC MONOFASE	17,5	24	32	41	57	76	101	125	151	192	232	269	309	353	415	-	-	-	-
	TRIFASE	15,5	21	28	36	50	68	89	110	134	171	207	239	275	314	369	-	-	-	-
	EPR MONOFASE	23,0	31	42	54	75	100	133	164	198	253	306	354	402	472	555	-	-	-	-
	TRIFASE	20,0	28	37	48	66	88	117	144	175	222	269	312	355	417	490	-	-	-	-
 Cavo in aria libera, posizione non accessibile	PVC MONOFASE	19,5	26	35	46	63	85	112	138	168	213	258	299	344	392	461	-	-	-	-
	TRIFASE	15,5	21	28	36	57	76	101	125	151	192	232	269	309	353	415	-	-	-	-
	EPR MONOFASE	24,0	33	45	58	80	107	142	175	212	270	327	-	-	-	-	-	-	-	-
	TRIFASE	20,0	28	37	48	71	96	127	157	190	242	293	-	-	-	-	-	-	-	-
 Cavo in aria libera a trifoglio	PVC MONOFASE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	TRIFASE	19,5	26	35	46	63	85	110	137	167	216	264	308	356	409	485	561	656	749	855
	EPR MONOFASE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	TRIFASE	24,0	33	45	58	80	107	135	169	207	268	328	383	444	510	607	703	823	946	1088
 Cavo in aria libera, in piano, a contatto	PVC MONOFASE	22,0	30	42	52	71	96	131	162	196	251	304	352	406	463	546	629	754	868	1005
	TRIFASE	19,5	26	35	46	63	85	114	143	174	225	275	321	372	427	507	587	689	789	905
	EPR MONOFASE	27,0	37	50	64	88	119	161	200	242	310	377	437	504	575	679	783	940	1083	1254
	TRIFASE	24,0	33	45	58	80	107	141	176	216	279	342	400	464	533	634	736	868	998	1151
 Cavi in aria libera, distanziati su un piano orizzontale	PVC MONOFASE	0	0	0	0	0	0	146	181	219	281	341	396	456	521	615	709	852	982	1138
	TRIFASE	0	0	0	0	0	0	146	181	219	281	341	396	456	521	615	709	852	982	1138
	EPR MONOFASE	0	0	0	0	0	0	182	226	275	353	430	500	577	661	781	902	1085	1253	1454
	TRIFASE	0	0	0	0	0	0	182	226	275	353	430	500	577	661	781	902	1085	1253	1454
 Cavo in aria libera, distanziati su un piano verticale	PVC MONOFASE	0	0	0	0	0	0	130	162	197	254	311	362	419	480	569	659	795	920	1070
	TRIFASE	0	0	0	0	0	0	130	162	197	254	311	362	419	480	569	659	795	920	1070
	EPR MONOFASE	0	0	0	0	0	0	161	201	246	318	389	454	527	605	719	833	1008	1169	1362
	TRIFASE	0	0	0	0	0	0	161	201	246	318	389	454	527	605	719	833	1008	1169	1362

TAB_CAVI_MULTIPOLARI_IN_ARIA		ISOLAMENTO/FASE	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300	400	500	600
 Cavo in tubo incassato in parete isolante	PVC	MONOFASE	14	19	25	32	43	57	75	92	110	139	167	192	219	248	291	334	-	-	-
		TRIFASE	13	18	23	29	39	52	68	83	99	125	150	172	196	223	261	298	-	-	-
	EPR	MONOFASE	19	25	33	42	57	76	99	121	145	183	220	253	290	329	386	442	-	-	-
		TRIFASE	17	22	30	38	51	68	89	109	130	164	197	227	259	295	346	396	-	-	-
 Cavo in tubo in aria	PVC	MONOFASE	16,5	23	30	38	52	69	90	111	133	168	201	232	258	294	344	394	-	-	-
		TRIFASE	15	20	27	34	46	62	80	99	118	149	179	206	225	255	297	339	-	-	-
	EPR	MONOFASE	22	30	40	51	69	91	119	146	175	221	265	305	334	384	459	532	-	-	-
		TRIFASE	20	26	35	44	60	80	105	128	154	194	233	268	300	340	398	455	-	-	-
 Cavo in aria libera, distanziato da parete/soffitto o su passerella	PVC	MONOFASE	22	30	40	51	70	94	119	148	180	232	282	328	379	434	514	593	-	-	-
		TRIFASE	19	25	34	43	60	80	101	126	153	196	238	276	319	364	430	497	-	-	-
	EPR	MONOFASE	26	36	49	63	86	115	149	185	225	289	352	410	473	542	641	741	-	-	-
		TRIFASE	23	32	42	54	75	100	127	158	192	246	298	346	399	456	538	621	-	-	-
 Cavo in aria libera, fissato alla parete/soffitto	PVC	MONOFASE	20	27	36	46	63	85	112	138	168	213	258	299	344	392	461	530	-	-	-
		TRIFASE	18	24	32	41	57	76	96	119	144	184	223	259	299	341	403	464	-	-	-
	EPR	MONOFASE	24	33	45	58	80	107	138	171	209	269	328	382	441	506	599	693	-	-	-
		TRIFASE	22	30	40	52	71	96	119	147	179	229	278	322	371	424	500	576	-	-	-

TAB_CAVI_UNI / MULTIPOLARI_INTERRATI		ISOLAMENTO/FASE	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300	400	500	630
 Cavo singolo unipolare in tubo	PVC	MONOFASE	20	26	34	42	57	74	95	114	141	172	202	233	265	297	347	-	-	-	-
		TRIFASE	18	23	31	39	51	67	85	103	127	154	181	208	236	264	308	-	-	-	-
	EPR	MONOFASE	23	31	40	49	66	86	110	133	164	200	235	271	309	347	405	458	533	599	680
		TRIFASE	21	28	36	44	60	77	99	120	147	178	210	241	274	306	357	403	467	525	597
 Cavi unipolari in tubo singolo costituenti singolo circuito	PVC	MONOFASE	19	24	32	41	55	70	91	111	138	168	200	230	263	295	347	-	-	-	-
		TRIFASE	16	21	27	34	46	60	77	94	116	142	168	194	221	249	293	-	-	-	-
	EPR	MONOFASE	22	29	37	47	63	82	106	130	160	196	232	268	306	345	405	459	535	604	690
		TRIFASE	19	24	32	40	53	70	90	109	135	166	195	226	258	291	341	386	450	508	580
 Cavo multipolare in tubo <small>P=0,5 m T=20 °C I=2 *Km/W</small>	PVC	MONOFASE	17	23	30	37	51	66	86	105	130	159	189	218	248	279	328	-	-	-	-
		TRIFASE	15	19	25	32	43	56	72	88	109	135	159	184	210	236	277	-	-	-	-
	EPR	MONOFASE	21	27	35	45	60	78	101	124	153	188	223	258	295	331	389	-	-	-	-
		TRIFASE	17	23	29	37	50	66	85	104	128	158	187	217	248	278	328	-	-	-	-

### 8.1.1 CALCOLO IN PORTATA CAVO DI STRINGA

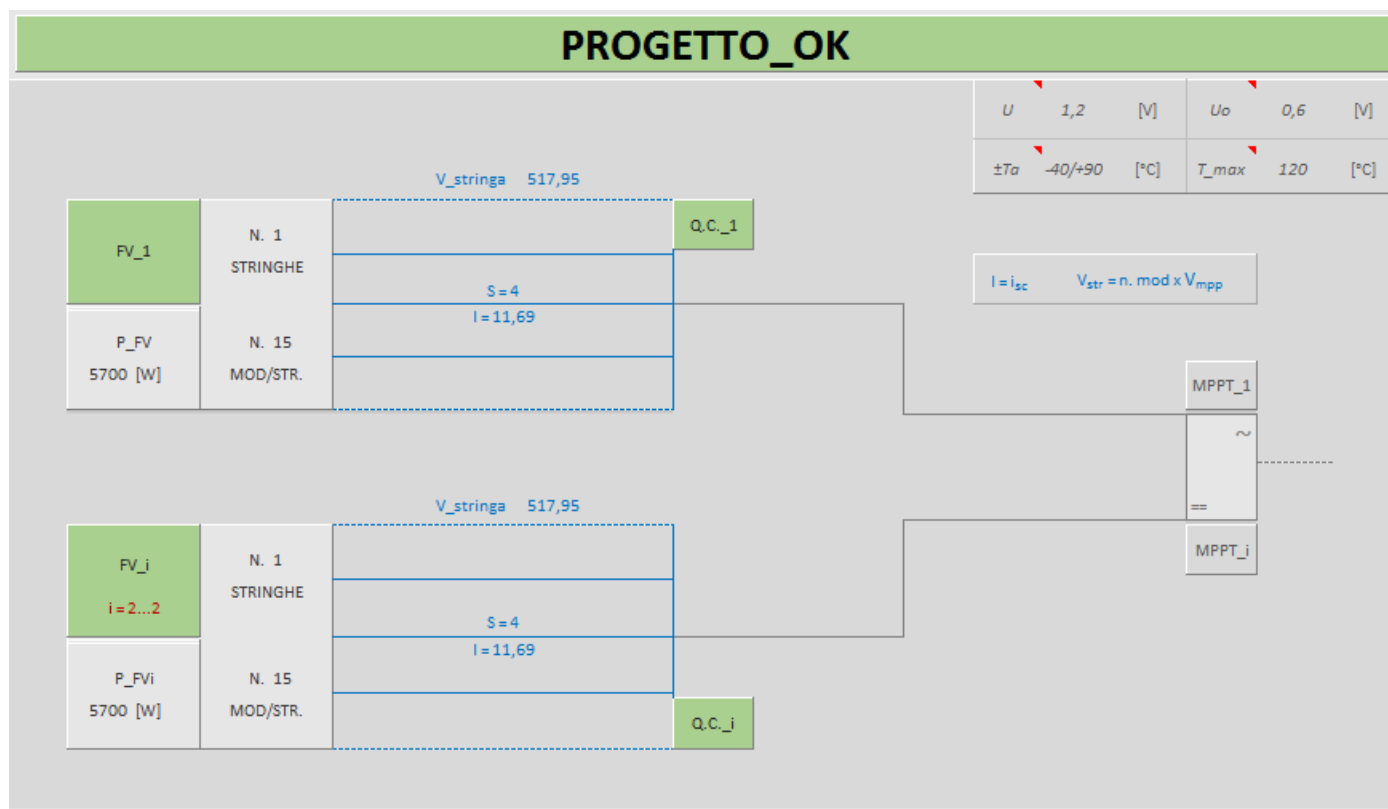
Ai fini del dimensionamento dei cavi di stringa, è necessario preliminarmente selezionare delle opzioni dalla schermata che segue.

CAVI LATO CC		Massa di Somma
CAVO: FV → Q.C.		[CAVO STRINGA]
<b>DIMENSIONAMENTO IN PORTATA</b>		
TIPOLOGIA LINEA	CONTINUA	CC
POTENZA STRINGA	[W]	5 700
TIPOLOGIA CAVO	FG21M21_0.6/1.2 kV	CAVO_SOLARE
UBICAZIONE		IN_ARIA
UNIPOLARE/MULTIPOLARE		UNIPOLARE
TIPOLOGIA DI POSA		
ISOLANTE		
DISPOSITIVO DI PROTEZIONE		FUSIBILE



Si mette in evidenza che la potenza di stringa è calcolata dal programma in riferimento al numero di moduli che compongono la stringa medesima; nell'esempio svolto vale **5.700 W**. Il cavo utilizzato è un cavo solare, sigla FG21M21\_0.6/1.2 kV.

Il dimensionamento è condotto sulla base di uno schema che riporta i campi fotovoltaici che afferiscono a ciascuno degli ingressi MPPT presenti sull'inverter.



In riferimento alla schermata dell'esempio svolto, si è in presenza di due campi fotovoltaici FV1 ed FV2 ciascuno costituito da una sola stringa formata ognuna da 15 moduli fotovoltaici. Ciascun campo presenta una potenza complessiva di 5.700 W.

La tensione di sistema di ciascun campo vale **517,95 volt** e la corrente è pari a **11,69 A**. Le caratteristiche del cavo FG21M21\_0.6/1.2 kV sono riportate nella parte alta.

Il dimensionamento in portata (in aria, nell'esempio svolto) è eseguito nella sezione corrispondente.

DIMENSIONAMENTO_IN ARIA									
I	T_max	To	Ta	RAGGRUPPAMENTO	N. circ.	K1	K2	KT	I*
[A]	[°C]	[°C]	[°C]	fascio/strato	[-]	[-]	[-]	[-]	[A]
11,69	120	60	65	a strato su passerella orizz. perf. o vert. perf. o meno	1	0,96	1,00	0,96	12,21

Qui il programma in funzione delle seguenti grandezze:

- *I*: corrente di stringa;
- *T<sub>max</sub>*: temperatura massima tollerata dal cavo in relazione al tipo di isolante\_TAB. 52D CEI 64-8;
- *T<sub>o</sub>*: temperatura di riferimento alla quale è stata valutata la portata del cavo di cui alle tabelle CEI-UNEL;
- *T<sub>a</sub>*: temperatura ambiente nelle immediate vicinanze del cavo;
- Tipologia di raggruppamento dei cavi in fascio o strato;
- *N*. circuiti raggruppati;

determina i coefficienti:

- **K1**: coefficiente di temperatura ambiente in relazione al tipo di isolante del cavo;
- **K2**: coefficiente di raggruppamento cavi.
- **KT**: coefficiente di abbattimento complessivo della portata, prodotto di K1 e K2.

La sezione cercata è relativa a una portata di corrente che sia minimo pari a:

$$I^* = I / Kt = 12,21 \quad [A]$$

Il programma determina in automatico la sezione appropriata fra quelle di cui alle tabelle CEI-UNEL, ovvero:

$$S = 1,5 \quad [mm^2]$$

SEZIONE IN PORTATA [mmq]	1,5	<i>I<sub>z</sub></i>	<i>I<sub>n</sub></i>	<i>I<sub>f</sub> ≤ (1,45÷1,6) * I<sub>z</sub></i>
		[A]	[A]	[A]
		28,72	11,69 ÷ 25,85	<i>I<sub>n</sub> &lt; I<sub>f</sub> ≤ 28,72</i>

Sempre dalle tabelle CEI\_UNEL, il programma individua la portata corrispondente alla sezione *S* che corrisponde a **28,72 ampere > del minimo *I\****.

Infine è determinato il range dei valori della corrente nominale “*I<sub>n</sub>*” del dispositivo di protezione contro i sovraccarichi (fusibile nell’esempio svolto) e il range della corrente di sicuro funzionamento “*I<sub>f</sub>*” del dispositivo di protezione.

### 8.1.2 CALCOLO IN CADUTA DI POTENZIALE\_CAVO DI STRINGA

La sezione reperita per il cavo di stringa è verificata e, se nel caso, ottimizzata in termini di caduta di potenziale attraverso la sezione di calcolo di seguito riportata.

OTTIMIZZAZIONE SEZIONE IN C.d.P.: CAVO STRINGA				
4	L	rl	xl	R
	[m]	[Ω/m]	[Ω/m]	[Ω]
	15,0	0,00557	0	0,167

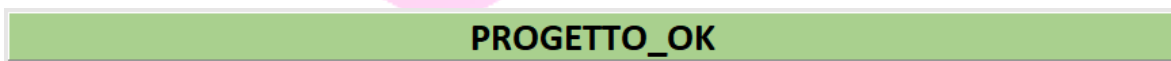
La sezione di 4 mm<sup>2</sup> indicata è una sezione di riporto da altra sezione del programma collocata nella parte finale della scheda “CAVI ELETTR.”; qui è riportato lo schema grafico dell'intero circuito elettrico e i valori PERCENTUALI % delle cadute di tensione in ogni punto del circuito medesimo. Nell'esempio svolto è stato verificato che la caduta di tensione in riferimento alla sezione di 1,5 mm<sup>2</sup> relativa alla stringa, determina in alcuni punti del circuito, il verificarsi di cadute di tensione maggiori di quella massima ammissibile fissata al 4% della tensione di impianto (10% per le linee trifasi). Per tale motivo il calcolo in CdT è effettuata in riferimento alla sezione di 4 mm<sup>2</sup> che, in riferimento alla sola stringa, determina una caduta di potenziale di 1,95 volt pari allo 0,85% della tensione di impianto e che nello stesso tempo permette di mantenere in tutti i punti del circuito elettrico posti a valle del generatore, una caduta di tensione al di sotto della massima ammissibile (per come in seguito illustrato) mediante l'utilizzo di sezioni più appropriate, più equilibrate e più omogenee.

1,95

0,85%

La sezione del cavo è stata ottimizzata (incrementata rispetto al dimensionamento in portata), al fine di contenere nei limiti prestabiliti, la C.d.P. complessiva nell'impianto

**NOTA:** nella parte alta della schermata è visibile la barra di verifica:



Tale barra indica che il progetto dell'impianto fino a quel punto calcolato è stato regolarmente eseguito; ciò anche in riferimento al calcolo elettrico fino a quel punto eseguito. Una qualunque anomalia, viene segnalata da programma con indicazione della soluzione per ovviare all'inconveniente.

**NOTA:** l'esempio svolto fa riferimento al dimensionamento mediante cavi in aria. Nel caso in cui si fosse scelto il dimensionamento con cavi interrati la schermata del programma per il dimensionamento in portata sarebbe stata quella di seguito riportata.

T <sub>terr.</sub>	N. cavi in gruppo	Dist.	Profondità	ρ <sub>terr.</sub>	K1	K2	K3	K4	KT	I*
[°C]	[-]	[m]	[m]	[Km/W]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[A]
30	2	0,50	1,0	2,0	0,93	0,90	0,98	0,90	0,74	15,84

In questa è necessario indicare:

- la temperatura del terreno;
- il numero di cavi in gruppo;
- la distanza intercorrente tra i cavi;
- la profondità di posa;
- la resistività del terreno.

Con i dati inseriti il programma determina:

- **K1**: il coefficiente di temperatura del terreno;
- **K2**: coefficiente per raggruppamento cavi;
- **K3**: coefficiente per profondità di posa;
- **K4**: coefficiente di resistività del terreno;
- **KT**: coefficiente di abbattimento complessivo della portata, prodotto di K1, K2, K3, K4.

Allo stesso modo si determina la portata minima in relazione alla quale dovrà essere determinata la sezione del cavo:

$$I^* = I/Kt = \mathbf{15,52} \quad [A]$$

Il programma determina in automatico la sezione appropriata fra quelle di cui alle tabelle CEI-UNEL, ovvero:

$$S = \mathbf{1,5} \quad [mm^2]$$

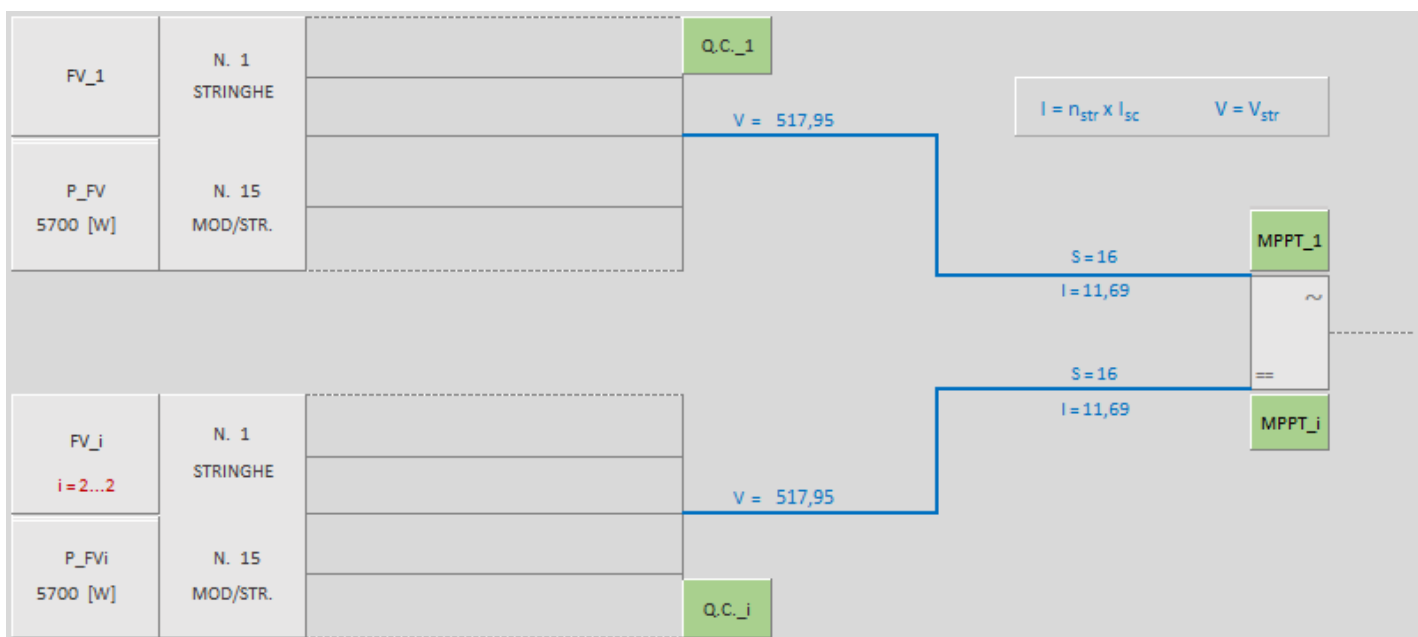
SEZIONE IN PORTATA [mmq]	1,5	Iz [A]	In [A]	If ≤ (1,45÷1,6)*Iz [A]
		22,60	11,69 ÷ 20,34	In < If ≤ 22,60

Per il resto vale identicamente quanto riportato per il cavo in aria.

### 8.1.3 CALCOLO IN PORTATA E IN CADUTA DI POTENZIALE\_CAVO: QUADRO DI CAMPO → MPPT

Il calcolo in portata del cavo tra il quadro di campo e l'ingresso MPPT del regolatore di carica supposto integrato nell'inverter, avviene mediante procedimento identico al cavo di stringa, con ovvie differenze per quanto riguarda i valori della tensione e della corrente che, tuttavia, nell'esempio svolto, coincidono con quelli di stringa in considerazione del fatto che ciascuno dei due campi fotovoltaici è costituito una sola stringa.

In considerazione della identità di calcolo, ci si limita a riportare solo lo schema elettrico con l'indicazione della sezione calcolata pari a **S = 16 mm<sup>2</sup>** rinveniente dalle due metodologie di dimensionamento (in portata e in caduta di tensione).



### 8.1.4 CALCOLO IN CADUTA DI POTENZIALE\_CAVO BATTERIA

Il dimensionamento del cavo batteria è eseguito dal programma “in portata” secondo le tabelle CEI-UNEL nella sezione di seguito riportata.

CAVO BATTERIA	
Ubicazione cavo	IN_ARIA
Isolante	PVC
L_cavo_batteria [m]	3
Tipologia cavo	FGR/FG70R
Sezione in portata_[mmq]	6
rI [Ω/m]	0,00371
R [Ω]	0,0111
C.d.P. [V]	0,45
C.d.P. [V]	0,19%

In riferimento alla sezione calcolata pari a 6 mm<sup>2</sup> è calcolata la caduta di potenziale lungo il cavo tra inverter e batteria. Nell'esempio svolto è pari allo 0,19% con una caduta di potenziale totale sulla batteria pari a 1,26% della tensione di impianto.

## 8.2 DIMENSIONAMENTO CAVI\_LATO CA

Il dimensionamento in portata dei cavi sul lato corrente alternata è anch'esso svolto attraverso l'utilizzo delle tabelle allegate alle Norme CEI-UNEL: 35024-1/35026/64-8 le quali distintamente per i sistemi monofase e trifase e in funzione delle diverse giaciture dei cavi nonché del tipo di isolamento, riportano le portate massime in ampere per le diverse sezioni dei cavi e per le tipologie di seguito riportate:

- unipolari\_in aria;
- multipolari\_interrati;
- unipolari/multipolari\_interrati.

Le tabelle CEI-UNEL sono le medesime già viste per i cavi sul lato in corrente continua.

### 8.2.1 CALCOLO IN PORTATA\_CAVO: INVERTER - QUADRO GENERALE

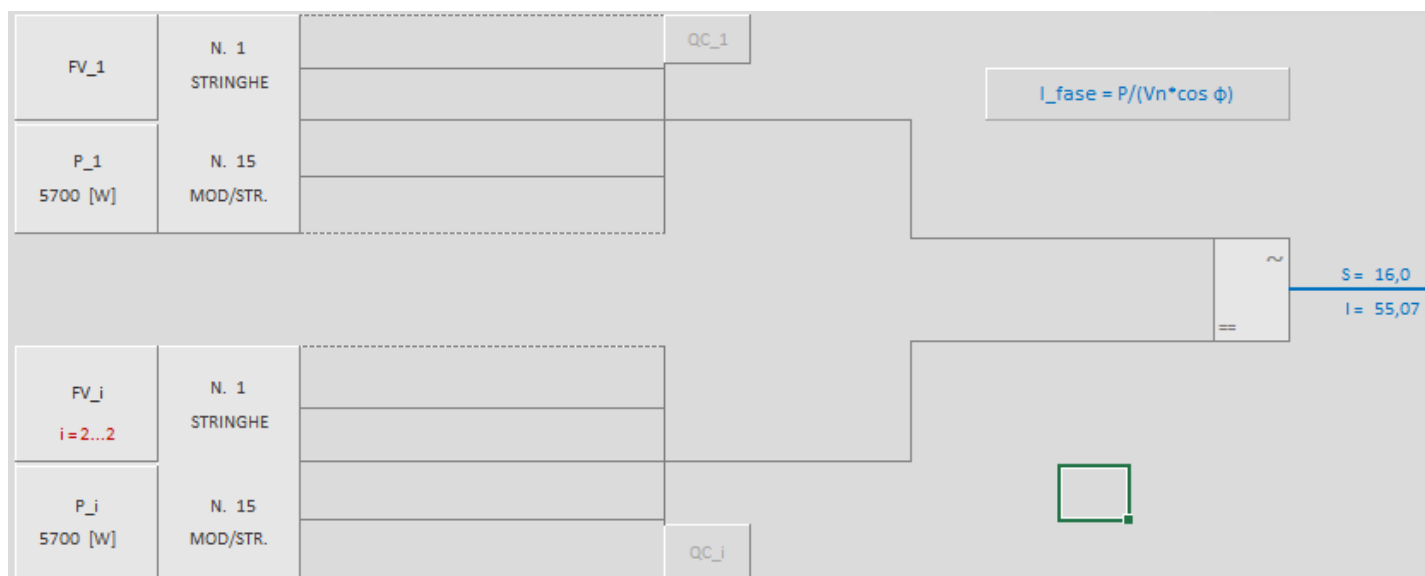
Ai fini del dimensionamento dei cavi che collegano l'inverter col quadro generale, il procedimento è del tutto identico a quello illustrato per il dimensionamento dei cavi sul lato CC con l'unica variante per quanto riguarda i dati inputati in quanto relativi a corrente alternata per come riportato in figura.

CAVI LATO CA		Massa di Somma
INVERTER → Q.G.		[DORSALE_1F]
TIPOLOGIA LINEA	ALTERNATA MONOFASE	CA_1F
POTENZA LINEA	[W]	11.400
Vn_TENSIONE IMPIANTO	[V]	230
cos φ		0,9
TIPOLOGIA CAVO	FGR/FG70R_0.6/1 kV	CAVO_NON_SOLARE
UBICAZIONE		IN_ARIA
UNIPOLARE/MULTIPOLARE		MULTIPOLARE
TIPOLOGIA DI POSA		Cavo in tubo in aria
ISOLANTE		EPR
DISPOSITIVO DI PROTEZIONE		FUSIBILE

Si evidenzia che il calcolo è condotto per la potenza massima dell'impianto (11,4 kW), con cavo non solare, multipolare.

In considerazione della identità di calcolo, ci si limita a riportare solo lo schema elettrico con l'indicazione della sezione calcolata pari a **S = 16 mm<sup>2</sup>** rinveniente dalle due metodologie di

dimensionamento (in portata e in caduta di potenziale).



### **8.2.2 CALCOLO IN CADUTA DI POTENZIALE\_CAVO: QUADRO GENERALE - QUADRO ELETTRICO UTENZE**

Il quadro elettrico relativo alle utenze è presente unicamente nei casi di autoconsumo e quindi assente nei casi di impianti di sola produzione finalizzata alla vendita i quali nella realtà, a meno di estensioni notevolissime del parco fotovoltaico, non sono convenienti dal punto di vista economico in quanto il fattore più remunerativo negli impianti fotovoltaici di dimensioni modeste o di medie dimensioni è costituito dallo SSP in quanto consente l'abbattimento del prezzo pieno della bolletta elettrica al quale si associa in via accessoria l'incentivo per l'energia scambiata con la rete e la vendita delle eccedenze. In definitiva, dunque, l'impianto più conveniente è sempre quello relativo ad un contratto di SSP con associata una percentuale di ulteriore produzione elettrica da immettere in rete come ulteriore eccedenza, la quale, comunque, è necessario sia valutata con un'analisi costi-benefici in quanto ovviamente comporta maggiori costi di realizzazione.

Ritornando all'esempio svolto si evidenzia che l medesimo è relativo a un impianto con SSP con autoconsumo e ulteriore produzione elettrica che va a incrementare le eccedenze da immettere in rete. Per tale motivo è necessario dimensionare i cavi che collegano il quadro generale al quadro elettrico relativo alle utenze.

Poiché solitamente il calcolo in portata conduce a una sezione di valore inferiore rispetto a quella ottenibile con un calcolo in caduta di potenziale, il dimensionamento è eseguito solo in caduta di potenziale attraverso la schermata di seguito riportata.

CALCOLO SEZIONE IN C.d.P.: Q.G. → Q.E.				
L	r <sub>l</sub>	x <sub>l</sub>	R	
[m]	[Ω/m]	[Ω/m]	[Ω]	
4,0	5,0	0,00568	0,0001	0,0516



1,48	0,64%
------	-------

La sezione è pari a **S = 4 mm<sup>2</sup>**. E compota una caduta di potenziale pari allo 0,64% della tensione di impianto.

Si evidenzia che il dimensionamento dei cavi del tratto in esame è condotto con il valore massimo possibile di corrente che possa transitare nel tratto medesimo in relazione ai carichi presenti e che il programma calcola e riporta nella schermata che segue unitamente alla formula di calcolo utilizzata per la determinazione della caduta di potenziale in correnet alternata (monofase, nell'esempio svolto).

Corrente max: Q.G. → Q.E. = 28,74 A

$\Delta V = K * I * L * (r_l \cos\varphi + x_l \sin\varphi)$

*K=2 per sistemi monofase; K=√3 per sistemi trifase*

Analiticamente il valore della corrente max è data dalla seguente espressione:

$$I_{max} = \min \left[ \frac{\sum (\text{potenze richieste a valle})}{\text{tensione impianto}}; \frac{\text{potenza impianto}}{\text{tensione d'impianto}} \right]$$

Ovvero è data dalle potenze delle utenze a valle, fintantoché queste sono al di sotto della potenza massima dell'impianto; in caso contrario è data dalla potenza dell'impianto.

### 8.2.3 CALCOLO IN PORTATA E IN CADUTA DI POTENZIALE\_CAVO: QUADRO ELETTRICO UTENZE - UTENZE

Il calcolo dei cavi elettrici afferenti le singole utenze è condotto secondo il dimensionamento in portata così come già visto le altre linee. In appresso le sezioni in tal modo reperite verranno verificate anche in caduta di potenziale nel contesto dell'intero circuito elettrico (lato AC e lato CA) dell'impianto fotovoltaico.

Nell'esempio svolto, si è in presenza di un sistema monofase, per cui in appresso sono riportate le sezioni relative alle linee dei carichi in CC e a quelle in CA monofase calcolate in portata sempre in applicazione delle tabelle CEI-UNEL.



CAVI LINEE CARICHI				PROGETTO_OK											
LINEA CARICHI_CC				AVVISI											
DIMENS.	P <sub>max_CARICO</sub>	V	cos φ	TIPOLOGIA DI CAVO		UBICAZIONE CAVO		UNIP./MULTIP.		TIPOLOGIA DI POSA		ISOLANTE CAVO		DISPOSITIVO	
IN	[W]	[V]	[-]	[-]		[-]		[-]		[-]		[-]		[-]	
ARIA	600	230	1	CAVO_NON_SOLARE		IN_ARIA		UNIPOLARE		Cavo in tubo in aria		EPR		INTERRUTTORE	
I	T <sub>max</sub>	To	Ta	RAGGRUPPAMENTO		N. circuiti		K1	K2	KT	I*				
[A]	[°C]	[°C]	[°C]	fascio/strato		[-]		[-]	[-]	[-]	[A]				
2,60	90	30	40	strato su passerella orizz. perf. o vert. perf. o imano		1		0,91	1,00	0,91	2,85				
Iz	In	If <= (1,45+1,6)*Iz		Sez. in portata		SEZIONE IN PORTATA CONFERMATATA		INV.→ carico	ri	xl	R	C.d.P. [V]			
[A]	[A]	[A]		[mmq]		1,5		[m]	[Ω/m]	[Ω/m]	[Ω]	1,16			
21,00	2,60	+ 21,00		In < If ≤ 21,00				15	0,0148	-	0,444				

LINEA CARICHI_CA-1F				AVVISI											
DIMENS.	P <sub>max_CA-1F</sub>	Vn	cos φ	TIPOLOGIA DI CAVO		UBICAZIONE CAVO		UNIP./MULTIP.		TIPOLOGIA DI POSA		ISOLANTE CAVO		DISPOSITIVO	
IN	[W]	[V]	[-]	[-]		[-]		[-]		[-]		[-]		[-]	
ARIA	3.000	230	0,9	CAVO_NON_SOLARE		IN_ARIA		MULTIPOLARE		Cavo in tubo in aria		EPR		INTERRUTTORE	
I	T <sub>max</sub>	To	Ta	RAGGRUPPAMENTO		N. circuiti		K1	K2	KT	I*				
[A]	[°C]	[°C]	[°C]	fascio/strato		[-]		[-]	[-]	[-]	[A]				
14,49	90	30	40	strato su passerella orizz. perf. o vert. perf. o imano		1		0,91	1,00	0,91	15,88				
Iz	In	If <= (1,45+1,6)*Iz		Sez. in portata		SEZIONE IN PORTATA OTTIMIZZATA IN C.d.P.		Q.E.→ carico	ri	xl	R	C.d.P. [V]			
[A]	[A]	[A]		[mmq]		4,0		[m]	[Ω/m]	[Ω/m]	[Ω]	2,24			
20,08	14,49	+ 20,08		In < If ≤ 20,08				15	0,00568	0,000101	0,155				

In riferimento alla potenza dei carichi è inserita la potenza massima tra i carichi presenti. Ciò vale sia per i carichi in CC che per quelli in CA\_1F.

Il valore di Pmax per i carichi CC, in ogni caso, non può ovviamente superare la somma delle potenze di tutti i carichi CC presenti e che nel caso dell'esempio svolto è pari a **1.100 W** per come imputato nella sezione relativa al Fabbisogno Elettrico. Qualora venga inserito un valore eccedente, il programma lo segnala mediante un messaggio di errore.

CAVI LINEE CARICHI				PROGETTO_OK											
LINEA CARICHI_CC				AVVISI											
DIMENS.	P <sub>max_CARICO</sub>	V	cos φ	TIPOLOGIA DI CAVO		UBICAZIONE CAVO		UNIP./MULTIP.		TIPOLOGIA DI POSA		ISOLANTE CAVO		DISPOSITIVO	
IN	[W]	[V]	[-]	[-]		[-]		[-]		[-]		[-]		[-]	
ARIA	1200	230	1	CAVO_NON_SOLARE		IN_ARIA		UNIPOLARE		Cavo in tubo in aria		EPR		INTERRUTTORE	
I	T <sub>max</sub>	To	Ta	RAGGRUPPAMENTO		N. circuiti		K1	K2	KT	I*				
[A]	[°C]	[°C]	[°C]	fascio/strato		[-]		[-]	[-]	[-]	[A]				
5,21	90	30	40	strato su passerella orizz. perf. o vert. perf. o imano		1		0,91	1,00	0,91	2,85				
Iz	In	If <= (1,45+1,6)*Iz		Sez. in portata		SEZIONE IN PORTATA OTTIMIZZATA IN C.d.P.		Q.E.→ carico	ri	xl	R	C.d.P. [V]			
[A]	[A]	[A]		[mmq]		4,0		[m]	[Ω/m]	[Ω/m]	[Ω]	2,24			
20,08	14,49	+ 20,08		In < If ≤ 20,08				15	0,00568	0,000101	0,155				

Avviso

**×** la potenza immessa supera la potenza totale delle utenze in CC

Riprova    Annulla    ?

Analogo discorso vale per i carichi in CA\_1F. In tal caso la potenza massima inputabile è pari a **5.951 W**. Tale valore è calcolato in automatico dal programma in funzione dei carichi in alternata monofase inseriti sempre nella sezione relativa al Fabbisogno Elettrico. Anche in questo caso, la immissione di una potenza superiore è segnalata dal programma.

LINEA CARICHI_CA-1F				FGR/FG70R_o.6/1 kV		AVVISI
DIMENS.	Pmax_CA-1F	Vn	cos φ	TIPOLOGIA DI CAVO	UBICAZIONE CAVO	
IN	[W]	[V]	[-]	[-]	[-]	
ARIA	6000	230	0,9	CAVO_NON_SOLARE	IN_ARIA	
I	T_max	To				
[A]	[°C]	[°C]				
14,49	90	30				
Iz	In					

**Avviso**

la potenza immessa supera la potenza totale dei carichi monofase

Riprova Annulla ?

La sezione dei cavi relative alle linee CC calcolata in portata è pari a **1,5 mm<sup>2</sup>** con caduta di potenziale di 1,16 volt; quella relativa alle linee CA\_1F, sempre calcolata in portata, è pari a **4 mm<sup>2</sup>** con caduta di potenziale di 2,24 volt.

**NOTA:** le sezioni così determinate verranno verificate anche in caduta di potenziale in riferimento all'intero circuito elettrico (lato AC e lato CA) e potranno essere ottimizzate al fine di ottenere la verifica positiva in ordine al rispetto della massima caduta di potenziale in ogni punto del circuito elettrico. Quanto finora evidenziato, è valido identicamente anche per le linee afferenti a carichi trifase nei sistemi trifase.

#### 8.2.4 CALCOLO IN CADUTA DI POTENZIALE\_CAVO: QUADRO GENERALE - RETE

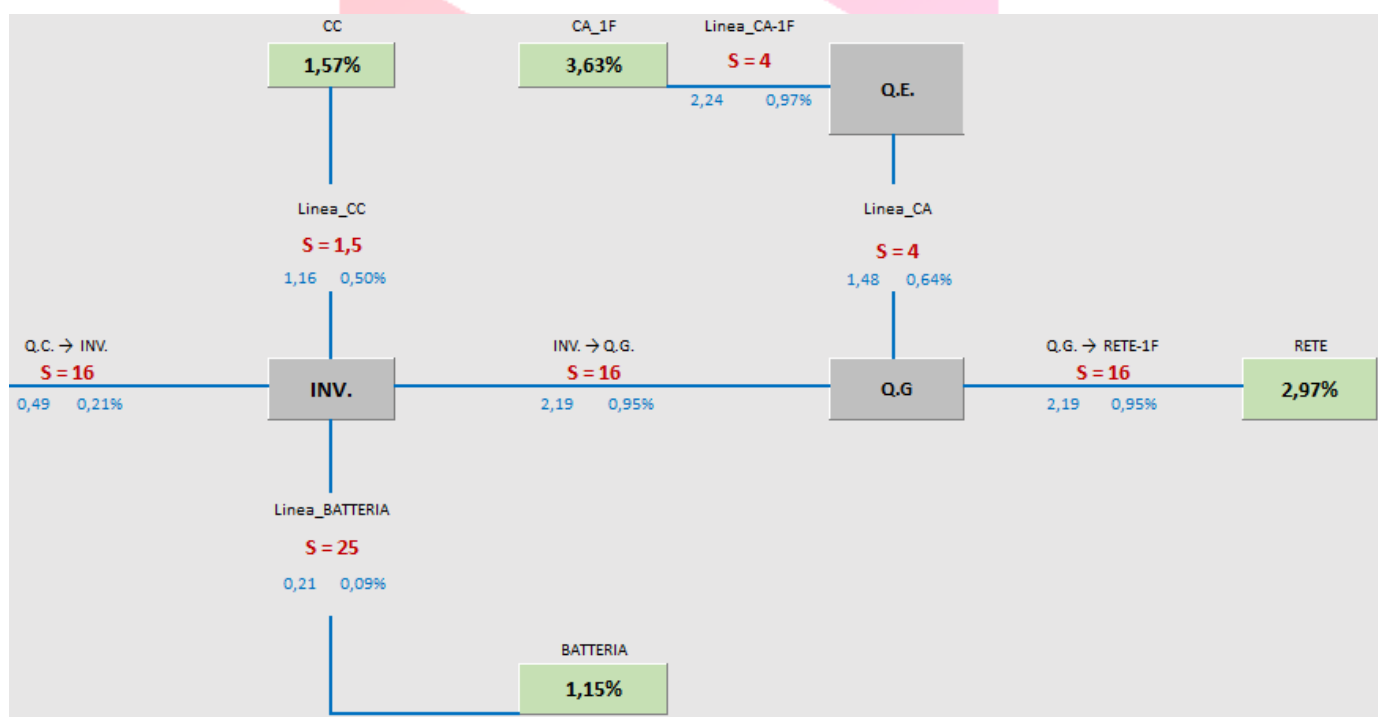
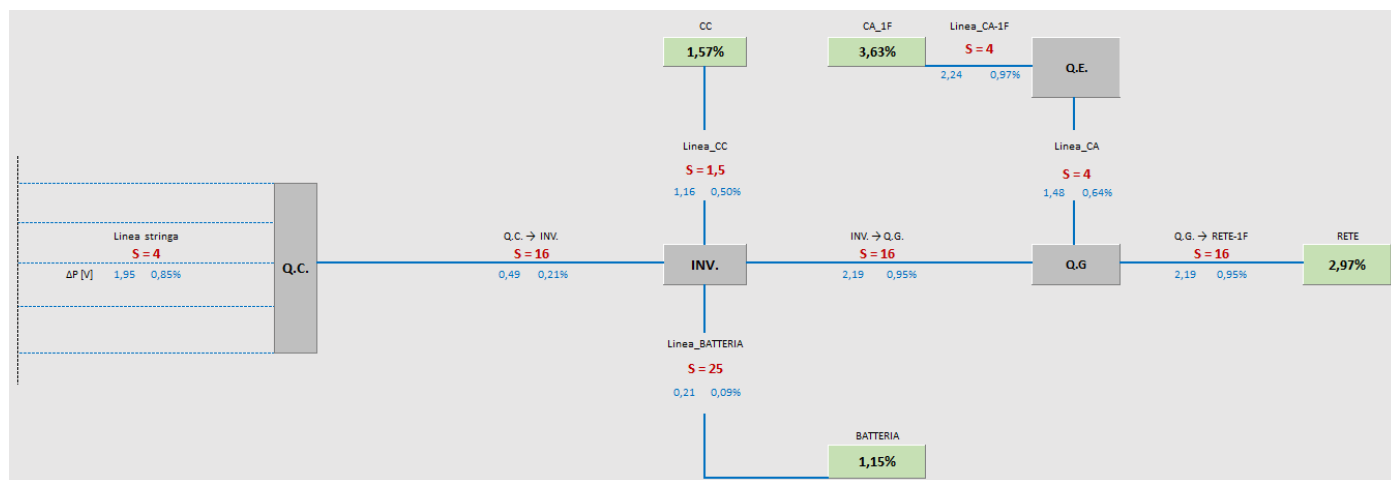
Il calcolo relativo a tale sezione è attivo unicamente nel caso di impianti on-grid o ibridi connessi alla rete, in regime di scambio sul posto oppure in regime di sola produzione e vendita.

Il dimensionamento è effettuato dal programma in caduta di potenziale, con cavi interrati, isolati in PVC. I valori sono calcolati in background e sono riportati direttamente sullo "Schema di controllo delle cadute di potenziale" di seguito illustrato con la evidenziazione dei dispositivi di rete (quadri elettrici, inverter, batteria etc...), delle linee elettriche, delle sezioni di calcolo, delle cadute di potenziale sulle linee (espresse sia in volt che in % rispetto alla tensione di impianto) ed, infine, del valore delle cadute di tensione complessive in corrispondenza dell'accumulatore (nel caso in cui sia presente) e in corrispondenza dei carichi e del punto di allaccio alla rete pubblica (POD).

Nell'esempio svolto, la sezione dei cavi delle stringhe è pari a 4 mm<sup>2</sup>; tale valore è prelevato dal programma direttamente dalla scheda tecnica dei moduli nel caso in cui sia più elevato del valore calcolato (1,5 mm<sup>2</sup> in tal caso).

La sezione relativa alla dorsale è di 16 mm<sup>2</sup>; le diramazioni ai carichi e alla batteria sono variamente dimensionati secondo le procedure già illustrate. I valori totali delle cadute di potenziale espressi in % rispetto alla tensione di impianto sono riportati in corrispondenza della batteria, delle utenze CC e CA, e del punto di collegamento alla rete (POD), rappresentati

sopra con celle di colore verde.



AE-SW SOFTWARE

### 8.3 QUADRO DI CONTROLLO DELLE CADUTE DI POTENZIALE

Nel caso in cui la % di caduta di potenziale in riferimento a qualcuna delle celle in verde dovesse superare il valore massimo ammissibile (4% per linee monofase; 10% per linee trifase), ciò viene segnalato dal programma con colore rosso al posto del colore verde.

In tali casi è possibile intervenire ottimizzando la rete attraverso l'abbattimento delle cadute di potenziale in riferimento a qualunque linea del circuito (a scelta del progettista).

Il controllo delle cadute di potenziale avviene mediante il "QUADRO DI CONTROLLO C.d.P. di

seguito riportato.

QUADRO DI CONTROLLO C.d.P.					
	Linea	Sez.		Ottimizzazione sezione in C.d.P.	
	STRINGA	1,5	<input checked="" type="checkbox"/>	SEZ. OTTIMIZZATA IN C.d.P.	4,0
	Q.C. → INVERTER	1,5	<input checked="" type="checkbox"/>	SEZ. OTTIMIZZATA IN C.d.P.	16,0
	INVERTER → Q.G.	16		SEZ. OTTIMIZZATA IN C.d.P.	16,0
	Q.G. → RETE-1F	-		SEZ. OTTIMIZZATA IN C.d.P.	16,0
	Q.G. → Q.E.	-		SEZ. OTTIMIZZATA IN C.d.P.	4,0
	LINEA_CC	1,5	<input type="checkbox"/>	OTTIMIZZA SEZ. IN C.d.P.	
	LINEA_CA-1F	1,5	<input checked="" type="checkbox"/>	SEZ. OTTIMIZZATA IN C.d.P.	4,0
	-	-	<input type="checkbox"/>	-	
	NON_OTTIMIZZABILE			OTTIMIZZABILE	

Considerando il cavo della stringa, in corrispondenza della voce “SEZ.” è riportato il valore della sezione rinveniente dal dimensionamento in portata (1,5 mm<sup>2</sup> nel caso in esame). Nel caso in cui si voglia ridurre la caduta di potenziale di stringa, è possibile spuntare l’opzione di ottimizzazione (l’ottimizzazione in tal caso è possibile in quanto la casella di opzione è contrornata di colore blu = ottimizzabile) e scegliere la maggiore sezione dall’elenco a discesa: in questo caso le sezioni disponibili nell’elenco, iniziano da 4 mm<sup>2</sup> poiché questo è il valore della sezione minima prevista dalla scheda tecnica dei moduli fotovoltaici utilizzati. Ovviamente la scelta di una sezione maggiore conduce un abbattimento della caduta di tensione nella corrispondente parte del circuito (stringa) e conseguentemente anche in tutti gli altri punti della rete in quanto ivi la C.d.P. è pari alla somma delle cadute di potenziale nelle linee a monte.

QUADRO DI CONTROLLO C.d.P.					
	Linea	Sez.		Ottimizzazione sezione in C.d.P.	
	STRINGA	1,5	<input checked="" type="checkbox"/>	SEZ. OTTIMIZZATA IN C.d.P.	4,0
	Q.C. → INVERTER	1,5	<input checked="" type="checkbox"/>	SEZ. OTTIMIZZATA IN C.d.P.	-
	INVERTER → Q.G.	16		SEZ. OTTIMIZZATA IN C.d.P.	4
	Q.G. → RETE-1F	-		SEZ. OTTIMIZZATA IN C.d.P.	6
					10
					16
					25
					35

Spuntando la casella di ottimizzazione si ordina al programma di adottare come sezione per la linea in questione la sezione scelta dall’elenco a discesa e di calcolare con questa la C.d.P.

mediante un dimensionamento in caduta di potenziale.

**Per il 1° tratto della dorsale:** *Q.C. → inverter*

il dimensionamento in portata conduce a una sezione pari a 1,5 mm<sup>2</sup>; per essa si è scelta una sezione ottimizzata in C.d.P. pari a 16 mm<sup>2</sup> la quale corrisponde alla sezione calcolata in portata per il 2° tratto della dorsale; il programma esegue il calcolo della C.d.P. in riferimento a questa sezione.

QUADRO DI CONTROLLO C.d.P.				
	Linea	Sez.	Ottimizzazione sezione in C.d.P.	
	STRINGA	1,5	<input checked="" type="checkbox"/>	SEZ. OTTIMIZZATA IN C.d.P. 4,0

**Per il 2° tratto della dorsale:** *Inverter → Q.G.*

il dimensionamento in portata conduce a una sezione pari a 16 mm<sup>2</sup>; tale sezione è considerata come sezione già ottimizzata; il programma esegue il calcolo della C.d.P. in riferimento a questa sezione; a questa sezione è stata, inoltre, confermata la sezione del primo tratto della dorsale.

**Per il 3° tratto della dorsale:** *Q.G. → RETE-1F*

il dimensionamento è stato effettuato solo in caduta di potenziale; come tale è riportato per “SEZ.” il segno “-“. Per esso il programma adotta una sezione pari ai precedenti tratti della dorsale, ovvero 16 mm<sup>2</sup> e la considera già ottimizzata; il programma esegue il calcolo della C.d.P. in riferimento a questa sezione.

**Per il tratto:** *Q.G. → Q.E*

il dimensionamento è stato effettuato solo in caduta di potenziale; come tale è riportato per “SEZ.” il segno “-“. Per esso il programma adotta una sezione almeno pari alla massima tra le due linee di alimentazione dei carichi (linea\_CA-1F e linea\_CA-3F); nell’esempio svolto tuttavia è presente la sola linea di alimentazione dei carichi monofase “Linea CA-1F”, per la quale come in seguito sarà illustrato, il programma adotterà una sezione di 4 mm<sup>2</sup>; per tale motivo l’elenco a discesa relativo al tratto in questione contiene tutte sezioni ≥ 4 mm<sup>2</sup>.

	Q.G.→ Q.E.	-	<input checked="" type="checkbox"/>	SEZ. OTTIMIZZATA IN C.d.P.	4,0
	LINEA_CC	1,5	<input type="checkbox"/>	OTTIMIZZA SEZ. IN C.d.P.	-
	LINEA_CA-1F	1,5	<input checked="" type="checkbox"/>	SEZ. OTTIMIZZATA IN C.d.P.	4
	-	-	<input type="checkbox"/>	-	6
					10
					16
					25
					35

La sezione di 4 mm<sup>2</sup> è considerata dal programma come sezione già ottimizzata; il programma esegue il calcolo della C.d.P. in riferimento a questa sezione.

**Per il tratto: Linea CC**

il dimensionamento in portata conduce a una sezione pari a 1,5 mm<sup>2</sup>; nel caso specifico si opta per nessuna ottimizzazione (incremento) in C.d.P.; il programma esegue il calcolo della C.d.P. in riferimento a questa sezione.

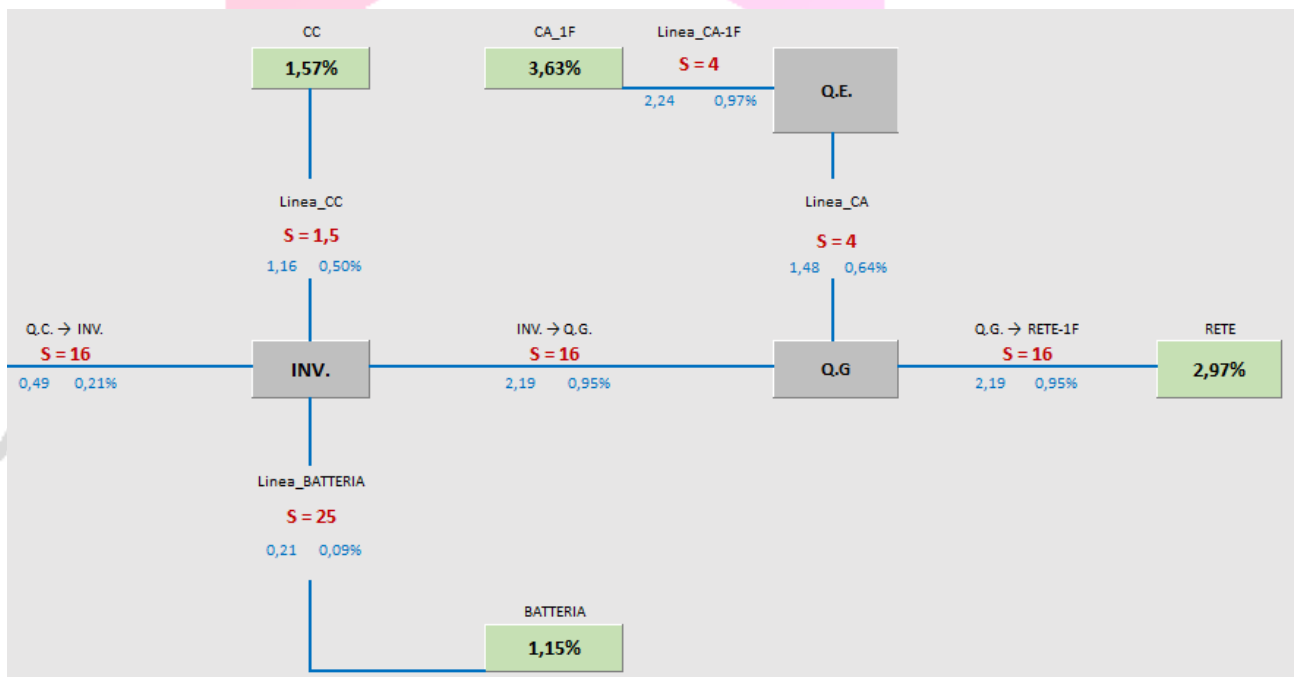
**Per il tratto: Linea CA-1F**

il dimensionamento in portata conduce a una sezione pari a 1,5 mm<sup>2</sup>; per essa si è scelta una sezione ottimizzata in C.d.P. pari a 4 mm<sup>2</sup>; il programma esegue il calcolo della C.d.P. in riferimento a tale sezione.

**Per il tratto: Linea CA-3F**


la sezione del programma è inattiva per l'assenza di carichi trifase in quanto il sistema è monofase.





In definitiva lo schema delle cadute di potenziale è quello sopra illustrato con le relative sezioni dei cvi e le verifiche di contenimento delle C.d.P. entro i limiti percentuali massimi stabiliti.



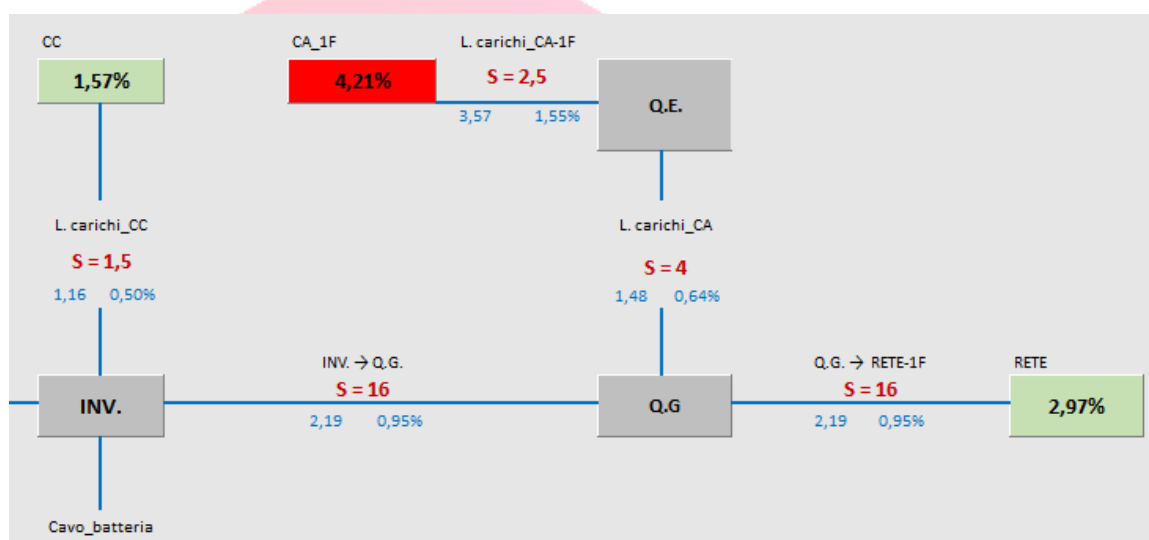
**NOTA:** nel caso in cui una delle verifiche non sia soddisfatta (in quanto > 4%) il programma provvede a segnalarlo. E' riportato di seguito una simulazione di non verifica, per esempio, in

riferimento alla C.d.P. sul carico CA\_1F, causata dall'aver adottato per la "Linea CA-1F" una sezione di 2,5 mm<sup>2</sup> anziché di 4 mm<sup>2</sup>.



	LINEA_CC	1,5	<input type="checkbox"/>	OTTIMIZZA SEZ. IN C.d.P.	
	LINEA_CA-1F	1,5	<input checked="" type="checkbox"/>	SEZ. OTTIMIZZATA IN C.d.P.	2,5
	-	-	<input type="checkbox"/>	-	
	NON_OTTIMIZZABILE			OTTIMIZZABILE	

La segnalazione avviene anche sullo Schema di controllo delle cadute di potenziale:



Nel caso in cui il progetto dei cavi sia stato eseguito correttamente il programma segnala la bontà della progettazione con una verifica finale complessiva.

AE-SW SC

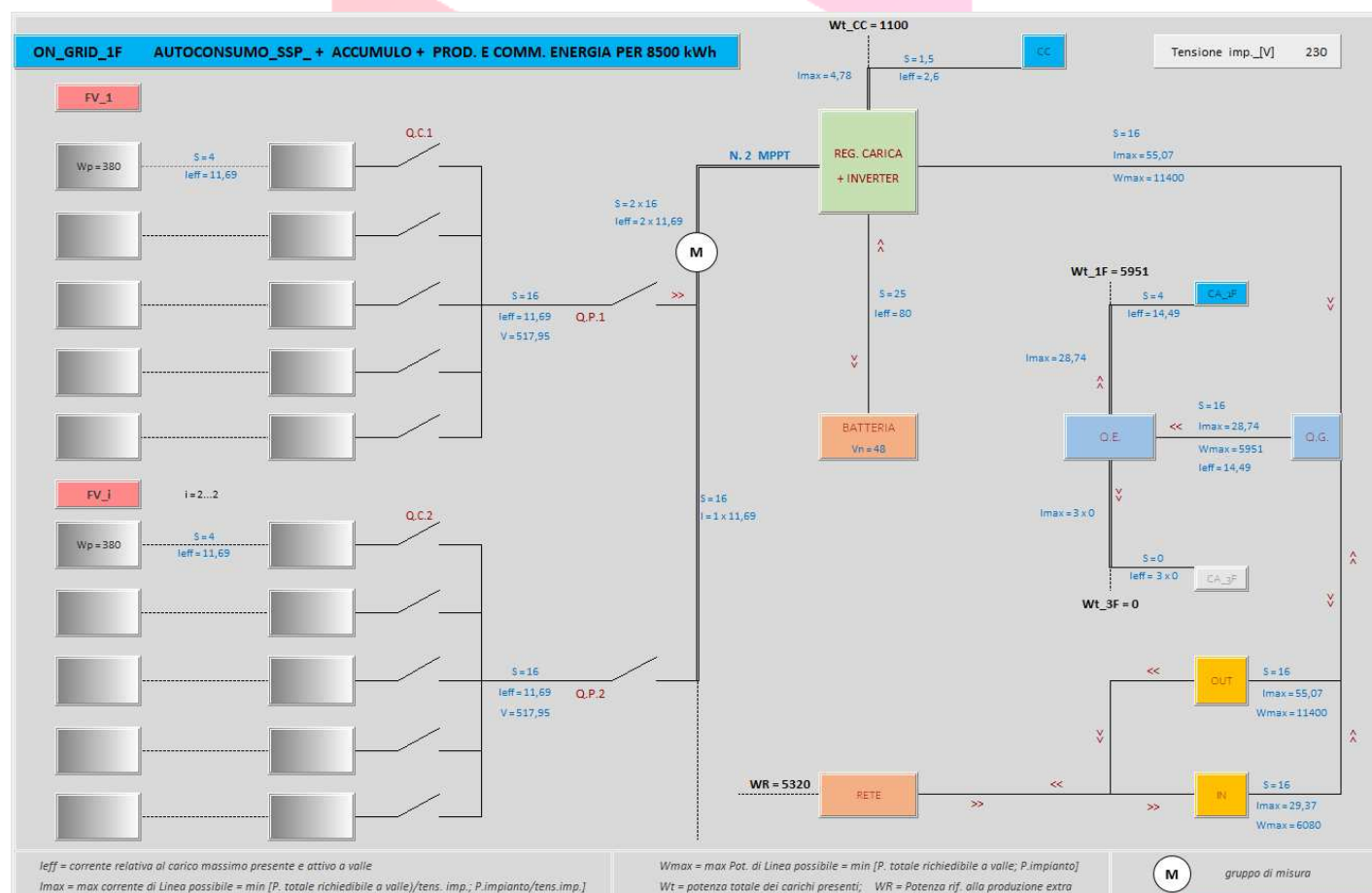


#### 8.4 SCHEMA IMPIANTO ELETTRICO

Lo schema dell'impianto elettrico riporta i circuiti, i dispositivi presenti, le utenze, i valori delle sezioni dei cavi, le correnti, etc...

In riferimento al medesimo si evidenziano i seguenti aspetti:

- La corrente  **$I_{eff}$**  rappresenta la corrente relativa alle linee di distribuzione che alimentano i carichi a valle effettivamente presenti e si riferisce al carico massimo della tipologia di carico alimentata (max CC; max CA-1F, etc...);
- La corrente  **$I_{max}$**  rappresenta la corrente massima possibile che può transitare in una linea di distribuzione primaria corrispondente a un coefficiente di contemporaneità unitario riferito alla tipologia di carico alimentata (p.e. in riferimento ai carichi CC la cui sommatoria delle potenze di tutti i carichi presenti è pari a 1.100 W, la  $I_{max}$  è pari al rapporto 1.100/tensione impianto);
- La potenza  **$W_{max}$**  è la massima potenza possibile che può transitare nella linea in questione in dipendenza dell'attivazione nulla, parziale, o totale dei carichi effettivamente presenti a valle in un generico istante.



- Le potenze  **$P_t$**  sono i watt totali di tutte le utenze presenti;
- La potenza  **$WR$**  sono i watt riferiti esclusivamente agli eventuali kWh prodotti in eccedenza per finalità di vendita.

## 9. ANALISI ECONOMICA

L'analisi economica dei costi-benefici è finalizzata a determinare la convenienza o meno in riferimento alla realizzazione di un impianto fotovoltaico.

### 9.1 DATI GENERALI ANALISI

L'analisi economica è eseguita nella scheda omonima del programma.

#### 9.1.1 DATI DI IMPIANTO

I primi dati da immettere riguardano i dati di impianto; alcuni di essi sono dati di riporto in quanto calcolati in altre sezioni del programma; altri sono dati specifici per effettuare l'analisi.

DATI IMPIANTO		Massa di Somma
FABBISOGNO ANNUO PER UTENZE	[kWh/anno]	9 187,88
<i>_incremento annuo fabbisogno elettrico</i>	[%]	0,5%
FABBISOGNO ANNUO PER PRODUZIONE	[kWh/anno]	8 500,00
QUALIFICA IMPIANTO	[-]	BENE IMMOBILE
POTENZA	[kWp]	11,40
PRODUCIBILITA' ANNUA	[kWh/kWp]	1 618,27
ENERGIA TOTALE ANNUA PRODOTTA	[kWh/anno]	18 448,32
<i>_x copertura fabbisogno utenze_E_utenze</i>	[kWh/anno]	9 582,88
<i>_x produzione_E_pro</i>	[kWh/anno]	8 865,44
DESTINAZIONE D'USO_E_utenze	[-]	AUTOCONSUMO
<i>_percentuale autoconsumo risp. fabbisogno utenze</i>	[%]	70,0%
DECADIMENTO ANNUO EFFICIENZA MODULI	[%]	0,3%
DISTANZA POD → CABINA MT/BT + VICINA "TICA"	[km]	1,0
<input checked="" type="checkbox"/> <i>il collegamento alla cabina è con cavo interrato</i>		
DISTANZA POD → CABINA AT/MT + VICINA "TICA"	[km]	3,0

In particolare, sono presenti, nell'ordine sopra visualizzato, i seguenti dati di riporto:

- Il Fabbisogno annuo per coprire il consumo delle utenze;
- Il Fabbisogno annuo ulteriore di energia che si vuole immettere in rete oltre a quello non autoconsumato;
- La producibilità annua del generatore in relazione al sito di installazione;
- L'energia annua effettivamente prodotta dalla superficie effettiva dei moduli fotovoltaici installati;
- La quota di energia destinata alla copertura del fabbisogno per copertura dei consumi delle

utenze;

- La quota di energia destinata a incrementare l'immissione in rete oltre lle eccedenze da mancato autoconsumo;
- La destinazione d'uso primaria della produzione del generatore;
- La percentuale di autoconsumo totale (istantaneo+differito) destinato alla copertura dei consumi delle utenze;

Sono, inoltre da inserire i seguenti dati:

- La previsione di incremento % annuo del fabbisogno in relazione a futuri aumenti del n° delle utenze elettriche;
- La qualifica dell'impianto se bene mobile o bene immobile;
- La percentuale di decadimento annuo dell'efficienza dei moduli;
- La distanza tra punto di allaccio alla rete elettrica pubblica (POD) e la cabina MT/BT più vicina specificando se il collegaento avviene con cavo interrato o meno;
- La distanza tra punto di allaccio alla rete elettrica pubblica (POD) e la cabina AT/MT più vicina.

Il periodo di durata dell'analisi va specificato in apposita cella di input.

	<b>DURATA ANALISI ECONOMICA_ANNI</b>	<b>25</b>
--	--------------------------------------	-----------

### 9.1.2 DATI PROPRIETARIO

I dati relativi al proprietario consistono esclusivamente nello specificare la natura giuridica del soggetto. Se persona fisica, è necessario selezionare la fascia di reddito di appartenenza ai fini del calcolo della % di detrazione IRPEF che il soggetto può usufruire sulla quota annua di ammortamento del costo totale dell'impianto.

DATI PROPRIETARIO				Massa di Somma
PROPRIETARIO IMPIANTO				PERSONA FISICA
<input checked="" type="radio"/>	REDDITO_€	0	15.000	23%
<input type="radio"/>	REDDITO_€	15.001	28.000	25%
<input type="radio"/>	REDDITO_€	28.001	50.000	35%
<input type="radio"/>	REDDITO_€	≥	50.001	43%
ALIQUOTA IMPOSTA_IRPEF				23,0%

Nel caso di persona giuridica, ovviamente, la sezione risulta non attiva.

DATI PROPRIETARIO					Massa di Somma
PROPRIETARIO IMPIANTO					PERSONA GIURIDICA
<input checked="" type="radio"/>	OPZIONE NON ATTIVA				
<input type="radio"/>	OPZIONE NON ATTIVA				
<input type="radio"/>	OPZIONE NON ATTIVA				
<input type="radio"/>	OPZIONE NON ATTIVA				
ALIQUOTA IMPOSTA_IRPEF					

### 9.1.3 DATI BONUS EDILIZI

In tale sezione è necessario specificare se l'intervento di installazione dell'impianto fotovoltaico è stato eseguito nell'ambito di una ristrutturazione edilizia o di una riqualificazione energetica (*intervento trainante*) dell'immobile al quale l'impianto stesso (*intervento trainato*) è asservito.

Nel caso clò fosse vero è possibile usufruire di una % di detrazione sul costo totale dell'impianto stabilita dalla legge sul Conto Energia. La detrazione attualmente è prevista dalla norma per i primi 10 anni. Il numero di anni è comunque editabile; ciò per far fronte a possibili variazioni future delle disposizioni normative. Nella stessa ottica è editabile anche la % di detrazione attraverso un input utente.

BONUS EDILIZI				Massa di Somma
<input checked="" type="checkbox"/>	L'IMPIANTO E' INTERVENTO TRAINATO	ANNI	10	
INTERVENTO TRAINANTE		<input checked="" type="radio"/>	ristrutturazione edilizia	
		<input type="radio"/>	riqualificazione energetica	
<input type="checkbox"/>	_input bonus UTENTE	25,0%	50,0%	

**NOTA:** la possibilità di detrazione per bonus edilizi è prevista unicamente per le persone fisiche. Nel caso di persone giuridiche, la sezione diventa inattiva.

Nel caso in cui l'impianto fotovoltaico non sia un intervento trainato da un intervento trainante per il quale sono riconosciuti bonus edilizi, la sezione del programma diventa inattiva.

BONUS EDILIZI		Massa di Somma
<input type="checkbox"/>	L'IMPIANTO E' INTERVENTO TRAINATO	ANNI
OPZIONE NON ATTIVA	<input checked="" type="radio"/>	opzione non attiva
	<input type="radio"/>	opzione non attiva
<input type="checkbox"/>	opzione non attiva	

Nell'esempio svolto è stato ipotizzato l'impianto come un intervento trainato nell'ambito di una ristrutturazione edilizia con del detrazione 50% sul costo totale dell'impianto per 10 anni.

#### 9.1.4 DATI PREZZI ENERGIA

I prezzi dell'energia comprendono le voci sotto evidenziate. Per il PUN, il PZO e il PMG si invita a consultare il sito dell'ARERA in riferimento al momento del calcolo dell'impianto in quanto i valori sono fluttuanti nel tempo in relazione all'andamento generale del mercato. Di seguito sono riportati i valori in riferimento all'esempio svolto con valori che appartengono al range % in cui solitamente variano i prezzi di mercato dell'energia e che possono essere ritenuti validi anche nei prossimi anni a meno di stravolgimenti economici del mercato mondiale.

PREZZI ENERGIA		Massa di Somma
PUN_PREZZO UNICO NAZIONALE_valore mediato	[€/kWh]	0,12
PZO_PREZZO ZONALE ORARIO_valore mediato	[€/kWh]	0,11
INCIDENZA PREZZO ENERGIA_% * PUN	[%]	43,0%
INCIDENZA ONERI ACCESSORI_% * PUN	[%]	57,0%
INCIDENZA COMPONENTE MCT_% * ONERI ACCESSORI	[%]	6,9%
Cusf_COSTO ONERI ACCESSORI	[€/kWh]	0,06
PMG_PREZZO MINIMO GARANTITO	[€/kWh]	0,04
PZO_SOLO COMPONENTE ONERI ACCESSORI	[€/kWh]	0,06
TASSO INFLAZIONE ANNUA	[%]	2,0%
INCREMENTO ANNUO COSTO ENERGIA	[%]	1,5%

#### 9.1.5 DATI COSTO IMPIANTO

Le principali componenti del costo dell'impianto comprendono le sottoelencate voci di spesa:

- **COSTI DI INSTALLAZIONE:** comprendono il costo dei materiali e della manodopera per l'esecuzione dei lavori;
- **COSTO DELLA BATTERIA** nel caso sia previsto l'accumulo per l'autoconsumo differito;



- **COSTI ACCESSORI:** comprendono le spese tecniche; il costo della pratica GSE; il costo di connessione alla rete elettrica pubblica nel caso di impianto on grid o ibrido;
- **COSTI DI GESTIONE:** comprendono la manutenzione annua; il costo per la sostituzione dell'inverter; il costo di assicurazione annuale dell'impianto.

Nell'esempio svolto si è ipotizzato un costo di installazione unitario pari a 2.000 euro per ogni kWp dell'impianto e un costo dell'unica batteria rinveniente dal calcolo pari a 3.000 euro, per un costo complessivo di installazione inclusa Iva del 10% pari a 28.380 euro.

Le spese tecniche sono state ipotizzate pari a 2.000 euro. Le spese di pratica GSE e di Connessione alla rete sono calcolate dal programma in funzione della potenza dell'impianto per come stabilito dalle norme.

COSTO IMPIANTO		Massa di Somma
<b><u>COSTI DI INSTALLAZIONE</u></b>		
COSTO MANODOPERA+MATERIALI_ESCLUSO BATTERIA	[€/kWp]	2.000,00
COSTO BATTERIA__ N.1_48 volt_19,2 kWh	[€]	3.000,00
IVA	[%]	10%
COSTO TOTALE IMPIANTO_AL NETTO D'IVA	[€]	25.800,00
COSTO TOTALE IMPIANTO_INCLUSO IVA	[€]	28.380,00
<b><u>COSTI ACCESSORI</u></b>		
SPESE TECNICHE_INCLUSO IVA	[€]	2.000,00
PRATICA GSE	[€]	50,00
CONNESSIONE RETE	[€]	2.551,00
<b><u>COSTI DI GESTIONE</u></b>		
MANUTENZIONE ANNUA	[€/kWp]	8,77
SOSTITUZIONE INVERTER	Anno <b>12</b> [€]	3.500,00
<input checked="" type="checkbox"/> <b>_Attualizza al tasso</b>	r <b>4,0%</b> [€]	2.186,09
<input checked="" type="checkbox"/> <b>ASSICURAZIONE ANNUALE</b>	[€/kWp]	35,00

La manutenzione annua, è anch'essa calcolata dal programma sulla base dei costi medi annui solitamente necessari per mantenere in efficienza l'impianto.

Il costo di sostituzione dell'inverter può essere collocato nell'anno l'anno in cui si ipotizza debba essere sostituito oppure essere collocato all'attualità attraverso lo sconto all'attualità del prezzo che si ipotizza possa avere l'inverter all'anno "n".

L'assicurazione annuale solitamente è pari ad un costo variabile tra 30-50 euro.

### 9.1.6 DATI IMPOSTE E ALIQUOTE

Le voci relative alle imposte e alle aliquote comprendono:

- L'aliquota sulla quota annua di ammortamento del costo dell'impianto (Credito)
- L'aliquota IRPEF per le persone fisiche (Imposta sulle immissioni in rete; Credito sulla quota di ammortamento);
- L'aliquota IRAP e IRES per le persone giuridiche quali società, ditte, imprese, etc.. (Imposta sulle immissioni in rete; Credito sulla quota di ammortamento);
- L'aliquota del Credito di imposta per le persone giuridiche quali società, ditte, imprese, etc.. (Credito su costo di installazione dell'impianto).

Per l'esempio svolto vale la schermata di seguito riportata.

IMPOSTE E ALIQUOTE		Massa di Somma
ALIQUOTA AMMORTAMENTO_D.M. Finanze 31.12.1988	[%]	9,0%
<b>PERSONA FISICA</b>		
ALIQUOTA IRPEF	[%]	23,0%
<b>PERSONA GIURIDICA</b>		
ALIQUOTA IRAP	[%]	
ALIQUOTA IRES_Legge n. 208/2015 di stabilità 2016	[%]	
ALIQUOTA CREDITO DI IMPOSTA_L 234/2021, art. 1, co 44	[%]	
<input checked="" type="checkbox"/> _opzione non attiva		[-]

Nel caso di persone giuridiche la medesima sarebbe stata quella seguente, con la possibilità di poter spalmare il credito su un arco temporale tra 1 e 5 anni. L'aliquota di ammortamento è stabilita dal D.M. delle Finanze 31 dicembre 1988. L'aliquota IRAP e IRES è un valore medio in relazione ai valori deliberati dalle varie

Regioni italiane.

L'aliquota IRES è stabilita al 24% dalla Legge n. 208/2015 (legge di stabilità 2016).

L'aliquota del credito di imposta è stabilita al 6% dalla Legge di

Bilancio 2022\_art. 1, comma 44, legge n. 234/2021.

IMPOSTE E ALIQUOTE		Massa di Somma
ALIQUOTA AMMORTAMENTO_D.M. Finanze 31.12.1988	[%]	9,0%
<b>PERSONA FISICA</b>		
ALIQUOTA IRPEF	[%]	
<b>PERSONA GIURIDICA</b>		
ALIQUOTA IRAP	[%]	4,0%
ALIQUOTA IRES_Legge n. 208/2015 di stabilità 2016	[%]	24%
ALIQUOTA CREDITO DI IMPOSTA_L 234/2021, art. 1, co 44	[%]	6,0%
<input checked="" type="checkbox"/> _spalma su anni	3	[-]

### 9.1.7 DATI FINANZIAMENTO

Il costo totale di installazione dell'impianto può essere oggetto di richiesta di finanziamento presso istituti di credito. Nel caso si decida per il finanziamento è necessario compilare la schermata relativa ai corrispondenti dati in appresso riportata.

<input checked="" type="checkbox"/> FINANZIAMENTO	<input checked="" type="checkbox"/> INCLUDI IVA	Massa di Somma
IMPORTO DI FINANZIAMENTO	[€]	28.380,00
DURATA FINANZIAMENTO	[anni]	15
TASSO DI INTERESSE ANNUO	[%]	
<input checked="" type="checkbox"/> _applica Legge Sabatini	[%]	3,58%
RATA ANNUALE	[€]	2.447,17
COSTO TOTALE IMPIANTO CON FINANZIAMENTO	[€]	36.707,50

Nella schermata è riportato il costo di installazione pari 28.380,00 euro; una durata di finanziamento di 15 anni al tasso di interesse annuo del 3,58% in applicazione della Legge Sabatini con calcolo automatico della rata annuale e del costo dell'impianto CON finanziamento.

Tuttavia, nell'esempio svolto, è stato ipotizzato un pagamento istantaneo della installazione per cui la schermata è quella di seguito riportata con tutte le opzioni inattive.

<input type="checkbox"/> FINANZIAMENTO	<input checked="" type="checkbox"/> OPZ. NON ATTIVA	Massa di Somma
IMPORTO DI FINANZIAMENTO	[€]	
DURATA FINANZIAMENTO	[anni]	
TASSO DI INTERESSE ANNUO	[%]	
<input checked="" type="checkbox"/> _opzione non attiva	[%]	
RATA ANNUALE	[€]	
COSTO TOTALE IMPIANTO CON FINANZIAMENTO	[€]	

### 9.2 INCENTIVI GSE

Gli incentivi GSE sono previsti nel caso di realizzazione di impianti con SSP. In tal caso la formula per il calcolo è quella di seguito riportata:

$$Cs = \min (Oe ; Cei ) + CU_{sf} * Es$$

dove:

- Cs è il contributo in conto scambio;
- Oe è l'onere dell'energia prelevata dalla rete: è la parte energia convenzionale, espressa in €, dell'onere sostenuto dall'USSP per l'acquisto dell'energia elettrica prelevata, pari al prodotto tra la quantità di energia elettrica prelevata e i Prezzi Unici Nazionali (PUN) orari;
- CUsf è il corrispettivo unitario di scambio forfetario;
- Es è la quantità di energia scambiata in kWh: è pari al minimo, su base annuale solare, tra la quantità di energia elettrica immessa e la quantità di energia elettrica prelevata per il tramite del punto di scambio.

Il programma determina gli incentivi nella schermata di seguito riportata.

INCENTIVI_GSE		Massa di Somma
CONTRATTO GSE		SSP
Ep/Ei_energia prelevata/energia immessa	[%]	90,0%
<b><math>Cs = \min (Oe ; Cei) + CUsf * Es</math></b>		
min (Oe ; Cei )_primo anno	[€]	297,69
CUsf * Es_primo anno	[€]	157,97
TOTALE INCENTIVO SSP_primo anno	[€]	455,66
TASSO DI SCONTO_TIR	[%]	3,45%

Il rapporto Ep/Ei è deducibile dalle letture dei contatori che registrano l'energia immessa e quella prelevata durante l'anno. Nell'esempio svolto si è ipotizzato  $Ep = 90\% * Ei$ . Il tasso di sconto per il successivo calcolo del Tasso Interno di Rendimento (TIR) è calcolato dal programma. Gli importi degli incentivi sono riferiti al primo anno. Gli importi per ciascun anno dell'analisi economica, sono riportati nella sezione relativa ai Flussi di Cassa.

## AE-SW SOFTWARE

### 9.3 FLUSSI DI CASSA

Lo stralcio della schermata recante le componenti energetiche è di seguito riportato in riferimento all'esempio svolto. Le componenti di energia sono di seguito specificate in riferimento all'esempio svolto:

- EG: energia totale annua proveniente dal generatore al netto del decadimento dei moduli;
- EU: energia (quota parte della totale) proveniente dal generatore destinata alle utenze al netto del decadimento dei moduli;



- FB: fabbisogno elettrico annuo per la copertura del consumo annuo delle utenze;
- A: autoconsumo annuo calcolato come % sulla produzione di energia destinata alle utenze; la percentuale è relativa alla somma del consumo istantaneo e di quello differito eventualmente possibile nel caso di presenza di accumulatore come nel caso dell'esempio svolto;
- Ei: energia annua immessa in rete per mancato autoconsumo dell'energia destinata alle utenze;
- Ep: energia annua prelevata dalla rete per alimentare le utenze;
- Eccedenza annua immessa in rete per mancato autoconsumo:  $[EU - FB] + [Ei - EP]$ ;
- Eccedenza annua immessa in rete per produzione extra;
- Eccedenza annua complessiva.

FLUSSI DI CASSA		Massa di Somma						
ENERGIA		1	2	3	4	5	6	
EG: ENERGIA TOTALE ANNUA DA GENERATORE - DECADIMENTO [kWh]	[kWh]	18.448,3	18.393,0	18.337,8	18.282,8	18.227,9	18.173,3	18
EU: ENERGIA ANNUA DA GENERATORE_PER UTENZE - DECADIMENTO [kWh]	[kWh]	9.582,9	9.554,1	9.525,5	9.496,9	9.468,4	9.440,0	9.
FB: FABBISOGNO ELETTRICO ANNUO_PER UTENZE	[kWh]	9.187,9	9.233,8	9.280,0	9.326,4	9.373,0	9.419,9	9.
A: AUTOCONSUMO ANNUO_RISP. FABB. UTENZE	<input type="text" value="A"/> <input type="text" value="70%"/>	6.431,5	6.463,7	6.496,0	6.528,5	6.561,1	6.593,9	6.
Ei: ENERGIA ANNUA IMMESSA IN RETE x MANCATO AUTOCONSUMO UTENZE	[kWh]	2.756,4	2.770,1	2.784,0	2.797,9	2.811,9	2.826,0	2.
Ep: ENERGIA ANNUA PRELEVATA	[kWh]	2.480,7	2.493,1	2.505,6	2.518,1	2.530,7	2.543,4	2.
ECCEDENZA ANNUA IMMESSA_PER MANCATO CONSUMO $[EU - FB] + [Ei - EP]$	[kWh]	670,6	597,3	523,9	450,3	376,6	302,7	
ECCEDENZA ANNUA IMMESSA_PER PRODUZIONE EXTRA	[kWh]	8.865,4	8.838,8	8.812,3	8.785,9	8.759,5	8.733,3	8.
ECCEDENZA ANNUA COMPLESSIVA	[kWh]	9.536,1	9.436,2	9.336,2	9.236,2	9.136,1	9.036,0	8.
SPESE								
IMPIANTO_MANODOPERA E MATERIALI_[tranne batteria]_IVA ESCLUSA	[€]	-22.800,0						

### 9.3.1 FLUSSI SPESE E IMPOSTE

SPESE		1	2	3	4	5	6	
IMPIANTO_MANODOPERA E MATERIALI_[tranne batteria]_IVA ESCLUSA	[€]	-22.800,0						
BATTERIA_IVA ESCLUSA N.1_48 volt_19,2 kWh	[€]	-3.000,0						
IMPIANTO + BATTERIA_IVA INCLUSA	[€]	-28.380,0						
COSTO FINANZIAMENTO	<input type="text" value="Tasso"/> <input type="text" value="-"/>	[€]						
SPESE TECNICHE_IVA INCLUSA	<input type="text" value="€."/> <input type="text" value="2.000"/>	[€]	-2.000,0					
COSTO PRATICA_GSE	[€]	-50,0						
COSTO CONNESSIONE RETE	[€]	-2.551,0						
MANUTENZIONE ANNUA	<input type="text" value="€/kWp"/> <input type="text" value="8,77"/>	[€]	-100,0	-102,0	-104,0	-106,1	-108,2	-110,4
SOSTITUZIONE INVERTER_12° ANNO_VAL. ATTUALIZZATO	[€]	-2.186,1						
ASSICURAZIONE IMPIANTO	[€]	-399,0	-407,0	-415,1	-423,4	-431,9	-440,5	
<b>TOTALE SPESE</b>		<b>-35.666,1</b>	<b>-509,0</b>	<b>-519,2</b>	<b>-529,5</b>	<b>-540,1</b>	<b>-550,9</b>	





<b>IMPOSTE</b>			<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>
IRPEF_SU ECCEденENZE DI MANCATO CONSUMO UTENZE	23%	[€]	-7,30	-6,60	-5,78	-4,97	-4,16	-3,34
IRPEF_SU PRODUZIONE EXTRA	23%	[€]	-127,85	-127,46	-127,08	-126,70	-126,32	-125,94
IRAP_SU ECCEденENZE x MANCATO CONSUMO UTENZE	-	[€]						
IRAP_SU PRODUZIONE EXTRA RISP. FABB. UTENZE	-	[€]						
IRES_SU ECCEденENZE x MANCATO CONSUMO UTENZE	-	[€]						
IRES_SU PRODUZIONE EXTRA RISP. FABB. UTENZE	-	[€]						
<b>TOTALE IMPOSTE</b>			<b>-135,14</b>	<b>-134,06</b>	<b>-132,87</b>	<b>-131,67</b>	<b>-130,48</b>	<b>-129,28</b>

### 9.3.2 FLUSSI ENTRATE

<b>ENTRATE</b>			<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>
ENTRATE ANNUE x AUTOCONSUMO		[€]	771,8	787,3	791,2	795,2	799,1	803,1
ENTRATE ANNUE x SSP_COMPONENTE ENERGIA_Min[Oe;CeI]		[€]	297,7	303,7	305,2	306,7	308,2	309,8
ENTRATE ANNUE x SSP_COMPONENTE SERVIZI_CUsf * Es		[€]	158,0	158,8	159,6	160,4	161,2	162,0
ECCEденENZE_PER MANCATO CONSUMO		[€]	31,7	28,7	25,2	21,6	18,1	14,5
ECCEденENZE_PER PRODUZIONE EXTRA		[€]	555,9	554,2	552,5	550,9	549,2	547,6
CREDITO IRPEF_DA BONUS FOTOVOLTAICO SU COSTO IMPIANTO	50%	[€]	1.419,0	1.419,0	1.419,0	1.419,0	1.419,0	1.419,0
CREDITO IRPEF_DA AMMORTAMENTO COSTO IMPIANTO	23%	[€]	267,0	534,1	534,1	534,1	534,1	534,1
CREDITO DI IMPOSTA_IMPRESA	-	[€]						
CREDITO IRAP_DA AMMORTAM. COSTO IMPIANTO_IMPRESA	-	[€]						
CREDITO IRES_DA AMMORTAM. COSTO IMPIANTO_IMPRESA	-	[€]						

### 9.3.3 TASSO INTERNO DI RENDIMENTO E VALORE ATTUALE NETTO

<b>FLUSSO DI CASSA</b>		<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>
	<b>TOTALE USCITE_ANNI 25</b>	-35.801,2	-643,0	-652,0	-661,2	-670,6	-680,2
	<b>TOTALE ENTRATE_ANNI 25</b>	3.501,1	3.785,6	3.786,7	3.787,8	3.788,9	3.790,1
	<b>[ENTRATE]-[USCITE]_ANNI 25</b>	-32.300,2	3.142,6	3.134,7	3.126,6	3.118,3	3.109,8
	<b>FLUSSO CUMULATIVO_ANNI 25</b>	-32.300,2	-29.157,6	-26.022,9	-22.896,3	-19.778,1	-16.668,2
	<b>TIR_25</b> <b>3,88%</b>						
	<b>VAN_25</b> <b>1.077 €</b>						
	<b>TIR</b>	-130,27%	-90,27%	-63,61%	-43,19%	-29,49%	-20,19%
	<b>VAN</b>	-32.300,2	-29.262,4	-26.333,5	-23.509,5	-20.787,0	-18.162,5

Da ultimo è riportato il calcolo del TIR (tasso interno di rendimento) e del VAN (valore attuale netto). Le schermate complessive del programma relative ai flussi di cassa sono di seguito riportate unitamente ai relativi diagrammi. Nel caso dell'esempio svolto, il periodo di ammortamento dei costi è pari a 13,1 anni.



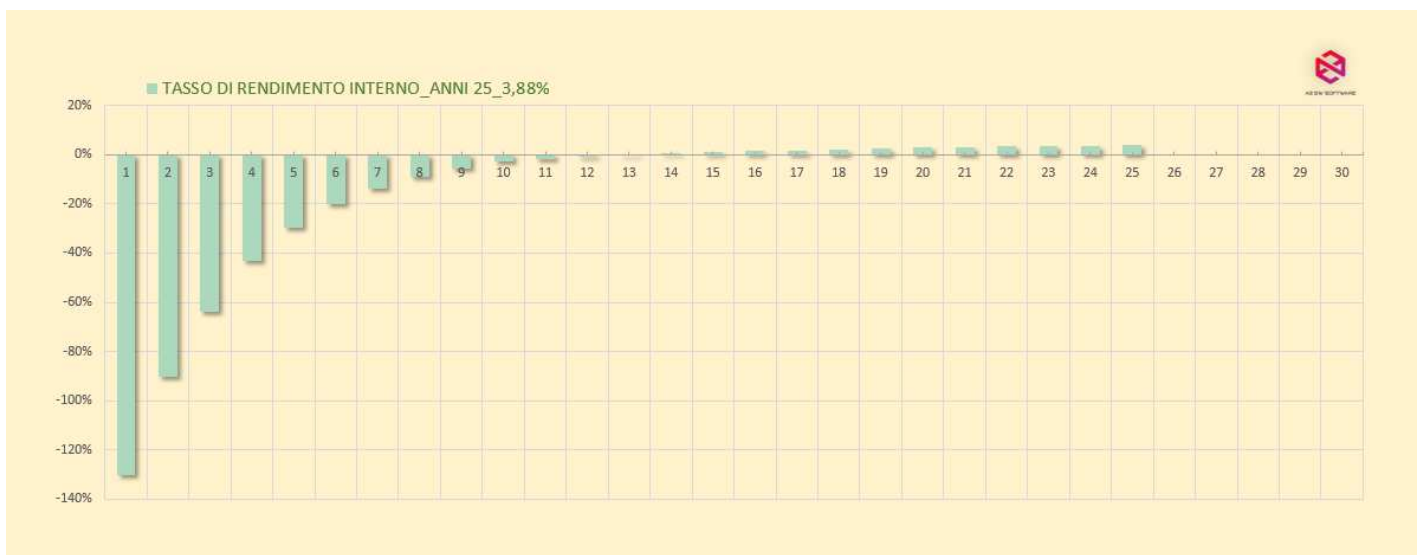
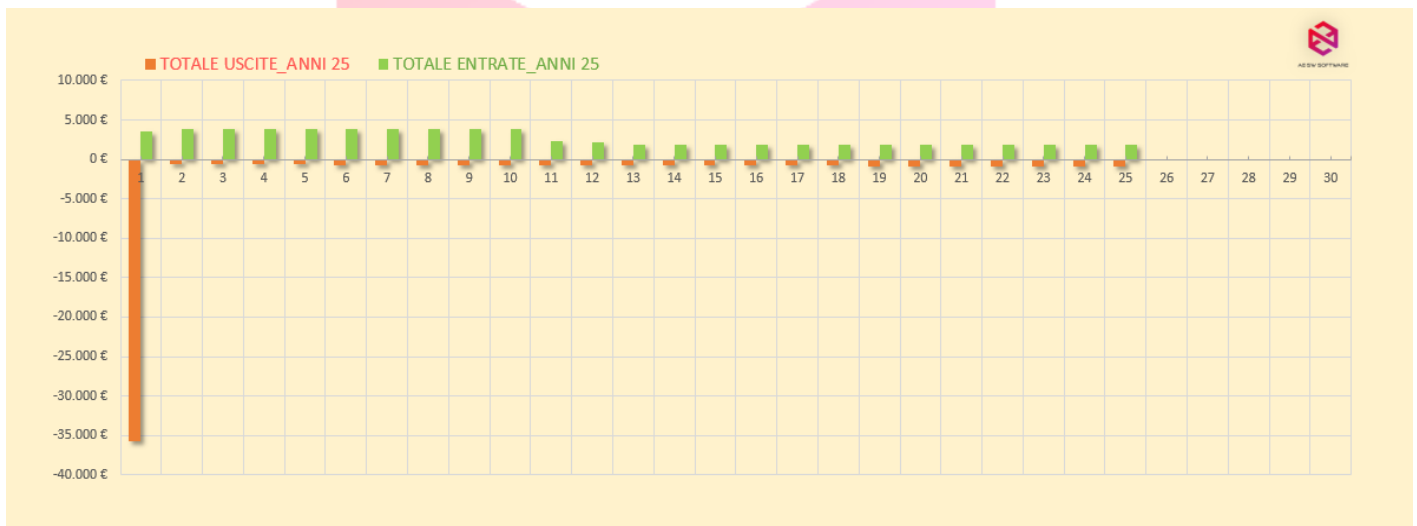
# DIMENSIONAMENTO IMPIANTI FOTOVOLTAICI

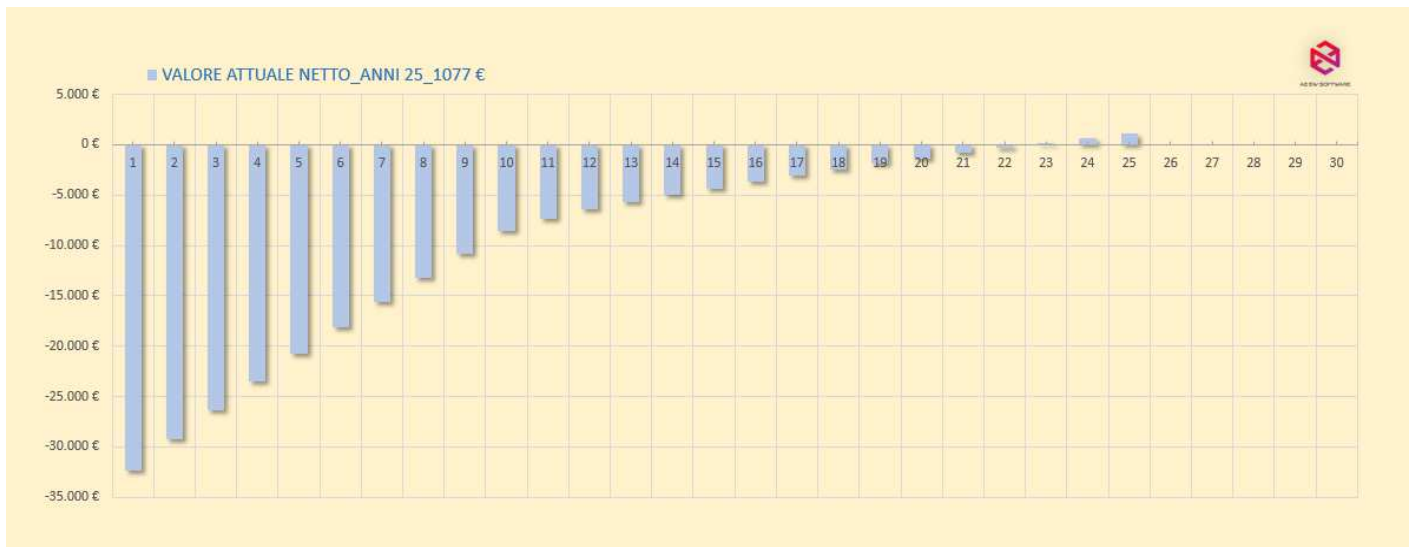
FLUSSI DI CASSA															
Massa di Somma															
ENERGIA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
EG: ENERGIA TOTALE ANNUA DA GENERATORE - DECAJIMENTO [kWh]	18.448,3	18.399,0	18.337,8	18.282,8	18.227,9	18.173,3	18.118,7	18.064,4	18.010,2	17.956,2	17.902,3	17.848,6	17.795,0	17.741,6	17.688,4
EU: ENERGIA ANNUA DA GENERATORE PER UTENZE - DECAJIMENTO [kWh]	9.582,9	9.554,1	9.525,5	9.496,9	9.468,4	9.440,0	9.411,7	9.383,4	9.355,3	9.327,2	9.299,2	9.271,4	9.243,5	9.215,8	9.188,2
FB: FABBISOGNO ELETTRICO ANNUO PER UTENZE	9.187,9	9.233,8	9.280,0	9.326,4	9.373,0	9.419,9	9.467,0	9.514,3	9.561,9	9.609,7	9.657,7	9.706,0	9.754,6	9.803,3	9.852,4
A: AUTOCONSUMO ANNUO RISP. FABB. UTENZE	6.431,5	6.453,7	6.496,0	6.528,5	6.561,1	6.593,9	6.626,9	6.660,0	6.693,3	6.726,8	6.760,4	6.794,2	6.828,2	6.862,3	6.896,6
EI: ENERGIA ANNUA IMMESSA IN RETE X MANGATO AUTOCONSUMO UTENZE	2.756,4	2.770,1	2.784,0	2.797,9	2.811,9	2.826,0	2.840,1	2.854,3	2.868,6	2.882,9	2.897,3	2.911,8	2.926,4	2.941,0	2.955,7
EP: ENERGIA ANNUA PRELEVATA	2.480,7	2.493,1	2.505,6	2.518,1	2.530,7	2.543,4	2.556,1	2.568,9	2.581,7	2.594,6	2.607,6	2.620,6	2.633,7	2.646,9	2.660,1
ECCEDENZA ANNUA IMMESSA PER MANGATO CONSUMO [EU - FB] + [EI - EP]	670,6	597,3	523,9	450,3	376,6	302,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ECCEDENZA ANNUA IMMESSA PER PRODUZIONE EXTRA	8.885,4	8.838,8	8.812,3	8.785,9	8.759,5	8.733,3	8.707,1	8.680,9	8.654,9	8.628,9	8.603,0	8.577,2	8.551,5	8.525,8	8.500,3
ECCEDENZA ANNUA COMPLESSIVA	9.536,1	9.436,2	9.336,2	9.236,2	9.136,1	9.036,0	8.707,1	8.680,9	8.654,9	8.628,9	8.603,0	8.577,2	8.551,5	8.525,8	8.500,3
<b>SPESE</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>
IMPIANTO_MANGODOPERA E MATERIALI [tranne batteria] IVA ESCLUSA	-21.800,0														
BATTERIA IVA ESCLUSA N.1_48 volt_19,2 kWh	-3.000,0														
IMPIANTO + BATTERIA IVA INCLUSA	-28.380,0														
COSTO FINANZIAMENTO															
SPESE TECNICHE IVA INCLUSA	-2.000,0														
COSTO PRATICA_GSE	-50,0														
COSTO CONNESSIONE RETE	-2.551,0														
MANUTENZIONE ANNUA	-100,0	-102,0	-104,0	-106,1	-108,2	-110,4	-112,6	-114,9	-117,2	-119,5	-121,9	-124,3	-126,8	-129,4	-131,9
SOSTITUZIONE INVERTER_12° ANNO_VAL ATTUALIZZATO	-2.186,1														
ASSICURAZIONE IMPIANTO	-399,0	-407,0	-415,1	-423,4	-431,9	-440,5	-449,3	-458,3	-467,5	-476,8	-486,4	-496,1	-506,0	-516,1	-526,5
<b>TOTALE SPESE</b>	<b>-38.666,1</b>	<b>-809,0</b>	<b>-519,2</b>	<b>-529,5</b>	<b>-540,1</b>	<b>-550,9</b>	<b>-562,0</b>	<b>-573,2</b>	<b>-584,7</b>	<b>-596,4</b>	<b>-608,3</b>	<b>-620,4</b>	<b>-632,9</b>	<b>-645,5</b>	<b>-658,4</b>
<b>IMPOSTE</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>
IRPEF_SU ECCEDENZE DI MANGATO CONSUMO UTENZE	-7,30	-6,60	-5,78	-4,97	-4,16	-3,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
IRPEF_SU PRODUZIONE EXTRA	-127,85	-127,46	-127,08	-126,70	-126,32	-125,94	-125,56	-125,19	-124,81	-124,44	-124,06	-123,69	-123,32	-122,95	-122,58
IRAP_SU ECCEDENZE X MANGATO CONSUMO UTENZE															
IRAP_SU PRODUZIONE EXTRA RISP. FABB. UTENZE															
IRIS_SU ECCEDENZE X MANGATO CONSUMO UTENZE															
IRIS_SU PRODUZIONE EXTRA RISP. FABB. UTENZE															
<b>TOTALE IMPOSTE</b>	<b>-135,14</b>	<b>-134,06</b>	<b>-132,87</b>	<b>-131,67</b>	<b>-130,48</b>	<b>-129,28</b>	<b>-128,08</b>	<b>-126,88</b>	<b>-125,68</b>	<b>-124,48</b>	<b>-123,28</b>	<b>-122,08</b>	<b>-120,88</b>	<b>-119,68</b>	<b>-118,48</b>

FLUSSI DI CASSA																
(Messa di Somma)																
ENTRATE	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
ENTRATE ANNUE x AUTOCOCONSUMO	[€]	771,8	787,3	791,2	795,2	799,1	803,1	807,2	811,2	815,2	819,3	823,4	827,5	831,7	835,8	840,0
ENTRATE ANNUE x SSP_COMPONENTE ENERGIA_Min[OeDeI]	[€]	297,7	303,7	305,2	306,7	308,2	309,8	311,3	312,9	314,5	316,0	317,6	319,2	320,8	322,4	324,0
ENTRATE ANNUE x SSP_COMPONENTE SERVIZI_Cusf * Es	[€]	158,0	158,8	159,6	160,4	161,2	162,0	162,8	163,6	164,4	165,2	166,1	166,9	167,7	168,6	169,4
ECCEDENZE_PER MANCATO CONSUMO	[€]	31,7	28,7	25,2	21,6	18,1	14,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ECCEDENZE_PER PRODUZIONE EXTRA	[€]	555,9	554,2	552,5	550,9	549,2	547,6	545,9	544,3	542,7	541,0	539,4	537,8	536,2	534,6	533,0
CREDITO IRPEF_DA BONUS FOTOVOLTAICO SU COSTO IMPIANTO	[€]	1.419,0	1.419,0	1.419,0	1.419,0	1.419,0	1.419,0	1.419,0	1.419,0	1.419,0	1.419,0	1.419,0	1.419,0	1.419,0	1.419,0	1.419,0
CREDITO IRPEF_DA AMMORTAMENTO COSTO IMPIANTO	[€]	267,0	594,1	594,1	594,1	594,1	594,1	594,1	594,1	594,1	594,1	594,1	594,1	594,1	594,1	594,1
CREDITO DI IMPOSTA_IMPRESA	[€]															
CREDITO IRAP_DA AMMORTAM. COSTO IMPIANTO_IMPRESA	[€]															
CREDITO IRRES_DA AMMORTAM. COSTO IMPIANTO_IMPRESA	[€]															
FLUSSO DI CASSA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
<b>TOTALE USCITE_ANNI 25</b>	-35.801,2	-643,0	-652,0	-661,2	-670,6	-680,2	-687,5	-698,4	-709,5	-720,8	-732,3	-744,1	-756,2	-768,5	-781,0	
<b>TOTALE ENTRATE_ANNI 25</b>	3.501,1	3.785,6	3.786,7	3.787,8	3.788,9	3.790,1	3.780,3	3.785,0	3.789,8	3.794,7	2.380,5	2.177,8	1.856,4	1.861,4	1.866,4	
<b>[ENTRATE]-[USCITE]_ANNI 25</b>	-32.300,2	3.142,6	3.134,7	3.126,6	3.118,3	3.109,8	3.092,7	3.086,6	3.080,4	3.073,9	1.648,2	1.433,6	1.100,2	1.092,9	1.085,4	
<b>FLUSSO CUMULATIVO_ANNI 25</b>	-32.300,2	-29.157,6	-26.022,9	-22.896,3	-19.778,1	-16.668,2	-13.575,5	-10.488,9	-7.408,5	-4.334,6	-2.686,4	-1.252,8	-152,6	940,3	2.025,7	
<b>TIR_25</b>	3,88%															
<b>VAN_25</b>	1.077 €															
<b>TIR</b>	-130,27%	-90,27%	-63,61%	-43,19%	-29,49%	-20,19%	-13,69%	-8,98%	-5,47%	-2,80%	-1,62%	-0,71%	-0,08%	0,48%	0,99%	
<b>VAN</b>	-32.300,2	-29.262,4	-26.333,5	-23.509,5	-20.787,0	-18.162,5	-15.639,5	-13.205,5	-10.857,4	-8.592,5	-7.418,6	-6.431,6	-5.699,4	-4.996,3	-4.321,4	



## 9.3.4 DIAGRAMMI DI BILANCIO ECONOMICO





AE-SW SOFTWARE

## 10. STAMPA

### 10.1 STAMPA RELAZIONE TECNICA E SCHEMA IMPIANTO ELETTRICO

Il programma è costituito da un foglio di calcolo finale denominato “STAMPA” in cui è riportata la “Relazione Tecnica” che viene compilata in automatico dal programma e che è possibile stampare in formato A4 su carta o in PDF impostando come stampante virtuale “*Adobe PDF*”. Per la stampa relativa allo schema dell’impianto elettrico è necessario impostare il formato A3 ed effettuare la stampa su carta o in PDF. Di seguito è riportata la stampa completa della Relazione tecnica e dello schema di impianto elettrico in riferimento all’esempio svolto.



AE-SW SOFTWARE



AE-SW SOFTWARE

**RELAZIONE TECNICA****PROGETTO DI INSTALLAZIONE DI  
IMPIANTO FOTOVOLTAICO**

UBICAZIONE Massa di Somma\_Napoli\_NA  
Via R. Chinnici, 58

ZONA URBANISTICA E\_AGRICOLA

FOGLIO DI MAPPA N. 79

PARTICELLA N. ZZZZ

**PROGETTISTA** Ing. Alvaro BIANCHI  
Albo ingegneri di Napoli, n. XXXX  
Studio tecnico\_Massa di Somma\_NA  
Via G. Falcone, n. 53

**DIREZIONE LAVORI** Ing. Adolfo ROSSI  
Albo ingegneri di Napoli, n. YYYY  
Studio tecnico\_Massa di Somma\_NA  
Via P. Borsellino, n. 52

*Studio tecnico associato BIANCHI, Via G. Falcone, n. 53, Massa di Somma\_NA*

*Studio tecnico associato ROSSI, Via P. Borsellino, n. 52, Massa di Somma\_NA*



AE-SW SOFTWARE

## RELAZIONE TECNICA

### PREMESSA

Il dimensionamento dell'impianto fotovoltaico tiene conto di una serie di fattori che possono influenzare la produzione dei moduli fotovoltaici. La producibilità, infatti, dipende da fattori geografici quali la latitudine e longitudine del sito d'installazione; da fattori ambientali legate alla natura delle superfici riflettenti degli elementi al contorno e dalla presenza o meno di ostacoli alla ricezione della radiazione solare diretta; da fattori meccanici legati alla tipologia dei supporti dei moduli, se fissi o mobili; dalla tipologia dei moduli utilizzati, se monocristallini, policristallini, film sottile etc.; e da tutta una serie di altri fattori di seguito evidenziati.

### DESCRIZIONE DEL SITO

L'impianto sarà realizzato nel seguente sito:

REGIONE		CAMPANIA
PROVINCIA		NAPOLI_NA
COMUNE		MASSA DI SOMMA
ZONA GEOGRAFICA		ITALIA CENTRALE O MERIDIONALE
INDIRIZZO		VIA R. CHINNICI, 58
LATITUDINE	[GD ]	40,846574
LONGITUDINE	[GD ]	14,376111
ALTITUDINE	[m]	175

L'impianto è ubicato in una zona sottoposta a vincolo PAESAGGISTICO.

### RADIAZIONE SOLARE

La disponibilità della fonte solare per il sito di installazione è verificata utilizzando i dati di cui alla seguente normativa:

NORMATIVA	UNI 10349-1994	con	lcs	1.367	[W/mq]
-----------	----------------	-----	-----	-------	--------

In base a tale norma sono stati valutati i valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale. Per la località sede dell'intervento, i valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale ottenuti sono pari ai valori di seguito riportati:

RADIAZIONE SOLARE GLOBALE AL SUOLO SU PIANO ORIZZONTALE			
GIORNALIERA MEDIA MENSILE			
MESE	[MJ/m2] / GG	[MJ/m2] / MESE	[kWh/m2] / MESE
Gen	6,586	204,174	56,715
Feb	9,495	265,860	73,850
Mar	13,795	427,645	118,790
Apr	18,830	564,900	156,917
Mag	23,578	730,903	203,029
Giu	26,160	784,800	218,000
Lug	27,174	842,386	233,996
Ago	23,900	740,900	205,806
Set	17,791	533,738	148,260
Ott	12,730	394,630	109,619
Nov	7,548	226,425	62,896
Dic	5,721	177,359	49,266
<b>RADIAZIONE ANNUALE SU P.O.</b>		<b>5.893,72</b>	<b>1.637,14</b>

**AE-SW SOFTWARE**

La irradiazione solare annua sul piano orizzontale è, dunque, pari a:

$H_{PO}$	<b>1.637,14</b>	[kWh/mq]
----------	-----------------	----------



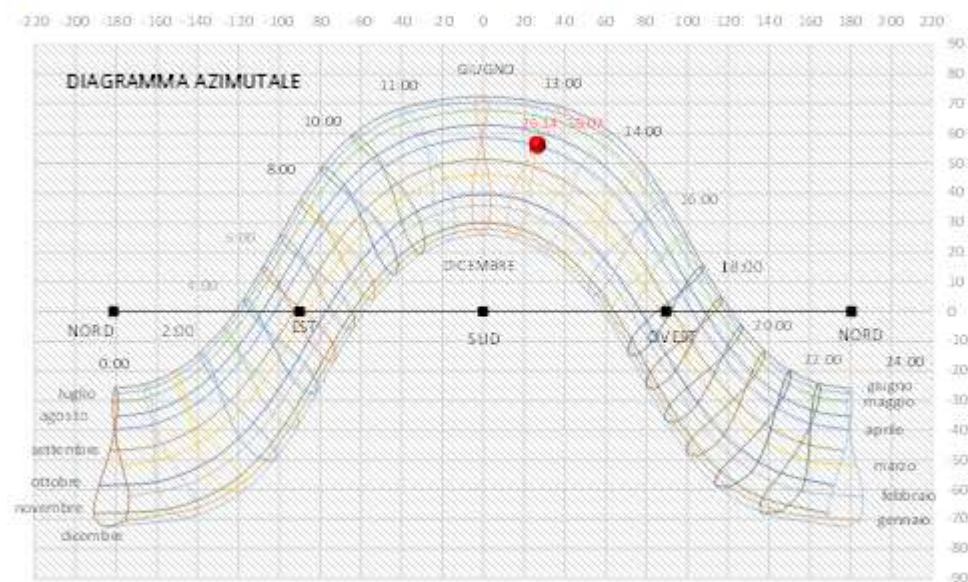
### OMBREGGIAMENTO E AUTO-OMBREGGIAMENTO

L'ombreggiamento è, in generale, dovuto alla presenza di ostacoli alla radiazione presenti sul luogo di installazione o nella zona circostante. Gli ostacoli possono essere elementi naturali quali rilievi montuosi, alberature, vegetazione, o elementi artificiali quali edifici o costruzioni in genere.

Il coefficiente di ombreggiamento, funzione della morfologia del luogo, è assunto pari a 1,0.

Poiché i moduli risultano non aderenti al tetto/ suolo, i medesimi sono posti a una interdistanza di 4,03 m per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento durante tutto il corso dell'anno.

Di seguito è riportato il diagramma AZIMUTALE con evidenziazione della sfera solare.




**AE-SW SOFTWARE**
**ALBEDO**

L'influenza della riflettanza delle superfici della zona in cui è inserito l'impianto, è espressa mediante i valori medi mensili di albedo, considerando anche i valori presenti nella norma UNI 8477. Per ciascun mese dell'anno si assume il seguente contesto al contorno e il relativo valore del coefficiente di albedo:

Bosco In autunno/campi con raccolti maturi e piante	0,26
---	------

**CRITERI DI DIMENSIONAMENTO**

Il principio progettuale utilizzato è stato quello di realizzare la massima captazione possibile della radiazione solare annua.

A tal fine il generatore fotovoltaico è stato esposto alla luce solare in modo ottimale, evitando il più possibile i fenomeni di ombreggiamento e orientando i moduli secondo il seguente angolo azimutale:

Y_Angolo Azimutale	0	0	[°; ']
--------------------	---	---	--------

In generale, infatti, l'energia captabile dai moduli dipende dai seguenti fattori:

- 1 dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, riflettanza delle superfici al contorno);
- 2 dalla giacitura dei moduli: angolo di inclinazione (Tilt); angolo di orientamento dei moduli rispetto alla direzione Sud (angolo Azimutale);
- 3 da ombreggiamenti dovuti a corpi al contorno del generatore fotovoltaico;
- 4 dalle caratteristiche intrinseche dei moduli, quali potenza nominale, tensione nominale, tensione a circuito aperto, coefficiente di temperatura, perdite, etc...;
- 5 dalle caratteristiche del BOS (Balance Of System).

Il valore del BOS è stato stimato come complemento all'unità del totale delle perdite, calcolate mediante la seguente formula:

$$\text{Totale perdite [\%]} = [1 - (1 - a) * (1 - b) * (1 - c) * \dots * (1 - z)] \quad (1)$$

dove le lettere a, b, c, ....., z rappresentano le percentuali di perdita di energia dovute alle principali cause di seguito elencate con riporto delle % adottate:

- MISMATCHING	2,0%		
- NEVE	0,0%		
- SPORCIZIA	1,0%		
- TARGHETTA	1,0%		
- GUASTI	1,0%		
- OMBREGGIAMENTO	2,0%		
- RIFLESSIONE	2,0%		
- SOVRATEMPERATURA CELLE	7,0%	<i>Perdita Totale Generatore</i>	<b>15,07%</b>
- CAVI_DC	0,5%		
- BATTERIE	1,0%		
- CONTROLLER	0,5%		
- INVERTER	7,0%		
- CAVI_AC	0,5%	<i>Perdita Totale Circuiti</i>	<b>9,30%</b>

In applicazione della (1) risulta: **Perdita Totale Impianto 22,97%**

**AE-SW SOFTWARE****FABBISOGNO ELETTRICO**

Il fabbisogno elettrico annuo per il funzionamento delle utenze elettriche è stato dedotto da un'analisi analitica dei consumi delle apparecchiature elettriche.

L'energia richiesta deriva da esigenze di copertura dei consumi delle utenze elettriche per una percentuale di autoconsumo pari al 70% e in parte anche da esigenze di produzione per 8500 kWh.

Fabbisogno richiesto per alimentazione utenze elettriche	<b>9.187,88</b>	[kWh/anno]
Energia prodotta da impianto x copertura fabbisogno utenze	9.582,88	[kWh/anno]
Potenza impianto dedicata alle utenze elettriche	6,08	[kW]
<b>FABBISOGNO/PRODUZIONE PER COMMERCIALIZZAZIONE</b>		
Fabbisogno richiesto per alimentazione utenze elettriche	<b>8.500,00</b>	[kWh/anno]
Energia prodotta da impianto x copertura fabbisogno utenze	8.865,44	[kWh/anno]
Potenza impianto dedicata alle utenze elettriche	5,32	[kW]

**GIACITURA DI PROGETTO****TILT A SCATTI OTTIMALI\_MENSILI + Tracking di Rollo con Backtracking**

dove: TILT FISSO → **32,00** [GD]

L'inclinazione ottimale dei moduli nei diversi mesi è la seguente:

TILT per mese [GD]											
Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
64	56	42	24	9	0	5	19	37	53	63	66

Le fasce di rollo per presenza del Backtracking sono le seguenti:

Fasce orarie di Rollo [h]											
Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
16	16	17	18	17	17	17	17	17	16	16	15



AE-SW SOFTWARE

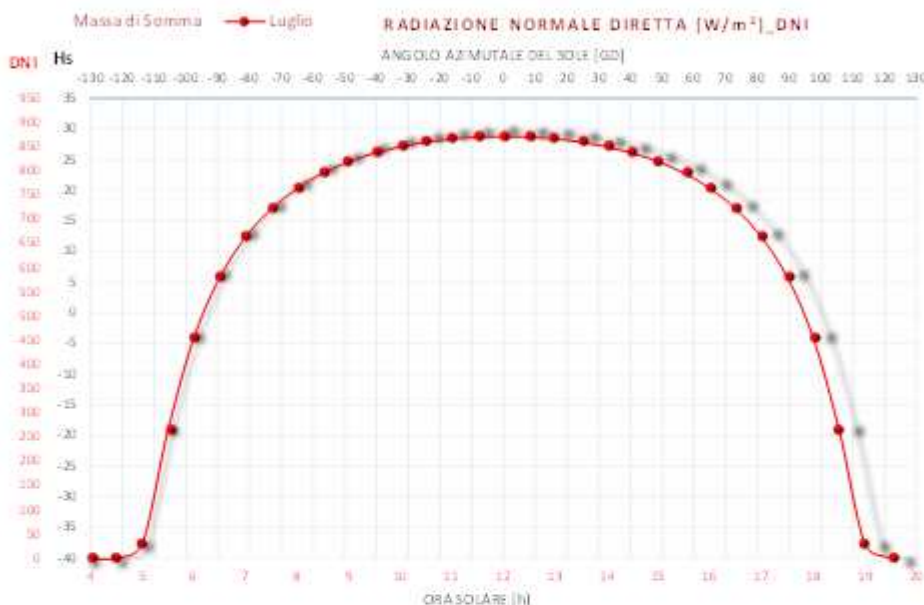
## CAPTAZIONE MENSILE

TILT A SCATTI OTTIMALI\_MENSILI + Tracking di Rollo con Backtracking

La captazione mensile è analizzata in riferimento al mese di **LUGLIO** con angolo tilt

TILT\_mese → **32,00** [GD]

Radiazione Normale Diretta:  $DNI = A * EXP(-k * AM)$



I valori della captazione mensile e le specifiche di soleggiamento/nuvolosità sono di seguito riportati:

CAPTAZIONE MENSILE - SOLEGGIAMENTO - NUVOLOSITA'		
CAPTAZIONE MEDIA GIORNALIERA MESE DI:	<b>0</b>	29,28 MJ/(m <sup>2</sup> x giorno)
CAPTAZIONE MENSILE		907,54 MJ/(m <sup>2</sup> x mese)
INCREM. CAPTAZ. MENSILE risp. PIANO ORIZZONTALE		7,73%
INCREM. CAPTAZ. MENSILE risp. PIANO INCLINATO FISSO di β = 5		7,70%
N. MEDIO ORE DI SOLEGGIAMENTO GIORNALIERO		14
INDICE MEDIO DI NUVOLOSITÀ MENSILE (1 = TUTTO COPERTO)		0,06

## CARATTERISTICHE IMPIANTO

<b>TIPOLOGIA</b>	ON_GRID_1F AUTOCONSUMO_SSP_ + ACCUMULO + PROD. E COMM. ENERGIA PER 8500 kWh
<b>INVERTER</b>	MONOFASE_1F
Inverter	
Numero MPPT su Inverter	3
N. stringhe x N. moduli per Ingresso	1 x 9
<b>MODULI</b>	
Marca/Modello	380_AU Optonics Corporation_Taiwan_380
Tecnologia	MONOCRISTALLINO
Aderenza	NON ADERENTI A TETTO O SUOLO



## AE-SW SOFTWARE

Caratteristiche elettriche_STC						Caratteristiche meccaniche e termiche					
Wp	Vmpp	Voc	Impp	Isc	m	Sp	Sez. cavi	H modula	Cw	Cv	Ct
[W]	[V]	[V]	[A]	[A]	[%]	[mq]	[mmq]	[mm]	[%/°C]	[%/°C]	[%/°C]
380	34,53	40,93	11,01	11,69	20,9	1,82	4	1755	-0,35	-0,29	0,06
Caratteristiche elettriche_NOCT						Valori limiti					
Wp	Vmpp	Voc	Impp	Isc	NOCT	Vmax	Imax	Tmin	Tmax	-	-
[W]	[V]	[V]	[A]	[A]	[°C]	[V]	[A]	[°C]	[°C]	-	-
287	32,6	39	8,8	9,44	41	1500	20	-40	85	-	-
B.D.S.									77,03%		
Superficie totale moduli [mq]									54,65		
Numero totale moduli									30		
Fattore di Forma									0,79		
IS Ingombro specifico [mq/kWp]									4,79		
<b>CAPTAZIONE ANNUA</b>											
Captazione annua [kWh/(mq x anno)]									2.096,82		
Incremento captazione risp. PD									28,08%		

## PRODUZIONE TOTALE IMPIANTO

TLT A SCATTI OTTIMAU\_MENSILI + Tracking di Rollio con Backtracking



Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
940,4	1.044,9	1.467,8	1.696,0	1.837,5	2.029,3	2.218,0	2.115,5	1.753,5	1.520,0	995,6	829,8
<b>TOTALE PRODUZIONE ANNUA [kWh/anno]</b>											<b>18.448,32</b>

Produttività impianto_[kWh/kWp]	1.618,27
Potenza totale impianto_[kW]	11,40
di cui: per utenze_[kW]	6,08
per produzione_[kW]	5,32
Energia richiesta_[kWh/anno]	17.687,88
Energia prodotta_[kWh/anno]	18.448,32
di cui: per utenze_[kWh/anno]	9.582,88
per produzione_[kWh/anno]	8.865,44
Energia: Prodotta/Richiesta	1,04


**AE-SW SOFTWARE**
**ACCUMULATORE [IMPIANTO ON\_GRID\_1F]**
**AUTOCONSUMO\_SSP\_ + ACCUMULO + PROD. E COMM. ENERGIA PER 8500 kWh**

TIPOLOGIA BATTERIA	IONI DI LITIO	
TENSIONE NOMINALE BATTERIE	48	[V]
CAPACITA' NOMINALE BATTERIE	400	[Ah]
NUMERO GIORNI DI COPERTURA BATTERIE	3	[-]
% COPERTURA CONSUMI_Autoconsumo Differito	20%	[%]

**ENERGIA per copertura 20% del consumo di n. 1 giorni**

Si deduce dalla lettura della bolletta relativa alle fasce F2 ed F3 del solo mese di GENNAIO.

 L'accumulo giornaliero risulta pari a: **5,06 [kWh]**
**ENERGIA per copertura 20% del consumo di n. 3 giorni**

 E' pari a quello giornaliero per il n° dei giorni di copertura: **16,75 [kWh]**

 In dipendenza delle perdite di energia tra batteria e utenze, stimate pari al **9,30%** deriva la necessità di installazione di accumulatore costituito da: **N. 2 batterie x 48 volt** con collegamento in parallelo. L'energia accumulata dalle batterie vale: **19,20 kWh.**

 La corrente di scambio col regolatore di carica risulta pari a **80 A**. Il tempo di carica e scarica è circa **8,0 ore.** La sezione del cavo è **25,0 mmq.**
**ACCOPPIAMENTO GENERATORE - INVERTER**

In corrispondenza della temperatura minima di lavoro dei moduli fissata a -10 °C, e della temperatura massima, fissata a +70 °C, sono state verificate le seguenti disuguaglianze:

<b>TENSIONI MPPT</b>		
MPPT_min_Ingr_INV. ≤ V_min_syst_PV	MPPT minima, minore o uguale alla Tensione del sistema nel punto di massima potenza, V <sub>min</sub> a 70 °C	
<b>180</b>	<b>322,20</b>	
MPPT_max_Ingr_INV. ≥ V_max_syst_PV	MPPT massima, maggiore della Tensione del sistema nel punto di massima potenza, V <sub>m</sub> a -10 °C	
<b>950</b>	<b>670,20</b>	
<b>TENSIONE MASSIMA</b>		
V_max_Ingr_INV. ≥ Voc_max_syst_PV	Tensione massima dell'inverter, maggiore o uguale alla Tensione di circuito aperto, Voc a -10 °C	
<b>1100</b>	<b>766,20</b>	
<b>TENSIONE MASSIMA MODULO</b>		
V_max_modulo_PV ≥ Voc_max_syst_PV	Tensione massima del modulo, maggiore o uguale alla Tensione di circuito aperto, Voc a -10 °C	
<b>1.500</b>	<b>766,20</b>	
<b>CORRENTE MASSIMA</b>		
I_max_Ingr_INV. ≥ Icc_max_syst_PV	Corrente massima di ingresso nell'inverter, maggiore o uguale alla Corrente massima di cc Icc del sistema	
<b>12,50</b>	<b>11,69</b>	
<b>DIMENSIONAMENTO</b>		
Non superiore al	120%	Rapporto tra la potenza in uscita dall'inverter e la potenza prodotta dal generatore fotovoltaico

**AE-SW SOFTWARE**

### IMPIANTO ELETTRICO

A norma CEI 0-21, si prevede l'installazione di n. 3 gruppi di misura: un gruppo di misura "M" per la contabilizzazione dell'energia prodotta dall'impianto installato nelle immediate vicinanze dei morsetti del generatore; un gruppo di misura "OUT" per la contabilizzazione dell'energia in uscita verso la rete (nel caso di SSP con produzione dell'impianto in eccesso rispetto al fabbisogno elettrico o nel caso di concomitante o esclusiva produzione elettrica per la commercializzazione); un gruppo di misura "IN" per la contabilizzazione dell'energia proveniente dalla rete (nel caso di SSP con produzione dell'impianto in difetto rispetto al fabbisogno elettrico).

L'impianto elettrico a monte dei contatori di uscita ed entrata rappresenta l'impianto d'utenza per la connessione e la sua realizzazione e manutenzione è di competenza dell'utente. Resta di competenza dell'ente distributore (E-Distribuzione) l'installazione e la manutenzione dei citati gruppi di misura.

### CAVI ELETTRICI

I cavi elettrici utilizzati sono i seguenti:

- **H12222-K\_0,6/1,2 kV**: cavi unipolari flessibili con tensione nominale massima 1,8 kVcc per impianti fotovoltaici e solari con isolanti e guaina in mescola reticolata senza alogeni LSOH. Essi sono adatti per l'installazione fissa all'esterno ed all'interno, senza protezione o entro tubazioni in vista o incassate oppure in sistemi chiusi similari. Resistenti all'ozono secondo E N50396. Resistenti ai raggi UV secondo HD605/A1. Cavo testato per durare nel tempo secondo la EN 60216 Interpretazione norma Temperatura in uso continuo 120°C per 20.000 h (=2,3 anni) temperatura in uso continuo 90°C (=30 anni). Adatti anche per alimentazione elettrica in costruzioni ed altre opere di ingegneria civile con l'obiettivo di limitare la produzione e la diffusione di fuoco e di fumo.

- **FGR/FG70R\_0,6/1 kV** o simili: cavi adatti per alimentazione e trasporto di energia e/o segnali nell'industria/artigianato e dell'edilizia residenziale. Adatti per posa fissa sia all'interno, che all'esterno su passerelle, in tubazioni, canalette o sistemi similari. Possono essere direttamente interrati. Conduttore a corda flessibile di rame rosso; isolamento in gomma etilenpropilena alto modulo di qualità G7, guaina in PVC speciale di qualità RZ.

### DIMENSIONAMENTO IN PORTATA

Il dimensionamento delle condutture è stato effettuato in modo tale da rispettare:

- la portata massima del conduttore nelle condizioni di posa scelte;
- i limiti di caduta di tensione fissati nel paragrafo precedente;
- il coordinamento con le protezioni per garantire la protezione del conduttore dal sovraccarico e cortocircuito;

#### CAVI IN ARIA

Con riferimento alla Norma CEI 64-8/5 e CEI-UNEL 35024/1, il dimensionamento IN PORTATA dei cavi in aria è stato condotto considerando una corrente di impiego massimizzata mediante i coefficienti di posa, in modo da assicurare al cavo una sezione la cui corrente di esercizio, nelle effettive condizioni di installazione, si mantiene sempre al di sotto della massima portata del cavo corrispondente alla sezione adottata. La corrente di impiego massimizzata è stata ricavata con la seguente espressione:

$$I_b^* = I_b / (K_1 * K_2)$$

dove:

**AE-SW SOFTWARE**

- $I_b$  è la corrente proveniente dal generatore alla temperatura di riferimento di 30°C; la medesima temperatura alla quale sono state valutate le portate dei cavi di cui alle tabelle CEI-UNEL.
- K1 è il fattore di correzione per temperature ambiente diverse da 30 ° C;
- K2 è il fattore di correzione per più circuiti installati in fascio o strato.

**CAVI INTERRATI**

Sempre con riferimento alla Norma CEI 64-8/5 e CEI-UNEL 35024/1, il dimensionamento IN PORTATA dei cavi interrati è stato anch'esso condotto considerando una corrente di impiego massimizzata mediante i coefficienti di posa. La corrente di impiego massimizzata è stata ricavata con la seguente espressione:

$$I_b^* = I_b / (K1 * K2 * K3 * K4)$$

dove:

- $I_b$  è la corrente proveniente dal generatore alla temperatura di riferimento di 30°C; la medesima temperatura alla quale sono state valutate le portate dei cavi di cui alle tabelle CEI-UNEL.
- K1 è il fattore di correzione per temperature del terreno diverse da 20 ° C;
- K2 è il fattore di correzione per più circuiti installati in fascio o strato;
- K3 è il fattore di correzione per profondità di posa diverse da 0.8 m;
- K4 è il fattore di correzione per resistività del terreno diverse da quella di riferimento.

**DIMENSIONAMENTO IN CADUTA DI POTENZIALE**

Le sezioni reperite col dimensionamento in portata, sono state verificate ed eventualmente corrette secondo la massima caduta di potenziale.

Le percentuali delle cadute di tensione sono state determinate mediante le seguenti espressioni:

$$\Delta V\% = (mV/Am) / 1000 * I * L$$

dove il valore (mV/Am) rappresenta la caduta di tensione in mV per unità di corrente e per unità di lunghezza. Il valore è dedotto dalle tabelle UNEL in funzione del tipo di corrente (continua, alternata monofase, alternata trifase), del tipo di cavo (unipolare/multipolare) e della sezione dei conduttori.

In alternativa, possono essere utilizzate quelle seguenti:

- corrente continua  $\Delta V\% = K * r_l * L * I$
- corrente alternata  $\Delta V\% = \Delta V = K * I * L * (r_l \cos\phi + x_l \sin\phi) * 100 / V_n$

dove:

$r_l$  ed  $x_l$  [ohm/m] sono dedotte dalle tabelle UNEL;

K = 2 per corrente continua e alternata monofase ;

K =  $\sqrt{3}$  per corrente alternata trifase.

**PROTEZIONE DA SOVRACCARICO**

I cavi dell'impianto fotovoltaico sono stati scelti considerando  $I_b = I_{sc}$  (corrente di cortocircuito del modulo fotovoltaico) privilegiando la presenza di un interruttore o fusibile per la protezione da sovraccarico in luogo della possibilità dell'autoprotezione ( $I_b = 1,25 I_{sc}$ ). Il dimensionamento dei cavi di collegamento nella sezione in corrente alternata si è basato sulla potenza massima di uscita dall'inverter.


**AE-SW SOFTWARE**

Pertanto, in base alla Norma CEI 64-8/4, Art. 433.2, i dispositivi di protezione dal sovraccarico per proteggere le condutture dovranno soddisfare le condizioni:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_f \leq 1,45 I_z$$

dove:

- $I_b$  è la corrente di impiego del circuito;
- $I_z$  è la portata in regime permanente della conduttura;
- $I_n$  è la corrente nominale del dispositivo di protezione;
- $I_f$  è la corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione entro il tempo convenzionale.

RISULTATI						
Descrizione	Tipologia cavo	S [mm <sup>2</sup> ]	L [m]	I <sub>fase</sub> [A]	I <sub>z</sub> [A]	C.d.T. [%]
FV → Q.C. (STRINGA)	FG21M21_0.6/1.2 kV	4,0	15	11,69	28,72	0,85%
Q.C. → REG. CARICA	FG21M21_0.6/1.2 kV	16,0	15	11,69	28,72	0,21%
REG. → CARICO_CC	FGR/FG70R_0.6/1 kV	16,0	15	2,60	21,00	0,50%
REG. → BATTERIE	FGR/FG70R	25,0	3	80	80	0,09%
<b>C.d.T. TOTALE SU CARICO_CC</b>						<b>1,57%</b>
<b>C.d.T. TOTALE SU BATTERIE</b>						<b>1,15%</b>
INV. → Q.G.	FGR/FG70R_0.6/1 kV	16,0	15	55,07	68,12	0,95%
-	-	-	-	-	-	-
Q.E. → CARICO_1F	FGR/FG70R_0.6/1 kV	4,0	15	14,49	20,08	0,97%
<b>C.d.T. TOTALE SU CARICO_C-1F</b>						<b>3,63%</b>
-	-	-	-	-	-	-
-						-
Q.G. → RETE	FGR/FG70R_0.6/1 kV	16	15	55,07	56,00	0,95%
<b>C.d.T. TOTALE SU RETE</b>						<b>2,97%</b>

Le sezioni minime dei canali, delle tubazioni o delle passerelle sono state dimensionate moltiplicando il diametro del fascio dei cavi in esso installati per 1,5 come suggerito dalle norme CEI.

**DESCRIZIONE IMPIANTO ELETTRICO**
**CABLAGGIO**

I collegamenti tra i moduli fotovoltaici sono effettuati collegando fra loro in serie i moduli della stessa stringa attraverso i connettori di dotazione, effettuando a valle il parallelo di tutte le stringhe. Anche i cavi presenti a monte del Q.P. (quadro di parallelo) e che si attestano sul Q.P. medesimo sono collegati mediante connettori dello stesso tipo.

I cavi provenienti dal generatore fotovoltaico sono connessi al regolatore di carica e inverter (convertitore) per mezzo di opportuni connettori stagni. Il quadro di parallelo è posto nelle vicinanze del convertitore in apposito contenitore idoneo al montaggio in esterno (livello di protezione IP 65).


**AE-SW SOFTWARE**
**MESSA A TERRA**

E' prevista la messa a terra dei circuiti elettrici e delle apparecchiature metalliche.

I morsetti degli inverter risultano protetti internamente con varistori a pastiglia dispositivi SPD (scaricatori di sovratensione) a varistore sulla sezione c.c. dell'impianto in prossimità del generatore fotovoltaico.

**PROTEZIONI**

Per la parte di circuito in corrente continua, la protezione contro il corto circuito è assicurata dalla caratteristica tensione-corrente dei moduli fotovoltaici che limita la corrente di corto circuito degli stessi a valori di poco superiori alla loro corrente nominale.

Per il circuito in corrente alternata, la protezione contro il corto circuito è assicurata dal dispositivo limitatore contenuto all'interno dell'inverter. Gli inverter e quanto contenuto nel quadro elettrico in corrente alternata (Q.G.) sono collegati al Q.E. delle utenze (per l'autoconsumo di impianti domestici) e/o alla cabina di trasformazione ENEL (se previsto SSP o sola immissione in rete per la vendita) e pertanto fanno parte del sistema elettrico TT.

La presenza del trasformatore di isolamento tra sezione c.c. e sezione c.a. nell'inverter, consente di classificare come IT il sistema in corrente continua costituito dalla serie di moduli fotovoltaici, dagli scaricatori di sovratensione e dai loro collegamenti agli inverter.

Per la protezione contro i contatti diretti, tutte le parti sotto tensione sono dotate di isolamento adeguato e/o di involucri con grado di protezione idoneo al luogo di installazione. L'inverter è dotato al suo interno di fusibili su tutti gli ingressi in corrente continua, di sezionatore e di scaricatori di tipo 2. Questo consente di eliminare i quadri di protezione previsti sul lato in corrente continua dell'impianto.

**ANALISI ECONOMICA**

L'analisi economica è relativa all'impianto aventi le seguenti caratteristiche:

**AUTOCONSUMO\_SSP\_+ ACCUMULO + PROD. E COMM. ENERGIA PER 8500 kWh**

**FABBISOGNO E PRODUZIONE PER LE UTENZE**

Fabbisogno richiesto per alimentazione utenze elettriche	9.187,88	[kWh/anno]
Energia prodotta da impianto x copertura fabbisogno utenze	9.582,88	[kWh/anno]
Potenza impianto dedicata alle utenze elettriche	6,08	[kW]

**FABBISOGNO E PRODUZIONE PER COMMERCIALIZZAZIONE**

Fabbisogno richiesto per alimentazione utenze elettriche	8.500,00	[kWh/anno]
Energia prodotta da impianto x copertura fabbisogno utenze	8.865,44	[kWh/anno]
Potenza impianto dedicata alla produzione	5,32	[kW]

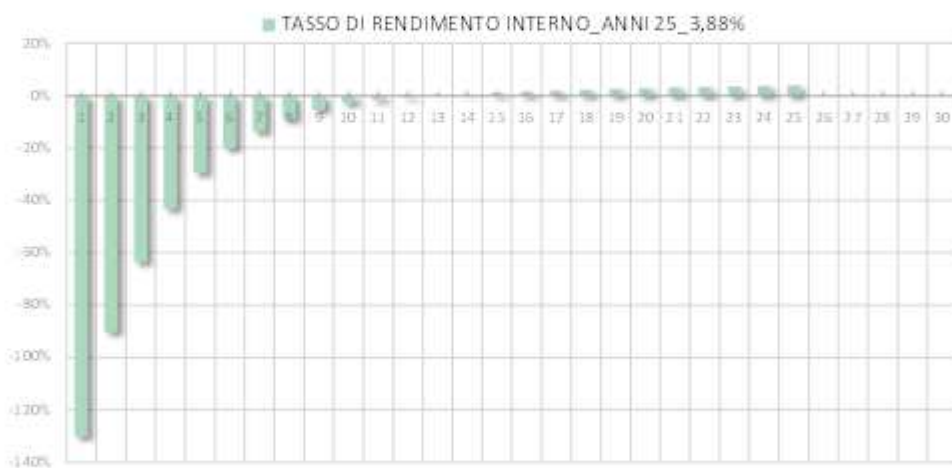
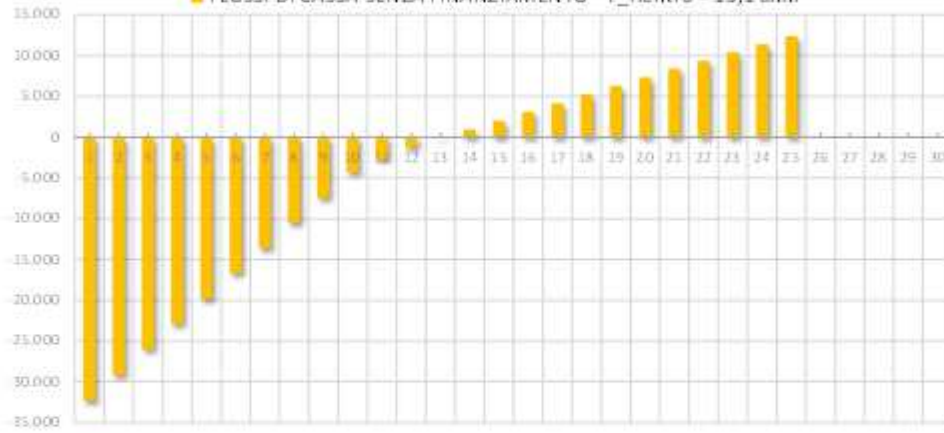
Durata anali economica	25
Proprietario impianto	PERSONA FISICA
Bonus edilizi	50% ristrutturazione edilizia
Finanziamento_nessuno	-
Contratto_GSE	SSP

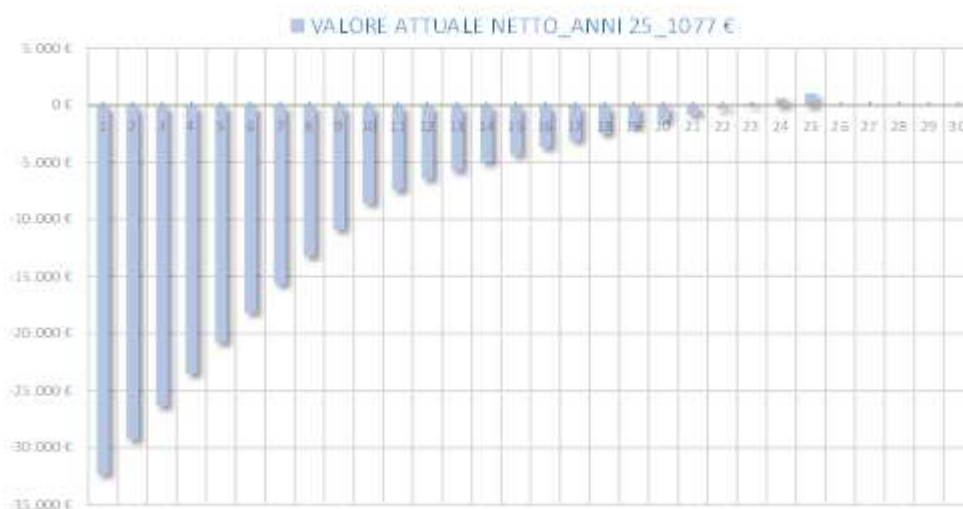
T_rientro_anni	13,1
TIR_25	3,88%
VAN_25	€ 1.077,00



AE-SW SOFTWARE

FLUSSI DI CASSA SENZA FINANZIAMENTO - T\_rientro = 13,1 anni



**AE-SW SOFTWARE**

#### PRINCIPALI FONTI NORMATIVE

Di seguito è riportato l'elenco, non esaustivo, delle principali norme e leggi prese in considerazione per la progettazione:

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

**CEI 82-25\_V2:** guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.

**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 61215 (CEI 82-8):** moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del

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

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

**CEI EN 50530 (CEI 82-35):** rendimento globale degli inverter per impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica.

**CEI 20-91:** cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1 000 V in corrente alternata e 1 500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici.

**UNI 10349:** riscaldamento e raffreddamento degli edifici. Dati climatici.

**UNI/TR 11328-1:** "Energia solare - Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia - Parte 1: Valutazione dell'energia radiante ricevuta".

**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 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.

**AE-SW SOFTWARE**

**CEI-UNEL 35024/1** "Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa in aria".

**CEI UNEL 35026:** Cavi elettrici con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata.

**DM 37/2008:** disposizioni in materia di attivita' di installazione degli impianti all'interno degli edifici.

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

**Conto Energia**

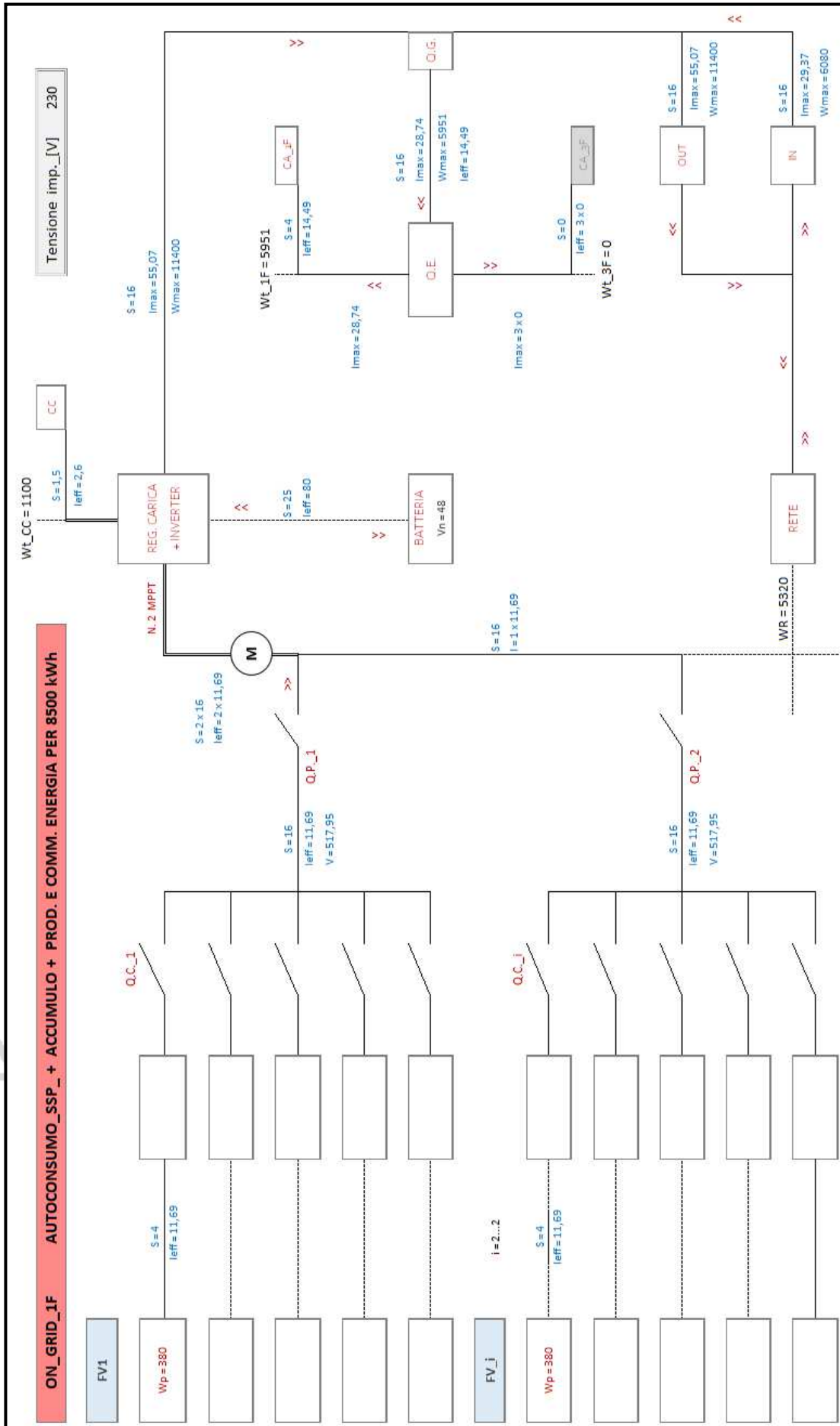
**SCHEDE DI CALCOLO ALLEGATE:**

- FABBISOGNO ELETTRICO
- CAPTAZIONE\_A SCATTI TILT OTTIMALI\_MENSILI
- CAPTAZIONE\_CONFRONTO
- GENERATORE+ACCUMULATORE
- DIAGRAMMI SOLARI\_OMBRE
- ACCOPPIAMENTO FV-INVERTER
- CAVI ELETTRICI
- ANALISI ECONOMICA

*Massa di Somma\_NA 30.04.2024*

**IL TECNICO PROGETTISTA**

Ing. Alvaro BIANCHI



## 10.2 STAMPA ELABORATI DI CALCOLO

La relazione tecnica, nella parte finale relativa agli allegati, specifica gli elaborati di calcolo che è necessario allegare alla relazione medesima.

L'elenco degli elaborati da stampare variano in funzione della soluzione progettuale prescelta per cui l'elenco degli allegati è mutevole e compilato in automatico dal programma. La stampa degli elaborati di calcolo è possibile effettuarla direttamente dai fogli di calcolo nel formato preimpostato A3, scegliendo come stampante "Adobe PDF".

Nel caso si disponga di una stampante A3 è possibile effettuare la stampa su carta direttamente senza effettuare preliminarmente la stampa in formato pdf.

### SCHEDE DI CALCOLO ALLEGATE:

- FABBISOGNO ELETTRICO
- CAPTAZIONE\_A SCATTI TILT OTTIMALI\_MENSILI
- CAPTAZIONE\_CONFRONTO
- GENERATORE+ACCUMULATORE
- DIAGRAMMI SOLARI\_OMBRE
- ACCOPPIAMENTO FV-INVERTER
- CAVI ELETTRICI
- ANALISI ECONOMICA



AE-SW SOFTWARE



❖ FABBISOGNO ELETTRICO

**AE-SW SOFTWARE**

**DIMENSIONAMENTO IMPIANTO FOTOVOLTAICO**

FABBISOGNO ELETTRICO

DATI GENERALI	FABB. ELETTRICO	CAPTAZ._TILT FISSO	CAPTAZ._TILT MENSILI	CAPTAZ._TILT STAGIONALI	DIAGRAMMI	ACCOPIAM. PV-INVERTER	CABI ELETTR.

**CONSUMI ELETTRICI**     CONSUMO DA BOLLETTA     CONSUMO ANALITICO

**CONSUMO DA BOLLETTA**

**OPZIONE NON ATTIVA**    **3.000**

FABBISOGNO MEDIO ANNUO [kWh]

BOLLETTE BIMESTRE: GENNAIO - FEBBRAIO [kWh]				
5° UT. ANNO	4° UT. ANNO	3° UT. ANNO	2° UT. ANNO	1° UT. ANNO
1.000	800	900	900	800
800	560	800	750	740
700	700	600	350	600
<b>2.500</b>	<b>2.060</b>	<b>2.300</b>	<b>2.000</b>	<b>2.140</b>

**CT\_CONSUMO TOTALE MEDIO ANNUO** [kWh/a]    **2.200**

**CONSUMO ANALITICO**

**CARICHI\_1F**

N.	AMBIENTE	POTENZA [W]	ACCENSIONE [h/d]	CONSUMO/E [kWh/d]	CONSUMO/m [kWh/m]	CONSUMO/a [kWh/a]
<input checked="" type="checkbox"/> 4	Cucina	10	1	0,04	1,20	14
<input checked="" type="checkbox"/> 2	Soggiorno	15	1	0,03	0,90	11
<input type="checkbox"/> 1		5	4	0,00	0,00	0
<input type="checkbox"/> 1		5	4	0,00	0,00	0
<input type="checkbox"/> 1		5	4	0,00	0,00	0
<input type="checkbox"/> 1		5	4	0,00	0,00	0
<input type="checkbox"/> 1		5	4	0,00	0,00	0
<input type="checkbox"/> 1		5	4	0,00	0,00	0
<input type="checkbox"/> 1		5	4	0,00	0,00	0
<b>kWh/anno</b>						<b>25</b>

**CARICHI\_3F**

N°	TIPOLOGIA	INPUT [kWh/g]	DEFAULT [kWh/g]	UTENTE [kWh/g]	CONSUMO/a [kWh/a]
<input checked="" type="checkbox"/> 1	Frigorifero da 50 litri	default	0,27	0,29	97
<input checked="" type="checkbox"/> 1	Frigorifero da 80 litri	default	0,00	0,31	0
<input checked="" type="checkbox"/> 1	Frigorifero da 100 litri	default	0,00	0,32	0
<input checked="" type="checkbox"/> 1	Frigorifero da 150 litri	default	0,00	0,42	0
<input checked="" type="checkbox"/> 1	Frigorifero da 200 litri	default	0,48	0,51	175
<input checked="" type="checkbox"/> 1	Frigorifero da 250 litri	default	0,00	0,73	0
<input checked="" type="checkbox"/> 1	Frigorifero da 300 litri	default	0,00	0,78	0
<input checked="" type="checkbox"/> 1	Frigorifero da 350 litri	default	0,00	0,90	0
<b>kWh/anno</b>					<b>273</b>

**TOT. FABBISOGNO UTENZE (CC + C\_1F + C\_3F)**    kWh/anno    **9.188**

**CARICHI\_CC**

CONSUMO_CC	[kWh/a]
Σ (potenze x n. ore giornaliere x 365)	800
Σ PI_CC	1.100

**CARICHI\_3F**

CONSUMO_3F	[kWh/a]
Σ (potenze x n. ore giornaliere x 365)	1.000
Σ PI_3F	5.000

**CARICHI\_1F**

CONSUMO_1F	CT - (CC + C_3F)	[kWh/a]
Σ (potenze di tutti i carichi monofase)		2.200
Σ PI_1F		2.500

**CARICHI\_CC**

CONSUMO_CC	[kWh/a]
Σ (potenze x n. ore giornaliere x 365)	800
Σ PI_CC	1.100

**CARICHI\_3F**

CONSUMO_3F	[kWh/a]
Σ (potenze x n. ore giornaliere x 365)	1.000
Σ PI_3F	5.000

no carichi 3F: sistema 1F

# DIMENSIONAMENTO IMPIANTO FOTOVOLTAICO

## FABBISOGNO ELETTRICO

DATI GENERALI		FABB. ELETTRICO	CAPTAZ._TILT FISSO	CAPTAZ._TILT MENSILI	CAPTAZ._TILT STAGIONALI	GENERAT._+ACCUMULO	DIAGRAMMI	ACCOPIAM. FV-INVERTER	CAVI ELETTR.					
<b>CONGELATORI</b>														
N.	TIPOLOGIA	INPUT [default/utente]	DEFAULT [kWh/g]	UTENTE [kWh/g]	CONSUMO/s [kWh/a]	POTENZA [W]	ACCENSIONE			CONSUMO/m	CONSUMO/s			
<input type="checkbox"/> 1	▼ Congelatore da 50 litri	<input type="checkbox"/> default	0,42	0,50	<b>153</b>	700	<input type="checkbox"/> 15	<input type="checkbox"/> 0,00	<input type="checkbox"/> 0,00	<input type="checkbox"/> 0,00	<b>0</b>			
<input type="checkbox"/> 1	▼ Congelatore da 100 litri	<input type="checkbox"/> default	0,58	0,60	<b>0</b>	800	<input type="checkbox"/> 15	<input type="checkbox"/> 0,20	<input type="checkbox"/> 5,00	<input type="checkbox"/> 5,00	<b>72</b>			
<input type="checkbox"/> 1	▼ Congelatore da 150 litri	<input type="checkbox"/> default	0,65	0,69	<b>0</b>	900	<input type="checkbox"/> 15	<input type="checkbox"/> 0,00	<input type="checkbox"/> 0,00	<input type="checkbox"/> 0,00	<b>0</b>			
<input type="checkbox"/> 1	▼ Congelatore da 200 litri	<input type="checkbox"/> default	0,78	0,80	<b>0</b>	1000	<input type="checkbox"/> 15	<input type="checkbox"/> 0,00	<input type="checkbox"/> 0,00	<input type="checkbox"/> 0,00	<b>0</b>			
<input type="checkbox"/> 1	▼ Congelatore da 250 litri	<input type="checkbox"/> default	0,80	0,82	<b>0</b>	1.200	<input type="checkbox"/> 15	<input type="checkbox"/> 0,00	<input type="checkbox"/> 0,00	<input type="checkbox"/> 0,00	<b>0</b>			
<input type="checkbox"/> 1	▼ Congelatore da 300 litri	<input type="checkbox"/> default	0,84	0,86	<b>0</b>	1300	<input type="checkbox"/> 15	<input type="checkbox"/> 0,00	<input type="checkbox"/> 0,00	<input type="checkbox"/> 0,00	<b>0</b>			
<input type="checkbox"/> 1	▼ Congelatore da 350 litri	<input type="checkbox"/> default	0,88	0,90	<b>0</b>	1400	<input type="checkbox"/> 15	<input type="checkbox"/> 0,00	<input type="checkbox"/> 0,00	<input type="checkbox"/> 0,00	<b>0</b>			
<input type="checkbox"/> 1	▼ Congelatore da 400 litri	<input type="checkbox"/> default	0,90	0,92	<b>0</b>	1500	<input type="checkbox"/> 15	<input type="checkbox"/> 0,00	<input type="checkbox"/> 0,00	<input type="checkbox"/> 0,00	<b>0</b>			
					<b>153</b>						<b>72</b>			
					<b>kWh/anno</b>									
<b>FORMI ELETTRICI</b>														
N.	POTENZA [W]	ACCENSIONE [min/g]	CONSUMO/g [kWh/g]	CONSUMO/m [kWh/m]	CONSUMO/s [kWh/a]	TIPOLOGIA		INPUT [default/utente]	DEFAULT [kWh/ciclo]	UTENTE [kWh/ciclo]	N° cicli/a_liv.	CONSUMO/s		
<input type="checkbox"/> 1	▼ 1000	<input type="checkbox"/> 35	0,00	0,00	<b>0</b>	Lavatrice 5 kg		<input type="checkbox"/> default	0,50	0,51		<b>0</b>		
<input type="checkbox"/> 1	▼ 1500	<input type="checkbox"/> 35	0,00	0,00	<b>0</b>	Lavatrice 6 kg		<input type="checkbox"/> default	0,52	0,53		<b>0</b>		
<input type="checkbox"/> 1	▼ 2000	<input type="checkbox"/> 35	0,50	15,00	<b>180</b>	Lavatrice 7 kg		<input type="checkbox"/> default	0,53	0,54		<b>0</b>		
<input type="checkbox"/> 1	▼ 2500	<input type="checkbox"/> 35	0,00	0,00	<b>0</b>	Lavatrice 8 kg		<input type="checkbox"/> default	0,54	0,56		<b>119</b>		
<input type="checkbox"/> 1	▼ 3000	<input type="checkbox"/> 35	0,00	0,00	<b>0</b>	Lavatrice 9 kg		<input type="checkbox"/> default	0,57	0,59		<b>0</b>		
<input type="checkbox"/> 1	▼ 3500	<input type="checkbox"/> 35	0,00	0,00	<b>0</b>	Lavatrice 10 kg		<input type="checkbox"/> default	0,60	0,61		<b>0</b>		
<input type="checkbox"/> 1	▼ 4000	<input type="checkbox"/> 35	0,00	0,00	<b>0</b>	Lavatrice 12 kg		<input type="checkbox"/> default	0,62	0,64		<b>0</b>		
<input type="checkbox"/> 1	▼ 5000	<input type="checkbox"/> 35	0,00	0,00	<b>0</b>	Lavastoviglie standard		<input type="checkbox"/> default	0,94	1,20		<b>0</b>		
					<b>180</b>						<b>119</b>			
					<b>kWh/anno</b>									
<b>SCALDABAGNI</b>														
N.	TIPOLOGIA	INPUT [default/utente]	DEFAULT [kWh/g]	UTENTE [kWh/g]	CONSUMO/s [kWh/a]	TIPOLOGIA		INPUT [default/utente]	DEFAULT [kWh/ciclo]	UTENTE [kWh/ciclo]	N° cicli/anno	CONSUMO/s		
<input type="checkbox"/> 1	▼ Scaldabagno 5 litri	<input type="checkbox"/> default	1,36	1,50	<b>0</b>	Asciugatrice 7 kg		<input type="checkbox"/> default	0,96	1,00		<b>0</b>		
<input type="checkbox"/> 1	▼ Scaldabagno 10 litri	<input type="checkbox"/> default	1,44	1,60	<b>0</b>	Asciugatrice 8 kg		<input type="checkbox"/> default	1,00	1,20		<b>220</b>		
<input type="checkbox"/> 1	▼ Scaldabagno 15 litri	<input type="checkbox"/> default	1,46	1,67	<b>0</b>	Asciugatrice 9 kg		<input type="checkbox"/> default	1,12	1,30		<b>0</b>		
<input type="checkbox"/> 1	▼ Scaldabagno 30 litri	<input type="checkbox"/> default	1,60	1,80	<b>0</b>	Asciugatrice 10 kg		<input type="checkbox"/> default	1,28	1,35		<b>0</b>		
<input type="checkbox"/> 1	▼ Scaldabagno 50 litri	<input type="checkbox"/> default	3,60	3,80	<b>0</b>	Asciugatrice 11 kg		<input type="checkbox"/> default	1,38	1,40		<b>0</b>		
<input type="checkbox"/> 1	▼ Scaldabagno 80 litri	<input type="checkbox"/> default	3,65	4,00	<b>0</b>	Asciugatrice 16 kg		<input type="checkbox"/> default	1,40	1,45		<b>0</b>		
<input type="checkbox"/> 1	▼ Scaldabagno 100 litri	<input type="checkbox"/> default	3,67	4,20	<b>0</b>									
<input type="checkbox"/> 1	▼ Scaldabagno 120 litri	<input type="checkbox"/> default	4,30	4,80	<b>0</b>									
					<b>0</b>						<b>220</b>			
					<b>kWh/anno</b>									



## DIMENSIONAMENTO IMPIANTO FOTOVOLTAICO FABBISOGNO ELETTRICO

DATI GENERALI	FABB. ELETTRICO	CAPTAZ._TILT FISSO	CAPTAZ._TILT MENSILI	CAPTAZ._TILT STAGIONALI	CAPTAZ._CONFR.	GENERAT.+ACCUMULO	DIAGRAMMI	ACCOPIAM. FV-INVERTER	CAVI ELETTR.
---------------	-----------------	--------------------	----------------------	-------------------------	----------------	-------------------	-----------	-----------------------	--------------

CLIMATIZZATORI												
N.	TIPOLOGIA	POTENZA [W]	ACCENSIONE [h/g]	CONSUMO/g [kWh/g]	CONSUMO/m [kWh/m]	CONSUMO/a [kWh/a]	N°	TIPOLOGIA	ACCENSIONE [h/g]	CONSUMO/g [kWh/g]	CONSUMO/m [kWh/m]	CONSUMO/a [kWh/a]
<input type="checkbox"/>	Stufa	300	6	0,00	0,00	0	<input type="checkbox"/>	1	<input type="checkbox"/>	0,00	0,00	0
<input type="checkbox"/>	Raffalore	300	6	0,00	0,00	0	<input type="checkbox"/>	1	<input type="checkbox"/>	0,00	0,00	0
<input type="checkbox"/>	Airatore	300	6	0,00	0,00	0	<input checked="" type="checkbox"/>	1	<input type="checkbox"/>	12,00	360,00	4.320
<input type="checkbox"/>	Stufa	300	6	0,00	0,00	0	<input type="checkbox"/>	1	<input type="checkbox"/>	0,00	0,00	0
<input type="checkbox"/>	Stufa	300	6	0,00	0,00	0	<input type="checkbox"/>	1	<input type="checkbox"/>	0,00	0,00	0
<input type="checkbox"/>	Stufa	300	6	0,00	0,00	0	<input type="checkbox"/>	1	<input type="checkbox"/>	0,00	0,00	0
<input type="checkbox"/>	Stufa	300	6	0,00	0,00	0	<input type="checkbox"/>	1	<input type="checkbox"/>	0,00	0,00	0
<input type="checkbox"/>	Stufa	300	6	0,00	0,00	0	<input type="checkbox"/>	1	<input type="checkbox"/>	0,00	0,00	0
<input type="checkbox"/>	Stufa	300	6	0,00	0,00	0	<input type="checkbox"/>	1	<input type="checkbox"/>	0,00	0,00	0
<b>kWh/anno</b>											<b>4.320</b>	

TELEVISORI												
N.	TIPOLOGIA	POTENZA [W]	ACCENSIONE [min/g]	CONSUMO/g [kWh/g]	CONSUMO/m [kWh/m]	CONSUMO/a [kWh/a]	N°	TIPOLOGIA	ACCENSIONE [h/g]	CONSUMO/g [kWh/g]	CONSUMO/m [kWh/m]	CONSUMO/a [kWh/a]
<input type="checkbox"/>	Phon	3000	10	0,00	0,00	0	<input type="checkbox"/>	1	<input type="checkbox"/>	0,00	0,00	0
<input type="checkbox"/>	Aspirap.	3000	30	0,00	0,00	0	<input type="checkbox"/>	1	<input type="checkbox"/>	0,00	0,00	0
<input type="checkbox"/>	Ferro stiro	1500	30	0,00	0,00	0	<input type="checkbox"/>	1	<input type="checkbox"/>	0,00	0,00	0
<input type="checkbox"/>	Phon	3000	10	0,00	0,00	0	<input checked="" type="checkbox"/>	1	<input type="checkbox"/>	0,34	10,26	123
<input type="checkbox"/>	Phon	3000	10	0,00	0,00	0	<input type="checkbox"/>	1	<input type="checkbox"/>	0,00	0,00	0
<input type="checkbox"/>	Phon	3000	15	0,00	0,00	0	<input type="checkbox"/>	1	<input type="checkbox"/>	0,00	0,00	0
<input type="checkbox"/>	Phon	3000	30	0,00	0,00	0	<input checked="" type="checkbox"/>	1	<input type="checkbox"/>	0,78	23,40	281
<input type="checkbox"/>	Phon	3000	30	0,00	0,00	0	<input type="checkbox"/>	1	<input type="checkbox"/>	0,00	0,00	0
<b>kWh/anno</b>											<b>404</b>	

POSTAZIONE PC													
N.	TIPOLOGIA	POTENZA [W]	ACCENSIONE [h/g]	CONSUMO/g [kWh/g]	CONSUMO/m [kWh/m]	CONSUMO/a [kWh/a]	N.	TIPOLOGIA	POTENZA [W]	ACCENSIONE [h/g]	CONSUMO/g [kWh/g]	CONSUMO/m [kWh/m]	CONSUMO/a [kWh/a]
<input checked="" type="checkbox"/>	Fissa-Ufficio	300	4	1,20	36,00	432	<input type="checkbox"/>	1	<input type="checkbox"/>	12	0,00	0,00	0
<input type="checkbox"/>	Fissa-Gaming	450	4	0,00	0,00	0	<b>UTENZA GENERICA MONOFASE</b>						
<input type="checkbox"/>	Notebook	60	2	0,00	0,00	0	<input checked="" type="checkbox"/>	1	1.000	6	-	-	2.190
<b>kWh/anno</b>											<b>432</b>		

<b>COEFF. MAX. CONTEMPORANEA*</b>											<b>0,86</b>
-----------------------------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	-------------



## DIMENSIONAMENTO IMPIANTO FOTOVOLTAICO FABBISOGNO ELETTRICO

DATI GENERALI	FABB. ELETTRICO	CAPTAZ._TILT FISSO	CAPTAZ._TILT MENSILI	CAPTAZ._TILT STAGIONALI	CAPTAZ._CONFR.	GENERAT.+ACCUMULO	DIAGRAMMI	ACCOPPIAM. FV-INVERTER	CAVI ELETR.
<b>RIEPILOGO_CONSUMI</b>									
		[kWh/a]			[kWh/a]				[kWh/a]
CC	CARICHI IN CC	800	1F	SCALDABAGNI	0	1F	CALDAIA STANDARD - Pn 24 kW		0
1F	LAMPADE	25	1F	ASCIUGATRICI	220	1F	UTENZA GENERICA MONOFASE		2.190
1F	FRIGORIFERI	273	1F	STUFE/AERATORI/RADIATORI	0	3F	CARICHI IN TRIFASE		0
1F	CONGELATORI	153	1F	CLIMATIZZATORI	4.320	-	<b>CARICHI_CC</b>	[kWh/anno]	<b>800</b>
1F	FORNI MICROONDE	72	1F	PHON/ASPIRAPOLVERE/FERRO DA STIRO	0	-	<b>CARICHI_CA-1F</b>	[kWh/anno]	<b>8.388</b>
1F	FORNI ELETTRICI	180	1F	TELEVISORI	404	-	<b>CARICHI_CA-3F</b>	[kWh/anno]	<b>0</b>
1F	LAVATRICI/LAVASTOVIGLIE	119	1F	POSTAZIONE PC	432		<b>TOTALE CONSUMO</b>	[kWh/anno]	<b>9.188</b>



## DIMENSIONAMENTO IMPIANTO FOTOVOLTAICO

### CALCOLO RADIAZIONE A SCATTI MENSILI OTTIMALI DELL'ANGOLO TILT

DATI GENERALI	FABB. ELETTRICO	CAPTAZ._TILT FISSO	CAPTAZ._TILT MENSILI	CAPTAZ._TILT STAGIONALI	CAPTAZ._CONFR.	GENERAT.+ACCUMULO	DIAGRAMMI	ACCOPIAM. FV-INVERTER	CAVI ELETTR.																																																								
<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="width: 30%;"> <p><b>DATI LOCALITA'</b></p> <p>Massa di Somma</p> <p><b>REGIONE</b> Campania</p> <p><b>PROVINCIA</b> Napoli_NA</p> <p><b>COMUNE</b> Massa di Somma</p> <p><b>LATITUDINE</b> 40,8465740 [GD]</p> <p><b>LONGITUDINE</b> 14,3761111 [GD]</p> </div> <div style="width: 30%;"> <p><b>RADIAZIONE SU P.O.</b></p> <p>Massa di Somma</p> <p><b>NORMATIVA</b> UNI 10349-1994</p> </div> <div style="width: 30%;"> <p><b>RADIAZIONE SOLARE GLOBALE AL SUOLO SU PIANO ORIZZONTALE</b></p> <p><b>GIORNALIERA MEDIA MENSILE</b></p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>MESE</th> <th>[MJ/(m<sup>2</sup> x giorno)]</th> <th>[MJ/(m<sup>2</sup> x mese)]</th> <th>[kWh/(m<sup>2</sup> x mese)]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Gen.</td><td>6,586</td><td>204,174</td><td>56,715</td></tr> <tr><td>Feb.</td><td>9,495</td><td>265,860</td><td>73,850</td></tr> <tr><td>Mar.</td><td>13,795</td><td>427,645</td><td>118,790</td></tr> <tr><td>Apr.</td><td>18,830</td><td>564,900</td><td>156,917</td></tr> <tr><td>Mag.</td><td>23,578</td><td>730,903</td><td>203,029</td></tr> <tr><td>Giu.</td><td>26,160</td><td>784,800</td><td>218,000</td></tr> <tr><td>Lug.</td><td>27,174</td><td>842,386</td><td>233,996</td></tr> <tr><td>Ago.</td><td>23,900</td><td>740,900</td><td>205,806</td></tr> <tr><td>Set.</td><td>17,791</td><td>537,718</td><td>148,260</td></tr> <tr><td>Ott.</td><td>12,730</td><td>394,630</td><td>109,619</td></tr> <tr><td>Nov.</td><td>7,548</td><td>226,425</td><td>62,896</td></tr> <tr><td>Dic.</td><td>5,721</td><td>177,359</td><td>49,266</td></tr> <tr> <td><b>RADIAZIONE ANNUALE SU P.O.</b></td> <td></td> <td><b>5.893,720</b></td> <td><b>1.637,14</b></td> </tr> </tbody> </table> </div> </div>										MESE	[MJ/(m <sup>2</sup> x giorno)]	[MJ/(m <sup>2</sup> x mese)]	[kWh/(m <sup>2</sup> x mese)]	Gen.	6,586	204,174	56,715	Feb.	9,495	265,860	73,850	Mar.	13,795	427,645	118,790	Apr.	18,830	564,900	156,917	Mag.	23,578	730,903	203,029	Giu.	26,160	784,800	218,000	Lug.	27,174	842,386	233,996	Ago.	23,900	740,900	205,806	Set.	17,791	537,718	148,260	Ott.	12,730	394,630	109,619	Nov.	7,548	226,425	62,896	Dic.	5,721	177,359	49,266	<b>RADIAZIONE ANNUALE SU P.O.</b>		<b>5.893,720</b>	<b>1.637,14</b>
MESE	[MJ/(m <sup>2</sup> x giorno)]	[MJ/(m <sup>2</sup> x mese)]	[kWh/(m <sup>2</sup> x mese)]																																																														
Gen.	6,586	204,174	56,715																																																														
Feb.	9,495	265,860	73,850																																																														
Mar.	13,795	427,645	118,790																																																														
Apr.	18,830	564,900	156,917																																																														
Mag.	23,578	730,903	203,029																																																														
Giu.	26,160	784,800	218,000																																																														
Lug.	27,174	842,386	233,996																																																														
Ago.	23,900	740,900	205,806																																																														
Set.	17,791	537,718	148,260																																																														
Ott.	12,730	394,630	109,619																																																														
Nov.	7,548	226,425	62,896																																																														
Dic.	5,721	177,359	49,266																																																														
<b>RADIAZIONE ANNUALE SU P.O.</b>		<b>5.893,720</b>	<b>1.637,14</b>																																																														
<p><b>RADIAZIONE SOLARE GLOBALE ANNUALE AL SUOLO SU PIANO ORIZZONTALE</b> [kWh/(m<sup>2</sup> x anno)]</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tbody> <tr><td>&lt; 1.000</td></tr> <tr><td>1.000 - 1.100</td></tr> <tr><td>1.100 - 1.200</td></tr> <tr><td>1.200 - 1.300</td></tr> <tr><td>1.300 - 1.400</td></tr> <tr><td>1.400 - 1.500</td></tr> <tr><td>1.500 - 1.600</td></tr> <tr><td>1.600 - 1.650</td></tr> <tr><td>1.650 - 1.700</td></tr> <tr><td>1.700 - 1.800</td></tr> <tr><td>1.800 - 1.900</td></tr> <tr><td>1.900 - 2.000</td></tr> <tr><td>2.000 - 2.100</td></tr> <tr><td>2.100 - 2.200</td></tr> <tr><td>2.200 - 2.400</td></tr> <tr><td>2.400 - 2.450</td></tr> <tr><td>2.450 - 2.500</td></tr> <tr><td>2.500 - 2.600</td></tr> <tr><td>2.600 - 2.800</td></tr> </tbody> </table>										< 1.000	1.000 - 1.100	1.100 - 1.200	1.200 - 1.300	1.300 - 1.400	1.400 - 1.500	1.500 - 1.600	1.600 - 1.650	1.650 - 1.700	1.700 - 1.800	1.800 - 1.900	1.900 - 2.000	2.000 - 2.100	2.100 - 2.200	2.200 - 2.400	2.400 - 2.450	2.450 - 2.500	2.500 - 2.600	2.600 - 2.800																																					
< 1.000																																																																	
1.000 - 1.100																																																																	
1.100 - 1.200																																																																	
1.200 - 1.300																																																																	
1.300 - 1.400																																																																	
1.400 - 1.500																																																																	
1.500 - 1.600																																																																	
1.600 - 1.650																																																																	
1.650 - 1.700																																																																	
1.700 - 1.800																																																																	
1.800 - 1.900																																																																	
1.900 - 2.000																																																																	
2.000 - 2.100																																																																	
2.100 - 2.200																																																																	
2.200 - 2.400																																																																	
2.400 - 2.450																																																																	
2.450 - 2.500																																																																	
2.500 - 2.600																																																																	
2.600 - 2.800																																																																	
<p><b>FASCIA RADIAZIONE</b> [kWh/(m<sup>2</sup> x anno)]</p> <p><b>FASCIA ELIOFANIA REALE</b> [ore sole/anno]</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tbody> <tr><td>1.000 - 1.650</td></tr> <tr><td>2.400 - 2.450</td></tr> </tbody> </table>										1.000 - 1.650	2.400 - 2.450																																																						
1.000 - 1.650																																																																	
2.400 - 2.450																																																																	

## ❖ CAPTAZIONE A SCATTI OTTIMALI MENSILI DELL'ANGOLO TILT

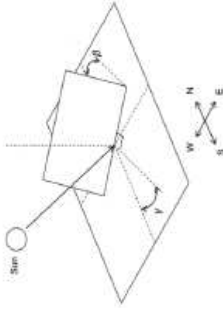


## DIMENSIONAMENTO IMPIANTO FOTOVOLTAICO

### CALCOLO RADIAZIONE\_A SCATTI MENSILI OTTIMALI DELL'ANGOLO TILT

DATI GENERALI	FABB. ELETTRICO	CAPTAZ._TILT FISSO	CAPTAZ._TILT MENSILI	CAPTAZ._TILT STAGIONALI	GENERAT.+ACCUMULO	DIAGRAMMI	ACCOPIAM. FV-INVERTER	CAVI ELETTR.
---------------	-----------------	--------------------	----------------------	-------------------------	-------------------	-----------	-----------------------	--------------

CALCOLO SCATTI MENSILI DELL'ANGOLO TILT		
Massa di Somma		
COMUNE	Napoli_NA	[G0]
LATITUDINE	40.8465740	[G0]
LONGITUDINE	14.3761111	[G0]
AZIMUT PANNELLI_yp	0.00	[G0]



CAPTAZIONE SOLARE SU PIANO ORIZZONTALE																											
0.712907204	Latitudine		Gennaio		Febbraio		Marzo		Aprile		Maggio		Giugno		Luglio		Agosto		Settembre		Ottobre		Novembre		Dicembre		
	[G0]	H <sub>gh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>gh</sub>
Avellino	40.9151680	2.900	2.500	4.000	4.400	5.500	7.200	6.800	11.300	6.800	11.300	7.600	14.700	7.800	16.900	6.600	20.300	6.000	17.900	5.400	12.300	4.300	7.700	3.200	3.800	2.600	2.300
Napoli	40.8399968	3.000	3.700	4.000	5.600	5.400	8.500	6.700	12.200	7.400	16.300	7.400	16.300	7.400	18.900	6.600	20.600	6.000	17.900	5.400	12.400	4.100	8.700	3.200	4.400	2.700	3.100
<b>Massa di Somma</b>	40.8465740	2.991	3.595	4.000	5.495	5.409	8.386	6.709	12.121	7.417	16.100	7.435	16.100	7.435	18.725	6.600	20.574	6.000	17.900	5.400	12.391	4.117	8.613	3.200	4.348	2.691	3.030
	MJ/(m <sup>2</sup> x giorno)	6,586	9,485	9,485	13,795	18,830	23,578	26,160	27,174	23,900	27,174	26,160	23,900	23,900	27,174	26,160	23,900	23,900	17,791	12,790	7,548	5,721	3,948	2,691	2,300	5,721	
	MJ/(m <sup>2</sup> x mese)	204,174	265,860	427,645	564,900	730,903	842,386	784,800	842,386	740,900	842,386	784,800	740,900	740,900	842,386	784,800	740,900	740,900	533,738	394,630	226,425	177,359	117,359	84,239	53,739	5,893,72	
<b>PIANO ORIZZONTALE</b> [MJ/(m <sup>2</sup> x a)]																											

ALBEDO - UNI 10349-1/2016	
Tipologia superficie	Boxco in autunno/campi con raccolti maturi e piante
Coefficiente di Albedo	0,26
<b>OSTRUZIONI</b>	
Angolo orario_alba	gen feb mar apr mag giu lug ago set ott nov dic
Angolo orario Tramonto	

ANGOLO TILT OTTIMALE PER CIASCUN MESE																								
POT/mese [° : ']	Gennaio		Febbraio		Marzo		Aprile		Maggio		Giugno		Luglio		Agosto		Settembre		Ottobre		Novembre		Dicembre	
	[G0]	H <sub>gh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>gh</sub>	H <sub>gh</sub>	
	64	0	56	0	42	0	24	0	9	0	0	0	5	0	19	0	37	0	53	0	63	0	66	0
POT/mese [G0]	64,000	56,000	42,000	24,000	9,000	0,000	0,000	5,000	19,000	37,000	53,000	63,000	66,000											
POT/mese [rad]	1,1170	0,9774	0,7330	0,4189	0,1571	0,0000	0,0873	0,3316	0,6458	0,9250	1,0996	1,1519												

Settembre	
$\beta_{mese}$	37,00
$H$ [MJ/(m <sup>2</sup> x m)]	627,14







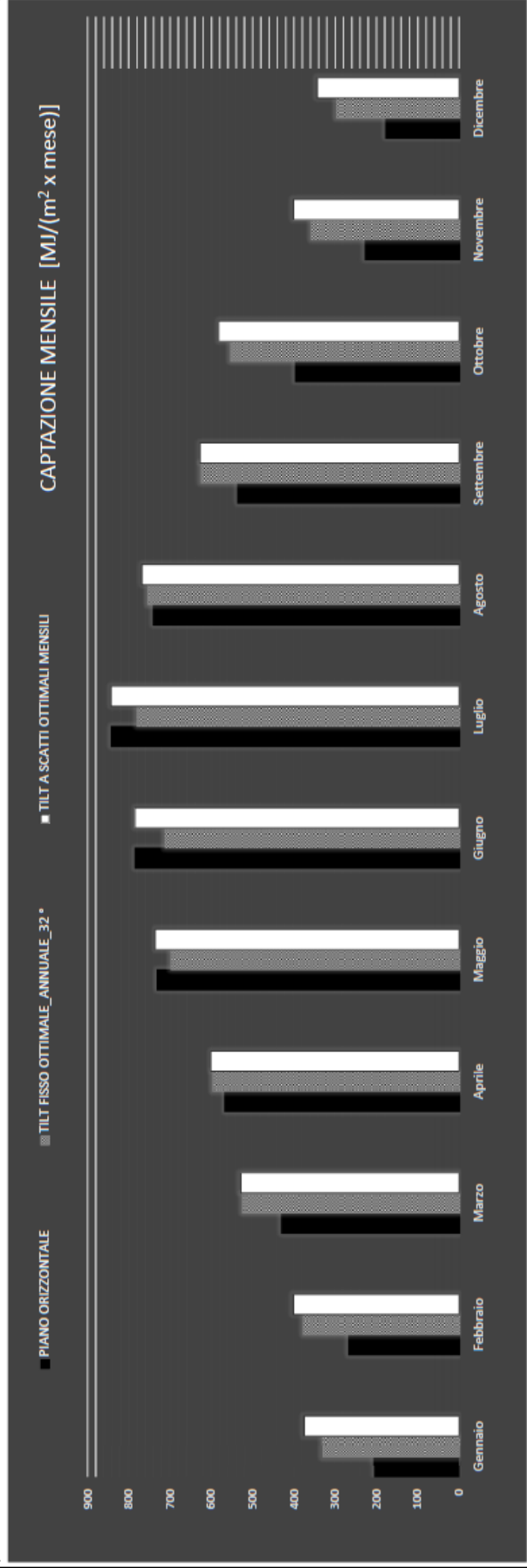
# DIMENSIONAMENTO IMPIANTO FOTOVOLTAICO

## CALCOLO RADIAZIONE\_A SCATTI MENSILI OTTIMALI DELL'ANGOLO TILT

DATI GENERALI	FABB. ELETTRICO	CAPTAZ._TILT FISSO	CAPTAZ._TILT STAGIONALI	CAPTAZ._CONFR.	GENERAT.+ACCUMULO	DIAGRAMMI	ACCOPIAM. FV-INVERTER	CAVI ELETR.
---------------	-----------------	--------------------	-------------------------	----------------	-------------------	-----------	-----------------------	-------------

**DIAGRAMMI RADIAZIONE**  
 Massa di Somma

MESE	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
SCATTI OTT. MENSILI [GD]	64,0	56,0	42,0	24,0	9,0	0,0	5,0	19,0	37,0	53,0	63,0	66,0



RISULTATI PROGETTUALI	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
	Azimut mensili [°]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tilt mensili ottimali [°]	64	56	42	24	9	0	5	19	37	53	63	66
ENERGIA CAPTATA [MJ/(m <sup>2</sup> x mese)]	375,31	401,52	528,51	601,14	735,72	794,80	842,66	768,40	627,14	582,59	401,10	343,45
<b>PIANO INCLINATO A SCATTI TILT MENSILI</b>	→ <b>6.992,34</b> [MJ/(m <sup>2</sup> x a)]											
<b>INCREMENTO CAPTAZIONE_ risp. ORIZZONTALE</b>	→ <b>18,64%</b> <b>INCREMENTO CAPTAZ._ risp._β_FISSO_OTT</b> → <b>32,00</b> → <b>6,02%</b>											

## ❖ CAPTAZIONE\_CONFRONTO

### DIMENSIONAMENTO IMPIANTO FOTOVOLTAICO CAPTAZIONE A CONFRONTO PER LE DIVERSE GIACITURE

DATI GENERALI	FABB. ELETTRICO	CAPTAZ._TILT FISSO	CAPTAZ._TILT MENSILI	CAPTAZ._TILT STAGIONALI	CAPTAZ._CONFR.	GENERAT.+ACCUMULO	DIAGRAMMI	ACCOPPIAM. PV-INVERTER	CAVI ELETR.																																																																																																																					
<div style="display: flex; justify-content: space-between; align-items: center;"> <div style="width: 30%;"> <p><b>DATI LOCALITA'</b></p> <p style="text-align: center;">Massa di Somma</p> <p><b>REGIONE</b> Campania</p> <p><b>PROVINCIA</b> Napoli_NA</p> <p><b>COMUNE</b> Massa di Somma</p> </div> <div style="width: 30%; text-align: center;"> <p><b>LATITUDINE</b> 40,8465740 [60]</p> <p><b>LONGITUDINE</b> 14,3761111 [60]</p> <p><b>ALTITUDINE</b> 175 [m]</p> <p><b>MERIDIANO</b> 15 [DEG]</p> </div> <div style="width: 30%; text-align: center;"> <p><b>FUSO ORARIO</b> 1 [adm]</p> <p><b>ORIZZONTE</b> -0,425 [DEG]</p> </div> </div>																																																																																																																														
<p><b>PARAMETRI SOLARI</b></p> <p style="text-align: center;">Massa di Somma</p>																																																																																																																														
<p style="text-align: center;">PARAMETRI SOLARI MENSILI</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th></th> <th>Gennaio</th> <th>Febbraio</th> <th>Marzo</th> <th>Aprile</th> <th>Maggio</th> <th>Giugno</th> <th>Luglio</th> <th>Agosto</th> <th>Settembre</th> <th>Ottobre</th> <th>Novembre</th> <th>Dicembre</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>vignata ora legale [h+1; no=0]</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>1</td> <td>1</td> <td>1</td> <td>1</td> <td>1</td> <td>1</td> <td>1</td> <td>0</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>nr. giorno del mese_giuliano</td> <td>15</td> <td>15</td> <td>15</td> <td>15</td> <td>15</td> <td>15</td> <td>15</td> <td>15</td> <td>15</td> <td>15</td> <td>15</td> <td>15</td> </tr> <tr> <td>giorno giuliano</td> <td>15</td> <td>46</td> <td>74</td> <td>105</td> <td>135</td> <td>166</td> <td>196</td> <td>227</td> <td>258</td> <td>288</td> <td>319</td> <td>349</td> </tr> <tr> <td>declinazione solare_δ [deg]</td> <td>-21,269</td> <td>-13,289</td> <td>-2,819</td> <td>9,415</td> <td>18,792</td> <td>23,314</td> <td>21,517</td> <td>13,784</td> <td>2,217</td> <td>-9,599</td> <td>-19,148</td> <td>-23,335</td> </tr> <tr> <td>equazione del tempo_ E [min]</td> <td>-0,371</td> <td>-0,232</td> <td>-0,049</td> <td>0,164</td> <td>0,328</td> <td>0,407</td> <td>0,376</td> <td>0,241</td> <td>0,039</td> <td>-0,168</td> <td>-0,334</td> <td>-0,407</td> </tr> <tr> <td>Δt [h]</td> <td>9,370</td> <td>14,582</td> <td>9,650</td> <td>0,227</td> <td>-3,777</td> <td>0,168</td> <td>-5,663</td> <td>4,165</td> <td>-5,496</td> <td>-14,844</td> <td>-14,855</td> <td>-4,154</td> </tr> <tr> <td>ora solare risp. 12 locale_h0 [h:m]</td> <td>0,115</td> <td>0,201</td> <td>0,119</td> <td>-0,038</td> <td>-0,105</td> <td>-0,039</td> <td>0,051</td> <td>0,028</td> <td>-0,113</td> <td>-0,289</td> <td>-0,289</td> <td>-0,111</td> </tr> <tr> <td>altezza solare ore 12_h0 [° :']</td> <td>27° 33'</td> <td>35° 51'</td> <td>46° 20'</td> <td>58° 34'</td> <td>67° 56'</td> <td>72° 28'</td> <td>70° 40'</td> <td>62° 56'</td> <td>51° 22'</td> <td>39° 33'</td> <td>30° 0'</td> <td>25° 49'</td> </tr> </tbody> </table>											Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre	vignata ora legale [h+1; no=0]	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	nr. giorno del mese_giuliano	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	giorno giuliano	15	46	74	105	135	166	196	227	258	288	319	349	declinazione solare_δ [deg]	-21,269	-13,289	-2,819	9,415	18,792	23,314	21,517	13,784	2,217	-9,599	-19,148	-23,335	equazione del tempo_ E [min]	-0,371	-0,232	-0,049	0,164	0,328	0,407	0,376	0,241	0,039	-0,168	-0,334	-0,407	Δt [h]	9,370	14,582	9,650	0,227	-3,777	0,168	-5,663	4,165	-5,496	-14,844	-14,855	-4,154	ora solare risp. 12 locale_h0 [h:m]	0,115	0,201	0,119	-0,038	-0,105	-0,039	0,051	0,028	-0,113	-0,289	-0,289	-0,111	altezza solare ore 12_h0 [° :']	27° 33'	35° 51'	46° 20'	58° 34'	67° 56'	72° 28'	70° 40'	62° 56'	51° 22'	39° 33'	30° 0'	25° 49'
	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre																																																																																																																		
vignata ora legale [h+1; no=0]	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0																																																																																																																		
nr. giorno del mese_giuliano	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15																																																																																																																		
giorno giuliano	15	46	74	105	135	166	196	227	258	288	319	349																																																																																																																		
declinazione solare_δ [deg]	-21,269	-13,289	-2,819	9,415	18,792	23,314	21,517	13,784	2,217	-9,599	-19,148	-23,335																																																																																																																		
equazione del tempo_ E [min]	-0,371	-0,232	-0,049	0,164	0,328	0,407	0,376	0,241	0,039	-0,168	-0,334	-0,407																																																																																																																		
Δt [h]	9,370	14,582	9,650	0,227	-3,777	0,168	-5,663	4,165	-5,496	-14,844	-14,855	-4,154																																																																																																																		
ora solare risp. 12 locale_h0 [h:m]	0,115	0,201	0,119	-0,038	-0,105	-0,039	0,051	0,028	-0,113	-0,289	-0,289	-0,111																																																																																																																		
altezza solare ore 12_h0 [° :']	27° 33'	35° 51'	46° 20'	58° 34'	67° 56'	72° 28'	70° 40'	62° 56'	51° 22'	39° 33'	30° 0'	25° 49'																																																																																																																		
<p><b>GRANDEZZE RADIANTI</b></p> <p style="text-align: center;">Massa di Somma</p>																																																																																																																														
<p style="text-align: center;">COSTANTE SOLARE_ICS</p> <p style="text-align: center;">1.367 [W/m<sup>2</sup>]</p>																																																																																																																														
<p style="text-align: center;">GRANDEZZE RADIANTI</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th></th> <th>Gennaio</th> <th>Febbraio</th> <th>Marzo</th> <th>Aprile</th> <th>Maggio</th> <th>Giugno</th> <th>Luglio</th> <th>Agosto</th> <th>Settembre</th> <th>Ottobre</th> <th>Novembre</th> <th>Dicembre</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Flusso solare extraterrestre_I0 [W/m2]</td> <td>1.411,94</td> <td>1.399,65</td> <td>1.386,60</td> <td>1.366,10</td> <td>1.335,21</td> <td>1.322,38</td> <td>1.321,77</td> <td>1.333,50</td> <td>1.354,55</td> <td>1.378,29</td> <td>1.399,65</td> <td>1.411,73</td> </tr> <tr> <td>Flusso Extraterrestre_Apparente_A [W/m2]</td> <td>1.232,91</td> <td>1.213,83</td> <td>1.183,48</td> <td>1.143,99</td> <td>1.106,90</td> <td>1.068,47</td> <td>1.026,66</td> <td>1.004,84</td> <td>1.138,36</td> <td>1.176,64</td> <td>1.211,53</td> <td>1.231,72</td> </tr> <tr> <td>Coeff. di profondità ottica_K [-]</td> <td>0,139202</td> <td>0,145952</td> <td>0,158853</td> <td>0,177009</td> <td>0,193835</td> <td>0,205745</td> <td>0,208883</td> <td>0,202579</td> <td>0,188327</td> <td>0,170691</td> <td>0,153428</td> <td>0,142129</td> </tr> <tr> <td>Fattore di diffusione del cielo_C [-]</td> <td>0,055</td> <td>0,063</td> <td>0,078</td> <td>0,088</td> <td>0,118</td> <td>0,131</td> <td>0,139</td> <td>0,128</td> <td>0,111</td> <td>0,091</td> <td>0,071</td> <td>0,059</td> </tr> </tbody> </table>											Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre	Flusso solare extraterrestre_I0 [W/m2]	1.411,94	1.399,65	1.386,60	1.366,10	1.335,21	1.322,38	1.321,77	1.333,50	1.354,55	1.378,29	1.399,65	1.411,73	Flusso Extraterrestre_Apparente_A [W/m2]	1.232,91	1.213,83	1.183,48	1.143,99	1.106,90	1.068,47	1.026,66	1.004,84	1.138,36	1.176,64	1.211,53	1.231,72	Coeff. di profondità ottica_K [-]	0,139202	0,145952	0,158853	0,177009	0,193835	0,205745	0,208883	0,202579	0,188327	0,170691	0,153428	0,142129	Fattore di diffusione del cielo_C [-]	0,055	0,063	0,078	0,088	0,118	0,131	0,139	0,128	0,111	0,091	0,071	0,059																																																				
	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre																																																																																																																		
Flusso solare extraterrestre_I0 [W/m2]	1.411,94	1.399,65	1.386,60	1.366,10	1.335,21	1.322,38	1.321,77	1.333,50	1.354,55	1.378,29	1.399,65	1.411,73																																																																																																																		
Flusso Extraterrestre_Apparente_A [W/m2]	1.232,91	1.213,83	1.183,48	1.143,99	1.106,90	1.068,47	1.026,66	1.004,84	1.138,36	1.176,64	1.211,53	1.231,72																																																																																																																		
Coeff. di profondità ottica_K [-]	0,139202	0,145952	0,158853	0,177009	0,193835	0,205745	0,208883	0,202579	0,188327	0,170691	0,153428	0,142129																																																																																																																		
Fattore di diffusione del cielo_C [-]	0,055	0,063	0,078	0,088	0,118	0,131	0,139	0,128	0,111	0,091	0,071	0,059																																																																																																																		



## DIMENSIONAMENTO IMPIANTO FOTOVOLTAICO CAPTAZIONE MENSILE A CONFRONTO PER LE DIVERSE GIACITURE

DATI GENERALI	FABB. ELETTRICO	CAPTAZ. TILT FISSO	CAPTAZ. TILT MENSILI	CAPTAZ. TILT STAGIONALI	CAPTAZ. CONFR.	GENERAT. + ACCUMULO	DIAGRAMMI	ACCOPIAM. FV-INVERTER	CAVI ELETTR.
---------------	-----------------	--------------------	----------------------	-------------------------	----------------	---------------------	-----------	-----------------------	--------------

**RADIAZIONE NORMALE DIRETTA\_DNI**

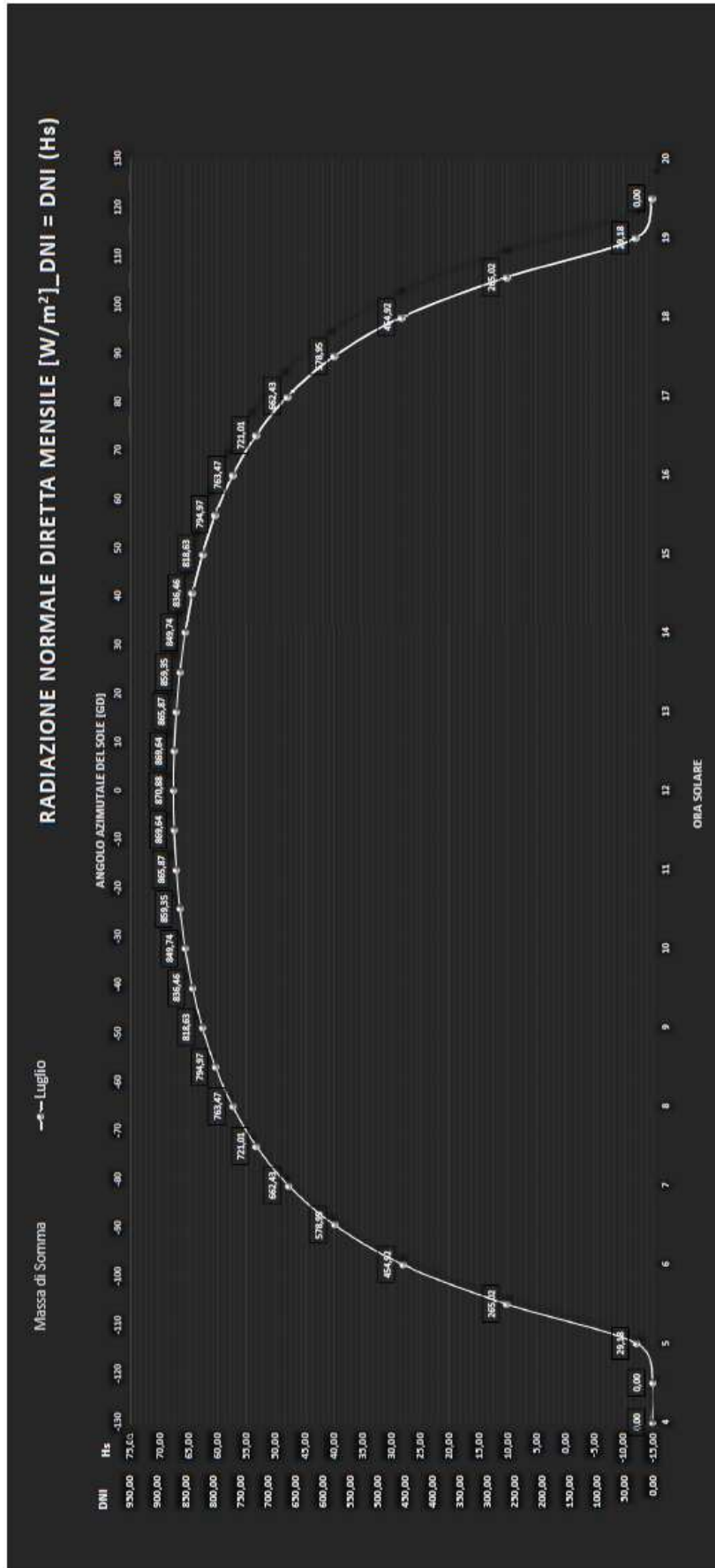
Massa di Somma

SELEZIONA MESE

Luglio

$$DNI = A * EXP (-K * AM)$$

Legge di Lambert-Beer [W/m<sup>2</sup>]







DIMENSIONAMENTO IMPIANTO FOTOVOLTAICO  
CAPTAZIONE ANNUALE A CONFRONTO PER LE DIVERSE GIACITURE

Table with 6 columns: DATI GENERALI, FABB. ELETTRICO, CAPTAZ. TILT FISSO, CAPTAZ. TILT MENSILI, CAPTAZ. TILT STAGIONALI, CAPTAZ. CONFR., GENERAT. + ACCUMULO, DIAGRAMMI, ACCOPIAM. PV-INVERTER, CAVI ELETTR.

Table with 2 columns: CAPTAZIONE ANNUALE (Massa di Somma) and MESE IN ANALISI (Gen to Dic). Values range from 0.00 to 66.0.

PARAMETRI SOLARI MENSILI. Table with 12 columns (Gen to Dic) and 10 rows of solar parameters like declination, flux, etc.

CAPTAZIONE MEDIA GIORNALIERA [MJ/m²]. Table with 12 columns (Gen to Dic) and 10 rows of monthly capture data.

CAPTAZIONE ANNUALE. Table with 10 rows of annual capture data, including monthly totals and percentages.

INDICE DI NUVOLOSITA' MENSILE. Table with 12 columns (Gen to Dic) and 10 rows of monthly cloudiness index.

INCREMENTO PERCENTUALE. Table with 10 rows of percentage increase data for various configurations.

RIEPILOGO. Summary table with 10 rows and 4 columns, including annual totals and averages.

# DIMENSIONAMENTO IMPIANTO FOTOVOLTAICO

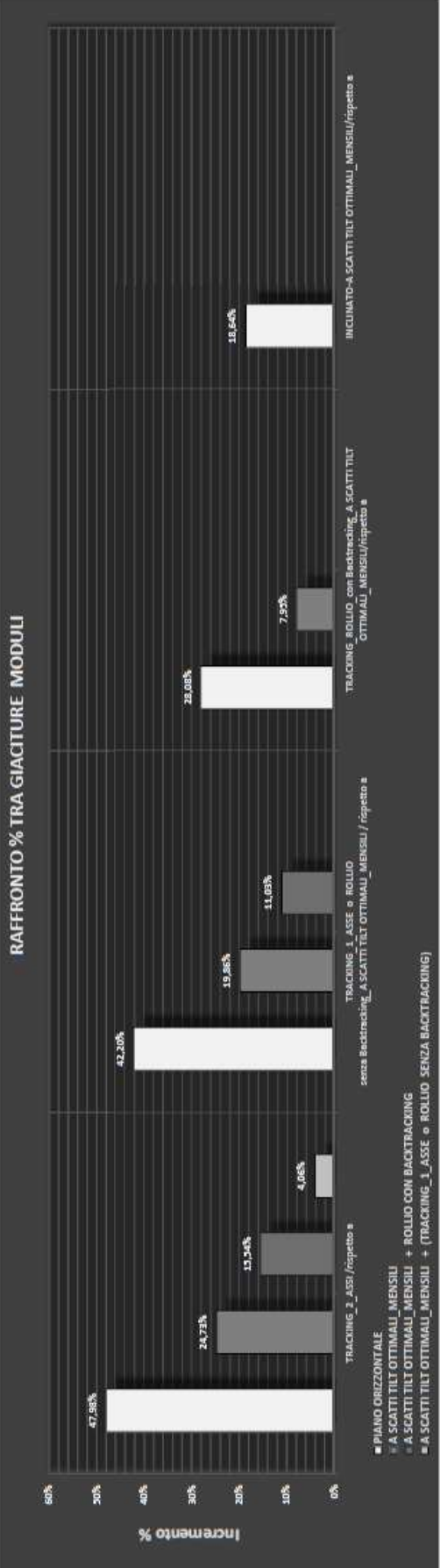
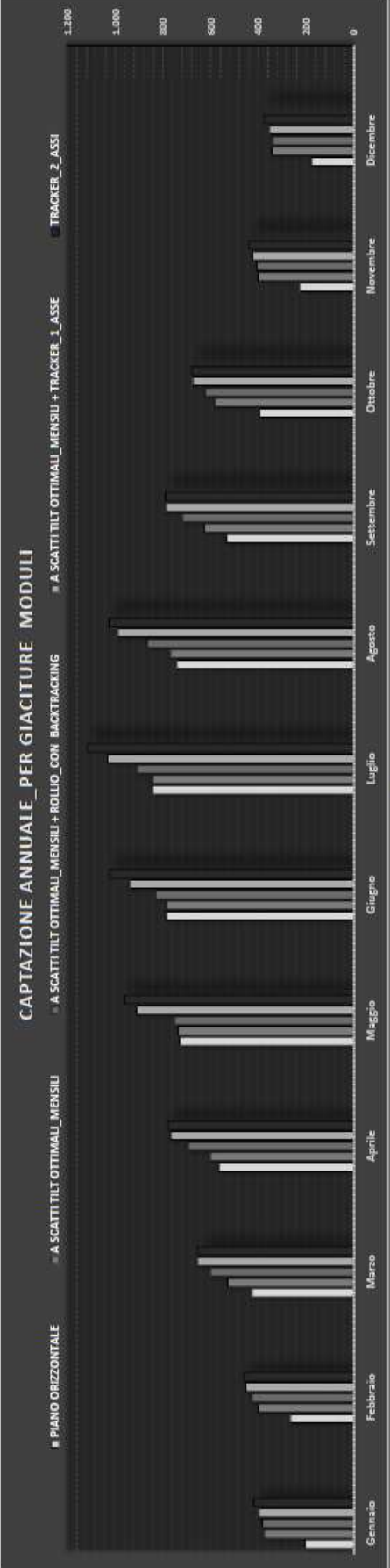
## CAPTAZIONE ANNUALE A CONFRONTO PER LE DIVERSE GIACITURE

DATI GENERALI	FABB. ELETTRICO	CAPTAZ._TILT FISSO	CAPTAZ._TILT MENSILI	CAPTAZ._CONFR.	GENERAT.+ACCUMULO	DIAGRAMMI	ACCOPIAM. PV-INVERTER	CAVI ELETTR.
---------------	-----------------	--------------------	----------------------	----------------	-------------------	-----------	-----------------------	--------------

**CAPTAZIONE\_RAFFRONTO GIACITURE**  
 Massa di Somma

**AZIMUT MODULI**  
 0,00

**MESE IN ANALISI**  
 TUTTI





❖ GENERATORE+ACCUMULATORE

DIMENSIONAMENTO IMPIANTO FOTOVOLTAICO

DATI GENERALI		FABB. ELETTRICO	CAPTAPZ_TILT FISSO	CAPTAPZ_TILT MENSILI	CAPTAPZ_TILT STAGIONALI	CAPTAPZ_CONF.R.	GENERAT.+ACCUMULO	DIAGRAMMI	ACCOPPIAM. FV-INVERTER	CAVI ELETTR.			
<b>GENERATORE_FV</b>		<p>Massa di Somma</p> <p>SISTEMA MONOFASE_JF CONNESSIONE ONL_GRID_JF</p> <p>TIPOLOGIA IMPIANTO</p> <p>TILT A SCATTI OTTIMALI MENSILI + Tracking di Rollo con Backtracking</p> <p>AUTOCONSUMO_SSP_ + ACCUMULO</p> <p>RICHIESTA x CONSUMI [kWh/a] 9-167,88</p> <p>RICHIESTA x PRODUZIONE [kWh/a] 8.500,00</p> <p>ADERENZA MODULI NON ADERENTI A TETTO O SUOLO</p> <p>MODULO_MONOCRISTALLINO</p> <p>INPUT MODULO_UTENTE FATTORE DI FORMA 0,79</p> <p>380_AU Optronix Corporation_Taiwan_380</p>											
<p>PRODUZIONE ANNUALE IMPIANTO</p>													
<p>GEN</p>		Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic	
kWh/m²		940	1.045	1.468	1.696	1.838	2.029	2.218	2.116	1.754	1.520	996	830
<p>POT. RICHIESTA</p> <p>POT. PROD. TOTTA</p> <p>POT. PROD./RICH.</p>		<p>17.688 [kW/a]</p> <p>18.448 [kW/a]</p> <p>1.043 [-]</p>											
<p>CARATTERISTICHE ELETTRICHE_STC</p> <p>CATALOGO</p>		<p>Wp</p> <p>380</p>		<p>Sezione cavi</p> <p>4</p>		<p>Altezza Modulo</p> <p>755</p>		<p>TL_primario</p> <p>35-85</p>		<p>TL_secondario</p> <p>-</p>		<p>FF</p> <p>-</p>	
<p>CARATTERISTICHE MECCANICHE</p> <p>CAT</p>		<p>Sp</p> <p>1,80</p>		<p>Sezione cavi</p> <p>4</p>		<p>Altezza Modulo</p> <p>755</p>		<p>TL_primario</p> <p>35-85</p>		<p>TL_secondario</p> <p>-</p>		<p>FF</p> <p>-</p>	
<p>CARATTERISTICHE ELETTRICHE_NOCT</p> <p>CATALOGO</p>		<p>Wp</p> <p>333</p>		<p>Vmpp</p> <p>32,60</p>		<p>Voc</p> <p>40,00</p>		<p>Imp</p> <p>7,00</p>		<p>Isc</p> <p>9,44</p>		<p>NOCT</p> <p>43,0</p>	
<p>CARATTERISTICHE TERMICHE</p> <p>CATALOGO</p>		<p>Cw</p> <p>-0,35</p>		<p>Cv</p> <p>-0,29</p>		<p>Ci</p> <p>0,06</p>		<p>Temperat. alla temperatura_T_riduc in allumino</p>		<p>Vmax</p> <p>1,500</p>		<p>Imax</p> <p>30</p>	
<p>CARATTERISTICHE LIMITI</p> <p>CATALOGO</p>		<p>Temperat. alla temperatura_T_riduc in allumino</p>		<p>Temperat. alla temperatura_T_riduc in allumino</p>		<p>Temperat. alla temperatura_T_riduc in allumino</p>		<p>Temperat. alla temperatura_T_riduc in allumino</p>		<p>Temperat. alla temperatura_T_riduc in allumino</p>		<p>Temperat. alla temperatura_T_riduc in allumino</p>	
<p>INPUT PERDITE_UTENTE</p>		<p>PERDITE GENERATORE_UTENTE_P<sub>GL</sub> 5,0%</p>		<p>OMBRAGGIAMENTO</p>		<p>REFLESSIONE</p>		<p>SOVRATEMP.</p>		<p>PERDITE CIRCUITI ELETTRICI UTENTE_P<sub>EL</sub> 9,3%</p>		<p>PERDITE CIRCUITI ELETTRICI UTENTE_P<sub>EL</sub> 9,3%</p>	
<p>PERDITE MATCHING</p> <p>2,0%</p>		<p>PERDITE NEVE</p> <p>0,0%</p>		<p>SPORCIZIA</p> <p>1,0%</p>		<p>TASCHETTA</p> <p>1,0%</p>		<p>GUASTI</p> <p>1,0%</p>		<p>PERDITE BATTERIA</p> <p>1,0%</p>		<p>INVERTER</p> <p>7,0%</p>	
<p>CAVUDC</p> <p>0,5%</p>		<p>CAVUDC</p> <p>0,5%</p>		<p>CAVUDC</p> <p>0,5%</p>		<p>CAVUDC</p> <p>0,5%</p>		<p>CAVUDC</p> <p>0,5%</p>		<p>CAVUDC</p> <p>0,5%</p>		<p>CAVUDC</p> <p>0,5%</p>	
<p>INPUT PERDITE_UTENTE</p>		<p>P_tot = [1 - (t1 - P1) * (t1 - P2)]</p>		<p>P_tot = [1 - (t1 - P1) * (t1 - P2)]</p>		<p>P_tot = [1 - (t1 - P1) * (t1 - P2)]</p>		<p>P_tot = [1 - (t1 - P1) * (t1 - P2)]</p>		<p>P_tot = [1 - (t1 - P1) * (t1 - P2)]</p>		<p>P_tot = [1 - (t1 - P1) * (t1 - P2)]</p>	
<p>2,9%</p>		<p>2,9%</p>		<p>2,9%</p>		<p>2,9%</p>		<p>2,9%</p>		<p>2,9%</p>		<p>2,9%</p>	



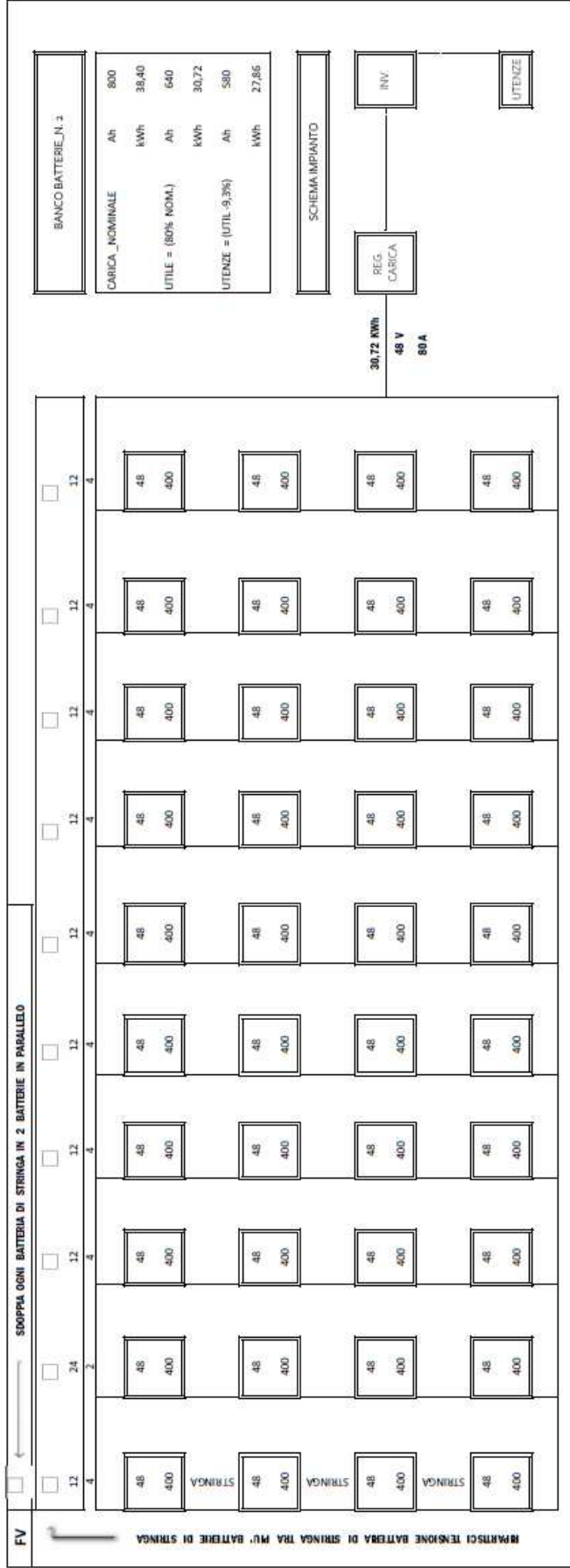
DIMENSIONAMENTO IMPIANTO FOTOVOLTAICO

BATTERIE DI ACCUMULO

DATI GENERALI	FABB. ELETTRICO	CAPTAZ._TILT_FISSO	CAPTAZ._TILT_MENSILI	CAPTAZ._TILT STAGIONALI	CAPTAZ._CONFR.	GENERAT.+ACCUMULO	DIAGRAMMI	ACCOPPIAM. FV-INVERTER	CAVI ELETTR.
---------------	-----------------	--------------------	----------------------	-------------------------	----------------	-------------------	-----------	------------------------	--------------

<b>DATI ACCUMULATORE</b>	Massa di Somma
AUTOCONSUMO_SSP_+ ACCUMULO	
TIPOLOGIA BATTERIA	IONI DILITO
TENSIONE NOMINALE BATTERIA	[V] 48
CAPACITA' NOMINALE SINGOLA BATTERIA	[Ah] kWh 19,20 400
NUMERO GIORNI DI INTEGRAZIONE BATTERIA	[ ] 3
% COPERTURA CONSUMI NEL 3 giorni	[ ] 20%
CORRENTE MAX DI CAR/SCAR.	[A] 40
TEMPO MIN. CARICA/SCARICA	[h] 8

<b>ENERGIA DI ACCUMULO</b>	Massa di Somma
CONSUMO GIORNALIERO MEDIO ANNUALE	● CONSUMO GIORNALIERO MASSIMO MENSILE
BOLLETTA_MESE_GENNAIO_FASCIA F2	[kWh/g] 395,0
BOLLETTA_MESE_GENNAIO_FASCIA F3	[kWh/g] 460,0
ENERGIA per copertura 20% del consumo di n. 3 giorni	[kWh] 5,06
PERDITE: BATTERIA → UTENZE	[%] 9,39%
ENERGIA per copertura 20% del consumo di n. 3 giorni	[kWh] 46,75
N. BATTERIE_48 volt	2
kWh_singola/batteria	19,20



**❖ DIAGRAMMI SOLARI E OMBREGGIAMENTO**
**DIMENSIONAMENTO IMPIANTO FOTOVOLTAICO**
**OMBREGGIAMENTO**

DATI GENERALI	FABB. ELETTRICO	CAPTAZ._TILT FISSO	CAPTAZ._TILT MENSILI	CAPTAZ._TILT STAGIONALI	CAPTAZ._CONFR.	GENERAT.+ACCUMULO	DIAGRAMMI	ACCOPPIAM. FV-INVERTER	CAVI ELETTR.
---------------	-----------------	--------------------	----------------------	-------------------------	----------------	-------------------	-----------	------------------------	--------------

Massa di Somma

REGIONE  
Campania

PROVINCIA  
Napoli\_NA

**COMUNE  
Massa di Somma**

LATITUDINE	40.8465740	[GD]	50	48	[DEG]
LONGITUDINE	14.3761111	[GD]	22	34	[DEG]
ALTITUDINE	175	[m]	FUSO ORARIO 1 [defm.]		
MERIDIANO	15	[DEG]	ORIZZONTE -0.425 [DEG]		

PARAMETRI SOLARI												
	Gen	Feb	Mar	Apr	Mai	Giun	Lug	Ag	Set	Ott	Nov	Dic
H <sub>ora legale</sub> [pict, month]	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0
GG_giorno Giuliano [-]	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
GG_giorno Giuliano [-]	15	46	74	105	135	166	196	227	258	288	319	349
δ_Dclinazione solare [deg]	-21.27	-13.29	-2.82	9.41	18.79	23.31	21.52	13.78	2.22	-9.60	-19.15	-23.34
δ <sub>r</sub> [rad]	-0.37	-0.23	-0.05	0.16	0.33	0.41	0.38	0.24	0.04	-0.17	-0.33	-0.41
Δ <sub>r</sub> [min]	9.37	14.58	9.65	0.23	-3.78	0.17	5.36	4.17	-5.50	-14.84	-14.86	-4.15
Δ <sub>t</sub> [h]	0.11	0.20	0.12	-0.04	-0.10	-0.04	0.05	-0.13	-0.13	-0.29	-0.29	-0.11
H <sub>ora solare alle 12 locale</sub> [h:m]	11:53	11:48	11:53	13:02	13:06	13:02	12:57	13:58	13:08	13:17	12:17	12:07
H <sub>altezza sole a 12 locale</sub> [°:']	27° 53'	35° 51'	46° 20'	58° 34'	67° 56'	72° 28'	70° 40'	62° 56'	51° 22'	39° 33'	30° 0'	25° 49'

ALTEZZA SOLARE												
	Gen	Feb	Mar	Apr	Mai	Giun	Lug	Ag	Set	Ott	Nov	Dic
Gen	-70.4	-65.8	-56.8	-46.1	-34.8	-23.5	-12.5	-2.0	7.7	16.0	22.6	26.7
Feb	-62.3	-58.3	-50.1	-40.0	-29.0	-17.6	-6.4	4.4	14.5	23.4	30.4	34.7
Mar	-51.9	-49.1	-42.4	-33.3	-22.9	-11.8	-0.5	10.7	21.5	31.2	39.3	44.7
Apr	-39.7	-38.0	-32.9	-25.2	-15.8	-5.4	5.7	17.0	28.3	39.0	48.6	55.7
Mai	-30.3	-29.1	-24.8	-18.0	-9.5	0.4	11.0	22.2	33.5	44.7	55.2	63.8
Giun	-25.8	-24.5	-20.3	-13.7	-5.4	4.1	14.6	25.6	36.9	48.2	59.0	68.1
Lug	-27.6	-25.9	-21.4	-14.5	-6.0	3.8	14.4	25.5	36.9	48.1	58.6	67.2
Ag	-35.4	-33.5	-28.5	-21.1	-11.9	-1.7	9.3	20.6	31.9	42.8	52.6	60.1
Set	-46.9	-45.3	-39.9	-31.8	-22.0	-11.3	-0.1	11.3	22.3	32.7	41.8	48.4
Ott	-58.5	-57.4	-51.4	-42.4	-32.0	-20.9	-9.5	1.7	12.4	22.1	30.5	36.5
Nov	-68.0	-66.5	-59.2	-49.2	-38.1	-26.8	-15.6	-4.7	5.4	14.5	22.1	27.4
Dic	-72.4	-69.2	-60.5	-49.8	-38.6	-27.3	-16.2	-5.7	4.1	12.6	19.4	24.0

## DIMENSIONAMENTO IMPIANTO FOTOVOLTAICO

### OMBREGGIAMENTO

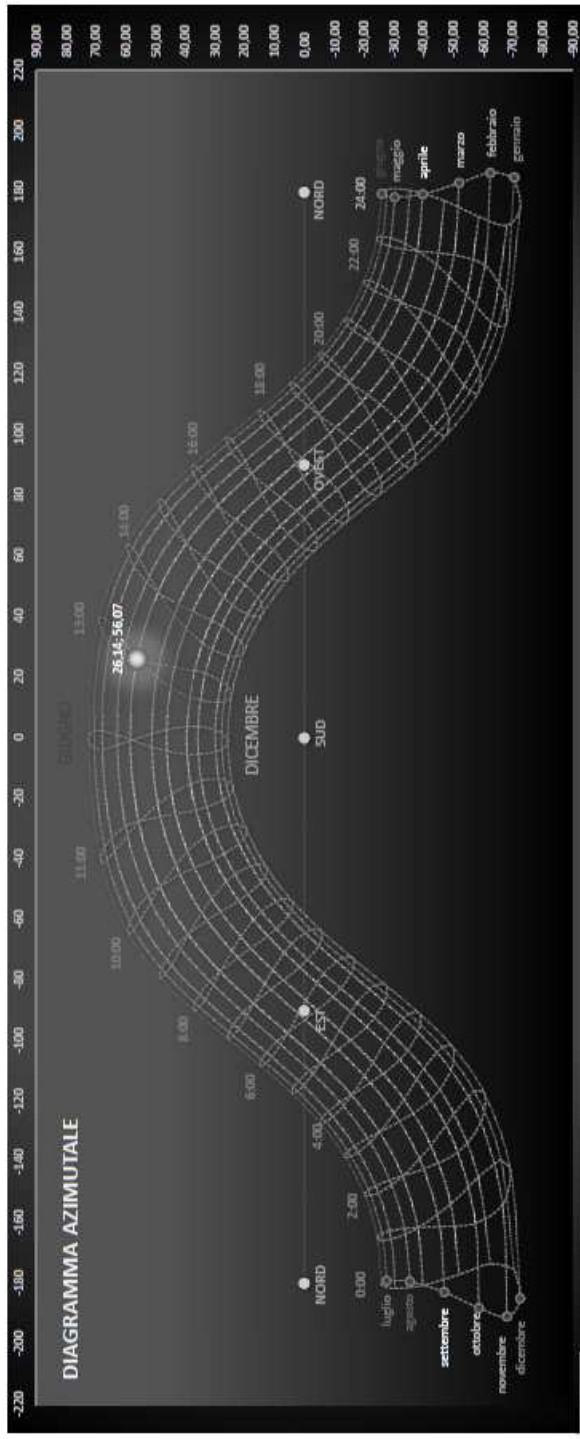
DATI GENERALI	FABB. ELETTRICO	CAPTAZ_TILT FISSO	CAPTAZ_TILT MENSILI	CAPTAZ_TILT STAGIONALI	CAPTAZ_CONF.	GENERAT.+ACCUMULO	DIAGRAMMI	ACCOPIAM. PV-INVERTER	CAVI ELETTR.
---------------	-----------------	-------------------	---------------------	------------------------	--------------	-------------------	-----------	-----------------------	--------------

AZIMUT SOLARE											
Mazza di Somma											

Ora	AZIMUT SOLARE [DEG]																							
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
gennaio	-175.2	-139.1	-116.5	-101.9	-91.0	-81.6	-72.6	-63.3	-53.1	-41.7	-28.6	-13.9	1.8	17.3	31.7	44.4	55.5	65.4	74.6	83.7	93.3	104.6	120.7	146.1
febbraio	-173.7	-145.1	-124.2	-109.2	-97.5	-87.5	-78.0	-68.2	-57.5	-45.2	-30.8	-14.2	3.6	21.1	36.9	50.3	61.9	72.2	81.8	91.4	102.0	114.7	131.7	155.8
marzo	-177.1	-153.9	-134.6	-119.4	-107.1	-96.6	-86.7	-76.7	-65.8	-53.1	-37.6	-18.7	2.6	23.5	41.6	56.4	68.5	79.1	89.0	99.0	109.9	122.7	136.8	159.1
aprile	-180.7	-161.8	-144.7	-130.2	-118.0	-107.3	-97.5	-87.8	-77.3	-65.0	-49.3	-28.0	-1.1	26.1	47.9	64.0	76.5	87.0	96.8	106.6	117.2	129.2	143.6	160.4
maggio	-181.7	-165.4	-150.2	-136.8	-125.1	-114.9	-105.4	-96.2	-86.5	-75.2	-60.2	-37.7	-3.9	31.5	56.3	72.4	84.3	94.2	103.5	112.8	122.9	134.2	147.3	162.1
giugno	-180.6	-165.5	-151.3	-138.6	-127.4	-117.5	-108.4	-99.6	-90.3	-79.5	-65.0	-41.5	-1.8	39.0	63.6	78.6	89.6	98.9	107.7	116.8	126.6	137.7	150.2	164.3
luglio	-179.2	-163.7	-149.3	-136.5	-125.3	-115.3	-106.1	-97.1	-87.6	-76.3	-60.8	-36.2	2.2	39.4	62.7	77.6	86.6	96.1	107.1	116.3	126.4	137.7	150.7	165.2
agosto	-179.5	-163.0	-146.0	-132.1	-120.3	-109.9	-100.2	-90.7	-80.4	-68.2	-52.2	-29.4	0.9	30.9	53.2	68.0	81.0	91.2	100.8	110.4	120.9	132.9	146.8	162.9
settembre	-182.9	-161.3	-142.3	-126.7	-113.9	-103.0	-93.0	-83.1	-72.5	-60.3	-45.2	-26.1	-3.2	20.3	40.6	56.6	69.5	80.4	90.4	100.3	110.9	123.0	137.8	153.9
ottobre	-188.2	-160.2	-136.8	-119.5	-106.3	-95.4	-85.5	-75.8	-65.5	-53.9	-40.2	-24.0	-5.5	13.5	31.1	48.2	59.0	69.9	79.9	89.6	99.6	111.5	126.2	145.9
novembre	-191.0	-154.0	-127.0	-109.7	-97.3	-87.2	-77.9	-68.7	-58.8	-47.8	-35.1	-20.6	-4.7	11.5	26.9	40.7	52.6	63.1	72.6	81.8	91.3	102.2	116.2	137.0
dicembre	-185.1	-143.4	-117.7	-102.3	-91.1	-81.8	-72.9	-63.9	-54.1	-43.2	-30.7	-16.7	-1.7	13.5	27.8	40.6	51.8	61.8	70.9	79.8	89.0	99.6	113.7	136.3

DIAGRAMMA SOLARE AZIMUTALE											
Mazza di Somma											

<input checked="" type="checkbox"/> TUTTE	<input type="checkbox"/> Gennaio	<input type="checkbox"/> Febbraio	<input type="checkbox"/> Marzo	<input checked="" type="checkbox"/> Aprile	<input type="checkbox"/> Maggio	<input type="checkbox"/> Giugno	<input type="checkbox"/> Luglio	<input type="checkbox"/> Agosto	<input type="checkbox"/> Settembre	<input type="checkbox"/> Ottobre	<input type="checkbox"/> Novembre	<input type="checkbox"/> Dicembre
---	----------------------------------	-----------------------------------	--------------------------------	--	---------------------------------	---------------------------------	---------------------------------	---------------------------------	------------------------------------	----------------------------------	-----------------------------------	-----------------------------------



POSIZIONE SOLE
Aprile
13.00
AZIMUT [60] 26.34
ALTEZZA [60] 56.07

MASSA DI SOMMA
Napoli_NA
Altitudine/Meridiano
175
15
LAT. 40.846574
LONG. 14.376111



## DIMENSIONAMENTO IMPIANTO FOTOVOLTAICO

### OMBREGGIAMENTO

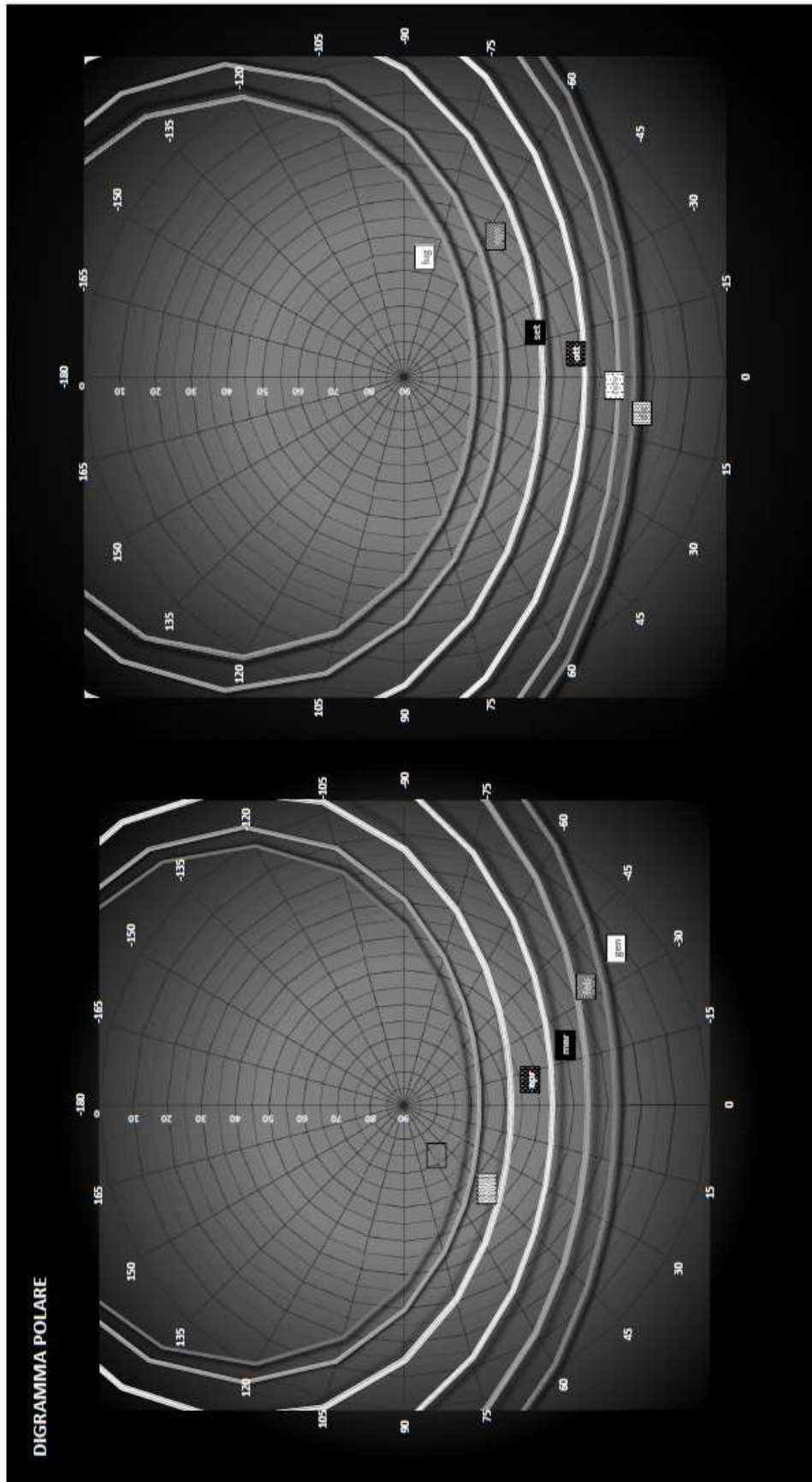
DATI GENERALI	FABB. ELETTRICO	CAPTAZ._TILT FISSO	CAPTAZ._TILT MENSILI	CAPTAZ._TILT STAGIONALI	CAPTAZ._CONFR.	GENERAT.+ACCUMULO	DIAGRAMMI	ACCOPIAM. FV-INVERTER	CAVI ELETTR.
---------------	-----------------	--------------------	----------------------	-------------------------	----------------	-------------------	-----------	-----------------------	--------------

DIAGRAMMA SOLARE POLARE

Massa di Somma

DIAGRAMMA POLARE

Massa di Somma



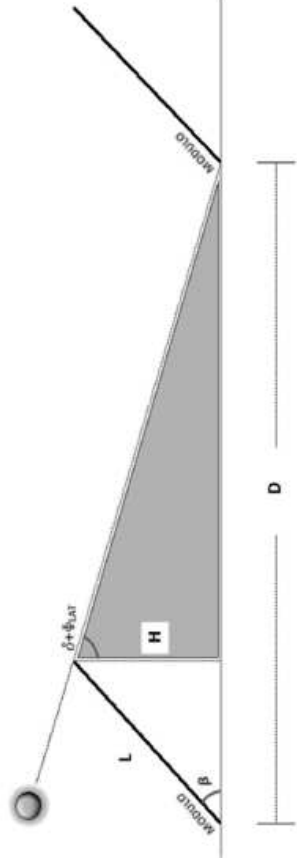


# DIMENSIONAMENTO IMPIANTO FOTOVOLTAICO

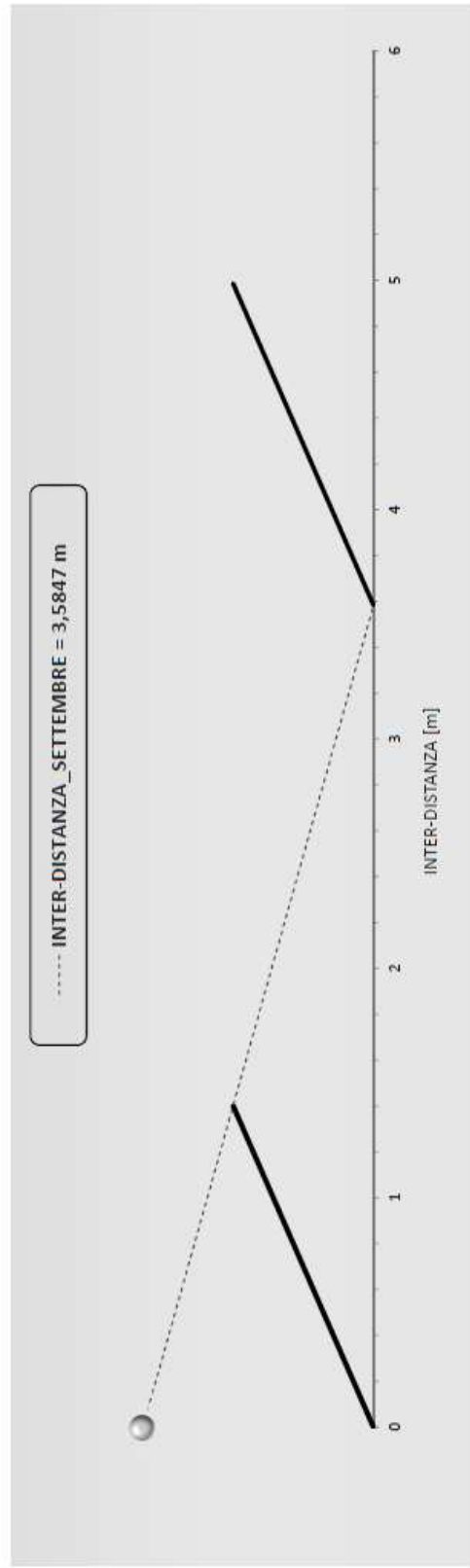
## OMBREGGIAMENTO

DATI GENERALI	FABB. ELETTRICO	CAPTAZ. TILT FISSO	CAPTAZ. TILT MENSILI	CAPTAZ. TILT STAGIONALI	CAPTAZ. CONFR.	GENERAT.+ACCUMULO	DIAGRAMMI	ACCOPIAM. FV-INVERTER	CAVI ELETTR.
---------------	-----------------	--------------------	----------------------	-------------------------	----------------	-------------------	-----------	-----------------------	--------------

INTERDISTANZA MODULI		Mazza di Somma
ADERENZA MODULI		
NON ADERENTI A TETTO O SUOLO		
SELEZIONA MESE		Settembre
L_altezza modulo	[m]	1,755
<input type="checkbox"/> L_utente	[m]	1,95
$\beta$ _angolo TILT	[GD]	37,00
$\delta$ _declinazione solare	[GD]	23,34
$\phi_{LAT}$ _latitudine	[GD]	40,85



$$D = L \cdot [\cos \beta + \tan(\delta + \phi_{LAT}) \cdot \sin \beta]$$



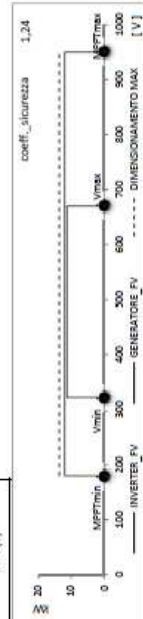
$$D_{max\_ANNUALE\_GENNAIO} = 4,0297 \text{ [m]}$$



# DIMENSIONAMENTO IMPIANTO FOTOVOLTAICO

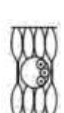
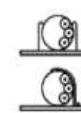

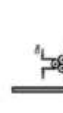

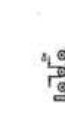





## ACCOPIAMENTO GENERATORE-INVERTER

DATI GENERALI	FABB. ELETTRICO	CAPTAZ. TILT FISSO	CAPTAZ. TILT MENSILI	CAPTAZ. TILT STAGIONALI	CAPTAZ. _CONFR.	GENERAT.+ACCUMULO	DIAGRAMMI	ACCOPIAM. FV-INVERTER	CAVI ELETR.
<b>DATI GENERATORE</b>									
SISTEMA									
MONOFASE_F		CONNESSIONE		DIL_GRID_SF					
3fL-AU Optronics Corporation, Taiwan_3fL									
N. MODULI impianto									
30		POTENZA impianto		11,4					
Wp		390		Vmpo		34,53			
Voc		40,93		Vmax modulo		1,590			
Isc		31,69		Impo		31,01			
Cv		-0,290		Ci		0,060			
T_min_cella		-40,0		T_max_cella		85,0			
T_min_cella_entr		-10,0		T_max_cella_entr		70,0			
<b>DATI INVERTER</b>									
MODELLO_INVERTER									
SAUFG-30K-T2-L2									
P_max_uscita		[kW]		32,00		12			
MPPT_min_ingresso		[V]		98,0		500			
MPPT_max_ingresso		[V]		95,0		900			
V_max_ingresso		[V]		1200		1000			
I_max_ingresso		[A]		32,5		±6			
N_INGRESSI		[-]		3		2			
N_max_STRINGHE x ingr.		[-]		3		3			
<b>DATI ACCUMULO</b>									
INGRESSI_MPPT									
N. MODULI x ingresso_min/max		6		21		15			
N. STRINGHE x ingresso_min/max		1		1		1			
N. MODULI x stringa						15			
<b>DATI INVERTER</b>									
P_max_uscita_INVERTER		P_impianto_ingr.		31,40		[kW]			
MPPT_min_ingr_INV.		V_min_syst_PV		32,2,20		[V]			
MPPT_max_ingr_INV.		V_max_syst_PV		670,20		[V]			
V_max_ingr_INV		Voc_max_syst_PV		766,20		[V]			
I_max_ingr_INV.		I_cc_max_syst_PV		31,69		[A]			
N_INGRESSI_INV.		N_min_mec_syst		2		[-]			
N_STRINGHE x ingr.		N_STRINGHE_syst		1		[-]			
V_max_modulo_FV		Voc_max_syst_PV		766,20		[V]			
<b>VERIFICHE ACCOPIAMENTO FV-INVERTER</b>									
EFFICIENZA_MAX_inverter									
1		98,6%		P_max_uscita_inverter ≥ P_impianto_ingr.		OK			
2				MPPT_min_ingr_inverter ≥ V_min_syst_PV_valutata a Tmax del modulo		OK			
3				MPPT_max_ingr_inverter ≥ V_max_syst_PV_valutata a Tmin del modulo		OK			
4				V_max_ingresso_inverter ≥ Voc_max_syst_PV_valutata a Tmax del modulo		OK			
5				I_max_ingr_inverter ≥ I_cc_max_syst_PV_valutata a Tmax del modulo		OK			
6				N_INGRESSI_inverter ≥ N_min_richiesto dal progetto		OK			
7				N_max_STRINGHE x ingr_inverter ≥ N_STRINGHE x ingr di progetto		OK			
8				V_max_modulo_FV ≥ Voc_max_syst_PV_valutata a Tmax del modulo		OK			
<b>MASSA</b>									
1		305,9%		DIMENSIONAMENTO		105,9%			
<b>ACCOPPIAMENTO FV-INVERTER</b>									
CHECK									
ACCOPIAMENTO FV-INVERTER_OK									





❖ CAVI ELETTRICI

DIMENSIONAMENTO IMPIANTO FOTOVOLTAICO																					
PORTATA CAVI: CEI-UNEL 35024-1 / 35026 / 64-8																					
DATI GENERALI	FABB. ELETTRICO	CAPTAZ._TILT FISSO	CAPTAZ._TILT MENSILI	CAPTAZ._TILT STAGIONAU	CAPTAZ._CONFR.	GENERAT.+ACCUMULO	DIAGRAMMI	ACCOPPIAM. FV-INVERTER	CAVI ELETTR.												
PORTATA CAVI_CEI-UNEL										CEI-UNEL: 35024-1 / 35026 / 64-8											
Massa di Somma TAB_CAVI_UNIPOLARI_IN_ARIA																					
ISOLAMENTO/FASE		1.5	3-5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300	400	500	630	
 Cavo in tubo, incassato in parete isolante	PVC MONOFASE	14.5	20	26	34	46	61	80	99	119	151	182	210	240	273	320	-	-	-	-	-
	TRIFASE	13.5	18	24	31	42	56	73	89	108	136	164	188	216	245	286	-	-	-	-	-
 Cavo in tubo in aria	EPR MONOFASE	19.0	26	36	45	61	81	106	131	158	200	241	278	318	362	424	-	-	-	-	-
	TRIFASE	17.0	23	31	40	54	73	95	117	141	179	216	249	285	324	380	-	-	-	-	-
 Cavo in aria libera, posizione non accessibile	PVC MONOFASE	17.5	24	32	41	57	76	101	125	151	192	232	269	309	353	415	-	-	-	-	-
	TRIFASE	15.5	21	28	36	50	68	89	110	134	171	207	239	275	314	369	-	-	-	-	-
 Cavo in aria libera, posizione non accessibile	EPR MONOFASE	23.0	31	42	54	75	100	133	164	198	253	306	354	402	472	555	-	-	-	-	-
	TRIFASE	20.0	28	37	48	66	88	117	144	175	222	269	312	355	417	490	-	-	-	-	-
 Cavo in aria libera a trifoglio	PVC MONOFASE	19.5	26	35	46	63	85	110	137	167	216	264	308	356	409	485	561	656	749	855	-
	TRIFASE	15.5	21	28	36	50	68	89	110	134	171	207	239	275	314	369	-	-	-	-	-
 Cavo in aria libera, in piano, a contatto	EPR MONOFASE	24.0	33	45	58	80	107	142	175	212	270	327	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	TRIFASE	20.0	28	37	48	71	96	127	157	190	242	293	-	-	-	-	-	-	-	-	-
 Cavi in aria libera, distanziati su un piano orizzontale	PVC MONOFASE	19.5	26	35	46	63	85	110	137	167	216	264	308	356	409	485	561	656	749	855	-
	TRIFASE	15.5	21	28	36	50	68	89	110	134	171	207	239	275	314	369	-	-	-	-	-
 Cavo in aria libera, distanziati su un piano verticale	EPR MONOFASE	24.0	33	45	58	80	107	142	175	212	270	327	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	TRIFASE	20.0	28	37	48	71	96	127	157	190	242	293	-	-	-	-	-	-	-	-	-
 Cavi in aria libera, distanziati su un piano orizzontale		0	0	0	0	0	0	0	146	181	219	261	306	356	409	485	561	656	749	855	-
 Cavo in aria libera, distanziati su un piano verticale		0	0	0	0	0	0	0	146	181	219	261	306	356	409	485	561	656	749	855	-
 Cavi in aria libera, distanziati su un piano orizzontale		0	0	0	0	0	0	0	182	226	275	333	400	464	533	634	736	868	988	1151	-
 Cavo in aria libera, distanziati su un piano verticale		0	0	0	0	0	0	0	182	226	275	333	400	464	533	634	736	868	988	1151	-
 Cavi in aria libera, distanziati su un piano orizzontale		0	0	0	0	0	0	0	130	162	197	254	311	362	419	480	569	659	795	920	1070
 Cavo in aria libera, distanziati su un piano verticale		0	0	0	0	0	0	0	130	162	197	254	311	362	419	480	569	659	795	920	1070
 Cavi in aria libera, distanziati su un piano orizzontale		0	0	0	0	0	0	0	161	201	246	318	389	454	527	605	719	813	1008	1169	1362
 Cavo in aria libera, distanziati su un piano verticale		0	0	0	0	0	0	0	161	201	246	318	389	454	527	605	719	813	1008	1169	1362
 Cavi in aria libera, distanziati su un piano orizzontale		1.5	2.5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300	400	500	630	-



**DIMENSIONAMENTO IMPIANTO FOTOVOLTAICO**  
PORTATA CAVI: CEI-UNEL\_35024-1 / 35026 / 64-8



DATI GENERALI		FABB. ELETTRICO	CAPTAZ._TILT FISSO	CAPTAZ._TILT MENSILI	ISOLAMENTO/FASE	CAPTAZ._TILT STAGIONALI		CAPTAZ._CONFR.		GENERAT.+ACCUMULO		DIAGRAMMI		ACCOPIAM. FV-INVERTER		CAVI ELETR.									
TAB_CAVI_MULTIPOLARI_IN_ARIA						4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	205	240	300	400	500	600			
<p>Cavo in tubo incassato in parete isolante</p>	PVC	MONOFASE	14	19	25	32	43	57	75	92	110	139	167	192	219	248	291	314	-	-	-	-	-	-	
			TRIFASE	13	18	23	29	39	52	68	83	99	125	150	172	196	223	261	298	-	-	-	-	-	-
		EPR	MONOFASE	19	25	33	42	57	76	99	121	145	183	220	253	290	329	386	442	-	-	-	-	-	-
			TRIFASE	17	22	30	38	51	68	89	109	130	164	197	227	259	295	346	396	-	-	-	-	-	-
		PVC	MONOFASE	16,5	23	30	38	52	69	90	111	133	168	201	232	258	294	344	394	-	-	-	-	-	-
			TRIFASE	15	20	27	34	46	62	80	99	118	149	179	206	225	255	297	339	-	-	-	-	-	-
	EPR	MONOFASE	22	30	40	51	69	91	119	146	175	221	265	305	334	384	459	532	-	-	-	-	-	-	
		TRIFASE	20	26	35	44	60	80	105	128	154	194	233	268	300	340	398	455	-	-	-	-	-	-	
	<p>Cavo in aria libera, distanziato da parete/soffitto o su passerella</p>	PVC	MONOFASE	22	30	40	51	70	94	119	148	180	222	262	318	379	434	514	593	-	-	-	-	-	
				TRIFASE	19	25	34	43	60	80	101	126	153	196	238	276	319	364	430	497	-	-	-	-	-
			EPR	MONOFASE	26	36	49	63	86	115	149	185	225	289	362	410	473	542	641	741	-	-	-	-	-
				TRIFASE	23	32	42	54	75	100	127	158	192	246	298	346	399	456	538	621	-	-	-	-	-
PVC			MONOFASE	20	27	36	46	63	85	112	138	168	213	258	299	344	392	461	530	-	-	-	-	-	
			TRIFASE	18	24	32	41	57	76	96	119	144	184	223	259	299	341	403	464	-	-	-	-	-	
EPR		MONOFASE	24	33	45	58	80	107	138	171	209	269	318	362	441	506	599	693	-	-	-	-	-		
		TRIFASE	22	30	40	52	71	96	119	147	179	229	278	322	371	424	500	576	-	-	-	-	-		
<p>Cavo in aria libera, fissato alla parete/soffitto</p>		PVC	MONOFASE	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300	400	500	600	630		
				TRIFASE	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300	400	500	600	630	
			EPR	MONOFASE	20	26	34	42	57	74	95	114	141	172	202	233	265	297	347	-	-	-	-	-	
				TRIFASE	18	23	31	39	51	67	85	103	127	154	181	208	236	264	308	-	-	-	-	-	
	EPR		MONOFASE	23	31	40	49	66	86	110	133	164	200	235	271	309	347	405	458	533	599	600	600		
			TRIFASE	21	28	36	44	60	77	99	120	147	178	210	241	274	306	357	403	467	525	597			
	PVC	MONOFASE	19	24	32	41	55	70	91	111	138	168	200	230	263	295	347	-	-	-	-	-			
		TRIFASE	16	21	27	34	46	60	77	94	116	142	168	194	221	249	293	-	-	-	-	-			
	EPR	MONOFASE	22	29	37	47	63	82	106	130	160	196	232	268	305	345	405	409	535	604	604	690			
		TRIFASE	19	24	32	40	53	70	90	109	135	166	195	226	258	291	341	386	450	508	580				
	PVC	MONOFASE	17	23	30	37	51	66	86	105	130	159	189	218	248	279	328	-	-	-	-	-			
		TRIFASE	15	19	25	32	43	56	72	88	109	135	159	184	210	236	277	-	-	-	-	-			
EPR	MONOFASE	21	27	35	45	60	78	101	124	153	188	223	258	295	331	389	-	-	-	-	-				
	TRIFASE	17	23	29	37	50	66	85	104	128	158	187	217	248	278	328	-	-	-	-	-				









**DIMENSIONAMENTO IMPIANTO FOTOVOLTAICO  
DIMENSIONAMENTO CAVI, LINEE CARICHI**

DATI GENERALI		FABB. ELETTRICO	CAPTAZ. TILT FISSO	CAPTAZ. TILT MENSILI	CAPTAZ. TILT STAGIONALI	CAPTAZ. CONFR.	GENERAT.+ACCUMULO	DIAGRAMMI	ACCOPPIAM. FV-INVERTER	CAVI ELETT.
<b>PROGETTO_OK</b>										
<b>CAVILINEE CARICHI</b>										
<b>LINEA CARICHI_CC</b>										
Massa di Somma FGR/FOPR_0.61 kV										
DIMENS.	IN	V	cos φ	TIPOLOGIA DI CAVO	UNIP./MULTIP.	UBICAZIONE CAVO	TIPOLOGIA DI POSA	ISOLANTE CAVO	DISPOSITIVO	
ARIA		[V]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	
		600	1	CAVO_NON_SOLARE	UNIPOLARE	IN_ARIA	Cavo in tubo in aria	EPR	INTERRUTTORE	
I	T <sub>max</sub>	To	Ta	N. circuiti	T <sub>terr.</sub>	K1	Profondità	K2	K4	lb/KT
[A]	[°C]	[°C]	[°C]	[-]	[°C]	[-]	[m]	[-]	[-]	[A]
2,60	90	30	40	1	30	0,91	1,2	1,00	0,91	0,81
Iz	In	If <= (1,45+1,0)*Iz		Sez. in portata	L	df	xi	R	C.d.P. [V]	
[A]	[A]	[A]	[A]	[mmq]	[m]	[0/m]	[0/m]	[0]	[V]	
21,00	2,60 + 21,00	In < IF ≤ 21,00	1,5		15	0,0148	-	0,444	1,16	
<b>LINEA CARICHI_CA-3F</b>										
FGR/FOPR_0.61 kV										
DIMENS.	IN	Vn	cos φ	TIPOLOGIA DI CAVO	UNIP./MULTIP.	UBICAZIONE CAVO	TIPOLOGIA DI POSA	ISOLANTE CAVO	DISPOSITIVO	
ARIA		[V]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	
		3.000	0,9	CAVO_NON_SOLARE	MULTIPOLARE	IN_ARIA	Cavo in tubo in aria	EPR	INTERRUTTORE	
I	T <sub>max</sub>	To	Ta	N. circuiti	T <sub>terr.</sub>	K1	Profondità	K2	K4	lb/KT
[A]	[°C]	[°C]	[°C]	[-]	[°C]	[-]	[m]	[-]	[-]	[A]
14,49	90	30	40	1	30	0,91	1,2	1,00	0,91	0,81
Iz	In	If <= (1,45+1,0)*Iz		Sez. in portata	L	df	xi	R	C.d.P. [V]	
[A]	[A]	[A]	[A]	[mmq]	[m]	[0/m]	[0/m]	[0]	[V]	
20,08	14,49 + 20,08	In < IF ≤ 20,08	1,5		15	0,00568	0,000101	0,155	2,24	
<b>LINEA CARICHI_CA-3F</b>										
FGR/FOPR_0.61 kV										
DIMENS.	IN	Vn	cos φ	TIPOLOGIA DI CAVO	UNIP./MULTIP.	UBICAZIONE CAVO	TIPOLOGIA DI POSA	ISOLANTE CAVO	DISPOSITIVO	
ARIA		[V]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	
		750	0,9	CAVO_NON_SOLARE	MULTIPOLARE	IN_ARIA	Cavo in tubo in aria	EPR	INTERRUTTORE	
I	T <sub>max</sub>	To	Ta	N. circuiti	T <sub>terr.</sub>	K1	Profondità	K2	K4	lb/KT
[A]	[°C]	[°C]	[°C]	[-]	[°C]	[-]	[m]	[-]	[-]	[A]
0,00	90	30	40	3	30	0,91	1,2	1,00	0,91	0,81
Iz	In	If <= (1,45+1,0)*Iz		Sez. in portata	L	df	xi	R	C.d.P. [V]	
[A]	[A]	[A]	[A]	[mmq]	[m]	[0/m]	[0/m]	[0]	[V]	
14,97	0,00 + 14,97	In < IF ≤ 14,97	-		15	0,0151	0,000118	0,354	0,00	

### DIMENSIONAMENTO IMPIANTO FOTOVOLTAICO

#### SCHEMA DI CONTROLLO CADUTE DI POTENZIALE CAVI LATO CC E LATO CA

DATI GENERALI		FABB. ELETTRICO	CAPTAZ._TILT FISSO	CAPTAZ._TILT MENSILI	CAPTAZ._CONFR.	ISOLANTE	PVC	INS. TERRA	IN_TERRA	CAVATO	CAV. ELETTR.				
		15,0	15,0												
VERIFICHE IN C.d.P.		<p style="text-align: center;">MASSA DI SOMMA</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td>Q.G. → RETE [m]</td> <td>15,0</td> <td>FGR/FG70R_0,6/1 kV</td> <td>MULTIPOLEARE</td> </tr> </table>										Q.G. → RETE [m]	15,0	FGR/FG70R_0,6/1 kV	MULTIPOLEARE
Q.G. → RETE [m]	15,0	FGR/FG70R_0,6/1 kV	MULTIPOLEARE												
		<b>PROGETTO_OK</b>													

**PROGETTO CAVI\_OK**

QUADRO DI CONTROLLO C.d.P.			
Linea	Sez.	Optimizzazione sezione in C.d.P.	Sez. Ottimizzata in C.d.P.
STRINGA	1,5	<input checked="" type="checkbox"/>	4,0
Q.C. → INVERTER	1,5	<input checked="" type="checkbox"/>	16,0
INVERTER → Q.G.	16		16,0
Q.G. → RETE-IF	-		16,0
Q.G. → Q.E.	-		4,0
LINEA_CC	1,5	<input type="checkbox"/>	2,5
LINEA_CA-1F	1,5	<input checked="" type="checkbox"/>	4,0
NON_OTTIMIZZABILE	-	<input type="checkbox"/>	2,5
OTTIMIZZABILE			

CAVO BATTERIA			
Ubicazione	Isolante	Sez. in portata	r [Ω/m]
IN_ARIA	PVC	25	0,00089
CADUTA DI TENSIONE PERCENTUALE			
			0,06%



❖ ANALISI ECONOMICA

DIMENSIONAMENTO IMPIANTO FOTOVOLTAICO  
ANALISI ECONOMICA

DATI GENERALI	FABB. ELETTRICO	CAPTAZ._TILT FISSO	CAPTAZ._TILT MENSILI	CAPTAZ._TILT STAGIONALI	CAPTAZIONE_CONFER.	DIAGRAMMI	ACCOPP.IAM._FV-INV..	CAVI ELETTR.
<p>ON_GRID_IF AUTOCONSUMO_SSP_ + ACCUMULO + PROD. E COMM. ENERGIA PER 8500 KWP</p>								
<p><b>DATI IMPIANTO</b></p>								
<p>FABBISOGNO ANNUO PER UTENZE [kWh/anno] <b>9.187,88</b></p> <p><i>_incremento annuo fabbisogno elettrico</i> [%] <b>0,5%</b></p> <p>FABBISOGNO ANNUO PER PRODUZIONE [kWh/anno] <b>8.500,00</b></p> <p>QUALIFICA IMPIANTO [-] <b>BENE IMMOBILE</b></p> <p>POTENZA [kwp] <b>11,40</b></p> <p>PRODUCIBILITA' ANNUA [kWh/kwp] <b>1.518,27</b></p> <p>ENERGIA TOTALE ANNUA PRODOTTA [kWh/anno] <b>18.448,32</b></p> <p><i>_x_copertura fabbisogno utenze_E utenze</i> [kWh/anno] <b>41.922,89</b></p> <p><i>_x_produzione_E_pvo</i> [kWh/anno] <b>8.965,44</b></p> <p>DESTINAZIONE D'USO_E_utenze [-] <b>AUTOCONSUMO</b></p> <p><i>_percentuale autoconsumo risp. fabbisogno utenze</i> [%] <b>70,0%</b></p> <p>DECADIMENTO ANNUO EFFICIENZA MODULI [%] <b>0,3%</b></p> <p>DISTANZA POD → CABINA MT/BT + VICINA "TICA" [km] <b>1,0</b></p> <p><input checked="" type="checkbox"/> <i>il collegamento alla cabina è con cavo interrato</i></p> <p>DISTANZA POD → CABINA AT/MT + VICINA "TICA" P [km] <b>3,0</b></p>								
<p><b>DATI PROPRIETARIO</b></p>								
<p>PROPRIETARIO IMPIANTO</p> <p><input checked="" type="radio"/> REDDITO_€ 0 15.000 23%</p> <p><input type="radio"/> REDDITO_€ 15.001 28.000 25%</p> <p><input type="radio"/> REDDITO_€ 28.001 50.000 35%</p> <p><input type="radio"/> REDDITO_€ &gt; 50.001 43%</p> <p>ALIQUOTA IMPOSTA_IRPEF <b>23,0%</b></p>								
<p><b>BONUS EDILIZI</b></p> <p><input checked="" type="checkbox"/> L'IMPIANTO E' INTERVENTO TRATTO ANNI <b>10</b></p> <p>INTERVENTO TRAINANTE: <input checked="" type="radio"/> ristrutturazione edilizia <input type="radio"/> riqualificazione energetica</p> <p><input type="checkbox"/> _input bonus UTENTE 25,0% <b>50,0%</b></p>								
<p><b>DURATA ANALISI ECONOMICA_ANNI</b> <b>25</b></p>								
<p><b>PREZZI ENERGIA</b></p>								
<p>PUN_PREZZO UNICO NAZIONALE_valore mediato [€/kWh] <b>0,12</b></p> <p>PZO_PREZZO ZONALE ORARIO_valore mediato [€/kWh] <b>0,11</b></p> <p>INCIDENZA P PREZZO ENERGIA_% * PUN [%] <b>43,0%</b></p> <p>INCIDENZA ONERI ACCESSORI_% * PUN [%] <b>57,0%</b></p> <p>INCIDENZA COMPONENTE IACT_% * ONERI ACCESSORI [%] <b>6,9%</b></p> <p>CUst_COSTO ONERI ACCESSORI [€/kWh] <b>0,06</b></p> <p>PMG_PREZZO MINIMO GARANTITO [€/kWh] <b>0,04</b></p> <p>PZO_SOLO COMPONENTE ONERI ACCESSORI [€/kWh] <b>0,06</b></p> <p>TASSO INFLAZIONE ANNUA [%] <b>2,0%</b></p> <p>INCREMENTO ANNUO COSTO ENERGIA [%] <b>1,5%</b></p>								



## DIMENSIONAMENTO IMPIANTO FOTOVOLTAICO ANALISI ECONOMICA

DATI GENERALI	FABB. ELETTRICO	CAPTAZ._TILT FISSO	CAPTAZ._TILT MENSILI	CAPTAZ._TILT STAGIONALI	CAPTAZIONE_CONFER.	GENERAT.+ACCU MULO	DIAGRAMMI	ACCOFFIAMI._FV-INV.	CAVI ELETTR.
<b>COSTO IMPIANTO</b>									
Massa di Somma									
<b>COSTI DI INSTALLAZIONE</b>									
COSTO MANCO OPERA-MATERIALI ESCLUSO BATTERIA	[€/Kwp]		2.000,00						
COSTO BATTERIA_____ N.2_48 volt_19,2 kWh	[€]		3.000,00						
IVA	[%]		10%						
COSTO TOTALE IMPIANTO_AL NETTO D'IVA	[€]		25.800,00						
COSTO TOTALE IMPIANTO_ INCLUSO IVA	[€]		28.380,00						
<b>COSTI ACCESSORI</b>									
SPESE TECNICHE_ INCLUSO IVA	[€]		2.000,00						
PRATICA GSE	[€]		50,00						
CONNESSIONE RETE	[€]		2.551,00						
<b>COSTI DI GESTIONE</b>									
MANUTENZIONE ANNUA	[€/Kwp]		8,77						
SOSTITUZIONE INVERTER	[€]	Anno	12						
<input checked="" type="checkbox"/> _Attualizza al tasso	[€]	r	4,0%						
<input checked="" type="checkbox"/> ASSICURAZIONE ANNUALE	[€/Kwp]		35,00						
Massa di Somma									
<b>IMPOSTE E ALIQUOTE</b>									
ALIQUOTA AMMORTAMENTO_D.M. Finanze 31.12.1988	[%]								9,0%
<b>PERSONA FISICA</b>									
ALIQUOTA IRPEF	[%]								23,0%
<b>PERSONA GIURIDICA</b>									
ALIQUOTA IRAP	[%]								4,0%
ALIQUOTA IRES_Legge n. 208/2015 di stabilita 2016	[%]								24%
ALIQUOTA CREDITO D'IMPOSTA_L. 234/2021, art. 1, co 44	[%]								6,0%
<input checked="" type="checkbox"/> _opzione non attiva	[-]								
Massa di Somma									
<b>FINANZIAMENTO <input checked="" type="checkbox"/> OPZ. NON ATTIVA</b>									
IMPORTO DI FINANZIAMENTO	[€]								28.380,00
DURATA FINANZIAMENTO	[ann]								15
TASSO DI INTERESSE ANNUO	[%]								4,0%
<input checked="" type="checkbox"/> _opzione non attiva	[%]								3,58%
RATA ANNUALE	[€]								2.447,17
COSTO TOTALE IMPIANTO CON FINANZIAMENTO	[€]								36.707,50
Massa di Somma									
<b>NCENTIM_GSE</b>									
Massa di Somma									
<b>CONTRATTO GSE</b>									
SSP									
Ep/EI_energia prelevata/energia immessa	[%]								90,0%
<b>Cs = min (Oe ; Cai ) + CUsf * Es</b>									
min (Oe ; Cai )_primo anno	[€]								297,69
CUsf * Es_ primo anno	[€]								157,97
TOTALE INCENTIVO SSP_ primo anno	[€]								455,66
TASSO DI SCONTO_TIR	[%]								3,45%

**Cs** : contributo in conto scambio.

**Oe** : onere dell'energia prelevata dalla rete: è la parte energia convenzionale, espressa in €, dell'onere sostenuto dall'USSP per l'acquisto dell'energia elettrica prelevata, pari al prodotto tra la quantità di energia elettrica prelevata e i Prezzi Unici Nazionali (PUN) orari.

**CUsf** : coefficiente unitario di scambio forfetario.

**Es** : quantità di energia scambiata: è la quantità dell'energia elettrica scambiata, espressa in kWh, e pari al minimo, su base annuale solare, tra la quantità di energia elettrica immessa e la quantità di energia elettrica prelevata per il tramite del punto di scambio.





## DIMENSIONAMENTO IMPIANTI FOTOVOLTAICI

### Sistemi monofase e trifase

Il Manuale illustra le funzionalità del programma *in formato Excel* per il dimensionamento di impianti fotovoltaici per sistemi monofase o trifase di tipo off-grid, on-grid, ibridi.

La destinazione d'uso può essere a servizio di unità residenziali, commerciali, industriali in regime di autoconsumo e scambio sul posto (convenzione SSP) oppure in regime di sola produzione di energia elettrica per l'immissione in rete finalizzata alla vendita sul mercato (convenzione RID).

È prevista anche la possibilità di poter dimensionare un impianto destinato all'autoconsumo e scambio sul posto ma con concomitante e ulteriore produzione di energia elettrica quale surplus rispetto al fabbisogno elettrico al fine di incrementare le eccedenze di immissione in rete destinate alla vendita.

Il generatore fotovoltaico FV è costituito da moduli selezionabili dall'utente orientati nello spazio secondo un qualsiasi angolo azimutale e disponibili secondo diverse giaciture:

- *piano orizzontale;*
- *piano inclinato di un angolo tilt fisso e costante;*
- *piano inclinato di un angolo tilt variabile a scatti per mese;*
- *piano inclinato di un angolo tilt variabile a scatti per stagione;*
- *piano ad inseguimento solare secondo un asse di rotazione;*
- *piano ad inseguimento solare di rollio con o senza backtracking;*
- *piano ad inseguimento solare secondo due assi di rotazione.*

E' effettuato il dimensionamento dell'impianto elettrico e l'analisi economica dell'investimento con il calcolo del tempo di rientro, il tasso interno di rendimento (TIR) e il valore attuale netto (VAN) con illustrazione del loro andamento nel tempo mediante grafici.

Il programma redige in automatico una dettagliata relazione tecnica pronta per la stampa. Il manuale è corredato da un esempio di calcolo in formato .xls interamente illustrato nel manuale ad esplicazione delle funzionalità del programma medesimo.

# MANUALE D'USO

**PREPARED AND PRESENTED BY  
AE-SW SOFTWARE**