

> PROGETTAZIONE

**Progettazione di una serra fotovoltaica della potenza di 510,6 kWp
connessa alla rete elettrica di distribuzione in media tensione.**

- i) Ingegneria di sistema (impianto di produzione e opere di rete – STMG)
- ii) Descrizione delle opere civili e analisi dell'interazione struttura-moduli fotovoltaici
- ii) Sistema incentivante e di regolazione commerciale dell'energia ceduta alla rete – analisi dei ricavi

di Giulio de Simone, Alessandro Caffarelli

Ingegneria di sistema – impianto di produzione e soluzione di connessione alla rete elettrica

Per la centrale fotovoltaica della potenza di 510,6 kWp, con generatore di tipo fisso disposto su strutture serra, la sintesi dell'Ingegneria di sistema è illustrata in figura.1 La tecnologia scelta per i moduli è di tipo monolicristallino, Suntech STP185S-24/Ad con potenza di picco pari a 185 [Wp]; il generatore fotovoltaico presenterà un tiltaggio di 28° rispetto al piano orizzontale, con scostamento azimutale pari a -15° e sarà costituito da un totale di 2.760 moduli distribuiti elettricamente su 115 stringhe da 12 moduli per stringa.

Le stringhe verranno cablate e parallelate in ingresso a n° 2 inverter Santerno SUNWAY TG 290 600-TE, parzializzando così il generatore fotovoltaico in 2 campi fotovoltaici, campi A, B in cui sono raccolte le 115 stringhe (A.1 – A.2 – A.3 – A.4 – A.5 – B.1 – B.2 – B.3 – B.4 – B.5). Sono previsti 10 quadri di parallelo sul lato CC, Quadri-StringBox, 5 per ogni inverter, con un

numero massimo di stringhe raccolto da ogni quadro di parallelo CC pari a 24 stringhe nel rispetto della condizione di massima corrente entrante per ciascun canale di ciascun StringBox:

$$I_{\text{stringa}}=5,09[\text{A}] < I_{\text{max}}=10 [\text{A}]$$

Da ciascuna delle 10 StringBox uscirà un cavo in CC in ingresso al corrispondente ingresso della colonna di parallelo denominate DC-PARALLEL con fusibili, meccanicamente connesse agli inverter.

Per ciascuna colonna di parallelo verrà rispettata la condizione di massima corrente entrante in ciascun canale d'entrata di ogni inverter:

$$I=122,16 [\text{A}] < I_{\text{max,ingresso, colonna di parallelo}}=167,1 [\text{A}]$$

Il gruppo di conversione è del tipo senza trasformatore d'isolamento e garantisce per questo un rendimento di conversione superiore; I due inverter fanno capo ad un trasformatore dedicato bt/MT che provvede all'isolamento galvanico nei confronti della rete MT di pubblica distribuzione ed adegua il livello di tensione

(202V) degli inverter a quello della rete (20.000 V). Il trasformatore è inserito nel lato utente della cabina di consegna privata, necessaria per la messa in parallelo con la rete dell'impianto di generazione.

Il trasformatore è collocato in un'apposita cella. Nel locale utente trovano alloggio infine le protezioni generali e le protezioni di interfaccia, necessarie per scollegare l'intero sistema di generazione in caso di mancanza di tensione sulla rete; dette protezioni sono corredate di certificazione emessa da organismo accreditato. L'impianto sarà collegato alla rete di distribuzione MT con tensione nominale di 20 kV tramite inserimento in entra ed esci sulla linea MT Arpo (DQ10-10304), in partenza dal centro satellite Stumio tra i nodi "Ventura" (2-035785) e 4-083581.

Tale soluzione prevede:

~ Costruzione di brevi raccordi MT in cavo interrato 3x1x185 mmq.

~ Costruzione della cabina di consegna sarà a cura e carico del produttore. Tale cabina sarà allestita con schema 2L+1U con un costo di circa 7,5 k€.

Descrizione delle opere civili

Le serre sono composte da telai in acciaio zincato (spessore certificato 60-80 micron per resistenza alla corrosione stimata in 35-40 anni) a sostegno di una copertura in parte traslucida flessibile ed in parte con i moduli fotovoltaici, come meglio evidenziato negli elaborati progettuali. La posa in opera dei telai necessita di un ancoraggio al terreno mediante la realizzazione in opera di un plinto in conglomerato, uno per ogni pilastro appartenente al telaio.

E' stato effettuato un dimensionamento della struttura e del plinto in base ai carichi di vento e neve e sulla base delle caratteristiche geotecniche presunte del sito in base alle nuove norme tecniche sulle costruzioni.

N. 2 telai costituiscono l'elemento base della serra (portico 1 e portico 2). L'unione di più portici in direzione orizzontale e verticale compone il blocco (figura 2 e 3).

Interazione struttura-moduli fotovoltaici

La struttura è stata specificatamente progettata per soddisfare i requisiti di

resistenza torsionale e flessionale per portante. Per questi elementi, il criterio di resistenza da assumere non è quello di Von Mises, notoriamente valido per elementi duttili, ma quello di Grashof-S. Venant, o della massima deformazione normale, che meglio rappresenta le condizioni di rottura di materiali fragili.

Secondo tale criterio, la rottura avviene allorquando la dilatazione normale massima o minima raggiunge i valori limiti di allungamento e di schiacciamento definiti come:

$$\varepsilon_r^- = \frac{\sigma_r^-}{E}, \quad \varepsilon_r^+ = \frac{\sigma_r^+}{E}$$

A tal fine sono state condotte delle apposite analisi agli elementi finiti per valutare le sollecitazioni trasmesse dalla serra ai moduli fotovoltaici in conseguenza alle deformazioni indotte dai carichi.

La rottura del modulo si considera avvenuta ove si abbia la rottura del vetro temprato posto a protezione delle celle fotovoltaiche.

Mediante analisi statiche si sono quindi calcolate le tensioni agenti sugli elementi rappresentativi dei moduli fotovoltaici, in funzione delle deformazioni

Dove ε_r^- e ε_r^+ sono i limiti di tensione a compressione e a trazione rispettivamente.

Le figure seguenti, illustrano i campi di deformazione per ciascun caso di analisi, mentre i risultati dell'analisi sono riassunti in TABELLA insieme ai relativi MOS, determinati in questo caso come:

$$MOS = \left(\frac{\varepsilon_y}{\varepsilon_{\text{max}} SF} \right) - 1$$

In cui:

- ε_y : massima deformazione ammissibile per il materiale (8.2E-4);
- ε_{max} : massima deformazione principale;
- SF: fattore di sicurezza assunto (1.05).

In figura 4 si riportano le distribuzioni delle tensioni sui vetri dei moduli fotovoltaici per uno 6 casi allo SLE – definiti secondo le NTC 2008.

Come risulta dall'analisi della tabella 1, il margine di sicurezza è ampiamente maggiore di zero e questo consente di affermare che la verifica agli SLE è ampiamente soddisfatta anche ove si vogliano assumere coefficienti di sicurezza maggiori sulla tensione di rottura dei moduli fotovoltaici.

Sistema incentivante e regolazione economica dell'energia scambiata con la rete

E' noto che il d.m 19 feb 2007 "Conto energia" preveda una tariffa incentivante, costante nel tempo, per un periodo temporale pari a 20 anni, funzione della classe di integrazione architettonica e

del livello di potenza nominale dell'impianto. E' previsto inoltre un decurtamento percentuale pari al 2% annuo in funzione della data di entrata in esercizio della centrale, per ogni anno aggiuntivo rispetto al 2008. Nel caso in esame (start-up della centrale previsto per aprile 2010) la tariffa ammonta a 0,4220 €/kWh. L'energia prodotta dalla serra fotosolare sarà integralmente iniettata in rete utilizzando la modalità indiretta di cessione prevista dalla deliberazione 280/07 – regime di ritiro dedicato. Per l'energia elettrica immessa in rete e oggetto della convenzione il GSE riconosce al produttore, per ciascuna ora, il prezzo di mercato zonale riferito alla zona in cui è collocato l'impianto (articolo 6 delibera 280/07) – Prezzo zonale orario.

Per gli impianti idroelettrici di potenza nominale media annua fino a 1 MW e per gli impianti alimentati dalle altre fonti rinnovabili di potenza attiva nominale fino a 1 MW (ad eccezione delle centrali ibride) l'AEEG definisce prezzi minimi garantiti (articolo 7, comma

1, delibera 280/07). I prezzi minimi garantiti, se richiesti dal cliente produttore alla presentazione dell'istanza (come nel caso in oggetto), vengono riconosciuti dal GSE limitatamente ai primi 2 milioni di kWh di energia elettrica immessa su base annua. Qualora al termine di ciascun anno solare la valorizzazione ai prezzi minimi garantiti risultasse inferiore a quella ottenibile a prezzi di mercato, il GSE riconosce al produttore il relativo conguaglio. Con comunicazione del 27 gennaio 2009, l'AEEG ha aggiornato i prezzi minimi garantiti per l'anno 2010. Sulla base dei dati pubblicati dall'Istat, la variazione percentuale media annua dell'indice dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati dell'anno 2009, rispetto all'anno 2008, è risultata pari a + 0,7%. Pertanto, i valori dei prezzi minimi garantiti, risultano pari a:

- fino a 500.000 kWh annui, 101,8 €/MWh;
- da oltre 500.000 kWh fino a 1.000.000 kWh annui, 85,8 €/MWh;
- da oltre 1.000.000 kWh fino a 2.000.000 kWh annui, 75,0 €/MWh.

Nell'ambito dello schema di ritiro dedicato il GSE si configura come:

- acquirente dell'energia elettrica prodotta ed iniettata in rete;
- utente del dispacciamento in immissione dell'energia elettrica prodotta;
- utente del trasporto in immissione per l'energia elettrica prodotta ed iniettata in rete.

L'energia elettrica prodotta dal soggetto responsabile dell'impianto di generazione, ed oggetto della convenzione di ritiro dedicato, è l'intera quantità di energia elettrica immessa in rete (al netto dell'eventuale energia ceduta nell'ambito di convenzioni pluriennali Cip 6/92 o 108/97) e consegnata al GSE in corrispondenza del punto di connessione con la rete elettrica.

Sempre nell'ambito della convenzione di ritiro dedicato, il GSE:

- a) ai fini della valorizzazione economica, riconosce i prezzi definiti dall'AEEG per l'energia elettrica immessa in rete che risulta incrementata delle perdite standard (pari al +5,1% in Media Tensione

e al +10,8% in Bassa Tensione);

- b) riconosce il CTR (è un ricavo per il produttore); nel caso di impianti connessi in MT o BT, il GSE riconosce ai clienti produttori la componente CTR (pari a 0,34 c€/kWh nel 2009 per l'energia elettrica immessa aumentata del 9,9% in BT e del 4,2% in MT) che riceve a sua volta dalle imprese distributrici;

- c) riceve il corrispettivo di trasmissione (è un costo per il produttore); il GSE riceve dai clienti produttori una componente per il servizio di trasmissione (pari a 0,027 c€/kWh nel 2007 per l'energia elettrica immessa) che a sua volta versa a Terna;

- d) riceve il corrispettivo per il servizio di aggregazione delle misure; nel caso di impianti di potenza attiva nominale superiore a 50 kW i clienti produttori riconoscono al GSE il corrispettivo per il servizio di aggregazione delle misure (articolo 4, comma 2, lettera c, delibera 280/07 – nel 2007 11,00 €/mese) che a sua volta versa a Terna;

e) nell'ambito dello schema di ritiro dedicato il GSE rappresenta, o meglio sostituisce, "fisicamente" i clienti produttori per l'accesso al sistema elettrico; di conseguenza sostiene anche i costi derivanti dall'azione di operatore di mercato a valle del ritiro dell'energia elettrica prodotta ed iniettata in rete. La copertura di parte di questi costi amministrativi viene riconosciuta al GSE nella misura dello 0,5% del controvalore economico dell'energia ritirata al cliente produttore, fino ad un massimo di 3.500,00 €/anno per impianto (articolo 4, comma 2, lettera e, delibera 280/07).

In figura 2, 3, e 4 sono riportati gli output economici delle dinamiche di esercizio in conto energia e ritiro dedicato per la serra foto solare esaminata, nell'ipotesi di considerare una perdita di efficienza del sistema fotovoltaico pari allo 0,45% anno.

Il calcolo è stato eseguito utilizzando i software Simulare_Pro2.0 e Sole_Pro2.0.

Centrale solare FV –

P=510,6 kWp

n.2 Inverters Santerno SUNWAY TG 290 600-TE

n.2.760 moduli in silicio monocristallino Suntech STP185S-24/Ad 185 Wp

n.Campi fotovoltaici = 2 (A,B)

n.sottocampi fotovoltaici= 10 (A.1 – A.2 – A.3 – A.4 – A.5 – B.1 – B.2 – B.3 – B.4 – B.5)

n.10 quadri di parallelo-protezione-manovra lato CC – StringComb-box Sunway

n.Stringhe = 230 x 12 moduli

Impianto FV su serre fotovoltaiche

Sito: Comune di Isola di Capo Rizzuto

Tilt =26° ; Azimut=-15°

Producibilità annua (Norme UNI 10349): **762,000 kWh**

Producibilità specifica annua: **1.493 kWh/kWp**

Performance ratio: **80,7%**

Figura 1 – Sintesi ingegneria di sistema centrale fotosolare P= 510,6 kWp

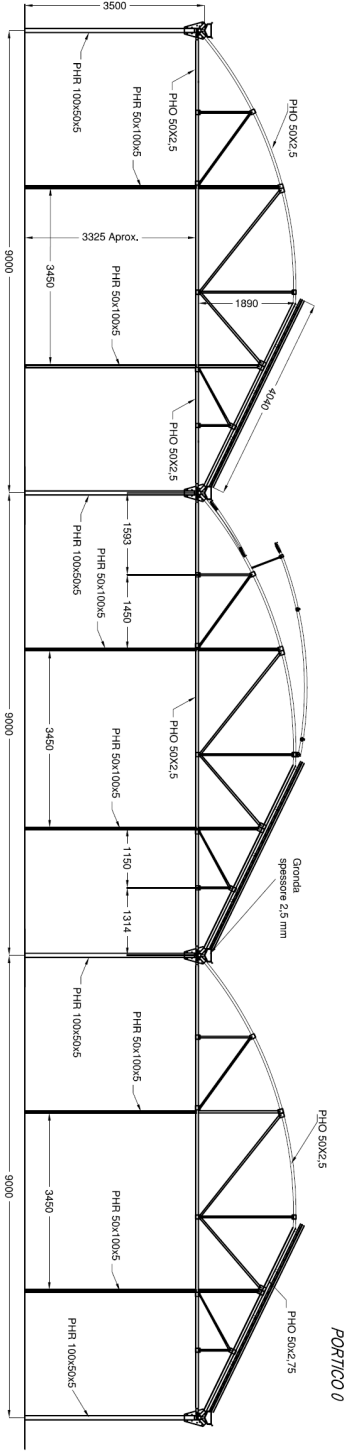
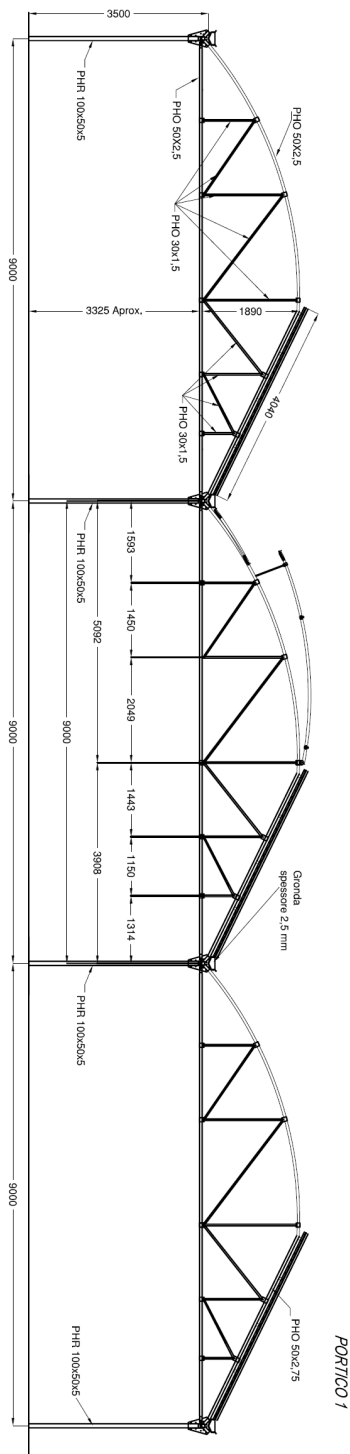
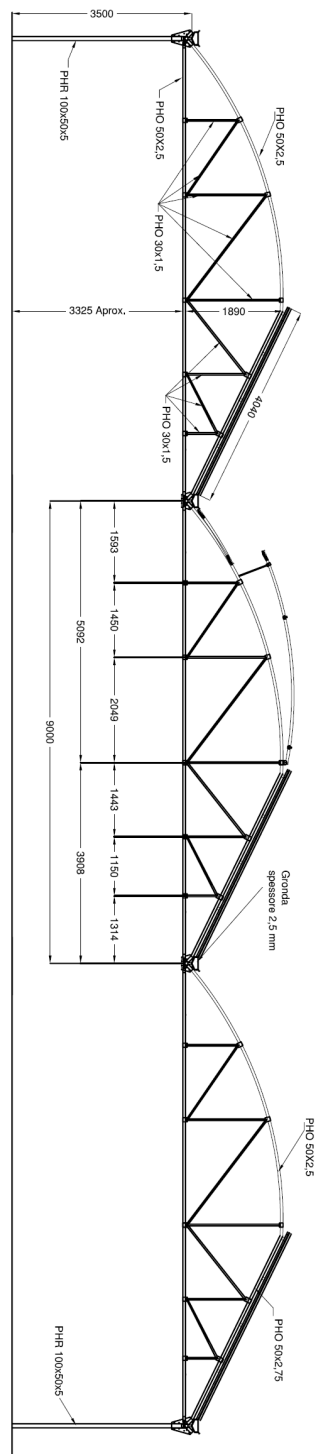


Figura 2 – Layout strutturale

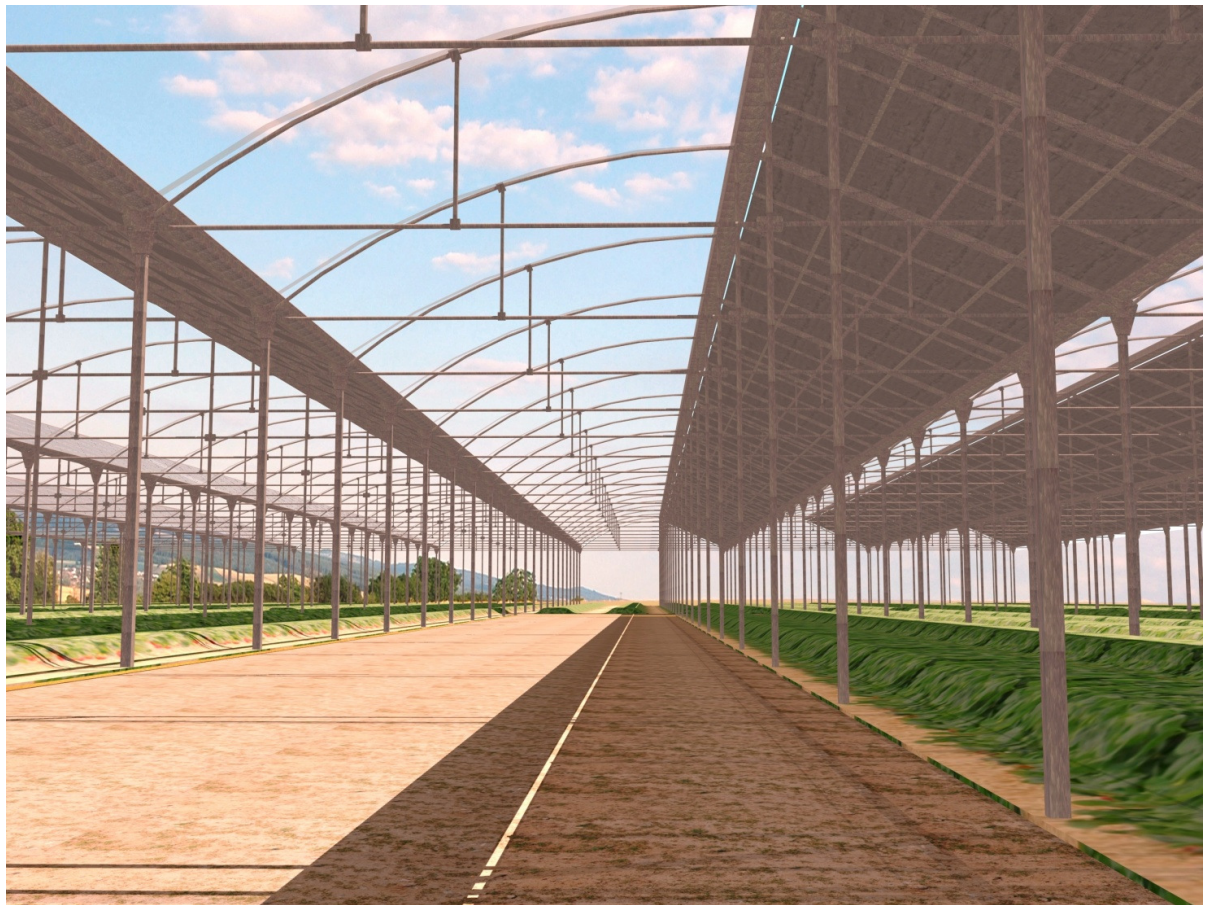


Figura 3 – Layout strutturale

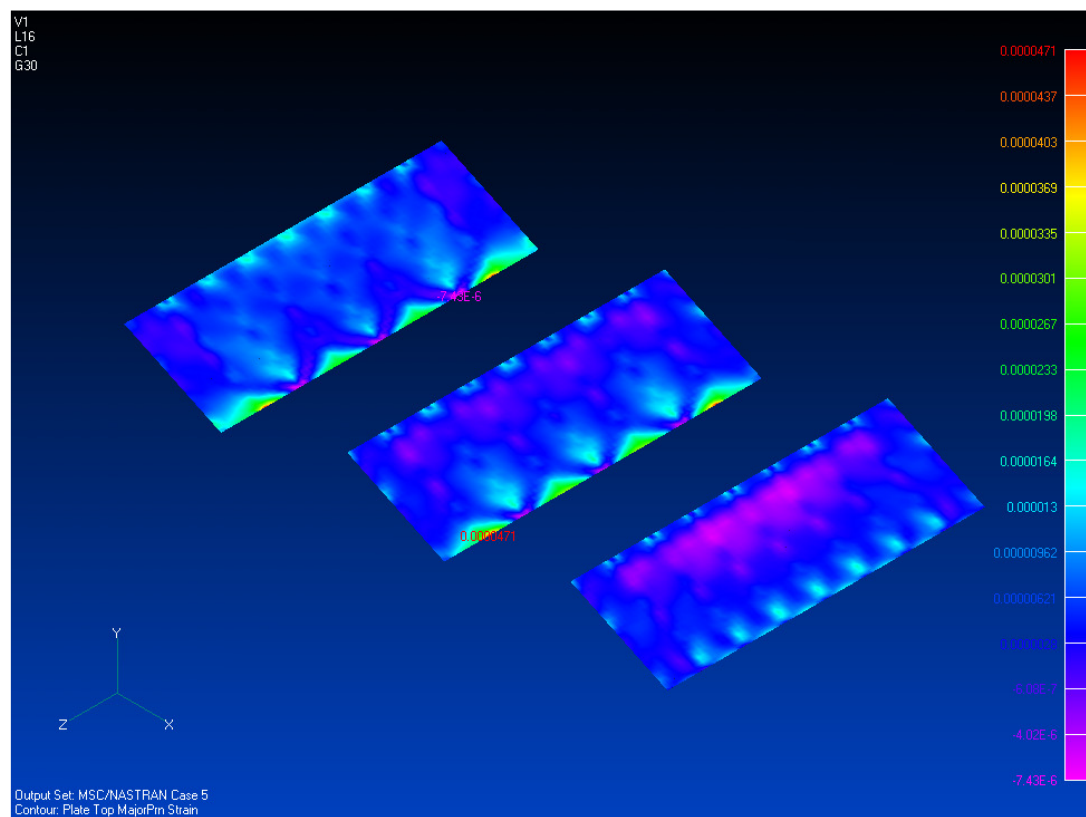
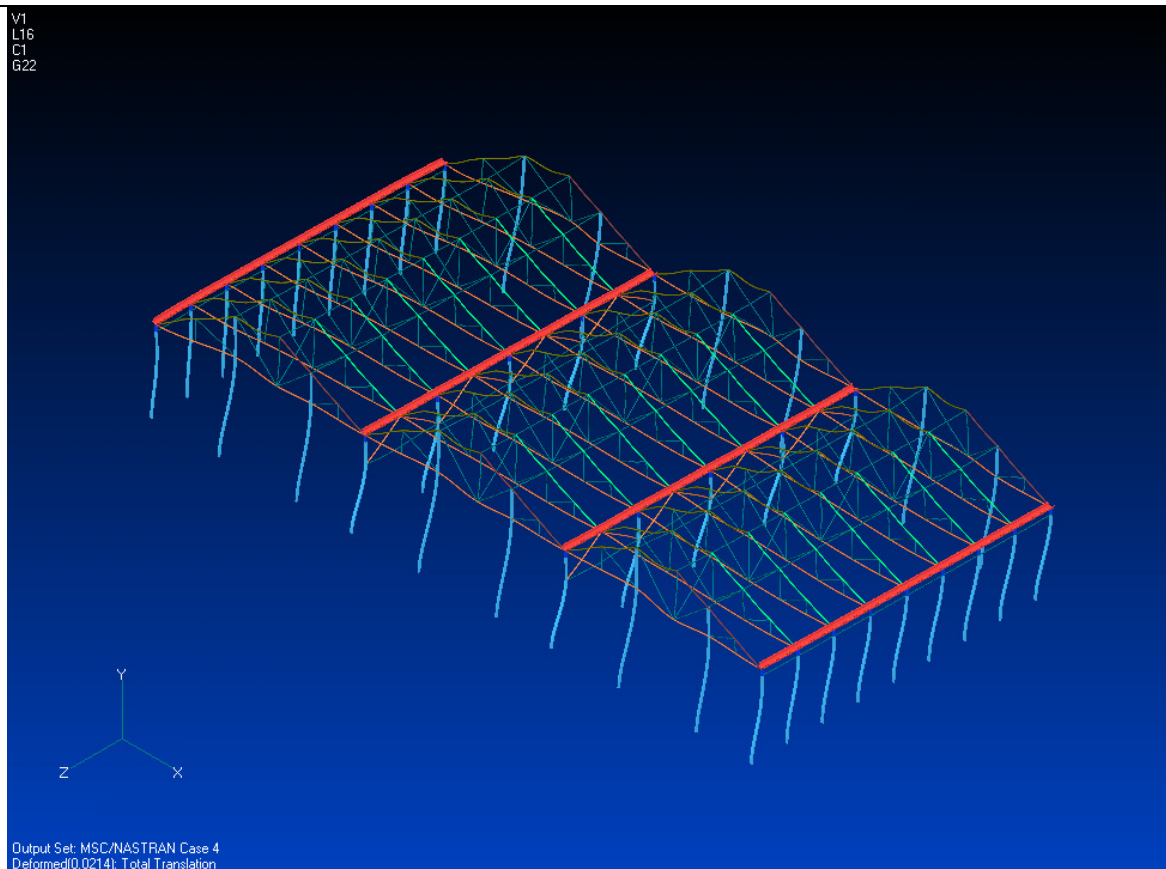


Figura 4 – Configurazione deformata- Caso 1 & Contour di deformazione moduli FV – Caso 1

	<i>Nome Tipo</i>	<i>Case1</i> Static	<i>Case2</i> Static	<i>Case3</i> Static	<i>Case4</i> Static	<i>Case5</i> Static	<i>Case6</i> Static
<i>Pannelli</i>	S factor	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
	$\epsilon_{\max}$	0.000047	0.000118	0.000077	0.000080	0.000019	0.000124
	f_y AP-11	6.0E+07	6.0E+07	6.0E+07	6.0E+07	6.0E+07	6.0E+07
	E AP-11	7.3E+10	7.3E+10	7.3E+10	7.3E+10	7.3E+10	7.3E+10
	ϵ_y AP-11	8.2E-04	8.2E-04	8.2E-04	8.2E-04	8.2E-04	8.2E-04
	<i>MOS</i>	<i>10.63</i>	<i>3.64</i>	<i>6.08</i>	<i>5.82</i>	<i>28.46</i>	<i>3.42</i>

Tabella 1 – Riassunto dei risultati della analisi statiche sui moduli fotovoltaici.

Ricavi (Premi + Vendita + Corrispettivi attivi) & Costi (Corrispettivi passivi)

		Ritiro dedicato - Valorizzazione energia iniettata in rete					
Anno	[kWh]	Con Bonus				Con Bonus + 5.10%	
	Iniezione in rete	[€]	[€]	[€]	[€]	[kWh]	[€]
		Energia Venduta	1° Scaglione	2° Scaglione	3° Scaglione	Iniezione maggiorata	Quota > 2MWh
1	761,388.00	76,658.77	50,900.00	25,758.77	0.00	800,218.79	0.00
2	757,961.75	77,876.80	51,918.00	25,958.80	0.00	796,617.80	0.00
3	754,550.93	79,114.34	52,956.36	26,157.98	0.00	793,033.02	0.00
4	751,155.45	80,371.70	54,015.49	26,356.21	0.00	789,464.37	0.00
5	747,775.25	81,649.19	55,095.80	26,553.39	0.00	785,911.79	0.00
6	744,410.26	82,947.15	56,197.71	26,749.44	0.00	782,375.18	0.00
7	741,060.41	84,265.91	57,321.67	26,944.24	0.00	778,854.49	0.00
8	737,725.64	85,605.80	58,468.10	27,137.70	0.00	775,349.65	0.00
9	734,405.88	86,967.16	59,637.46	27,329.70	0.00	771,860.58	0.00
10	731,101.05	88,350.35	60,830.21	27,520.14	0.00	768,387.20	0.00
11	727,811.09	89,755.71	62,046.82	27,708.90	0.00	764,929.46	0.00
12	724,535.94	91,183.61	63,287.75	27,895.86	0.00	761,487.28	0.00
13	721,275.53	92,634.41	64,553.51	28,080.90	0.00	758,060.58	0.00
14	718,029.79	94,108.47	65,844.58	28,263.90	0.00	754,649.31	0.00
15	714,798.66	95,606.19	67,161.47	28,444.72	0.00	751,253.39	0.00
16	711,582.06	97,127.93	68,504.70	28,623.23	0.00	747,872.75	0.00
17	708,379.95	98,674.09	69,874.79	28,799.30	0.00	744,507.32	0.00
18	705,192.24	100,245.07	71,272.29	28,972.78	0.00	741,157.04	0.00
19	702,018.87	101,841.26	72,697.73	29,143.53	0.00	737,821.83	0.00
20	698,859.79	103,463.08	74,151.69	29,311.39	0.00	734,501.63	0.00
21	695,714.92	105,110.94	75,634.72	29,476.22	0.00	731,196.38	0.00
22	692,584.20	106,785.26	77,147.42	29,637.85	0.00	727,905.99	0.00
23	689,467.57	108,486.48	78,690.37	29,796.11	0.00	724,630.42	0.00
24	686,364.97	110,215.02	80,264.17	29,950.85	0.00	721,369.58	0.00
25	683,276.32	111,971.34	81,869.46	30,101.89	0.00	718,123.42	0.00
Tot	18,041,426.51	€ 2,331,016.04	€ 1,630,342.26	€ 700,673.79	€ 0.00	18,961,539.26	0.00

Tabella 2 – Ritiro dedicato – Valorizzazione dell'energia iniettata in rete

		Corrispettivi Regime di Ritiro dedicato					
		Attivi	Passivi				
		[€] (Ricavo)	[€] (Costo)	[€] (Costo)	[€] (Costo)	Con Bonus +	4.20%
Anno	[kWh]	Con Bonus	Corrispettivo di trasmissione	Corrispettivo costi GSE	Corrispettivo Misure	[kWh]	
	Iniezione in rete	Corrispettivo CTR				Iniezione maggiorata ²	
1	761,388.00	2,697.45	205.57	383.29	132.00	793,366.30	
2	757,961.75	2,739.01	208.74	389.38	134.64	789,796.15	
3	754,550.93	2,781.22	211.96	395.57	137.33	786,242.07	
4	751,155.45	2,824.08	215.23	401.86	140.08	782,703.98	
5	747,775.25	2,867.60	218.54	408.25	142.88	779,181.81	
6	744,410.26	2,911.79	221.91	414.74	145.74	775,675.49	
7	741,060.41	2,956.66	225.33	421.33	148.65	772,184.95	
8	737,725.64	3,002.22	228.80	428.03	151.63	768,710.12	
9	734,405.88	3,048.49	232.33	434.84	154.66	765,250.92	
10	731,101.05	3,095.46	235.91	441.75	157.75	761,807.29	
11	727,811.09	3,143.16	239.54	448.78	160.91	758,379.16	
12	724,535.94	3,191.60	243.23	455.92	164.13	754,966.45	
13	721,275.53	3,240.78	246.98	463.17	167.41	751,569.10	
14	718,029.79	3,290.72	250.79	470.54	170.76	748,187.04	
15	714,798.66	3,341.43	254.65	478.03	174.17	744,820.20	
16	711,582.06	3,392.92	258.58	485.64	177.65	741,468.51	
17	708,379.95	3,445.21	262.56	493.37	181.21	738,131.90	
18	705,192.24	3,498.30	266.61	501.23	184.83	734,810.31	
19	702,018.87	3,552.21	270.72	509.21	188.53	731,503.66	
20	698,859.79	3,606.95	274.89	517.32	192.30	728,211.90	
21	695,714.92	3,662.53	279.12	525.55	196.15	724,934.94	
22	692,584.20	3,718.97	283.43	533.93	200.07	721,672.74	
23	689,467.57	3,776.28	287.79	542.43	204.07	718,425.21	
24	686,364.97	3,834.47	292.23	551.08	208.15	715,192.30	
25	683,276.32	3,893.56	296.73	559.86	212.31	711,973.93	
Tot	18,041,426.51	81,513.09	6,212.19	11,655.08	4,228.00	18,799,166.43	

Tabella 3 – Ritiro dedicato – Corrispettivi attivi e passivi per l'esercizio in ritiro dedicato

	[kWh]	[€]	[kWh]	[€]
Anno	Producibilità	Premio incentivante	Autoconsumo	MEE
1	761,388.00	321,305.74	0.00	0.00
2	757,961.75	319,859.86	0.00	0.00
3	754,550.93	318,420.49	0.00	0.00
4	751,155.45	316,987.60	0.00	0.00
5	747,775.25	315,561.15	0.00	0.00
6	744,410.26	314,141.13	0.00	0.00
7	741,060.41	312,727.49	0.00	0.00
8	737,725.64	311,320.22	0.00	0.00
9	734,405.88	309,919.28	0.00	0.00
10	731,101.05	308,524.64	0.00	0.00
11	727,811.09	307,136.28	0.00	0.00
12	724,535.94	305,754.17	0.00	0.00
13	721,275.53	304,378.27	0.00	0.00
14	718,029.79	303,008.57	0.00	0.00
15	714,798.66	301,645.03	0.00	0.00
16	711,582.06	300,287.63	0.00	0.00
17	708,379.95	298,936.34	0.00	0.00
18	705,192.24	297,591.12	0.00	0.00
19	702,018.87	296,251.96	0.00	0.00
20	698,859.79	294,918.83	0.00	0.00
21	695,714.92		0.00	0.00
22	692,584.20		0.00	0.00
23	689,467.57		0.00	0.00
24	686,364.97		0.00	0.00
25	683,276.32		0.00	0.00
Tot	18,041,426.51	6,158,675.82	0.00	0.00

Tabella 4 – Ricavi conto energia

