

PVsyst - Relatório da simulação

Sistema acoplado à rede

Projeto: Lagoa - West

Variante: West - Rev 16

Sistema no solo (fiadas) num terreno

Potência sistema: 14.11 MWp

Lagoa - West Gate - Portugal

Author

Dean O'Shea Consulting Ltd (Portugal)



Projeto: Lagoa - West

Variante: West - Rev 16

PVsyst V8.0.13

VD9, Data da simulação: 29/08/25 11:44
com V8.0.13

Resumo do projeto

Localização geográfica

Lagoa - West Gate

Portugal

Localização

Latitude 37.75 °(N)

Longitude -25.55 °(W)

Altitude 130 m

Fuso horário UTC-1

Parâmetros projeto

Albedo 0.20

Dados meteorológicos

Rego d'Água

PVGIS api TMY

Resumo do sistema

Sistema acoplado à rede

Simulação do ano número 1

Orientação #1

Plano fixo

Inclinação/Azimute 30 / 0 °

Sistema no solo (fiadas) num terreno

Sombras próximas

Sombras lineares : rápido (tabela)

Exigências do consumidor

Carga ilimitada (rede)

Informação do sistema

Grupo FV

Nr. de módulos

20160 unidades

Pnom total

14.11 MWp

Inversores

Número de unidades

3 unidades

Potência total

12000 kWca

Lim. potência rede

11.40 MWca

Rácio Pnom lim. rede

1.238

Resumo dos resultados

Energia produzida 18461367 kWh/ano

Produção específica 1308 kWh/kWp/ano

Índice de perf. PR 85.97 %

Rácio de perf. bifacial 83.29 %

Índice

Resumo do projeto e dos resultados	2
Parâmetros gerais, Características do grupo FV, Perdas do sistema	3
Definição das sombras próximas - Diagrama das iso-sombras	6
Resultados principais	8
Diagrama de perdas	9
Gráficos predefinidos	10
Avaliação P50 – P90	11
Diagrama unifilar	12



PVsyst V8.0.13

VD9, Data da simulação: 29/08/25 11:44
com V8.0.13

Parâmetros gerais

Sistema acoplado à rede

Orientação #1

Plano fixo

Inclinação/Azimute 30 / 0 °

Modelos utilizados

Transposição Perez

Difuso Importado

Cicumsolar separado

Definições do sistema bifacial

Orientação #1

Sistema bifacial

Modelo Modelo 2D com sheds ilimitados

Geometria do modelo bifacial

Esp. entre sheds	6.75 m
Largura dos sheds	4.79 m
Ângulo de perfil limite	42.6 °
GCR	70.9 %
Altura acima do solo	2.00 m
Nr. de sheds	861 unidades

Definições para modelo bifacial

Albedo do solo	0.20
Fator de bifacialidade	75 %
Fator sombras posterior	5.0 %
Perd. mismat. lado an	10.0 %
Fração transparente do shed	0.0 %

Limitação de potência da rede

Potência ativa	11.40 MWca
Rácio Pnom	1.238
Limite aplicado no ponto de injeção	

Sistema no solo (fiadas) num terreno

Configuração dos sheds

Nr. de sheds 861 unidades

Conjunto de fiadas

Ângulo limite das sombras

Ângulo de perfil limite 42.6 °

Dimensões

Esp. entre sheds 6.75 m

Largura módulos 4.79 m

GCR médio 70.9 %

Sombras próximas

Sombras lineares : rápido (tabela)

Exigências do consumidor

Carga ilimitada (rede)

Características do grupo FV

Módulo FV

Fabricante	AE Solar
Modelo	AE 700TME-132BDS bifacial 75
(Parâmetros definidos pelo utilizador)	
AE_Solar_700TME_bifacial_75-132BDS.PAN	
Potência unitária	700 Wp
Número de módulos FV	20160 unidades
Nominal (STC)	14.11 MWp

Grupo #1 - PV Array

Número de módulos FV	6720 unidades
Nominal (STC)	4704 kWp
Módulos	240 string x 28 Em série

Em condições de func. (50°C)

Pmpp	4398 kWp
Ump	1096 V
I mp	4013 A

Inversor

Fabricante	SMA
Modelo	Sunny Central 4000 UP
(Parâmetros definidos pelo utilizador)	
Potência unitária	4000 kWca
Número de inversores	3 unidades
Potência total	12000 kWca

Número de inversores	1 unidade
Potência total	4000 kWca

Tensão de funcionamento	880-1325 V
Rácio Pnom (DC:AC)	1.18
Partilha de potência neste inversor	



PVsyst V8.0.13

VD9, Data da simulação: 29/08/25 11:44
com V8.0.13

Características do grupo FV

Grupo #2 - Sub-array #2

Número de módulos FV	6720 unidades	Número de inversores	1 unidade
Nominal (STC)	4704 kWp	Potência total	4000 kWca
Módulos	240 string x 28 Em série		
Em condições de func. (50°C)		Tensão de funcionamento	880-1325 V
Pmpp	4398 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.18
Ump	1096 V	Partilha de potência neste inversor	
I mp	4013 A		

Grupo #3 - Sub-array #3

Número de módulos FV	6720 unidades	Número de inversores	1 unidade
Nominal (STC)	4704 kWp	Potência total	4000 kWca
Módulos	240 string x 28 Em série		
Em condições de func. (50°C)		Tensão de funcionamento	880-1325 V
Pmpp	4398 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.18
Ump	1096 V	Partilha de potência neste inversor	
I mp	4013 A		

Potência FV total

Nominal (STC)	14112 kWp
Total	20160 módulos
Superfície módulos	62550 m²

Potência total inversor

Potência total	12000 kWca
Número de inversores	3 unidades
Rácio Pnom	1.18

Perdas do grupo

Perdas sujidade grupo

Fração perdas	1.3 %
---------------	-------

Fator de perdas térm.

Temperatura módulos em função irradiância	
Uc (const.)	20.0 W/m²K
Uv (vento)	0.0 W/m²K/m/s

LID - "Light Induced Degradation"

Fração perdas	2.0 %
---------------	-------

Perdas de qualidade dos módulos

Fração perdas	-0.75 %
---------------	---------

Perdas dos módulos com mismatch

Fração perdas	0.50 % no MPP
---------------	---------------

Perdas devidas a mismatch, em fiadas

Fração perdas	0.10 %
---------------	--------

Degradação média dos módulos

Ano n°	1
Fator de perda	0.5 %/ano
Contribuições Imp / Vmp	80% / 20%

Mismatch devido á degradação

RMS da dispersão de Imp	0.4 %/ano
RMS da dispersão de Vmp	0.4 %/ano

Fator de perda IAM

Efeito de incidência (IAM): Fresnel, revestimento AR, n(vidro)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	0.000

Perdas de cablagem DC

Res. global dos cabos	1.1 mΩ
Fração perdas	1.1 % em STC

Grupo #1 - PV Array

Res. global do grupo	2.1 mΩ
Fração perdas	0.7 % em STC

Grupo #3 - Sub-array #3

Res. global do grupo	4.5 mΩ
Fração perdas	1.5 % em STC

Grupo #2 - Sub-array #2

Res. global do grupo	4.5 mΩ
Fração perdas	1.5 % em STC



PVsyst V8.0.13

VD9, Data da simulação: 29/08/25 11:44
com V8.0.13

Perdas do sistema

Indisponibilidade do sistema

Fração tempo	1.0 %
	3.7 dias,
	3 períodos

Perdas de cablagem CA

Linha de saída do inversor até ao ponto de injeção

Tensão inversor	600 Vac tri
Fração perdas	0.73 % em STC

Inversor: Sunny Central 4000 UP

Secção cabos (3 Inv.)	Cobre 3 x 3 x 3000 mm ²
Comprimento médio dos cabos	91 m



PVsyst V8.0.13

VD9, Data da simulação: 29/08/25 11:44
com V8.0.13

Parâmetros para sombras próximas

Perspetiva do desenho de sombras próximas

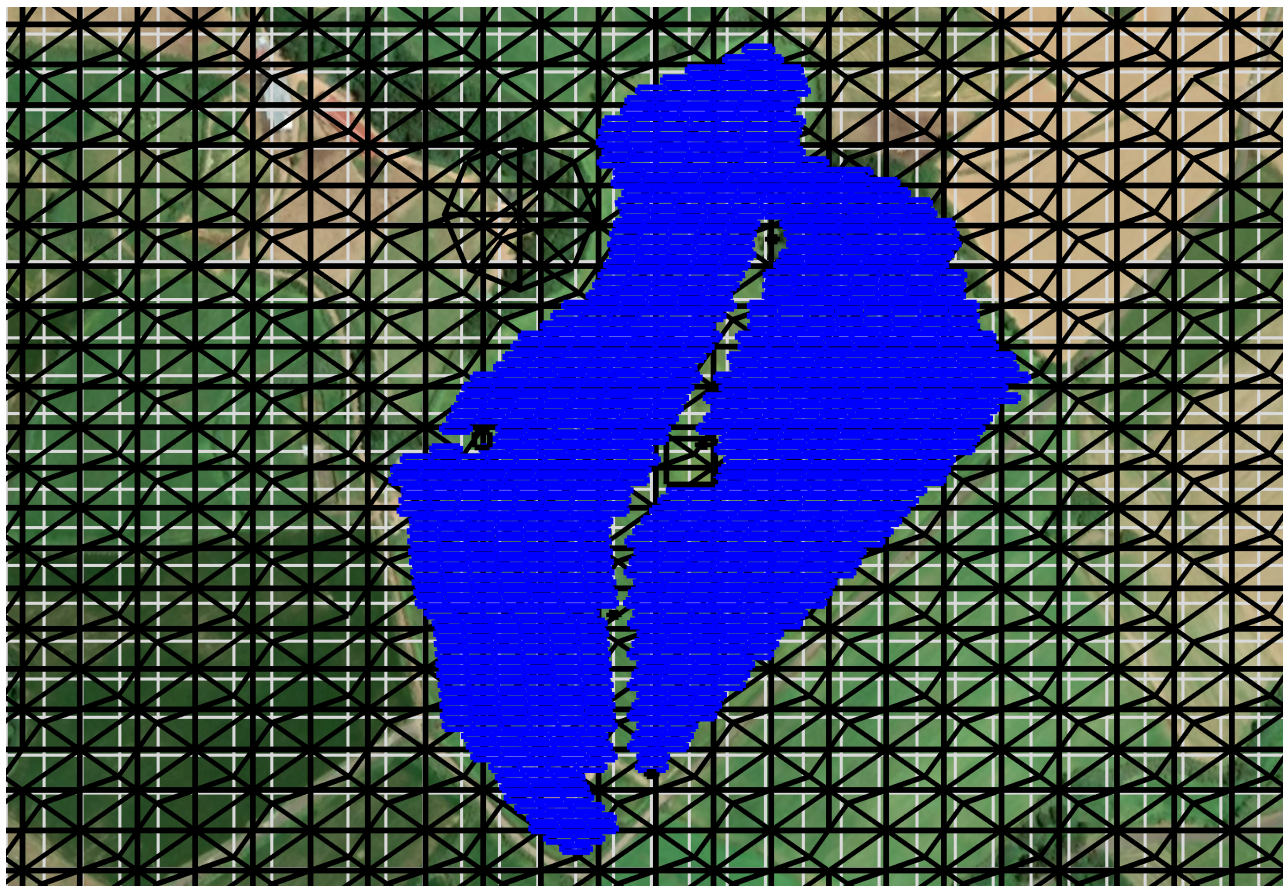
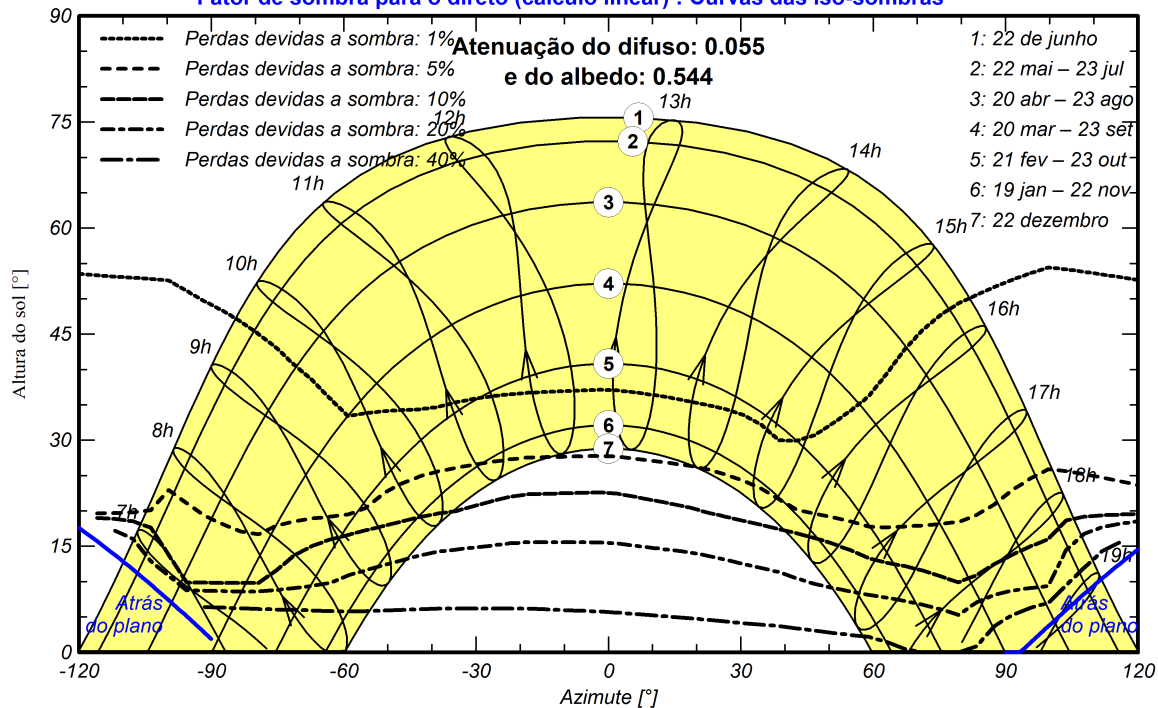




Diagrama das iso-sombras

Orientação #1 - Plano fixo, Inclín/azimutes : 30°/ 0°

Fator de sombra para o direto (cálculo linear) : Curvas das iso-sombras





PVsyst V8.0.13

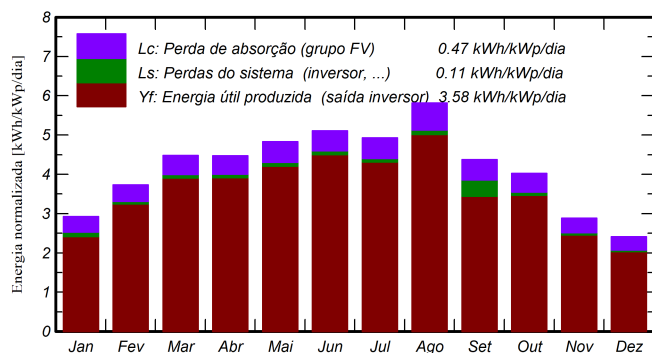
VD9, Data da simulação: 29/08/25 11:44
com V8.0.13

Resultados principais

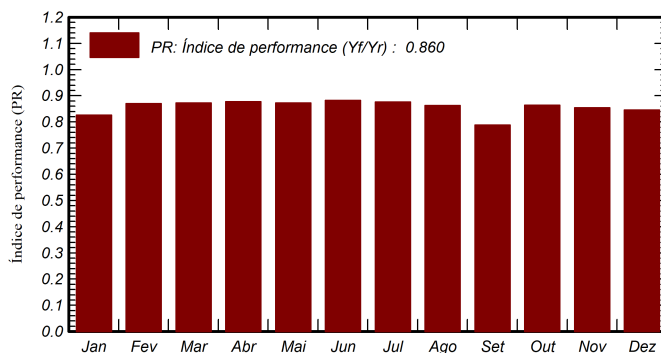
Produção do sistema

Energia produzida (P50)	18461367 kWh/ano	Produção específica (P50)	1308 kWh/kWp/ano	Índice de perf. PR	85.97 %
Energia produzida (P90)	17247573 kWh/ano	Produção específica (P90)	1222 kWh/kWp/ano	Rácio de perf. bifacial	83.29 %
Energia produzida (P95)	16906059 kWh/ano	Produção específica (P95)	1198 kWh/kWp/ano		

Produções normalizadas (por kWp instalado)



Índice de performance (PR)



Balanços e resultados principais

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR rácio
Janeiro	61.3	35.23	14.58	90.8	81.9	1108652	1057632	0.825
Fevereiro	79.5	43.91	14.01	104.6	97.4	1311500	1284209	0.870
Março	119.3	62.68	14.50	139.0	131.2	1749292	1711296	0.872
Abril	128.3	73.55	14.48	134.1	125.7	1696131	1659877	0.877
Mai	153.1	68.72	16.65	149.7	140.9	1885388	1843433	0.873
Junho	162.2	91.09	17.67	153.2	143.5	1947719	1906351	0.882
Julho	159.9	93.92	21.28	152.7	142.6	1928252	1888638	0.876
Agosto	175.7	75.29	21.55	180.4	169.8	2243784	2195616	0.862
Setembro	117.9	68.90	21.95	131.2	122.9	1633198	1459917	0.788
Outubro	99.0	51.37	18.52	124.7	117.0	1552259	1519890	0.864
Novembro	62.3	37.44	16.43	86.5	79.0	1064622	1042965	0.854
Dezembro	51.5	32.17	14.36	74.7	66.9	909647	891544	0.846
Ano	1370.0	734.27	17.19	1521.7	1418.8	19030444	18461367	0.860

Legendas

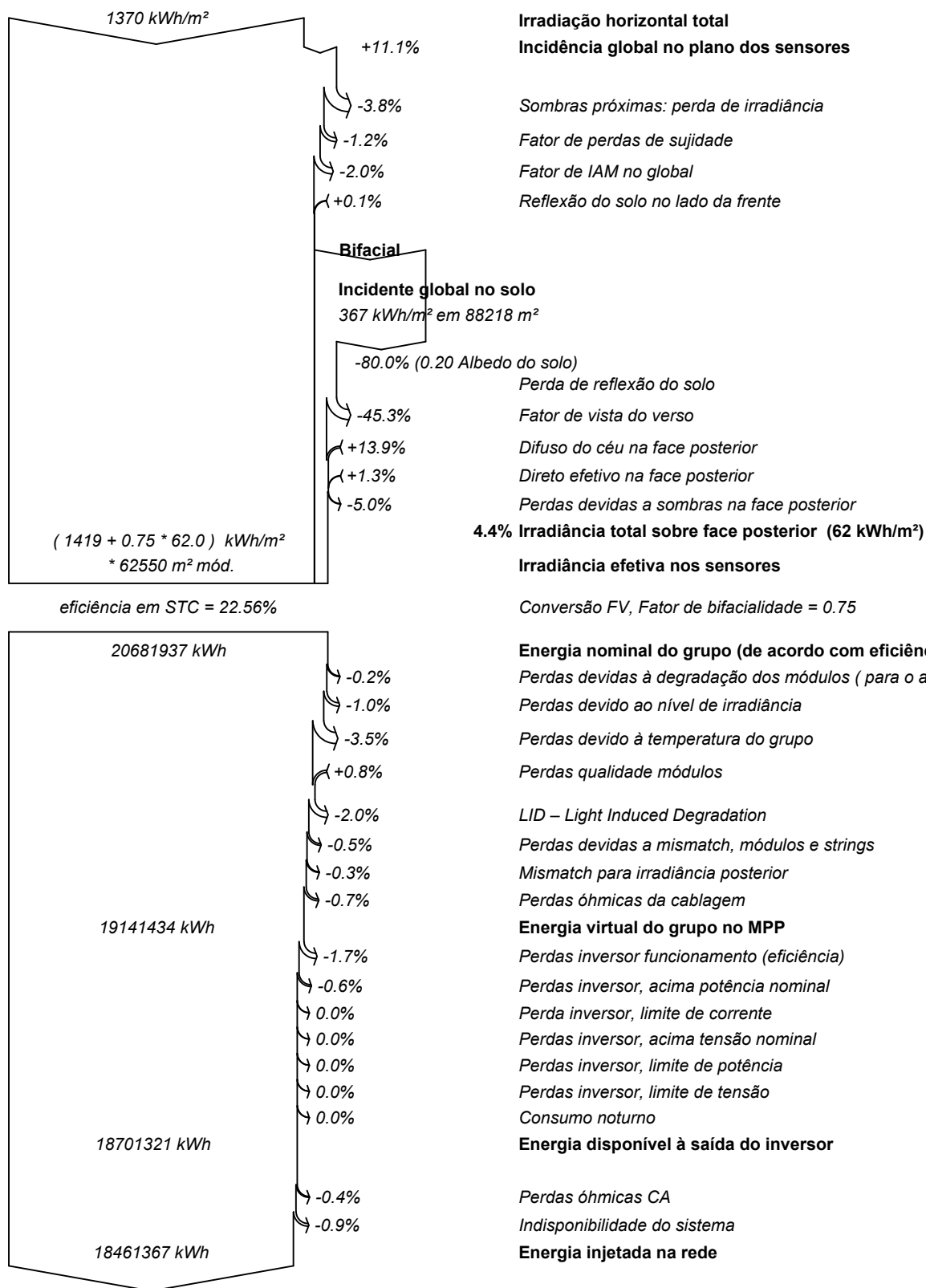
GlobHor	Irradiação horizontal total	EArray	Energia efetiva à saída do grupo
DiffHor	Irradiação difusa horizontal	E_Grid	Energia injetada na rede
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Índice de performance
GlobInc	Incidência global no plano dos sensores		
GlobEff	Global efetivo, corrigido para IAM e sombras		



PVsyst V8.0.13

VD9, Data da simulação: 29/08/25 11:44
com V8.0.13

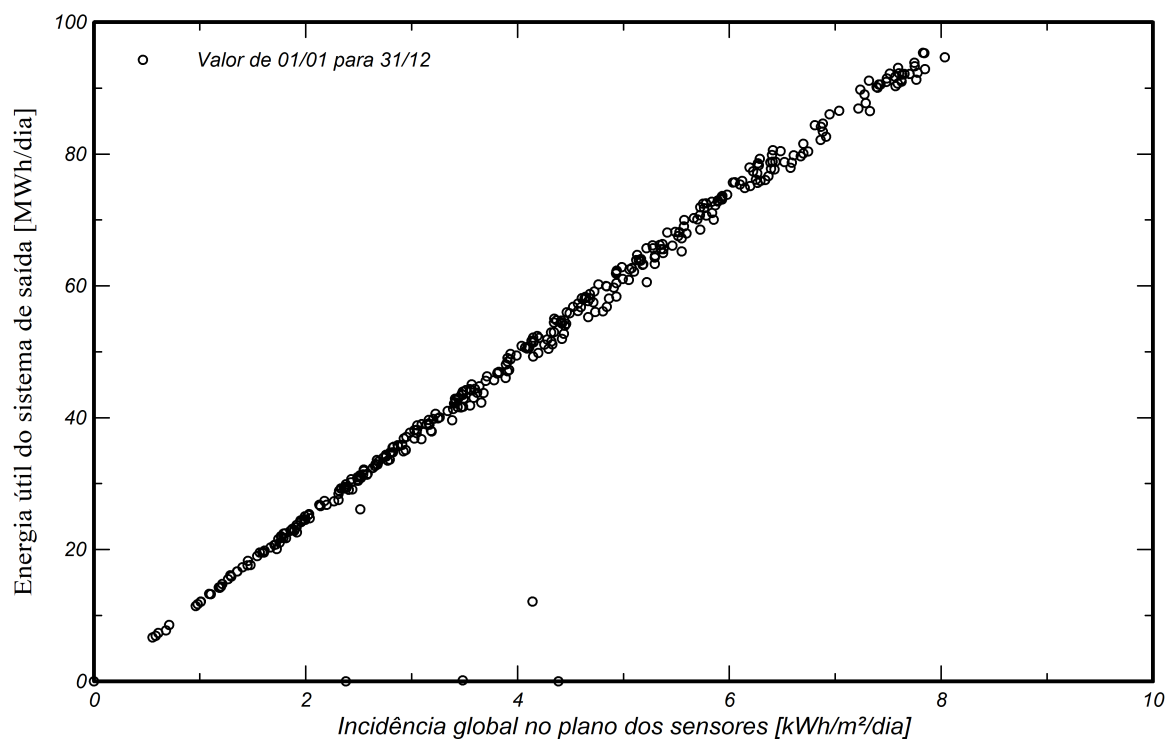
Diagrama de perdas



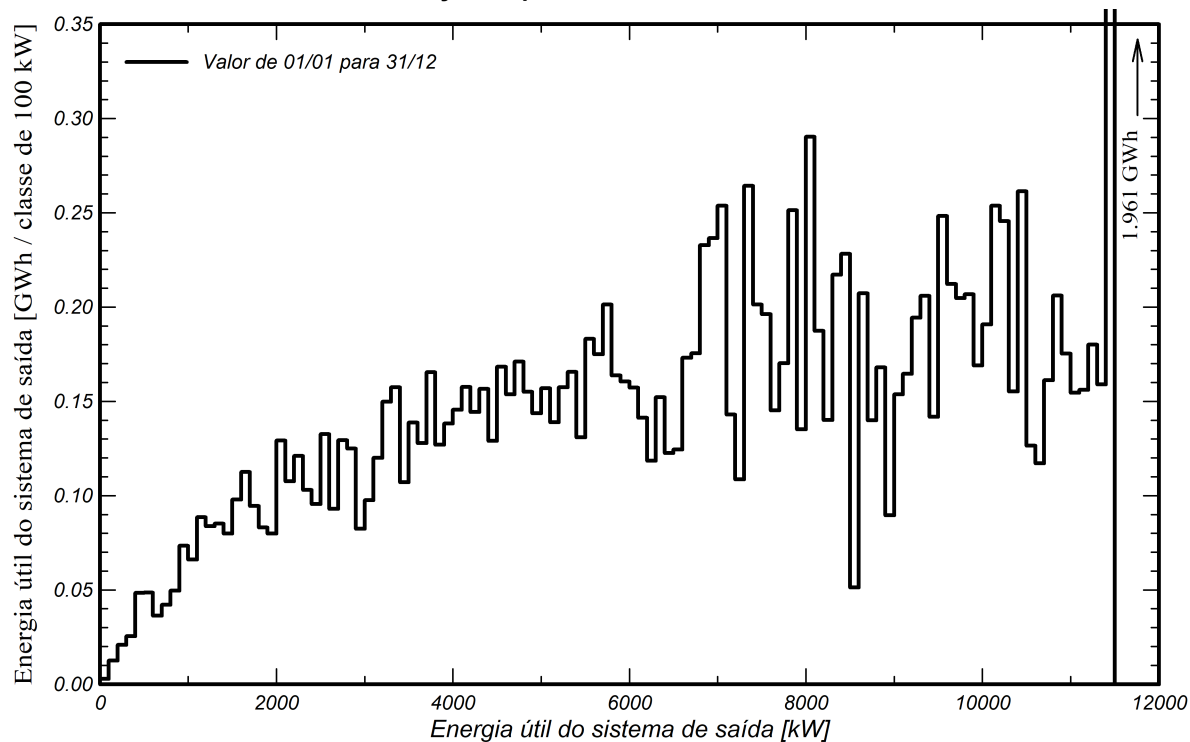


Gráficos predefinidos

Diagrama de entrada / saída diário



Distribuição da potência à saída do sistema





PVsyst V8.0.13

VD9, Data da simulação: 29/08/25 11:44
com V8.0.13

Avaliação P50 – P90

Dados meteorológicos

Origem	PVGIS api TMY
Tipo	TMY, plurianual
Variação de um ano para o outro (Variância)	4.8 %
Desvio especificado	
Mudança climática	0.0 %

Variação global (dados meteorológicos e sistema)

Variação (Soma quadrática)	5.1 %
----------------------------	-------

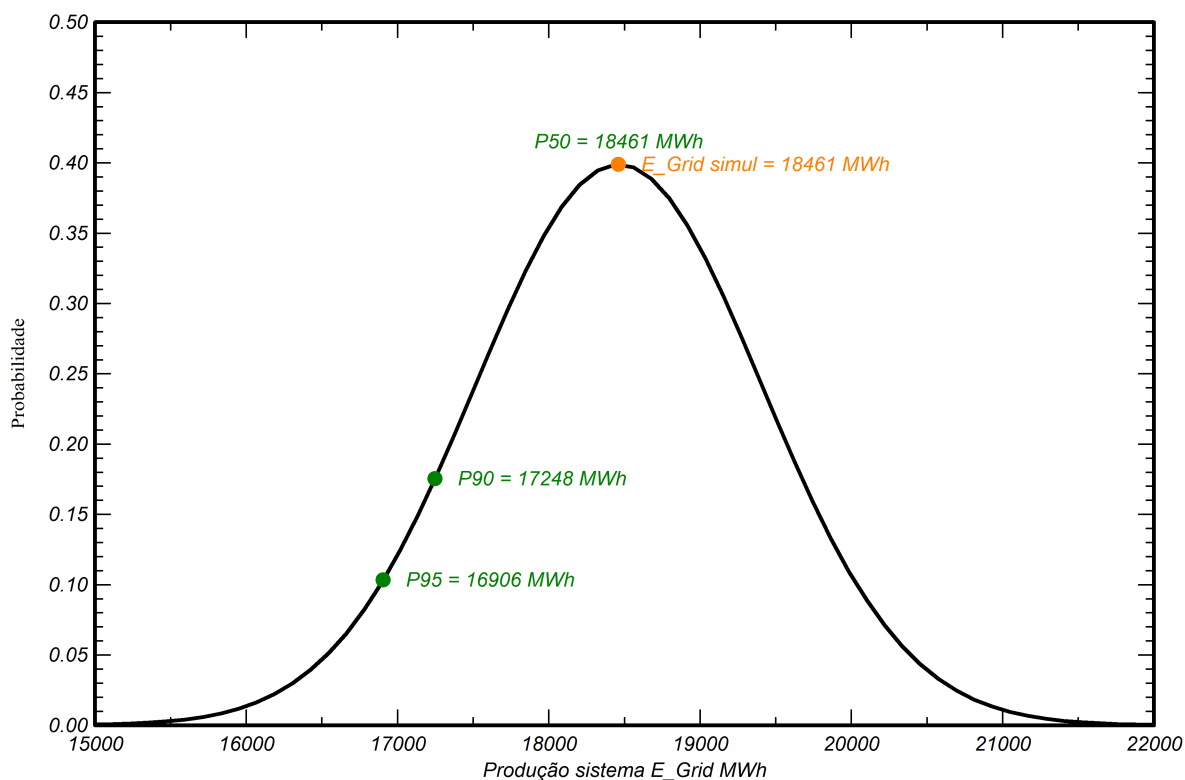
Incertezas sobre a simulação e os parâmetros

Parâm./modelo do módulo FV	1.0 %
Incerteza eficiência do inversor	0.5 %
Incertezas sujidade e mismatch	1.0 %
Incerteza acerca da degradação	1.0 %

Probabilidade de produção anual

Variação	947 MWh
P50	18461 MWh
P90	17248 MWh
P95	16906 MWh

Distribuição de probabilidade

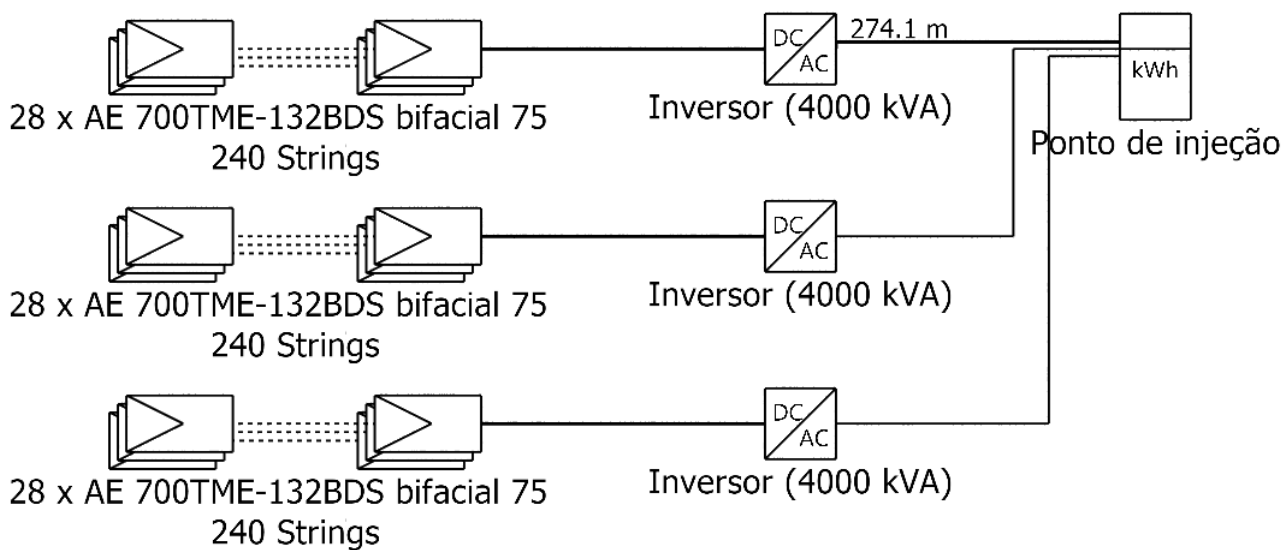




PVsyst V8.0.13

VD9, Data da simulação: 29/08/25 11:44
com V8.0.13

Diagrama unifilar



Módulo FV	AE 700TME-132BDS bifacial 75
Inversor	Sunny Central 4000 UP
String	28 x AE 700TME-132BDS bifacial 75

Lagoa - West

Dean O'Shea Cons
ulting ltd (Portugal

VD9 : West - Rev 16

29/08/25