

Notitie / Memo

HaskoningDHV Nederland B.V.
Industry & Buildings

Aan: Gemeente Diemen
Van: Bas Vet, Sükrü Er
Datum: 4 juli 2018
Kopie: Adriaan Koopman
Ons kenmerk: BC2605I&BNT1807040815
Classificatie: Projectgerelateerd

Onderwerp: Schaduweffect op zonnepanelen door woontoren De Tramlus

1 Inleiding

De voorbereiding van de ontwikkeling van een wooncomplex (een carré) binnen deelplan 'De Tramlus' (onderdeel van de wijk Plantage de Sniep) vordert. In de planontwikkeling heeft in de loop van de tijd een wijziging plaatsgevonden in het ontwerp. Onder andere aan de zuidzijde is in het huidige ontwerp een grotere bouwhoogte voorzien van een van de blokken van het carré. De bewoners van de naastgelegen woonwijk (aan de oostzijde van De Tramlus) die inmiddels in de bouwfase is, hebben zorgen geuit dat de nieuwe woontoren een negatief effect zal hebben op de opbrengst van hun zonne-energiesystemen.

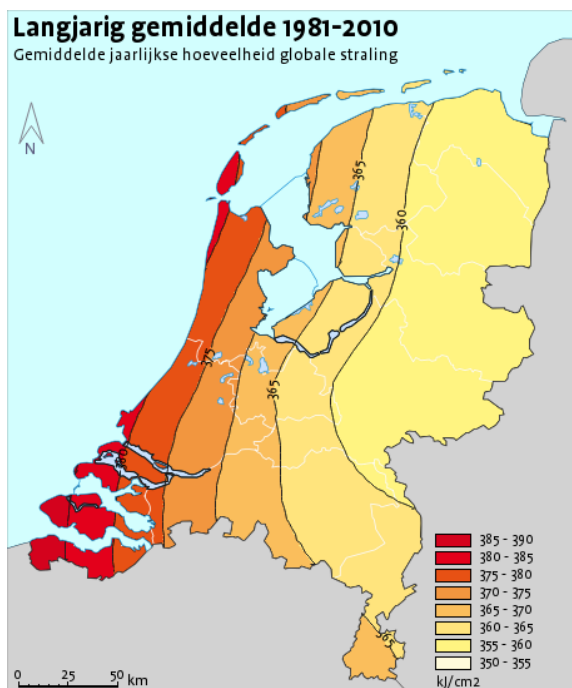
Royal HaskoningDHV (RHDHV) is gevraagd te onderzoeken door middel van een opbrengstberekening wat de impact is van de nieuwe locatie van de toren op de opbrengst van de zonne-energiesystemen.

2 Opzet van het onderzoek

2.1 Klimatologische omstandigheden

De klimatologische omstandigheden van de zon - voornamelijk de globale en diffuse bestraling op het horizontale vlak - worden bepaald. De instraling in Nederland is afhankelijk van de locatie van het project, zie figuur 1. Er zijn momenteel geen meteorologische metingen op locatie beschikbaar. Daarom hanteren we de gegevens van het dichtstbijzijnde meteorologisch meetstation (de Bilt) van KNMI. Dit is de meest betrouwbare databron voor instraling die voor handen is. Het is onze ervaring dat deze data voldoende betrouwbaarheid geeft voor deze fase.

Op basis van deze gegevens is een dataset met instralingsgegevens op kwartierbasis gegenereerd. Dit is een 'typisch' jaar, i.e. een representatieve instralingscurve met een gemiddelde gelijk aan het langjarige gemiddelde van de instralingsgegevens.



Figuur 1 Instralingsgebieden Nederland

2.2 Systeem energieproductieanalyse

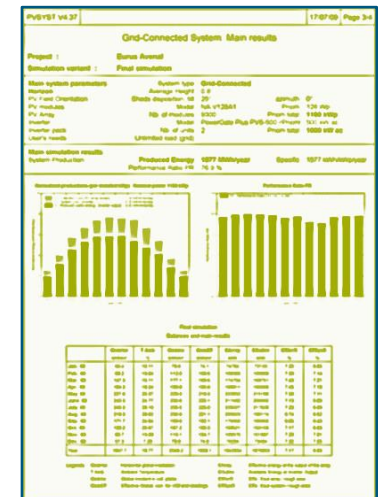
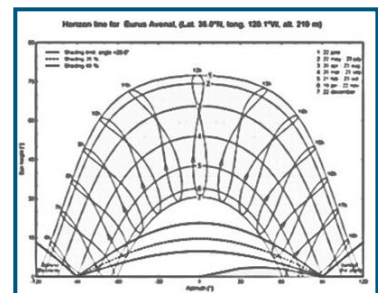
RHDHV voert een energieproductieanalyse uit voor het PV-systeem. Dit wordt gesimuleerd met het industriestandaardprogramma PVSYST, versie v6.7.1. Hieruit volgen de schattingen voor de jaarlijkse energieproductie de energieproductie voor elk jaar gedurende de economische levensduur van het systeem (25 jaar) en maandelijkse productiegegevens.

In de analyse wordt rekening gehouden met o.a. de volgende effecten:

- 0 Weergegevens, lange-termijngemiddelden en jaarlijkse variatie.
- 1 Prestatie van de PV-modules, mismatch tussen de modules en degradatie.
- 2 Omvormerprestatie.
- 3 Locatie, albedo (grondreflectie) en hoek van instraling effecten.
- 4 Verliezen door temperatuur, vervuiling, kabelverliezen, transformatoren en downtime.

De schatting van de verwachte opwekking van zonne-energie wordt typisch uitgevoerd door RHDHV uitgevoerd in verschillende stappen:

1. Bestraling op een hellend vlak kan worden berekend door gebruik te maken van de bekende globale en diffuse instraling op het horizontale vlak. Omzetting is de berekening van invallende bestralingssterkte op een gezwenkt vlak met behulp van horizontale instralingsgegevens. De omzetting wordt meestal berekend met behulp van het Hay-model of het Perez-model [17]. RHDHV heeft voor deze studie het Perez-model gebruikt. De omzetting wordt afzonderlijk berekend voor elke bestralingscomponent: bundel en diffuus. De weerkaatste component wordt beoordeeld als een bepaalde fractie (de "albedocoëfficiënt") van de totale bestralingssterkte, gewogen door de hoek tussen het horizontale vlak en het PV-vlak. RHDHV is uitgegaan van een generieke albedo coëfficiënt van 0,2 voor het project, vanwege de stedelijke omgeving.
2. Beide bestralingsverliezen (door optische effecten en bruikbare bestraling) kunnen worden berekend aan de hand van de bekende lay-out van de PV-installatie (afmetingen en geometrische rangschikking van de modules, oriëntatie en rijafstand enz.
3. Bij de elektrische simulatie wordt rekening gehouden met de eigenschappen van de PV-modules (uitgangsvermogen, partiële schaduw effecten, temperatuurgedrag, enz.) en omvormers (conversierendement, partiële belasting, enz.) en met het verlies aan elektrische bekabeling om de aan de uitgang van de omvormer geleverde energie te berekenen.
4. Ten slotte wordt ook rekening gehouden met andere productieverliezen - vervuiling, mismatch tussen panelen, beschikbaarheid, enz.



3 Resultaten

Deze paragraaf is verdeeld in twee delen. Namelijk een paragraaf zonder schaduw effect en een paragraaf met schaduw effect. In beide paragrafen zijn beelden van het 3d model beschikbaar en worden de berekeningen van PVsyst besproken. In beide modellen zijn exact dezelfde PV-systemen gebaseerd op 285 W_p panelen gebruikt.

In overleg met de Stuurlui heeft RHDHV een 3d model verkregen van de omgeving van Plantage de Sniep, op maandag 25-06-2018. Dit is omgezet naar een bestandsformaat geschikt voor PVsyst. Het 3D model is ingeladen in de software van PVsyst. Hierin kon RHDHV de zonnepanelen plaatsen. De panelen zijn gedimensioneerd op 1x1,67 m².

In totaal zijn 315 modules gemodelleerd op 515 m². De panelen zijn afhankelijk van de vlakken gemodelleerd als paneel op hellend dak of op vlak dak, hierbij zijn globaal 3 orientaties/hellingshoekparen aangehouden, 204°/29° en 116°/34° voor de hellende vlakken en 116°/15° voor de platte vlakken. De panelen die zijn gebruikt voor deze analyse zijn een mono-kristallijne panel van JA Solar met een vermogen van 285 Wp/paneel. Dit is een redelijk courant paneel, van de huidige industriestandaard. Een datasheet van dit type paneel is bijgevoegd.

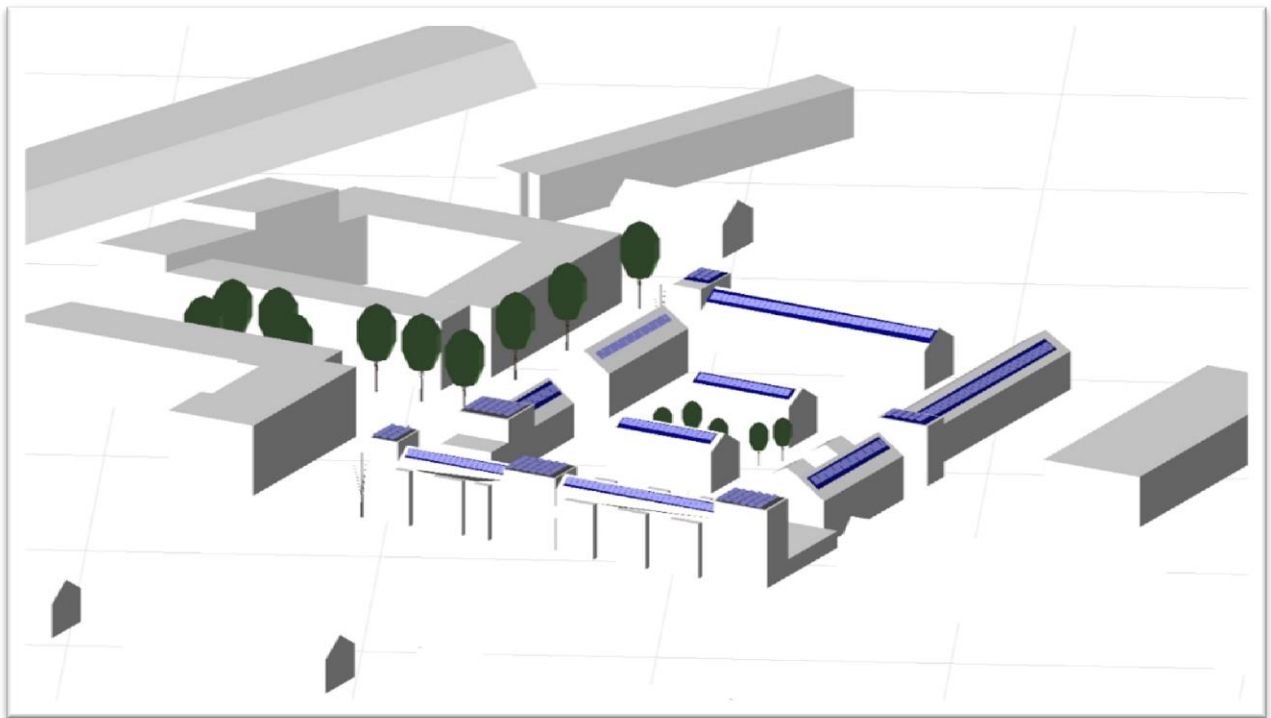
De omvormers die gekozen zijn zijn de Danfoss DLX2.0. Deze omvormer gebruikt geen optimizers. Indien optimizers worden toegepast zou een eventueel effect van schaduw op panelen deels gemitigeerd kunnen worden.

RHDHV heeft niet de gegevens gehad om de werkelijk zonnepaneelsystemen in detail na te bootsen, maar stelt vanuit haar expertise dat dit een representatief systeem is. De overige aannames, die realistische en praktisch haalbaar zijn, zijn de volgende:

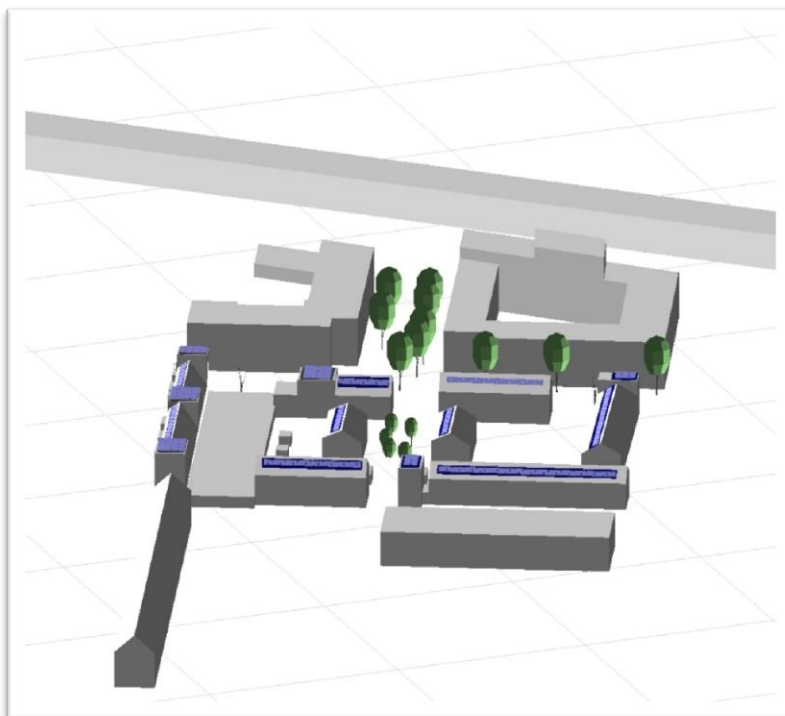
- Beperkte ventilatie achter de panelen: een deel van de panelen bestaat uit dakgebonden panelen met beperkte ventilatie achter de panelen. Dit heeft een klein effect op de paneeltemperatuur en daarmee de opbrengst.
- Er is geen rekening gehouden met vervuiling
- De kabellengte berekening is niet uitgevoerd, maar er wordt uitgegaan van een maximaal DC kabelverlies van 1.5%.
- De module kwaliteit is gemiddeld iets beter dan de klasse die gespecificeerd is vanwege de positieve vermogenstolerantie (0 ... +5W_p), dit levert een gain van 0.8%.
- De modules geven een mismatch verlies van 1% op een stringlengte van 25 modules.
- De bespiegeling bij de hoek van instraling is gemodelleerd met het ASHREA model.

3.1 Zonder schaduw van woontoren

In Figuur 2 en Figuur 3 zijn de 3d-views van de locatie zonder woontoren te zien. De PV-panelen zijn te zien als blauwe vlakken. Het gemodelleerd systeem omvat 90 kW_p aan zonnepanelen wat overeenkomt met een oppervlakte van 515 m² / 315 panelen.



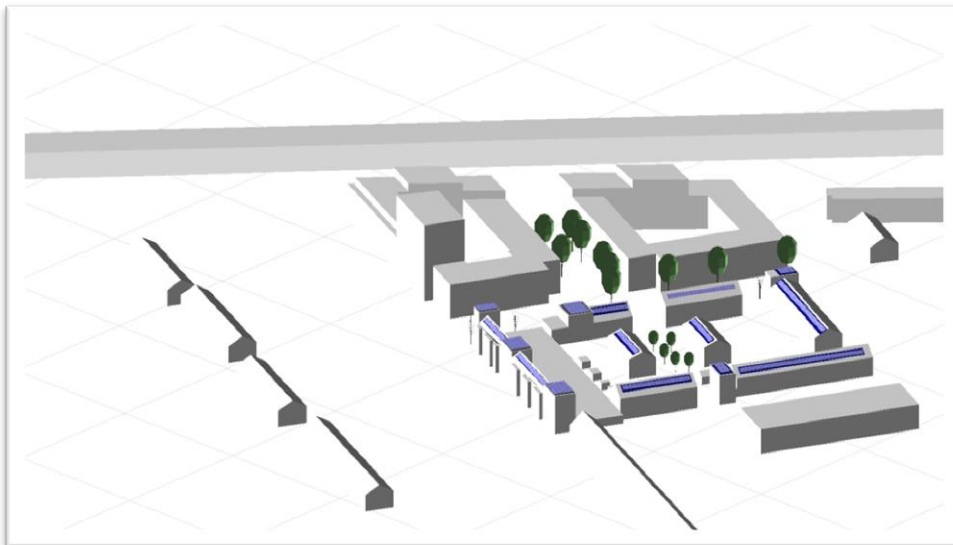
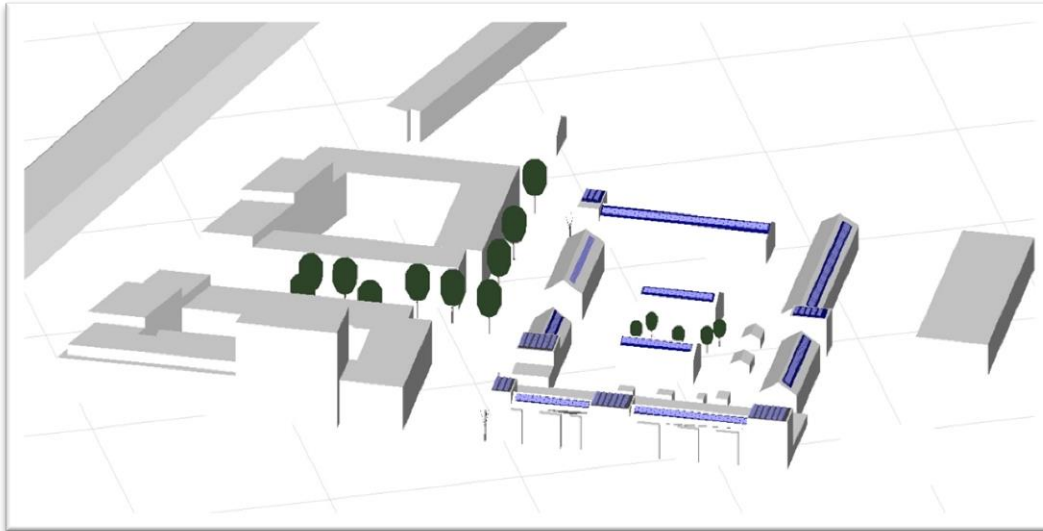
Figuur 2 - 3d view zonder schaduw van woontoren 1



Figuur 3 - 3d view zonder schaduw van woontoren 2

Uiteindelijk is het resultaat een opbrengst van 82.01 MWh energie per jaar inclusief een verlies door schaduwen van uitbouwen en bouwvlakken (dus uitgezonderd van de nieuwbouwtoren, want die is niet aanwezig in deze simulatie) van 2,4% in de initiële situatie.

3.2 Met schaduw van woontoren



Hier is het resultaat een opbrengst van 81,96 MWh energie per jaar inclusief een verlies van 2,4% door de initiële situatie. Ten opzichte van de situatie zonder toren ontstaat dus een verwaarloosbaar verschil met een waarde van 0,06% (6 delen op 10 000).

3.3 Verklaring

De oorzaak van een dermate laag verschil is de positie van de woontoren. De toren is gesitueerd ten westen van de bebouwing met zonnepanelen op een afstand van zo'n 40 m. Hierdoor geeft de toren alleen schaduw vlak voor zonsondergang. Op die momenten is de instraling van zonne-energie op de panelen al erg laag, vanwege de steile hoek van inval van de zon. Daar komt nog bovenop dat deze schaduw, in ieder geval voor een deel van de woningen, alleen in de zomermaanden voorkomt. In de wintermaanden komt de stand van de zon nooit met een oriëntatie van groter dan 230° (Zuidwest) boven de horizon.

4 Conclusie & Aanbeveling

Royal HaskoningDHV heeft een gedetailleerde opbrengstberekening uitgevoerd van de situatie bij Plantage de Sniep. Hierbij zijn twee situaties vergeleken: de situatie met de nieuwe woontoren en die zonder woontoren. Beide opbrengsten zijn berekend. Hierbij is een verschil geconstateerd van 0,06% (6 delen in 10 000). Royal HaskoningDHV acht dit verschil verwaarloosbaar. Het betreft een dermate klein verschil dat het niet meetbaar in de praktijk kan worden vastgesteld.

BIJLAGE 1 Simulatie en berekening zonder schaduw van woontoren

PVSYST V6.67			04/07/18		Page 1/5	
Grid-Connected System: Simulation parameters						
Project :		Plantage de Sniep				
Geographical Site		Hilversum		Country	Netherlands	
Situation		Latitude	52.23° N	Longitude	5.17° E	
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+1	Altitude	23 m	
		Albedo	0.20			
Meteo data:		Hilversum	Meteonorm 7.1 (1991-2010), Sat=14% - Synthetic			
Simulation variant :		Simulation zonder schaduw van bebouwing				
		Simulation date	04/07/18 16h24			
Simulation parameters						
3 orientations		Tilts/Azimuths	34°/-64°, 29°/26°, 15°/-64°			
Models used		Transposition	Perez	Diffuse	Perez, Meteonorm	
Horizon		Free Horizon				
Near Shadings		Linear shadings				
PV Arrays Characteristics (3 kinds of array defined)						
PV module		Si-mono	Model	JAM6(L)-60-285/PR		
Original PVsyst database		Manufacturer	JA Solar			
Sub-array "Sub-array #1"		Orientation	#1	Tilt/Azimuth	34°/-64°	
Number of PV modules		In series	9 modules	In parallel	11 strings	
Total number of PV modules		Nb. modules	99	Unit Nom. Power	285 Wp	
Array global power		Nominal (STC)	28.21 kWp	At operating cond.	25.46 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	258 V	I mpp	99 A	
Sub-array "Sub-array #2"		Orientation	#2	Tilt/Azimuth	29°/26°	
Number of PV modules		In series	9 modules	In parallel	13 strings	
Total number of PV modules		Nb. modules	117	Unit Nom. Power	285 Wp	
Array global power		Nominal (STC)	33.3 kWp	At operating cond.	30.1 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	258 V	I mpp	117 A	
Sub-array "Sub-array #3"		Orientation	#3	Tilt/Azimuth	15°/-64°	
Number of PV modules		In series	9 modules	In parallel	11 strings	
Total number of PV modules		Nb. modules	99	Unit Nom. Power	285 Wp	
Array global power		Nominal (STC)	28.21 kWp	At operating cond.	25.46 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	258 V	I mpp	99 A	
Total Arrays global power		Nominal (STC)	90 kWp	Total	315 modules	
		Module area	515 m²	Cell area	458 m²	
Inverter		Model	DLX 2.0			
Original PVsyst database		Manufacturer	Danfoss			
Characteristics		Operating Voltage	230-480 V	Unit Nom. Power	2.00 kWac	
Sub-array "Sub-array #1"		Nb. of inverters	11 units	Total Power	22 kWac	
Sub-array "Sub-array #2"		Nb. of inverters	13 units	Total Power	26 kWac	
Sub-array "Sub-array #3"		Nb. of inverters	11 units	Total Power	22 kWac	
Total		Nb. of inverters	35	Total Power	70 kWac	
PV Array loss factors						
Thermal Loss factor		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s	
Wiring Ohmic Loss		Array#1	44 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC	
		Array#2	37 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC	
		Array#3	44 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC	
		Global		Loss Fraction	1.5 % at STC	

Grid-Connected System: Simulation parameters (continued)

Module Quality Loss		Loss Fraction	-0.8 %
Module Mismatch Losses		Loss Fraction	1.0 % at MPP
Strings Mismatch loss		Loss Fraction	0.10 %
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.	0.05

User's needs : Unlimited load (grid)

Grid-Connected System: Near shading definition

Project : Plantage de Sniep

Simulation variant : Simulation zonder schaduw van bebouwing

Main system parameters

System type **Grid-Connected**

Near Shadings

PV Field Orientation

PV modules

PV Array

Inverter

Inverter pack

User's needs

Linear shadings

3 orientations

Model

Nb. of modules

Model

Nb. of units

Unlimited load (grid)

Tilt/Azimuth = 34°/-64°, 29°/26°, 15°/-64°

JAM6(L)-60-285/PR

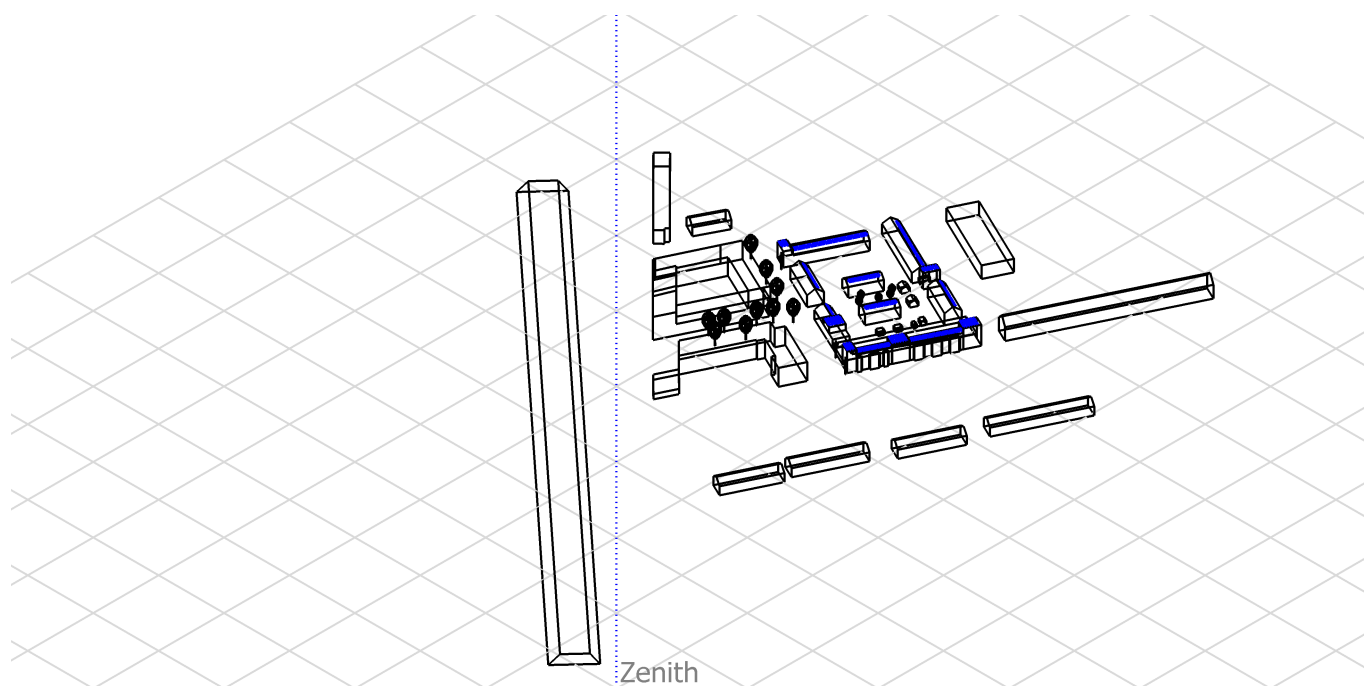
Pnom 285 Wp

Pnom total **89.8 kWp**

Pnom 2000 W ac

Pnom total **70.0 kW ac**

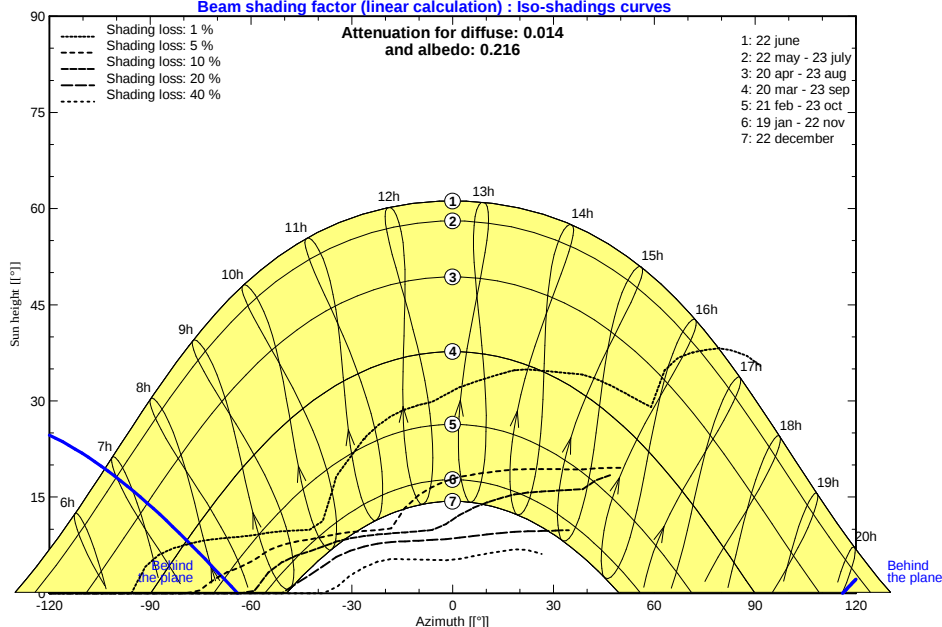
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Plantage de Sniep

Beam shading factor (linear calculation) : Iso-shadings curves



Grid-Connected System: Main results

Project : Plantage de Sniep

Simulation variant : Simulation zonder schaduw van bebouwing

Main system parameters

System type **Grid-Connected**

Near Shadings

Linear shadings

PV Field Orientation

3 orientations

Tilt/Azimuth = 34°/-64°, 29°/26°, 15°/-64°

PV modules

Model

JAM6(L)-60-285/PR

Pnom 285 Wp

PV Array

Nb. of modules

315

Pnom total **89.8 kWp**

Inverter

Model

DLX 2.0

Pnom 2000 W ac

Inverter pack

Nb. of units

35.0

Pnom total **70.0 kW ac**

User's needs

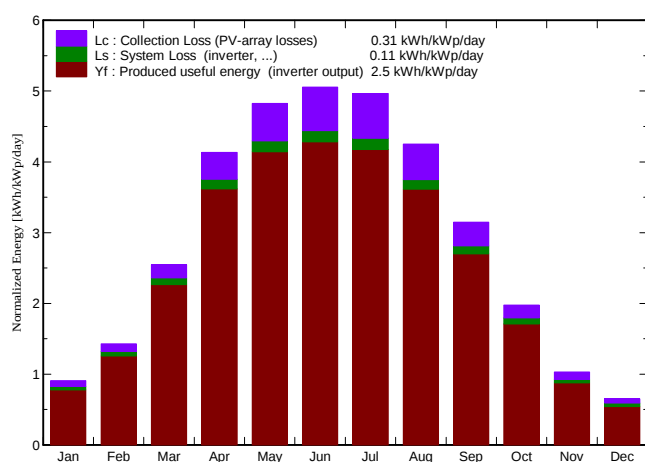
Unlimited load (grid)

Main simulation results

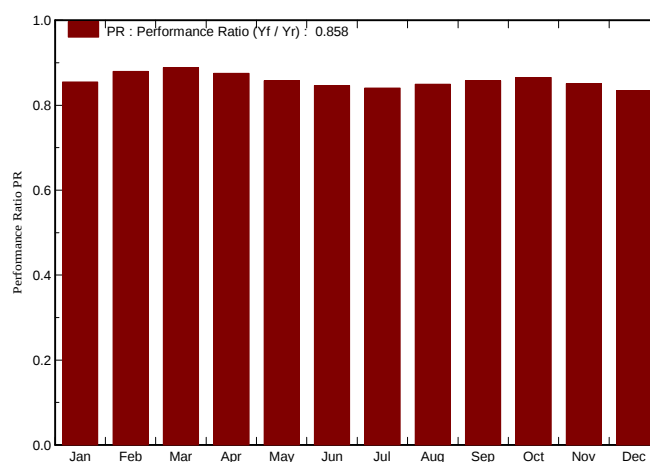
System Production

Produced Energy 82.01 MWh/year Specific prod. 914 kWh/kWp/year
Performance Ratio PR 85.76 %

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 89.8 kWp



Performance Ratio PR



Simulation zonder schaduw van bebouwing

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
January	20.4	13.65	3.76	28.2	25.9	2.31	2.16	0.855
February	33.4	23.34	4.15	40.0	37.3	3.34	3.16	0.880
March	71.1	45.73	6.07	79.0	74.4	6.57	6.30	0.889
April	116.4	65.90	9.79	124.1	117.5	10.11	9.74	0.875
May	147.7	80.19	13.85	149.6	141.8	11.95	11.53	0.858
June	151.2	80.55	16.16	151.7	144.2	11.96	11.53	0.847
July	151.6	81.50	18.05	153.9	146.1	12.05	11.62	0.841
August	127.3	75.42	17.74	131.8	124.8	10.44	10.06	0.850
September	85.4	49.30	14.67	94.5	89.1	7.57	7.27	0.858
October	51.9	34.33	11.15	61.3	57.4	4.99	4.76	0.865
November	22.7	14.02	7.37	30.9	28.4	2.51	2.36	0.851
December	14.9	11.07	3.66	20.2	18.5	1.64	1.51	0.834
Year	993.8	574.98	10.57	1065.3	1005.2	85.45	82.01	0.858

Legends: GlobHor

Horizontal global irradiation

DiffHor

Horizontal diffuse irradiation

T Amb

Ambient Temperature

GlobInc

Global incident in coll. plane

GlobEff

Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray

Effective energy at the output of the array

E_Grid

Energy injected into grid

PR

Performance Ratio

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Plantage de Sniep

Simulation variant : Simulation zonder schaduw van bebouwing

Main system parameters

System type **Grid-Connected**

Near Shadings

PV Field Orientation

PV modules

PV Array

Inverter

Inverter pack

User's needs

Linear shadings

3 orientations

Model

Nb. of modules

Model

Nb. of units

Unlimited load (grid)

Tilt/Azimuth = 34°/-64°, 29°/26°, 15°/-64°

JAM6(L)-60-285/PR

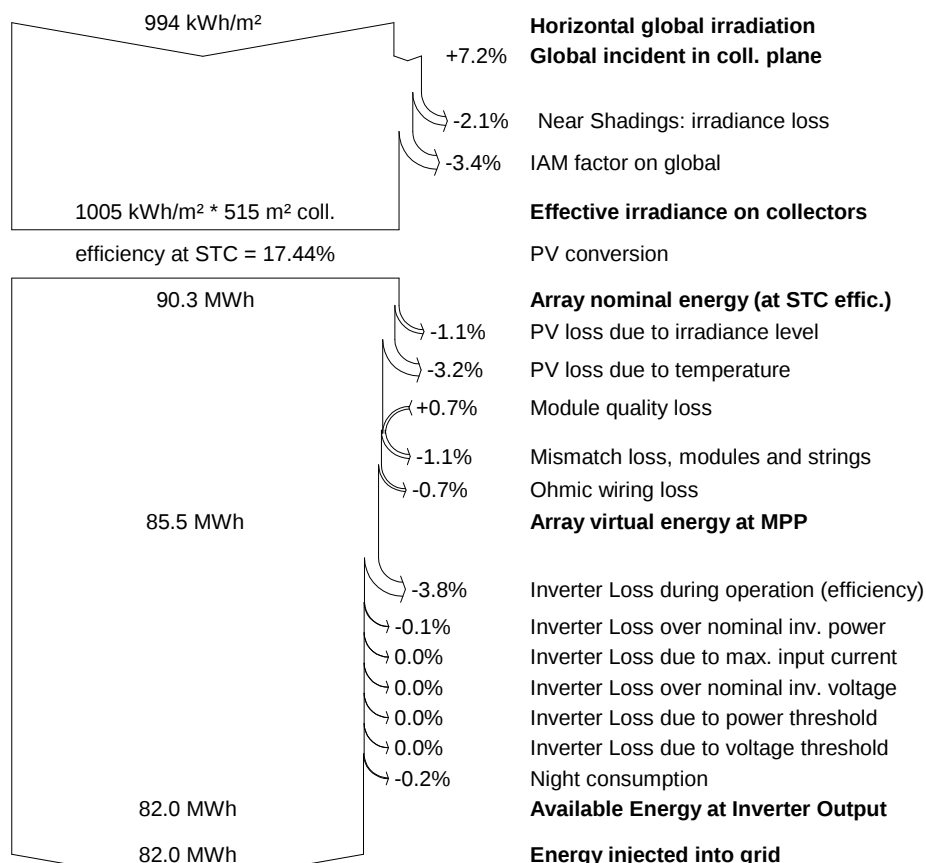
Pnom 285 Wp

Pnom total **89.8 kWp**

Pnom 2000 W ac

Pnom total **70.0 kW ac**

Loss diagram over the whole year



BIJLAGE 2 Simulatie en berekening met schaduw van woontoren

PVSYST V6.67			04/07/18		Page 1/5	
Grid-Connected System: Simulation parameters						
Project :		Plantage de Sniep				
Geographical Site		Hilversum		Country	Netherlands	
Situation		Latitude	52.23° N	Longitude	5.17° E	
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+1	Altitude	23 m	
		Albedo	0.20			
Meteo data:		Hilversum	Meteonorm 7.1 (1991-2010), Sat=14% - Synthetic			
Simulation variant :		Simulation met schaduw van bebouwing				
		Simulation date	04/07/18 17h51			
Simulation parameters						
3 orientations		Tilts/Azimuths	34°/-64°, 29°/26°, 15°/-64°			
Models used		Transposition	Perez	Diffuse	Perez, Meteonorm	
Horizon		Free Horizon				
Near Shadings		Linear shadings				
PV Arrays Characteristics (3 kinds of array defined)						
PV module		Si-mono	Model	JAM6(L)-60-285/PR		
Original PVsyst database		Manufacturer		JA Solar		
Sub-array "Sub-array #1"		Orientation	#1	Tilt/Azimuth	34°/-64°	
Number of PV modules		In series	9 modules	In parallel	11 strings	
Total number of PV modules		Nb. modules	99	Unit Nom. Power	285 Wp	
Array global power		Nominal (STC)	28.21 kWp	At operating cond.	25.46 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	258 V	I mpp	99 A	
Sub-array "Sub-array #2"		Orientation	#2	Tilt/Azimuth	29°/26°	
Number of PV modules		In series	9 modules	In parallel	13 strings	
Total number of PV modules		Nb. modules	117	Unit Nom. Power	285 Wp	
Array global power		Nominal (STC)	33.3 kWp	At operating cond.	30.1 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	258 V	I mpp	117 A	
Sub-array "Sub-array #3"		Orientation	#3	Tilt/Azimuth	15°/-64°	
Number of PV modules		In series	9 modules	In parallel	11 strings	
Total number of PV modules		Nb. modules	99	Unit Nom. Power	285 Wp	
Array global power		Nominal (STC)	28.21 kWp	At operating cond.	25.46 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	258 V	I mpp	99 A	
Total Arrays global power		Nominal (STC)	90 kWp	Total	315 modules	
		Module area	515 m²	Cell area	458 m²	
Inverter		Model	DLX 2.0			
Original PVsyst database		Manufacturer	Danfoss			
Characteristics		Operating Voltage	230-480 V	Unit Nom. Power	2.00 kWac	
Sub-array "Sub-array #1"		Nb. of inverters	11 units	Total Power	22 kWac	
Sub-array "Sub-array #2"		Nb. of inverters	13 units	Total Power	26 kWac	
Sub-array "Sub-array #3"		Nb. of inverters	11 units	Total Power	22 kWac	
Total		Nb. of inverters	35	Total Power	70 kWac	
PV Array loss factors						
Thermal Loss factor		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s	
Wiring Ohmic Loss		Array#1	44 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC	
		Array#2	37 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC	
		Array#3	44 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC	
		Global		Loss Fraction	1.5 % at STC	

Grid-Connected System: Simulation parameters (continued)

Module Quality Loss		Loss Fraction	-0.8 %
Module Mismatch Losses		Loss Fraction	1.0 % at MPP
Strings Mismatch loss		Loss Fraction	0.10 %
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.	0.05

User's needs : Unlimited load (grid)

Grid-Connected System: Near shading definition

Project : Plantage de Sniep

Simulation variant : Simulation met schaduw van bebouwing

Main system parameters

System type **Grid-Connected**

Near Shadings

PV Field Orientation

PV modules

PV Array

Inverter

Inverter pack

User's needs

Linear shadings

3 orientations

Model

Nb. of modules

Model

Nb. of units

Unlimited load (grid)

Tilt/Azimuth = 34°/-64°, 29°/26°, 15°/-64°

JAM6(L)-60-285/PR

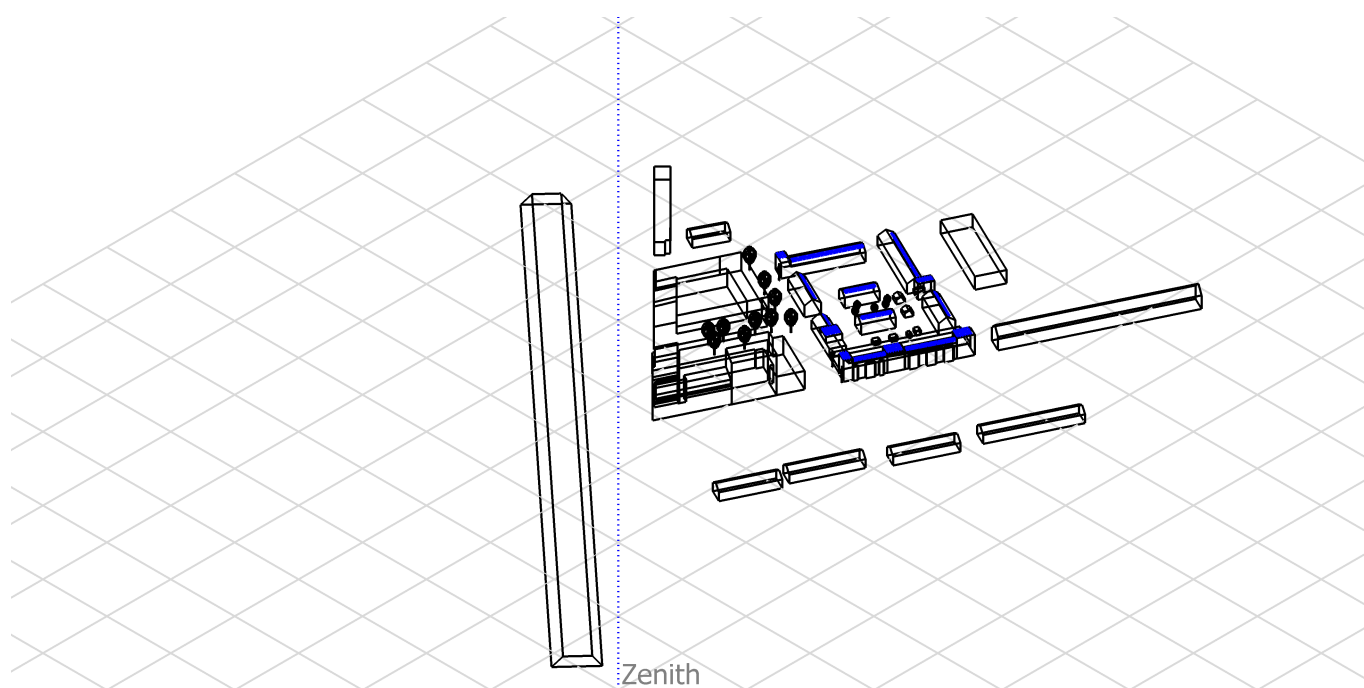
Pnom 285 Wp

Pnom total **89.8 kWp**

Pnom 2000 W ac

Pnom total **70.0 kW ac**

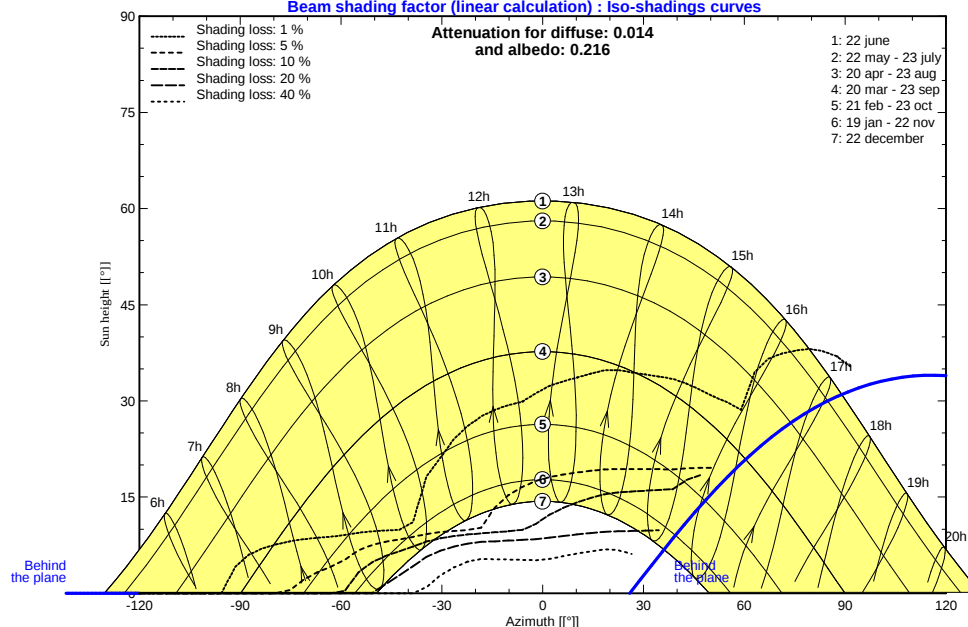
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Plantage de Sniep

Beam shading factor (linear calculation) : Iso-shadings curves



Grid-Connected System: Main results

Project :

Plantage de Sniep

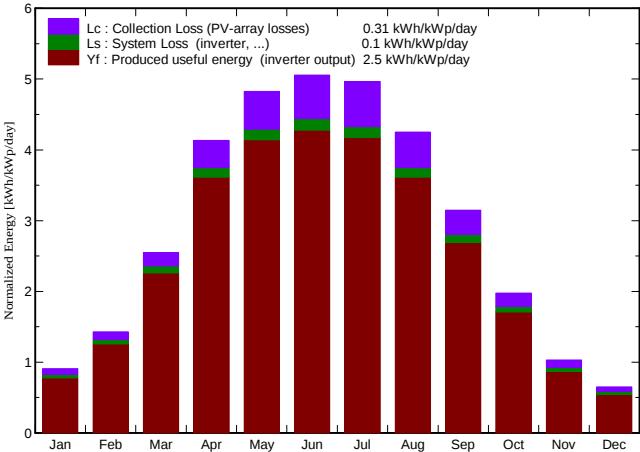
Simulation variant :

Simulation met schaduw van bebouwing

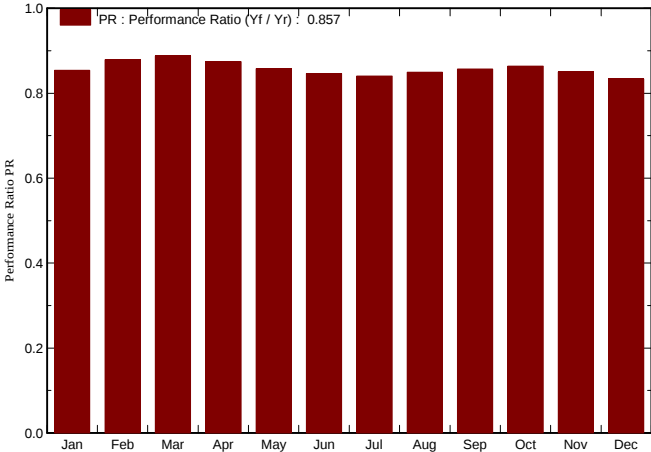
Main system parameters	System type	Grid-Connected		
Near Shadings	Linear shadings			
PV Field Orientation	3 orientations	Tilt/Azimuth = 34°/-64°, 29°/26°, 15°/-64°		
PV modules	Model	JAM6(L)-60-285/PR	Pnom	285 Wp
PV Array	Nb. of modules	315	Pnom total	89.8 kWp
Inverter	Model	DLX 2.0	Pnom	2000 W ac
Inverter pack	Nb. of units	35.0	Pnom total	70.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Main simulation results				
System Production	Produced Energy	81.96 MWh/year	Specific prod.	913 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR	85.70 %		

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 89.8 kWp



Performance Ratio PR



Simulation met schaduw van bebouwing

Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	
January	20.4	13.65	3.76	28.2	25.9	2.31	2.16	0.854
February	33.4	23.34	4.15	40.0	37.3	3.33	3.16	0.879
March	71.1	45.73	6.07	79.0	74.3	6.57	6.29	0.888
April	116.4	65.90	9.79	124.1	117.4	10.10	9.74	0.874
May	147.7	80.19	13.85	149.6	141.7	11.95	11.52	0.858
June	151.2	80.55	16.16	151.7	144.1	11.96	11.53	0.846
July	151.6	81.50	18.05	153.9	146.1	12.05	11.62	0.840
August	127.3	75.42	17.74	131.8	124.8	10.43	10.05	0.849
September	85.4	49.30	14.67	94.5	89.0	7.56	7.27	0.857
October	51.9	34.33	11.15	61.3	57.3	4.98	4.76	0.864
November	22.7	14.02	7.37	30.9	28.4	2.51	2.36	0.850
December	14.9	11.07	3.66	20.2	18.5	1.64	1.51	0.833
Year	993.8	574.98	10.57	1065.3	1004.6	85.40	81.96	0.857

Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings
	DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
	T Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid
	GlobInc	Global incident in coll. plane	PR	Performance Ratio

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Plantage de Sniep

Simulation variant : Simulation met schaduw van bebouwing

Main system parameters

System type **Grid-Connected**

Near Shadings

PV Field Orientation

PV modules

PV Array

Inverter

Inverter pack

User's needs

Linear shadings

3 orientations

Model

Nb. of modules

Model

Nb. of units

Unlimited load (grid)

Tilt/Azimuth = 34°/-64°, 29°/26°, 15°/-64°

JAM6(L)-60-285/PR

Pnom 285 Wp

Pnom total **89.8 kWp**

Pnom 2000 W ac

Pnom total **70.0 kW ac**

Loss diagram over the whole year

