



## FOTOVOLTAÏSCHE ZONNE-ENERGIE FACTOREN DIE DE PRODUCTIE BEÏNVLOEDEN

Wanneer men overweegt om in een bestaand of een nog op te richten gebouw een fotonvoltaïsche installatie te integreren, dienen vooreerst alle beperkingen goed te worden bestudeerd.

Factoren die het vermogen (en dus de rendabiliteit) van een systeem beïnvloeden, zijn:

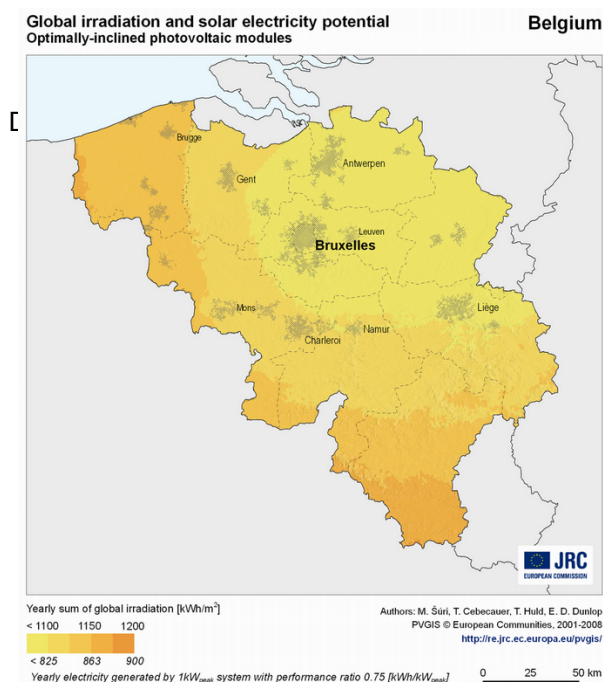
- de globale zonnestraling per jaar, uitgedrukt in kWh/m<sup>2</sup>.jaar
- de oriëntatiehoek tegenover het zuiden, uitgedrukt in graden (°) (voor een hellend dak of een gevel)
- de hellingsgraad tegenover een horizontaal vlak, uitgedrukt in graden (°) (voor een hellend dak)
- de beschikbare oppervlakte, uitgedrukt in m<sup>2</sup>
- de aangewende technologie (efficiëntie uitgedrukt in Wp/m<sup>2</sup>)
- de wijze van integratie of montage
- de schaduw van voorwerpen (schouwen, technische ruimtes)

### 1. GLOBALE ZONNESTRALING

Figuur 1 geeft de verdeling voor België van de zonnestraling op een ideaal gelegen oppervlak en de elektriciteitsproductie die zou kunnen worden opgewekt door een zonnensysteem dat optimaal is georiënteerd (azimut van 0° op het volle zuiden en een hellingsgraad van 35°). De productiecijfers in kWh/m<sup>2</sup>.jaar zijn gebaseerd op een systeem van 1 kWp met een efficiëntie (*Performance Ratio* - PR) van 75%. Deze performantieratio wordt gedefinieerd als de verhouding van de eindopbrengst tegenover de referentieopbrengst; hij kwantificeert de efficiëntie van het systeem vanaf de fotonvoltaïsche omzetting in de zonnepanelen (met een nominaal piekvermogen) tot de werkelijke opbrengst van de omvormer(s). De ratio is tevens de verhouding van de hoeveelheid reëel opgewekte energie tot de hoeveelheid energie die had

kunnen opgewekt worden in een ideaal fotonvoltaïsch systeem zonder verliezen, bij een temperatuur van 25° en gelijkmatige zonnestraling.

De vastgestelde waarde voor Brussel is - 840 kWh/kWp voor een PR van 75% - aan de lage kant; over het algemeen wordt er voor projecten in Brussel gerekend met 850 kWh/kWp.



*Figuur 1 : kaart van België met de globale zonnestraling in kWh/m<sup>2</sup>.jaar en de elektriciteitsproductie in kWh voor een ideaal georiënteerd systeem (zuid, 35° hellingsgraad) met een efficiëntie van 75% (PVGIS © European Communities, 2001-2008)*

## 2. ORIËNTATIE EN HELLINGSGRAAD

De plaats van de installatie op het dak is doorslaggevend. Idealiter staat een installatie (op onze breedtegraad) recht op het zuiden gericht met een hellingsgraad van 35°. Nochtans levert een systeem dat staat opgesteld tussen het westen en oosten nog voldoende rendement bij een hellingsgraad tussen 20° en 60°. Een afwijking tegenover de ideale positie heeft dus slechts een rendementsverlies van enkele percenten tot gevolg (zie onderstaande figuur).

Correctiefactor voor een oriëntatie en een hellingsgraad					
Hellinggraad		☀ 0°	☀ 30°	☀ 60°	☀ 90°
oriëntatie		0°	30°	60°	90°
West		0,93	0,90	0,78	0,55
Zuidoost		0,93	0,96	0,88	0,66
Zuid		0,93	1,00	0,91	0,68
Zuidwest		0,93	0,96	0,88	0,66
West		0,93	0,90	0,78	0,55

☐ : Te vermijden als het niet door architecturale eisen verplicht is

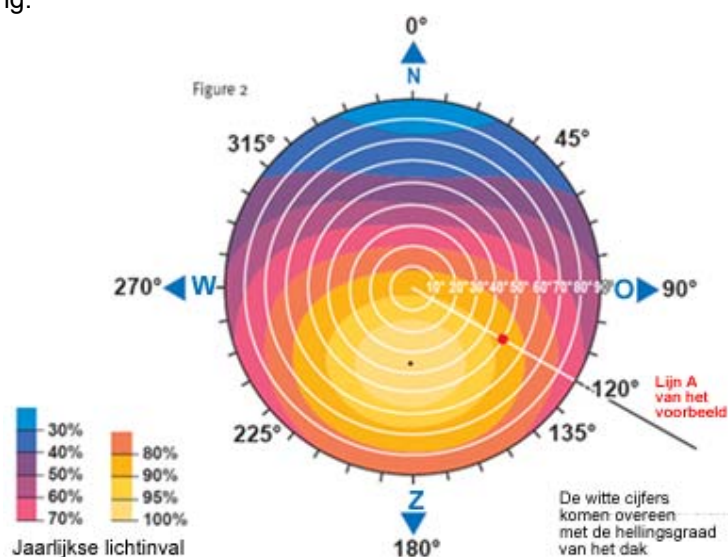
Bron : HESPUL

NB : Deze cijfers nemen de eventuele schaduwen niet in aanmerking

Figuur 2: Correctiefactor (CF) voor de rendementsberekening van een fotovoltaïsche installatie

De zonnescijf van figuur 3 is een grafische voorstelling van het rendementsverlies: dit is de globale zonnestraling in Ukkel in functie van de oriëntatie en de hellingsgraad van het hellend vlak. De correctiefactor (CF) wordt ook hier uitgedrukt in % en gaat van geel (100%) naar blauw (30%).

Men zal opmerken dat er een nogal belangrijke zone bestaat, waarvoor de oriëntatie en hellingsgraad niet veel invloed hebben op de zonnestraling: namelijk de zone gaande van west/zuidwest tot oost/zuidoost, met een hellinggraad tussen 10° en 55°. Het energieverlies is er minder dan 10% op jaarbasis. De reden hiervoor is het grote aandeel verstrooide straling op onze breedtegraad: in België bereikt ons ongeveer 60% van de zonne-energie onder de vorm van verstrooide straling.



Figuur 3 : Jaarlijkse relatieve straling in Ukkel op een hellend vlak in functie van de oriëntatie (poolcoördinaten) en de hellingsgraad (radiale coördinaten)

Buiten deze optimale zone stelt men bijvoorbeeld vast dat het jaarlijkse stralingsverlies van een verticale gevel op het zuiden 27% bedraagt, terwijl dat voor een horizontaal oppervlak slechts 13% is.

Horizontale montage van zonnepanelen is over het algemeen niet aangewezen, omdat er zich dan gemakkelijk vuil ophoopt. Er is minstens een hellingsgraad van 5° nodig om het zelfreinigende effect van de regen zijn werk te laten doen.

Met de volgende conversieformule berekent men de totale productie van het systeem (zonder schaduwimpact):

$$\text{Productie} = \text{Vermogen (Wp)} \times \text{specifieke productie van de installatie} \times \text{correctiefactor}$$

[kWp x kWh/kWp x % = kWh/jaar]

Voorbeeld: een systeem van 2.6 kWp staat op een dak met een hellingsgraad van 50° en georiënteerd op 120° oost. Uit de zonnescijf leiden we de correctiefactor af: 85 %. De minimale productie die moet worden behaald is:

$$2,6 \times 850 \times 0,85 = \mathbf{1878,5 \text{ kWh/jaar}}$$

Op de site van het *Joint Research Centre* van de Europese Commissie kan men de gemiddelde productie van een systeem berekenen op basis van de inputgegevens voor vermogen, oriëntatie, hellingsgraad, fysieke plaats en technologie. De site vindt u op: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps3/pvest.php>

Gewoonlijk houdt men rekening met een forfaitair systeemverlies van 14%, maar dit kan door zorgvuldige planning tot 12% worden teruggebracht.

### 3. DE BESCHIKBARE OPPERVLAKTE IN M<sup>2</sup> EN DE AANGEWENDE TECHNOLOGIE

De beschikbare oppervlakte en de wijze van integratie bepalen het maximale vermogen.

Bij hellende daken wordt het nuttige oppervlak afgebakend door het deel dat naar het zuiden is gericht en dat geen schaduw krijgt van schouwen of andere obstakels. In complexe situaties is steeds een nauwkeurige inventaris vereist van alle natuurlijke obstakels, zodat de impact van de schaduw kan worden gekwantificeerd. Hoe de nuttige oppervlakte zich zal vertalen in productievermogen, zal afhangen van efficiëntie van de gekozen technologie.

In het Brusselse Gewest worden groenestroomcertificaten toegekend op basis van de hoeveelheid geproduceerde energie en grootte van het systeem in m<sup>2</sup>. Op die manier worden de technologieën met de hoogste efficiëntie bevoordeeld (modules met een efficiëntie van 17 à 18%), omdat ze meer vermogen per m<sup>2</sup> ontwikkelen.

Dakranden en kroonlijsten van platte daken die veel straling krijgen, verkleinen vaak de nuttige oppervlakte met 10 à 15%. Deze nuttige oppervlakte kan worden geëxploiteerd met horizontale amorfe modules of met modules in zaagtandopstelling (sheds) (zie pagina 6). In beide gevallen is het piekvermogen ongeveer 60 à 70 Wp/m<sup>2</sup> dakoppervlak.

Technologie	Kristallijne technologie, in zaagtandopstelling	Amorfe technologie, horizontaal
Rendement	14 %	7 %
Oppervlakte van de panelen	85 m <sup>2</sup> de maximale schaduwhoek tussen de rijen is 17° en de hellingsgraad is 35°	170 m <sup>2</sup>
Piekvermogen	11 kWp	11 kWp

**Voorbeeld**: een plat dak van 200 m<sup>2</sup> bruto. Dat betekent ongeveer 170 m<sup>2</sup> nuttige oppervlakte als we rekening houden met dakranden en kroonlijsten.

Met beide technologieën kan op deze oppervlakte hetzelfde piekvermogen worden bereikt.

#### 4. WIJZE VAN INPLANTING OF MONTAGE

Als een fotovoltaïsche installatie in een gebouw wordt geïntegreerd (wat in het Brusselse Gewest bijna steeds het geval is), dan wordt ze in de meeste gevallen op het dak geplaatst. In module 6 (Verschillende types van installaties) bekijken we de diverse manieren waarop dat kan gebeuren: op platte en hellende daken of geïntegreerd in de gevel.



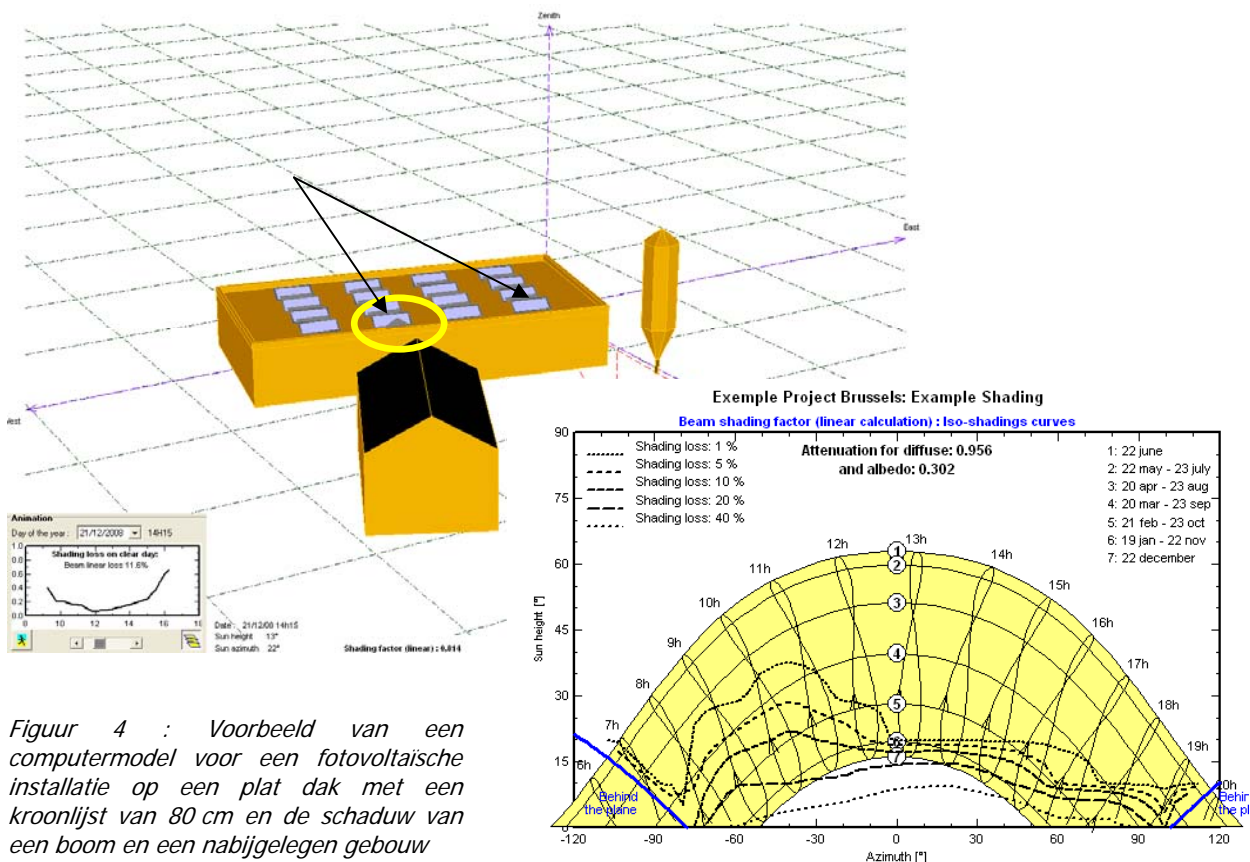
#### 5. SCHADUW VAN OBSTAKELS (SCHOUWEN, TECHNISCHE RUITES)

Fotovoltaïsche installaties die – zelfs gedeeltelijk of tijdelijk – overschaduwd worden, produceren op jaarbasis minder energie.

In het Brusselse Hoofdstedelijke Gewest is de premie voor fotovoltaïsche panelen (onder andere) afhankelijk van de professionele voorstudie, die enerzijds alle natuurlijke obstakels in kaart brengt die schaduw kunnen werpen en anderzijds de directe omgeving simuleert op 21 december.

Voor obstakels die “ver verwijderd” zijn van de zonnepanelen (heuvels, kliffen), gaat men ervan uit dat het stralingsverlies zich gelijkmatig over alle panelen verdeelt (dit hangt af van de grootte van de installatie en de afstand tot het obstakel).

Voor obstakels “in de nabijheid” geldt dit niet. De schaduw die op één van de panelen van een fotovoltaïsch systeem valt, kan een aanzienlijk verlies veroorzaken in de hele installatie. Daarom is het van belang om bij de schatting van de jaarlijkse productie met elke mogelijke schaduw rekening te houden, ook die welke afkomstig is van relatief kleine obstakels (schouw, mast, antenne, ventilatiebuizen, enz.).



Figuur 4 : Voorbeeld van een computermodel voor een fotovoltaïsche installatie op een plat dak met een kroonlijst van 80 cm en de schaduw van een boom en een nabijgelegen gebouw

<sup>1</sup> <http://www.leefmilieubrussel.be> (Energiepremies)

De gele zone in figuur 4 is een weergave van de baan van de zon voor zeven verschillende periodes van het jaar (de verklaring vindt men bovenaan rechts in het schema), tijdens een gemiddelde dag tussen 6u en 20u. De stippellijnen (de verklaring vindt men bovenaan links in het schema) duiden op de verliezen als gevolg van schaduw. Voor de periode van 20 april tot 23 augustus (traject 3) is er 1% verlies door schaduw tussen 7u en 13u; hetzelfde geldt voor traject 4 van 20 maart tot 23 september. Tussen traject 4 en 5 stijgen de verliezen tot 5% voor ongeveer hetzelfde tijdsinterval. Enzovoort.

De ontwerper van dit project moet de impact van de schaduw evalueren in de context van de installatie en de *performance ratio* en op basis hiervan de leefbaarheid van het fotovoltaïsche project beoordelen.

#### Voorbeeld :

Een installatie van 3 kWp bestaat uit 2 velden van 8 modules van 185 Wp met elk een omvormer van 2 100 W.

- Op een van de velden valt de schaduw van een schouw.
- Dat veroorzaakt een productieverlaging van ongeveer 1,5 kWh per dag, ofwel een totaal verlies van +-10%.

Gespecialiseerde softwaretoepassingen, zoals PVSYS<sup>2</sup> (van de universiteit van Genève) of PVSOL<sup>3</sup> maken het mogelijk om het gebouw en de omgeving in een computermodel te gieten en op basis hiervan de impact van de schaduw te berekenen. Deze programma's houden rekening met de stand van de zon in functie van de lengte- en breedtegraad van de fysieke plaats van de installatie. Omdat de stand van de zon voor elk ogenblik van het jaar bekend is, kan de software de impact van de schaduw berekenen. Deze methode kan worden aangewend voor nieuwe en bestaande gebouwen en maakt het mogelijk om het verlies als gevolg van schaduw te kwantificeren. In het gedetailleerde eindrapport vindt men een overzicht van alle verliezen – en dus ook de schaduwverliezen – uitgedrukt in %.

De impact van schaduw is een cruciaal punt, gezien het niet lineaire karakter van de relatie tussen schaduw en productieverlies. Voor eenzelfde percentage schaduw op een module, kan de impact gaan van 0 tot 100%, afhankelijk van de plaats van de schaduw en de schakeling van de cellen in de module.

Omdat de cellen in serie geschakeld zijn, bepaalt de cel die de minste zonnestraling krijgt (die in de schaduw ligt) hoeveel stroom er door de andere cellen gaat. Dit is het zogenaamde "tuinslangeffect". Wanneer u een tuinslang half indrukt, komt er nog maar half zoveel water uit! Als een zonnecel voor 50% wordt overschaduwd, daalt de FV-productie eveneens met 50%. Dit nadelige gevolg kan worden beperkt door beveiligingen (bypassdiodes) en zogenaamde multistring-omvormers.

De meeste panelen zijn daarom uitgerust met bypassdiodes, die de impact van schaduw beperken (en de cellen beschermen). Niettemin mag de impact van schaduw niet worden onderschat.

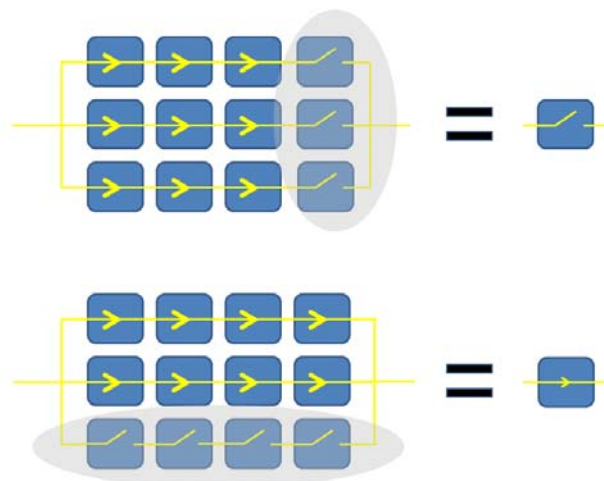
Van bij de aanvang van het project moet de impact van schaduwvorming tot in de kleinste details worden bestudeerd. De installateur moet ter plaatse komen en zijn advies geven over alle obstakels die schaduw kunnen veroorzaken. De financiële en energetische rendabiliteit van het project kan ervan afhangen.

Als het onmogelijk is om schaduwen te elimineren, dan kan men overwegen om gebruik te maken van bepaalde technologieën, zoals de amorfe aSi-modules of hybride (gemengd amorf en monokristallijn) HIT-modules, omdat ze minder onderhevig zijn aan deze problematiek.

<sup>2</sup> <http://www.pvsyst.com/5.2/index.php>

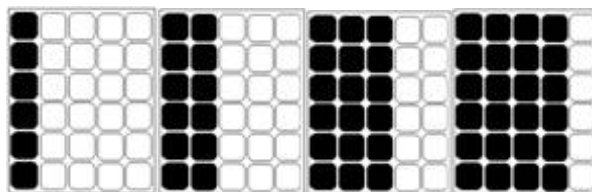
<sup>3</sup> [http://www.valentin.de/index\\_fr\\_page=pvsol\\_grid](http://www.valentin.de/index_fr_page=pvsol_grid)



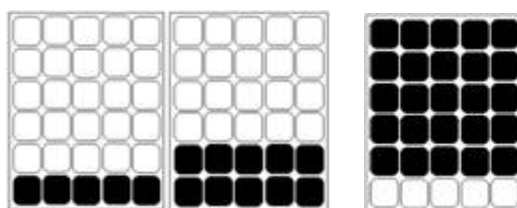


*Figuur 5 : Vergelijking van de impact van schaduw op een fotovoltaïsch paneel in een dwars- en een langsdoorsnede en het (vereenvoudigde) equivalent schema*

In de figuren 6 en 7 zien we een voorbeeld van een paneel met een portret-oriëntatie in verschillende schaduw situaties. De uiteenlopende productieverliezen kunnen worden verklaard door de aanwezigheid van bypassdioden, die de panelen beschermen tegen de nefaste gevolgen van schaduw en die het mogelijk maken dat het overschaduwde paneel en de andere panelen van de string gewoon verder blijven functioneren.



*Figuur 6 : Vier situaties waarbij de schaduw verticale banden bedekt, waardoor een productieverlies wordt veroorzaakt van 30% à 100% (afhankelijk van het aantal bypassdioden en de grootte van het overschaduwde deel)*

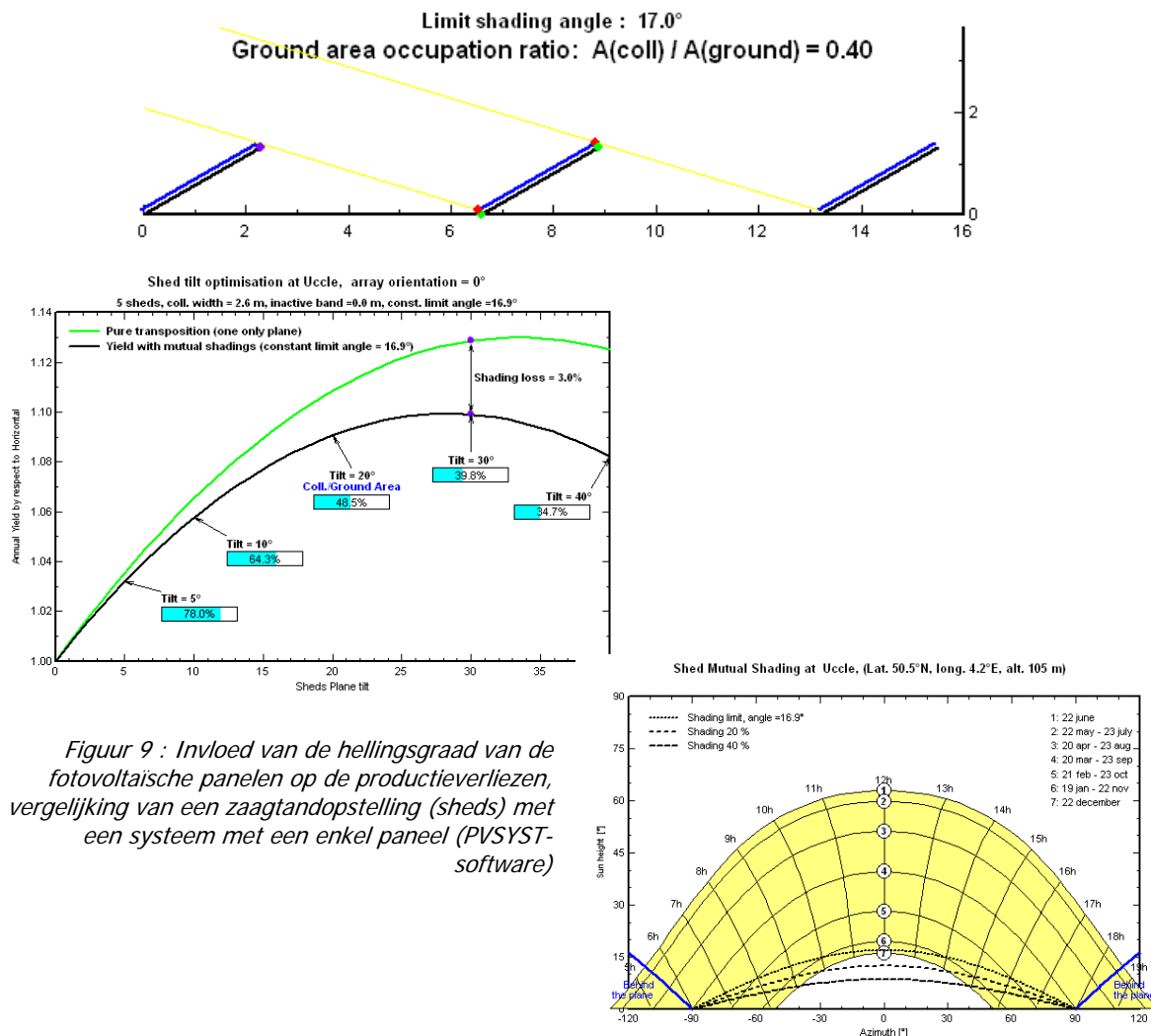


*Figuur 7 : Drie situaties waarbij de schaduw horizontale banden bedekt (als gevolg van een slecht gedimensioneerde zaagtandopstelling), waarbij een productieverlies wordt veroorzaakt dat tot 100% kan gaan*



*Figuur 8 : Voorbeeld van een schaduw die bijna 100% productieverlies veroorzaakt*

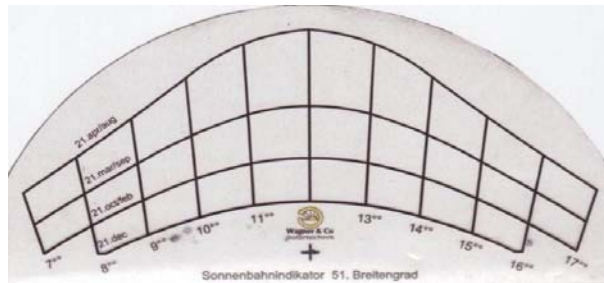
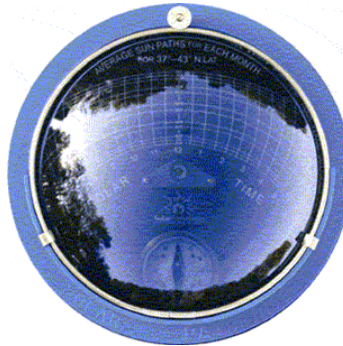
Vaak wordt de techniek van de maximale schaduwhoek toegepast om te anticiperen op de impact van schaduw. In België is die hoek 17°, maar hij kan variëren van 15° tot 18,5°. Het voorbeeld van figuur 9 toont dat door de maximale schaduwhoek van 17° te respecteren, er geen schaduw valt om 12u 's middags op 21 december. Er dient te worden opgemerkt dat de schaduw in de winter een erg beperkte impact heeft op de globale productie, aangezien de wintermaanden van november tot februari (een derde van het jaar) minder dan 1/6 bijdragen tot de jaarproductie. Bovendien hindert schaduw alleen de directe straling en tijdens de betreffende periode is die slechts goed voor ongeveer 30% van de zonne-energie; de rest bestaat uit verstrooide straling. Tijdens de maanden april tot september heeft de schaduw echter een heel uitgesproken impact.



Figuur 9 : Invloed van de hellingsgraad van de fotovoltaïsche panelen op de productie verliezen, vergelijking van een zaagtandopstelling (sheds) met een systeem met een enkel paneel (PVSYST-software)

De bovenste grafiek van figuur 9 geeft een vergelijking (groene en zwarte lijnen) tussen een systeem met een enkel paneel en een systeem met verschillende rijen panelen, en de overeenkomstige schaduwverliezen. In het geval van verschillende rijen panelen (zwarte lijn) neemt de jaarproductie toe met de toenemende hellingsgraad en verkleint de beschikbare oppervlakte met de toenemende hellingsgraad.

Er bestaan instrumenten om met optische technieken obstakels te visualiseren. Een panoramafoto kan alvast een idee geven van de ernst van het schaduwprobleem op de plaats van het project (op voorwaarde dat er op de foto een bekend referentiepunt staat aan de hand waarvan de hoeken van azimut en helling kunnen worden geïjkt).



Figuur 10 : Voorbeeld van een optisch instrument dat wordt gebruikt om obstakels (schaduwbronnen) te visualiseren

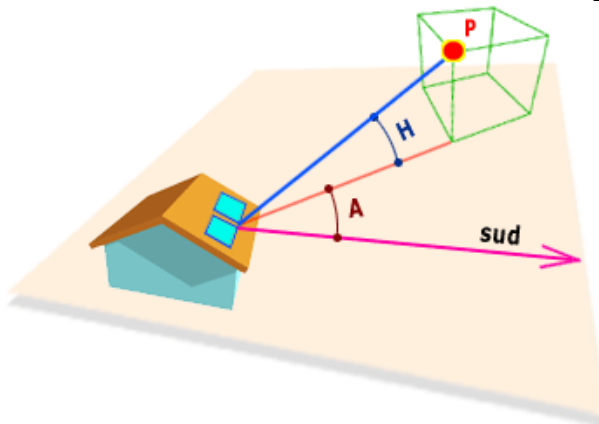


Figuur 13: Andere eenvoudige hulpmiddelen om obstakels te visualiseren: kompas & hellingmeter

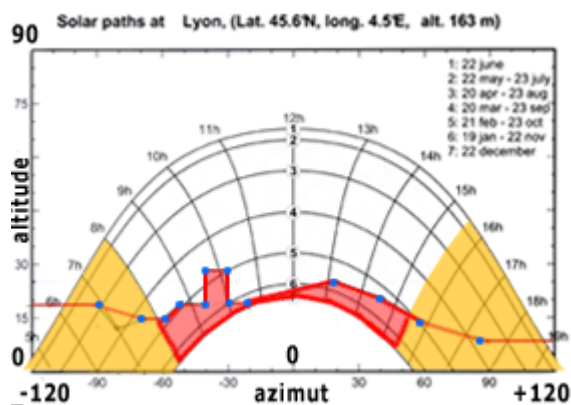


## Het tracé van de schaduwbronnen

We kunnen het tracé van de schaduwbronnen in kaart brengen door alle punten van de combinatie azimuth/hogte te verbinden. Deze curve kan worden beperkt tot de belangrijkste schaduwbronnen en hoeft dus niet tot in de kleinste details te worden uitgetekend.



Figuur 12: Azimut/hogte



Figuur 13: Overzicht van schaduwbronnen

In figuur 12 staat het azimuth op de x-as, uitgedrukt als een hoek met een waarde tussen  $-120^\circ$  en  $+120^\circ$ . In de praktijk zijn azimuthwaarden tussen  $-90^\circ$  en  $+90^\circ$  voldoende. De hoogte staat op de y-as, uitgedrukt als een hoek met een waarde tussen  $0^\circ$  en  $90^\circ$ .

Het begin en einde van de dag [gele zones in figuur 13] hebben weinig invloed en worden daarom niet in beschouwing genomen. De totale schaduw van het obstakel wordt weergegeven door de rode oppervlakte. Op die manier kan de schadefactor worden berekend, die moet worden toegepast bij de berekening van de fotovoltaïsche productie van het veld.

De berekening van deze factor is erg complex. Ze is gebaseerd op geometrische beginselen verbonden met schaduwoppervlakken, het uur en kalenderperiodes. Meestal is een speciale software nodig om de factor precies te kunnen berekenen (bijvoorbeeld PVSyst-software).

Als zou blijken dat schaduw een groot probleem vormt op de plaats van het project, dan kan worden overwogen om de panelen te verplaatsen, de omvang ervan te verkleinen of hun oriëntatie te wijzigen.

Als bijvoorbeeld zou blijken dat de schaduw een probleem beginnen te vormen in de loop van de namiddag, kan men overwegen om de panelen meer naar het oosten te richten om aldus meer ochtendzonnepanelen op te vangen. Een optimalisatie moet vaak worden uitgevoerd vanuit de wetenschap dat de geometrie (oriëntatie, hellingsgraad en afstand tussen de opeenvolgende rijen panelen) van invloed is op de productie en dus op het financiële rendement, waarmee de installatie zich uiteindelijk terugbetaalt.