

HOOFDSTUK 6: DIMENSIONERING VAN EEN FOTOVOLTAÏSCH SYSTEEM

6.1. INLEIDING	140
6.1.1. Ontwerpcyclus	140
6.1.2. Computerberekeningen	141
6.2. DIMENSIONERING VAN EEN ONAFHANKELIJK FOTOVOLTAÏSCH SYSTEEM	142
6.2.1. Handberekening voor de dimensionering	142
6.2.1.1. Dagelijks elektriciteitsverbruik	142
6.2.1.2. Gemiddelde dagelijkse opbrengst van een module	143
6.2.1.3. Berekening van het aantal modules	146
6.2.1.4. Berekening van de batterijcapaciteit	147
6.2.2. Invloedsfactoren bij de dimensionering	148
6.2.2.1. Variaties in de zonne-instraling	148
6.2.2.2. Hellingshoek en oriëntatie	149
6.2.2.3. De verhouding tussen de grootte van het fotovoltaïsch veld en de stockage-capaciteit	150
6.2.2.4. Verbruikerspatroon	151
6.2.2.5. Opstelling van het fotovoltaïsch veld	152
6.3. DIMENSIONERING VAN NETGEKOPPELDE FOTOVOLTAÏSCHE SYSTEMEN	153
6.3.1. Dimensionering en opbrengst van een modelsysteem	153
6.3.2. Invloedsfactoren op de opbrengst van een netgekoppeld fotovoltaïsch systeem	157
6.3.2.1. Oriëntatie van het moduleveld	157
6.3.2.2. Beschaduwing	158
6.3.2.3. Montage van het moduleveld	159
6.3.2.4. Keuze van de inverter	160

HOOFDSTUK 6: DIMENSIONERING VAN EEN FOTOVOLTAÏSCH SYSTEEM

6.1. INLEIDING

6.1.1. *Ontwerpcyclus*

Los van de kwaliteit van de verschillende systeemcomponenten en de constructie van het systeem, spelen de dimensionering van het fotovoltaïsch veld, de stockage-eenheid en de elektrische componenten een belangrijke rol in de betrouwbaarheid en de levensduur van een fotovoltaïsch energiesysteem.

Hierna volgt de volgorde volgens dewelke het aangeraden wordt in de ontwerpfase van een fotovoltaïsch systeem, tewerk te gaan.

1. In eerste instantie wordt de energievraag bepaald. Dit dient zeer nauwkeurig te gebeuren daar men ondervonden heeft dat bij niet werkende fotovoltaïsch systemen de oorzaak vaak in een onderschatting van deze energievraag ligt. Het is hierbij ook belangrijk een zo hoog mogelijk energierendement van de energieverbruikers na te streven omdat dit in sterke mate de grootte van het moduleveld en dus ook de kostprijs van het systeem bepaalt.
2. Hierna wordt het concept ontwikkeld; het spanningsniveau wordt vastgelegd en het type van systeem wordt bepaald: volledig gelijkstroom-systeem, wisselstroomsysteem, netgekoppeld, onafhankelijk, met of zonder hulpgenerator.
3. Vervolgens worden de systeemcomponenten die instaan voor de vermogenconversie bepaald en gedimensioneerd. Het rendement en de werking van deze componenten heeft immers vaak een rechtstreekse invloed op de energiebalans van het systeem.
4. Nu worden het moduleveld en de stockage-eenheid gedimensioneerd op basis van de gegevens uit de vorige stappen.
5. Tenslotte worden de bekabeling en de beveiligingen gekozen. De invloed hiervan op de systeemdimensionering moet zeker worden bepaald.

Het kan noodzakelijk zijn om te itereren tussen de verschillende stappen om tot het uiteindelijke ontwerp te komen. Dit kan wanneer uit de dimensies van het fotovoltaïsch veld blijkt dat meer inspanning moet gedaan worden om het verbruik te doen dalen of omdat bepaalde systeemcomponenten bepaalde voorwaarden opleggen (bv. spanningsbereiken van moduleveld en invertor die initieel niet in alle werkpunten compatibel blijken,...) of dat externe eisen naar voren komen (bv. nuttige oppervlakte, kost ...).

Voor een systeem dat volledig onafhankelijk dient te werken is de betrouwbaarheid van de energievoorziening vaak het belangrijkste aspect, terwijl bij systemen met een hulpgenerator of netgekoppelde systemen het systeemrendement en de benuttingsgraad van de gegenereerde fotovoltaïsche energie van belang is.

6.1.2. Computerberekeningen

Voor de dimensionering van een onafhankelijk fotonvoltaïsch systeem wordt in de volgende paragraaf een handberekeningsmethode voorgesteld. Wanneer men echter nauwkeurige resultaten wil of een ingewikkeld systeem ontwerpt zal men al snel overgaan naar computerberekeningen. Bij deze computerberekeningen zal meestal de werking van een systeem over een volledig jaar geëvalueerd worden en dit door te werken in stappen van 1 uur.

Men vertrekt van een bestand met uurlijkse waarden voor weersgegevens van een bepaalde plaats, die representatief is voor de te bestuderen locatie. Dit wordt een standaard referentiejaar genoemd. Voor elk uur van het jaar zal de invallende zonne-energie op de modules bepaald worden, zal men de I-V curve aan de hand van zonneinstraling, celtemperatuur en modulegegevens bepalen en op die manier het vermogen uit het moduleveld berekenen uitgaande van een bepaalde belasting. Verder wordt berekend hoe deze energiestroom na eventuele conversie zich verdeelt over de stockage-eenheid en de verbruikers.

Om deze berekeningen uit te voeren bestaat het simulatiepakket meestal uit een nauwkeurig model dat zonnestand en invallende energie op een bepaald vlak berekent, een thermisch model voor de modules, een één- of twee-diode model van de modules, een nauwkeurig batterijmodel en een beschrijvend model voor de regelaars en omvormers.

Het is duidelijk dat het onmogelijk is al deze facetten in rekening te brengen bij een handberekening. In de volgende paragrafen worden enkele resultaten getoond van berekeningen met behulp van simulatiepakketten.

6.2. DIMENSIONERING VAN EEN ONAFHANKELIJK FOTOVOLTAÏSCH SYSTEEM

6.2.1. Handberekening voor de dimensionering

Onder systeemdimensionering wordt verstaan : het bepalen van het aantal modules en de batterij capaciteit om bepaalde toepassingen volgens een vooropgesteld scenario te laten functioneren.

Deze dimensionering hangt in eerste instantie af van de gemiddelde dagelijkse elektriciteitsbehoefte en van het verloop van deze behoefte in de loop van het jaar.

In dezelfde mate hangt deze berekening af van de gemiddelde dagelijkse bezonning en de spreiding ervan over het jaar. De minimale gemiddelde dagelijkse bezonning levert een minimale dagelijkse opbrengst op van de module. Uit deze opbrengst leidt men gemakkelijk het aantal modules af die nodig zijn om de behoeften te dekken.

6.2.1.1. Dagelijks elektriciteitsverbruik

Het gemiddeld dagelijks elektriciteitsverbruik is een optelling van de verbruiken van de afzonderlijke toestellen door voor elk toestel het produkt te berekenen van het vermogen met de gemiddelde gebruiksduur. Belangrijk is hier op te merken dat de kostprijs van het zonne-energiesysteem praktisch lineair evenredig is met het gemiddelde dagelijks verbruik wat wijst op het enorme belang van energiezuinige toestellen. Energie-efficiënte fluorescerende lampen verdienen zeker de voorkeur op de gewone gloeidraadlampen en goed geïsoleerde koelkasten worden gemakkelijk terugverdiend door het kleiner aantal modules dat nodig is voor de energievoorziening.

Als voorbeeld wordt in tabel 6.1 de dagelijkse energiebehoefte berekend van een klein ruraal hospitaal in een ontwikkelingsland.

Toestel	Aantal	Vermogen (W)	Dagelijks gebruik (h/dag)	Elektriciteitsverbruik (Wh/dag)
lamp TL	10	8	4	320
lamp TL	10	13	4	520
halogeen spot	1	50	2	100
koelkast	1	60	10	600
plafondventilator	2	20	10	400
telefonie : zenden	1	100	1	100
ontvangen	1	20	1	20
stand by	1	3	8	24
			TOTAAL	2084 Wh/dag

Tabel 6.1 Berekening van de typische dagelijkse energiebehoefte van een klein ruraal hospitaal in een ontwikkelingsland.

6.2.1.2. Gemiddelde dagelijkse opbrengst van een module

De gemiddelde dagelijkse opbrengst van een module is uiteraard lineair evenredig met het piekvermogen van de module maar ook van de hoeveelheid zonnestraling, de oriëntatie en de helling van de module.

De intensiteit van de zonnestraling wordt uitgedrukt in W/m^2 en de hoeveelheid dagelijkse zonnestraling wordt weergegeven in $kWh/m^2/dag$. Soms vindt men deze laatste ook uitgedrukt in aantal piek zonne-uren per dag wat overeenkomt met een equivalent aantal uren met een intensiteit van $1.000 W/m^2$ (wat aangenomen wordt als de maximale instraling op aarde).

De oriëntatie van de modules wordt voor zover als het mogelijk is altijd gericht naar het zuiden (naar het noorden in het zuidelijk halfrond). Wanneer het om integratie gaat in gebouwen is dit dikwijls niet haalbaar. De opbrengst op jaarbasis verschilt nochtans niet veel wanneer er slechts 20 à 30 graden wordt van afgeweken.

De hellingshoek van de module wordt geoptimaliseerd voor maximale energieopvang gedurende het ganse jaar met een minimale hoek van 15 graden om het zelfreinigende effect van de regen te laten spelen.

Algemeen genomen wordt volgende vuistregel toegepast voor onafhankelijke fofovoltaïsche systemen.

- Bij een breedtegraad kleiner dan 15 graden wordt de hellingshoek van 15 graden genomen.
- Bij een breedtegraad tussen 15 en 30 graden wordt de hellingshoek gelijk gesteld aan de breedtegraad.
- Bij een breedtegraad groter dan 30 graden wordt de hellingshoek op de breedtegraad plus 10 graden ingesteld om de opbrengst tijdens de slechte wintermaanden wat te verhogen zodat de dimensionering, die gebaseerd is op de zwakste periode, verkleint.

Dit is de opstelling om tot een minimaal aantal modules te komen. Wanneer men daarentegen een netgekoppeld systeem installeert of een toepassing met een groter verbruik in de zomer zal men de hellingshoek gaan optimaliseren om de maximale energie gedurende een jaar te bekomen. Voor België is de hellingshoek (gemeten ten opzichte van de horizontale positie) voor optimalisatie met minimaal aantal modules 60 graden terwijl de hellingshoek voor optimalisatie met maximale energieopbrengst 30 graden is.

De opbrengst van een fotovoltaïsche module kan eenvoudig als volgt worden berekend.

$$M_{\text{dag}} = I_m \cdot \eta \cdot H_T \cdot V$$

waarin :

- M_{dag} : opbrengst uitgedrukt in Wh/dag
- I_m : stroom bij maximaal vermogen (zie module karakteristieken)
- η : produkt van een aantal rendementen:
 - 'Ah-rendement' van de gebruikte energie.
Wanneer de stroom voor 100 % door de batterij geleverd wordt komt dit overeen met het Ah-rendement van de batterij (circa 95%). Komt gedurende de dag het verbruik rechtstreeks van de modules dan is het rendement 1. Gemiddeld kunnen wij hiervoor ongeveer 97% nemen.
 - Verliezen te wijten aan vervuiling door stof, geschat op +/- 3%
 - Verliezen te wijten aan veroudering van de modules geschat op 5%.
 - paneelverschilverliezen: Wanneer modules van ongeveer dezelfde karakteristieken in serie geplaatst worden en wanneer de serieschakeling zich beperkt tot 2 of 4 modules is dit verlies miniem.
 - Temperatuursfactor houdt rekening met verminderde laadprestatie bij verhoogde temperatuur. Volgende tabel geeft benaderend dit rendement.

Max. omgevings-temperatuur	Temperatuursfactor
0-10	0,99
10-20	0,98
20-25	0,97
25-30	0,96
30-35	0,95
35-40	0,93
> 40	0,92

Tabel 6.2 Overzicht van de temperatuursfactoren voor inrekening van temperatuurseffecten op de gemiddelde dagelijkse opbrengst van een module.

- H_T : Instraling (uitgedrukt in aantal piek zonne-uren per dag) op een vlak met dezelfde helling als de modules. Dit kan eenvoudig afgeleid worden uit de instraling op een horizontaal oppervlak (zie hoofdstuk 2).
- V : spanningswerkingspunt van de fotovoltaïsche module, geschat op 14 V.

Op basis van deze berekening worden twee voorbeelden gegeven voor twee verschillende locaties:

voorbeeld 1 : België (Ukkel)

Maand	Instraling op horizontaal vlak	Instraling op geheld vlak van 60°	Opbrengst van module van 60 Wp
	(kWh/m ² ·dag)	(kWh/m ² ·dag)	Wh/dag
januari	0,64	0,94	41,8
februari	1,26	1,66	73,8
maart	2,20	2,52	112,1
april	3,44	3,46	153,0
mei	4,57	4,19	184,3
juni	4,93	4,30	187,0
juli	4,64	4,13	179,6
augustus	4,08	3,99	173,5
september	3,02	3,41	149,1
oktober	1,74	2,29	100,7
november	0,83	1,24	55,2
december	0,49	0,75	33,4

Tabel 6.3 Voorbeeld van de berekening van de gemiddelde dagopbrengst van een fotovoltaïsche module opgesteld in België (Ukkel).

voorbeeld 2 : Mali (Kayes)

Maand	Instraling op horizontaal vlak	Instraling op geheld vlak van 60°	Opbrengst van module van 60 Wp
	(kWh/m ² ·dag)	(kWh/m ² ·dag)	Wh/dag
januari	4,98	5,47	231,9
februari	5,59	5,95	247,0
maart	6,34	6,52	267,7
april	6,58	6,50	266,9
mei	6,11	5,86	243,2
juni	5,85	5,55	230,2
juli	5,50	5,26	223,0
augustus	5,26	5,14	217,9
september	5,49	5,54	234,9
oktober	5,41	5,67	235,3
november	5,15	5,62	233,1
december	4,57	5,04	213,7

Tabel 6.4 Voorbeeld van de berekening van de gemiddelde dagopbrengst van een fotovoltaïsche module opgesteld in Mali (Kayes).

6.2.1.3. Berekening van het aantal modules

Het aantal modules N wordt bepaald door het dagelijks energieverbruik EV_{dag} te delen door de minimale gemiddelde dagelijkse opbrengst van een module.

$$N = EV_{\text{dag}} / M_{\text{Wh-min}}$$

Aangezien dergelijk systeem doorgaans werkt op 24 V gelijkspanning moet N afgerond worden naar het eerstvolgende hoger gelegen even aantal.

Toegepast op ons voorbeeld van het ruraal hospitaal geeft dit het volgende resultaat voor een opstelling in Mali:

$$N = \frac{2084 \text{ Wh/dag}}{213,7 \text{ Wh/dag}} = 9,75 \cdot 10 \text{ modules}$$

Hetzelfde voorbeeld opgesteld in België geeft het volgende resultaat:

$$N = \frac{2084 \text{ Wh/dag}}{33,4 \text{ Wh/dag}} = 62,4 \cdot 64 \text{ modules}$$

Meestal zal de dimensionering voor plaatsen met sterk wisselende zonnestraling aangepast worden om tot een economisch gunstigere oplossing te komen.

De batterijcapaciteit wordt hierbij overgedimensioneerd om de te weinig geleverde energie door een verminderd aantal modules op te vangen.

6.2.1.4. Berekening van de batterijcapaciteit

De batterij wordt gedurende de dag opgeladen en geeft de energie 's avonds en gedurende de nacht vrij. De batterijcapaciteit is eveneens nodig om de dagelijkse variaties van zonnestraling af te vlakken. De dagelijkse energieafname wordt zonder probleem opgevangen tijdens verschillende opeenvolgende zonloze dagen.

Daarom werd het begrip 'batterij-autonomie' ingevoerd. Dit zijn het aantal achtereenvolgende dagen dat de batterij de nodige dagelijkse energie kan leveren zonder dat er lading is geweest.

In constant zonnige gebieden kan 2 tot 3 dagen volstaan terwijl 5 dagen meestal toegepast wordt in relatief zonrijke gebieden. Voor plaatsen met breedtegraad hoger dan 30 graden zal zelfs 10 of meer dagen nodig zijn.

De batterijcapaciteit hangt eveneens af van de toegelaten ontlaaddiepte van de batterij. Voor bepaalde types industriële stationaire kan dit gemakkelijk tot 75 % oplopen terwijl voor een halftractiebatterij liefst 60% aangehouden wordt. De batterijcapaciteit (zie ook hoofdstuk 5) wordt nu als volgt bepaald.

$$B (C_{100}) = \frac{EV_{\text{dag}} (\text{Wh/dag})}{12 \text{ V}} \cdot A \cdot \frac{1}{B_b}$$

Waarin :

$B (C_{100})$: batterij capaciteit in 100 h ontlading

EV_{dag} : dagelijks energieverbruik

A : aantal dagen autonomie

B_b : bruikbare batterij capaciteit (1 - toelaatbare ontlaaddiepte)

Toegepast op ons voorbeeld van het ruraal hospitaal in Mali geeft dit volgende berekening.

$$B (C_{100}) = \frac{2084}{12 \text{ V}} \cdot 5 \cdot \frac{1}{0,75} = 1158 \text{ Ah}$$

De batterijcapaciteit wordt naar boven afgerond naar de dichtstbijzijnde hogere standaardcapaciteit beschikbaar op de markt (b.v. 1200 Ah).

6.2.2. Invloedsfactoren bij de dimensionering

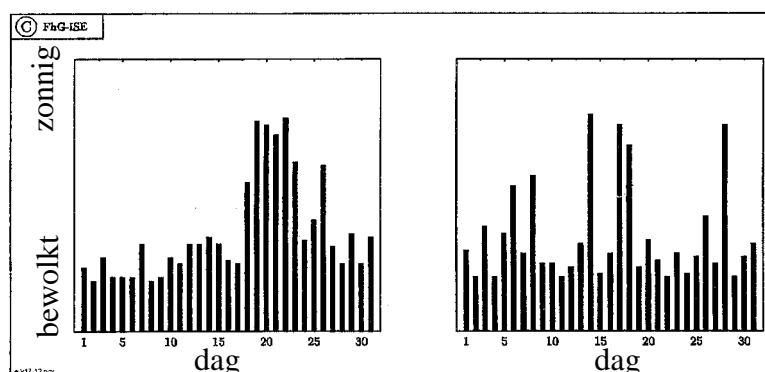
6.2.2.1. Variaties in de zonne-instraling

Het invallend zonlicht op een bepaalde locatie verandert van jaar tot jaar. Daarom is bij de berekening van de performantie van een systeem niet enkel de maandelijks gemiddelde instraling van belang maar ook de variatie op dit maandelijks gemiddelde en de dagelijkse veranderingen in de instraling. Zoninstraling kan slechts met een zekere graad van nauwkeurigheid voorspeld worden en daarom hebben de wijzigingen in de hoeveelheid instraling een kritisch effect op de dimensionering van een systeem dat een hoge betrouwbaarheid vereist.

Wat betreft de deviaties in maandelijks gemiddelde instraling, houdt men typisch rekening met variaties van $\pm 15\%$, extreme waarden tot 40% kunnen echter optreden.

De beschikbaarheid van fotovoltaïsche energie uit een onafhankelijk systeem wordt gedefinieerd als het percentage van de tijd dat fotovoltaïsche energie beschikbaar is voor de gebruiker of belasting van het systeem.

In onafhankelijke fotovoltaïsche systemen zullen echter niet enkel langetermijnsdeviaties in zonne-instraling de beschikbaarheid van het systeem bepalen, ook de opeenvolging van dagen met lage en hoge instraling en de grootte van het verschil tussen zonnige en bewolkte dagen is bepalend voor de werking van het systeem ook al is de gemiddelde zonne-instraling op jaarbasis dezelfde. Desbetreffende toont figuur 6.1 de zonne-instralingswaarden voor twee verschillende opeenvolgingen van zonnige en bewolkte dagen terwijl de gemiddelde zonne-instraling op maandbasis voor beide dezelfde is.

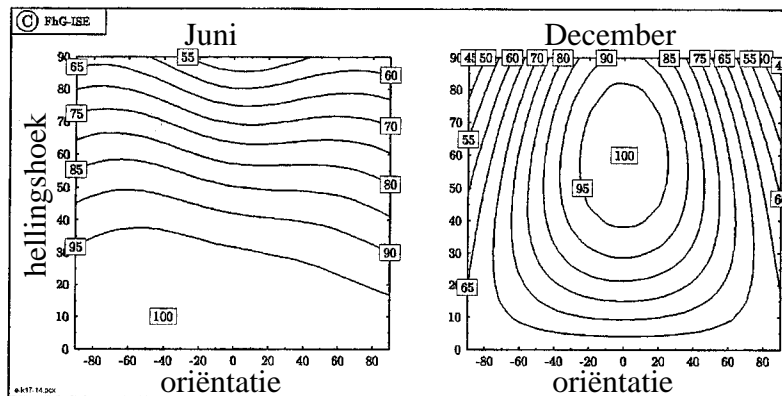


Figuur 6.1 De figuur toont de opeenvolging van zonnige en bewolkte dagen voor twee maanden met dezelfde gemiddelde zonne-instraling. (Bron: [3])

Het blijkt hieruit de stockage-eenheid voor beide gevallen op een andere manier zal belast worden. Dit toont duidelijk dat zowel lange-termijn- als korte-termijnsvariaties een invloed hebben op de betrouwbaarheid van het fotovoltaïsch systeem of de beschikbaarheid van energie hieruit.

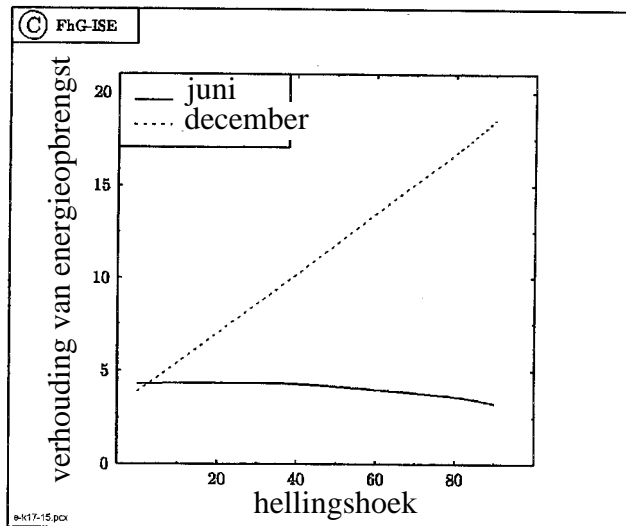
6.2.2.2. Hellingshoek en oriëntatie

In figuur 6.2 is de dagelijkse zonne-instraling uitgezet voor de maanden juni en december voor een locatie op het noordelijk halfrond in functie van de oriëntatie (gemeten ten opzichte van het Zuiden) en de hellingshoek (gemeten ten opzichte van de horizontale) van het ontvangend vlak. Het valt op dat in de zomer het maximum zich bevindt bij zeer lage hellingshoeken en dat een variatie in de oriëntatie van het ontvangend vlak weinig invloed heeft op de instraling. In de winter wordt de optimale instraling bereikt bij sterk hellende vlakken en is de instraling wel sterk afhankelijk van de oriëntatie.



Figuur 6.2 Variaties in de dagelijkse gemiddelde zonne-instraling op een vlak worden getoond in functie van de hellingshoek en de oriëntatie van het vlak. De lijnen verbinden punten van gelijke invallende energie en de getallen geven de percentages aan ten opzichte van de maximale waarde. De grafieken gelden voor het noordelijk halfrond. (Bron: [3])

Het is van belang te begrijpen dat een verandering in de hellingshoek en oriëntatie van een fotovoltaïsch veld ook een verandering in het dynamisch gedrag van de invallende zonne-energie tot gevolg heeft. Zo zal de verhouding tussen de opgewekte energie tijdens bewolkte en zonnige dagen tijdens de winter sterk afhankelijk zijn van de hellingshoek terwijl dit in de zomer minder geldt (figuur 6.3). Door dit effect zal de invloed van de stockage-eenheid in het systeem bepaald worden.

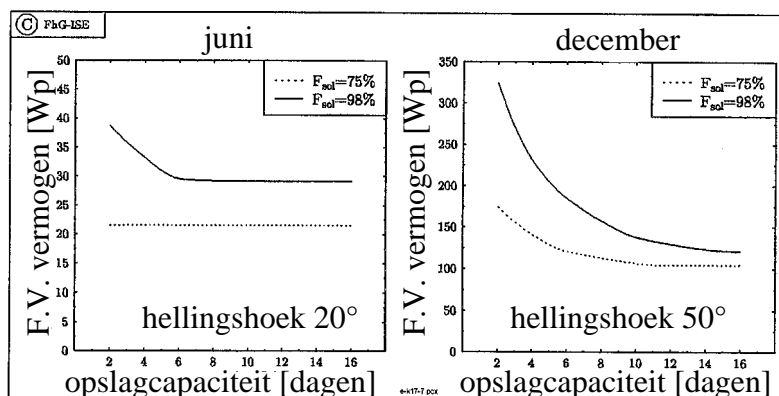


Figuur 6.3 Verhouding van de invallende zonne-energie op zonnige dagen ten opzichte van bewolkte dagen in functie van de hellingshoek van het ontvangende oppervlak. (Bron: [3])

Zo zullen, voor een systeem met een kleine opslagcapaciteit en met een grote hellingshoek van de modules, tijdens de winter zonnige dagen leiden tot een overschot aan energie die niet kan gebruikt worden. Op bewolkte dagen daarentegen zal de beschikbare diffuse straling optimaal moet gebruikt worden zodat men zal kiezen voor een kleinere hellingshoek. Naarmate de opslagcapaciteit groter is zal het belangrijker zijn op de zonnige dagen de batterijen vol te laden en zal men daarom kiezen voor een grote hellingshoek om optimaal te werken tijdens de wintermaanden.

6.2.2.3. De verhouding tussen de grootte van het fotovoltaïsch veld en de stockage-capaciteit

Wanneer men voor een welbepaalde periode een bepaalde waarde voor de beschikbaarheid van het fotovoltaïsch systeem vooropstelt, kan hieraan voldaan worden door verschillende combinaties van grootte van het fotovoltaïsch veld en stockagecapaciteit. Figuur 6.4 toont deze verbanden voor een lage beschikbaarheid van 75% en een hoge beschikbaarheid van 98% voor een typisch fotovoltaïsch systeem met een verbruiker die 100 Wh/dag vereist voor de maanden juni en december. Tijdens de zomermaanden biedt een grote stockagecapaciteit geen voordelen; een grotere beschikbaarheid kan in de eerste plaats bereikt worden door het geïnstalleerde vermogen op te voeren. Tijdens de wintermaanden beïnvloedt de stockagecapaciteit echter in sterke mate het nodige geïnstalleerde fotovoltaïsch vermogen voor een bepaalde gegeven beschikbaarheid.



Figuur 6.4 De figuur toont het verband tussen het geïnstalleerde fotovoltaïsch vermogen en de opslagcapaciteit voor een gegeven beschikbaarheid van het systeem dat 100Wh/dag verbruikt in een continentaal klimaat. (Bron: [3])

Uit de mogelijke combinaties voorgesteld in figuur 6.4 zal de keuze gemaakt worden op basis van bijkomende aspecten zoals de kost van het systeem of de beschikbare oppervlakte.

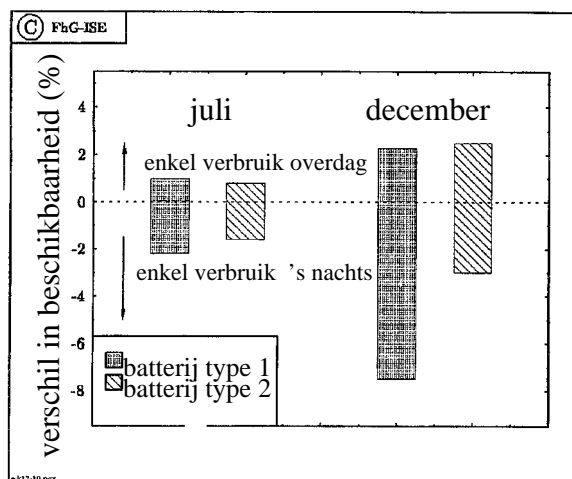
Wat betreft de technische installatie van het systeem moet er rekening mee gehouden worden dat de gegenereerde zonnestroom binnen de toegelaten waarden voor het laden van de batterij valt. Zo moet de gemiddelde laadstroom voldoende hoog zijn om te kunnen garanderen dat de batterij volledig geladen kan worden.

6.2.2.4. Verbruikerspatroon

De grootte en de structuur van het energieverbruik moet zo nauwkeurig mogelijk gekend zijn om een fotovoltaïsch systeem te ontwerpen. Wanneer het energieverbruik wijzigt, zal de verhouding tussen energieverbruik en -opwekking wijzigen maar ook de verhouding van de benodigde stockagecapaciteit ten opzichte van het energieverbruik.

Door de specifieke eigenschappen van onafhankelijke fotovoltaïsche systemen bestaat er een belangrijk verschil tussen enerzijds verbruikers met een constant en welgekend dagelijks verbruik en anderzijds verbruikers waarvan het dagelijks verbruik varieert en over de tijd gespreid is. Het verbruikersprofiel beïnvloedt de performantie (beschikbaarheid) van het systeem ook al is het gemiddeld verbruik constant over een langere periode.

Figuur 6.5 toont het verschil in beschikbaarheid van een systeem voor een wijzigend verbruikerspatroon en voor twee verschillende batterijtypes (met verschillend laad/ontlaadgedrag) met een opslagcapaciteit van 2 dagen. De grenzen van het aangeduide bereik worden verkregen door te veronderstellen dat het verbruik enkel overdag (bovengrens) of enkel 's nachts (ondergrens) plaats vindt. Het maximale verschil in beschikbaarheid (of in dit voorbeeld dus de maximale afwijking ten opzichte van de vooropgestelde beschikbaarheid van 90%) hangt in de aangegeven gevallen af van de capaciteit en het laad/ontlaad-gedrag van de batterij.



Figuur 6.5 Het verschil in beschikbaarheid van het systeem wordt getoond in functie van het belastingsprofiel voor twee verschillende batterijtypes (met verschillend laad/ontlaadgedrag). De nullijn komt overeen met een beschikbaarheid van 90% bij een verbruik dat constant is over 24 uur/dag. (Bron: [3])

6.2.2.5. Opstelling van het fotovoltaïsch veld

Het rendement van de zonnecel wordt mede bepaald door de celtemperatuur (zie hoofdstuk 3). Opwarming van de modules heeft dus een effect op de performantie en beschikbaarheid van een systeem. De thermische opwarming is het gevolg van de zonne-instraling en wordt beïnvloed door de opstelling van het fotovoltaïsch veld die de mogelijkheid tot convectieve warmte-overdracht bepaalt. Tabel 6.5 toont de temperatuursverhoging van een module bij instraling van 1.000 W/m^2 voor verschillende types van opstelling samen met het verwachte verlies in opbrengst op jaarbasis voor een onafhankelijk batterijsysteem.

Installatietype	Temperatuursverhoging t.o.v. omgevingstemperatuur [K]	Energieverlies t.o.v. een volledig vrijstaand systeem [%]
volledig vrijstaand	22	-
op dak, grote open ruimte	28	0,2
in dak, goede ventilatie	29	0,3
in dak, slechte ventilatie	32	0,4
in muur, goede ventilatie	35	0,6
in muur, slechte ventilatie	39	0,9
dakgeïntegreerd, geen ventilatie	43	1,1
muurgeïntegreerd, geen ventilatie	55	2,6

Tabel 6.5 Temperatuursverhoging ten opzichte van de omgevingstemperatuur en energieverlies op jaarbasis voor een onafhankelijk FV- batterijsysteem voor verschillende installatietypes.

6.3. DIMENSIONERING VAN NETGEKOPPELDE FOTVOLTAÏSCHE SYSTEMEN

6.3.1. Dimensionering en opbrengst van een modelsysteem

Als voorbeeld wordt hier het netgekoppelde fotovoltaiische systeem besproken dat werd geïnstalleerd in september 1996 op een woning in Oostmalle. Figuur 6.6 toont een foto waarop te zien is dat dit systeem is ingewerkt in het dak van de woning. De dakpannen zijn verwijderd om plaats te maken voor fotovoltaiische modules die met behulp van aluminiumprofielen op het dakgebinte zijn bevestigd.

Het dak van de woning heeft een hellingshoek van 40° en is bijna perfect zuidwaards gericht (6° naar het oosten). Er is gekozen om een systeem met een centrale inverter te plaatsen. Op basis van de beschikbare oppervlakte van het dak was het mogelijk ongeveer 2,5 kWpiek aan fotovoltaiische modules te installeren.

Er is geopteerd om een 2,5 kW ASP TCG inverter te plaatsen die gebruik maakt van de meest recente technologie en over een hoog rendement bij deellast beschikt. De inverter wordt gevoed door de parallelschakeling van 7 ketens van 6 seriegeschakelde standaardmodules van 55 Wpiek wat resulteert in een installatie met een piekvermogen van 2,3 kWp.

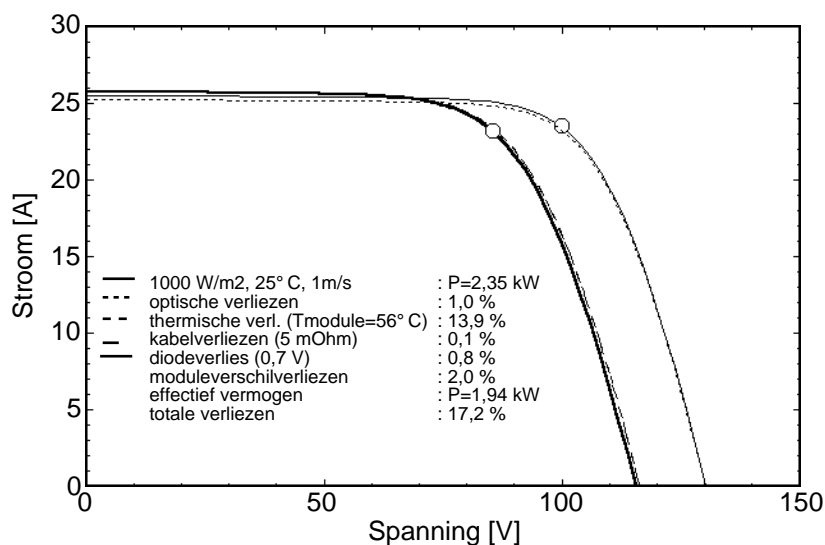


Figuur 6.6 Foto van het eerste netgekoppelde dakgeïntegreerde fotovoltaiische systeem in België, gelegen op de Antwerpse Steenweg in Oostmalle. Deze installatie kadert in een IWT-VLIET-project (partners IMEC, WTCB, LABORELEC, Soltech en Batech) met co-financiering van Electrabel.

Op basis van bovenvermelde gegevens is een simulatie gebeurd waarvan in tabel 6.6 de resultaten zijn vermeld. Er is bij deze simulatie verondersteld dat er geen beschaduwing optreedt van nabijgelegen objecten op het moduleveld. Omdat het thermisch gedrag van dit dakgeïntegreerde systeem nog niet gekarakteriseerd was, is verondersteld dat de opstelling vrijstaand is, wat gevolgen heeft voor de celtemperatuur en bijgevolg het rendement van het systeem.

Figuur 6.7 toont de I-V curve van het moduleveld in nominale condities, 1.000 W/m^2 zonne-instraling en 25°C omgevingstemperatuur (1 m/s windsnelheid en 80% directe zonne-instraling), en de aanpassing van de I-V curve ten gevolge van optische verliezen, temperatuursverliezen, weerstands- en diodeverliezen en koppelverliezen. Op deze manier wordt de openklemspanning gereduceerd van 130 V tot 115 V terwijl de kortsluitstroom nagenoeg 26 A blijft. Het geleverde vermogen van het moduleveld is door deze verliezen gereduceerd van 2,35 kW naar 1,94 kW wat overeenkomt met een verlies van 17,2 %.

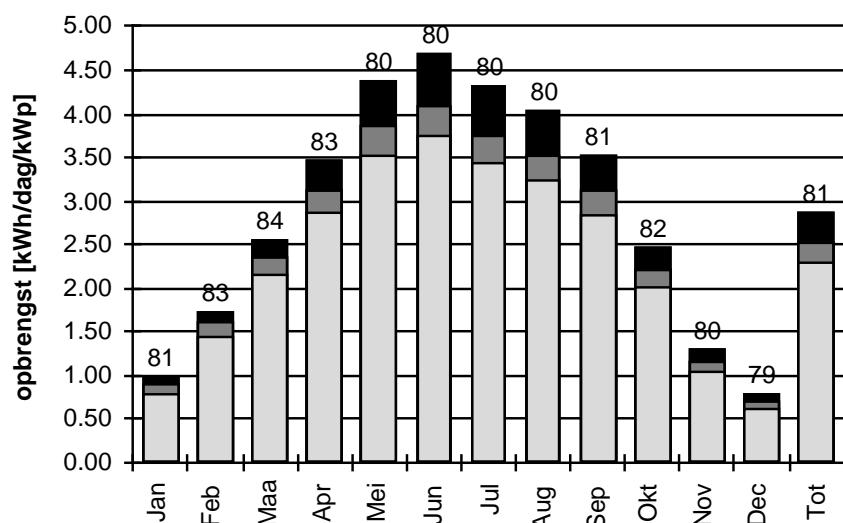
Algemene resultaten van de simulatie zijn terug te vinden in tabel 6.6. Het vooropgestelde systeem zou jaarlijks 1.955,9 kWh opbrengen of 847 kWh/kWp. Dit komt overeen met een globaal systeemrendement, dit is de verhouding van de opgeleverde elektrische energie ten opzichte van de invallende lichtenergie, van 11,33%.



Figuur 6.7 De gesimuleerde I-V curve van het moduleveld wordt getoond voor nominale condities (1.000 W/m^2 , 25°C , 1 m/s) en voor reële condities waar de veldverliezen in rekening worden gebracht.

	H.Instr. kWh/m ²	T.Instr. kWh/m ²	O.Temp. °C	P.Temp. °C	E DC kWh	E AC kWh	SR. %
Jan	20,1	30,7	3,2	9,34	64,3	57,1	11,3
Feb	35,6	48,9	3,9	13,10	104,0	94,2	11,66
Maa	68,4	79,8	5,9	16,75	169,0	154,1	11,70
Apr	98,6	103,8	9,2	21,32	217,2	198,7	11,60
Mei	139,1	136,3	13,3	26,73	276,7	253,3	11,27
Jun	149,0	141,3	16,2	29,49	283,7	259,7	11,14
Jul	141,4	134,4	17,6	30,24	269,8	247,0	11,13
Aug	122,0	125,5	17,5	30,54	253,1	231,8	11,19
Sep	90,7	105,7	15,2	28,21	216,2	198,0	11,36
Okt	54,3	76,6	11,1	21,97	159,0	145,1	11,47
Nov	23,8	39,1	6,3	13,84	80,8	72,4	11,21
Dec	15,6	24,5	3,5	8,69	50,6	44,6	11,03
Totaal	958,8	1046,6	10,28	22,89	2144,4	1955,9	11,33

Tabel 6.6 De algemene resultaten van de opbrengstberekening zijn weergegeven met H.Instr. de globale zonne-instraling op het horizontale vlak, T.Instr. de globale instraling in het vlak van de modules, O.Temp. en P.Temp. respectievelijk de gemiddelde omgevings- en moduletemperatuur, E DC de energie aan de uitgang van het moduleveld, E AC de energie aan de invertoruitgang en SR het globale systeemrendement: de verhouding van de energie aan de uitgang van de invertor ten opzichte van de invallende lichtenergie



Figuur 6.8 De figuur toont de genormaliseerde opbrengsten zoals ze door het Joint Research Centre van de Europese Commissie (Ispra, Italië) gedefinieerd zijn. In lichtgrijs, donkergrijs en zwart zijn respectievelijk de finale opbrengst (wisselstroom), de moduleveldopbrengst (gelijkstroom) en de referentieopbrengst van de gesimuleerde systeemconfiguratie weergegeven voor de verschillende maanden en in de laatste balk op jaarbasis. De waarden boven de balken zijn de performantieverhoudingen.

In figuur 6.8 wordt de opbrengst van het systeem gegeven in functie van de genormaliseerde performantieparameters zoals die in hoofdstuk 7 worden besproken. Hierop wordt hier daarom niet verder ingegaan.

Tabel 6.7 geeft enkele belangrijke verliezen weer die optreden in het fotovoltaïsche systeem. Het effectieve inverterrendement bedraagt 91,1% en de inverterverliezen kunnen opgesplitst worden in verliezen van de inverter tijdens zijn werking (188 kWh/jaar), verliezen omdat het drempelvermogen voor inwerkingstelling niet bereikt is (1,9 kWh/jaar) en verliezen omdat de MVP opvolger aan de ondergrens van zijn spanningsbereik werkt (0,8 kWh/jaar).

Verder zal een deel van de invallende lichtenergie weerkaatst of geabsorbeerd worden aan de glasplaat van de fotovoltaïsche module ten gevolge van de schuine instraling op het modulevlak. Hieronder verstaan we de optische verliezen die volgens de simulatie een energieverlies van 64,9 kWh/jaar aan de inverter kunnen teweeg brengen. Moduleverliezen en kabelverliezen veroorzaken in de vooropgestelde configuratie een energieverlies van respectievelijk 43 en 1,3 kWh/jaar.

Aard van het verlies	Energieverlies aan inverter [kWh/jaar]
Inverter in werking	188
Inverter - P minimaal	1,9
Inverter - V minimaal	0,8
Optische verliezen	64,9
Moduleverschilverliezen	43
Kabelverliezen	1,3

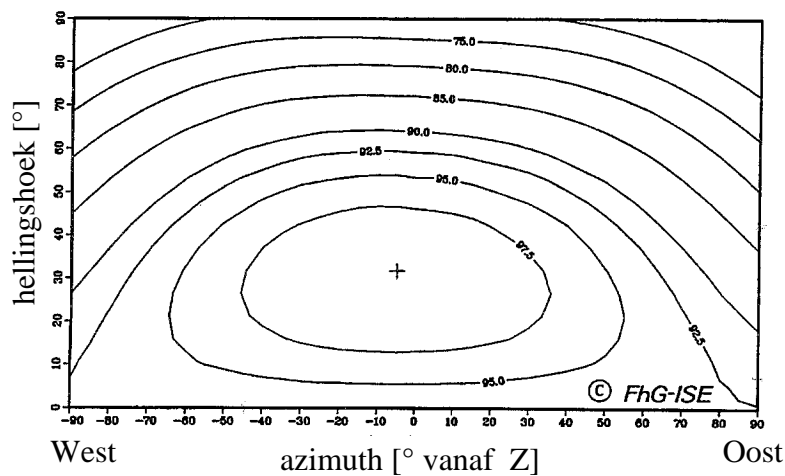
Tabel 6.7 De grootte van de belangrijkste systeemverliezen wordt weergegeven voor de systeemconfiguratie vooropgesteld in de simulatie.

6.3.2. Invloedsfactoren op de opbrengst van een netgekoppeld fotovoltaïsch systeem

6.3.2.1. Oriëntatie van het moduleveld

In tegenstelling tot een onafhankelijk systeem waar de oriëntatie van het moduleveld wordt geoptimaliseerd voor de meest kritische periode van het jaar, zal het netgekoppelde fotovoltaïsche systeem optimaal geplaatst zijn wanneer de jaaropbrengst optimaal is (gelijkgesteld aan 100%).

Figuur 6.9 geeft de relatieve jaaropbrengst weer voor een moduleveld in functie van de oriëntatie en de hellingshoek ten opzichte van een systeem met optimale oriëntatie en hellingshoek.



Figuur 6.9.: De relatieve jaaropbrengst van een fotovoltaïsch veld in functie van de hellingshoek en oriëntatie ten opzichte van een systeem met optimale oriëntatie en hellingshoek (gelijkgesteld aan 100%). (Bron: [3])

Deze figuur is een belangrijk hulpmiddel bij de dimensionering van een netgekoppeld fotovoltaïsch systeem. Er zal immers getracht worden het fotovoltaïsch systeem op een esthetische manier te plaatsen in de omgeving of zelfs volledig willen integreren in de mantel van een gebouw: het dak of de gevel. Hierbij zal men afwijken van de optimale oriëntatie en hellingshoek en zal men het verlies in energie moeten afwegen ten opzichte van de esthetiek.

De figuur toont dat voor modulevelden met een lichte helling, het energieverlies gering zal zijn wanneer men afwijkt van de ideale oriëntatie. De reden hiervoor is te vinden in het belang van de diffuse straling in ons klimaat. Wanneer men het moduleveld echter verwerkt in de gevel van een gebouw (hellingshoek 90°), treedt er een aanzienlijk energieverlies op (25%). De reflectiecoëfficiënt van de onderliggende grond zal dit energieverlies wel beïnvloeden.

6.3.2.2. Beschaduwing

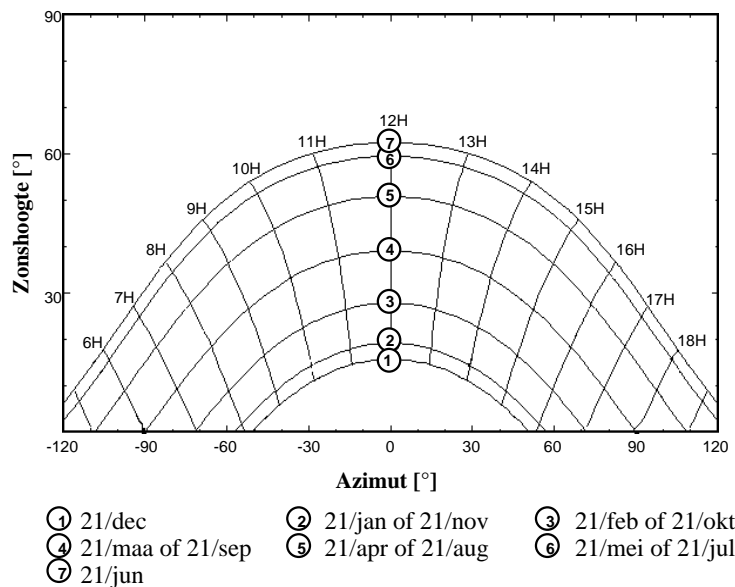
Het is van groot belang bij de keuze van de plaatsing van het fotovoltaïsche systeem te vermijden dat het moduleveld systematisch beschaduw wordt door nabijgelegen objecten: bomen, dakvensters, andere gebouwen, schouwen, lantaarnpalen. Hierdoor kan de systeemperformantie immers drastisch dalen.

Zoals aangegeven in hoofdstuk 4 zal beschaduwing vooral belangrijk zijn wanneer een centrale of keteninvertor wordt gebruikt. In dat geval zal immers ook wanneer slechts 1 cel uit een keten van modules beschaduw wordt, de volledige keten hieronder lijden en zal eventueel de beschaduwde module beschadigd worden (zie hoofdstuk 3). De manier waarop de modules in serie worden geschakeld kan effect hebben op de invloed van beschaduwing. Men zal trachten modules die gelijktijdig kans hebben om beschaduw te worden, samen te schakelen.

Zo zijn in de opstelling van figuur 6.6 de modules per rij in serie geschakeld omdat wanneer beschaduwing optreedt van een tegenoverliggende bomenrij bij lage zonnestand in de winter, deze de onderste rij zal beschaduwen terwijl bovenliggende rijen kunnen gevrijwaard blijven. Wanneer de modules per kolom zouden geschakeld zijn zouden grotere verliezen optreden.

Wanneer men gebruik maakt van wisselstroommodules kan het effect van beschaduwing beperkt worden tot een lineaire evenredigheid met de beschaduwde oppervlakte.

Om de beschaduwing op een bepaalde plaats in te schatten, stelt men zich op de plaats waar het moduleveld moet komen en maakt daar een panoramafoto over 180°. Men kan op deze foto de hoogte van de horizon bepalen voor elke oriëntatie en deze uitzetten op figuur 6.10 die de zonshoogte geeft voor elk tijdstip van het jaar. Op die manier kan men de tijd, die het moduleveld op jaarbasis beschaduw zal worden, bepalen evenals het resulterend energieverlies. Deze gegevens kunnen ook ingegeven worden in simulatieprogramma's die een nauwkeurige berekening op jaarbasis maken.



Figuur 6.10 Het dagverloop van de zonshoogte wordt gegeven voor Ukkel. Elke lijn geeft de stand van de zon weer voor telkens de 21ste dag van elke maand in functie van de azimuth of het zonneuur (Bron : PVSYST, GAP, Université de Genève).

6.3.2.3. Montage van het moduleveld

Wanneer een fotovoltaïsch systeem wordt geïntegreerd in een gebouw zal men snel afwijken van de ideale situatie van een vrijstaand systeem met optimale convectieve warmteoverdracht. Tabel 6.8 toont de temperatuursverhoging van een module bij instraling met 1.000 W/m^2 voor verschillende types van opstelling samen met het verwachte verlies in opbrengst op jaarbasis voor een netgekoppeld systeem met maximale vermogenopvolging.

Hieruit is het duidelijk dat men zal trachten voldoende ventilatie van de modules te voorzien. Uit onderzoek is gebleken dat het niet haalbaar is om de warmte van de fotovoltaïsche modules te gebruiken om water op te warmen. Recentelijk onderzocht en demonstreert men echter de techniek om de warme lucht en de resulterende ventilatiestroming te gebruiken bij de conditionering van een gebouw. De warme lucht, ontstaan door de ventilatie van de fotovoltaïsche modules, wordt dan tijdens de koude maanden in de kamers gestuurd worden terwijl die in de warme maanden gewoon naar buiten gaat.

Installatietype	Temperatuursverhoging t.o.v. omgevings- temperatuur [K]	Energieverlies t.o.v. een volledig vrijstaand systeem [%]
volledig vrijstaand	22	-
op dak, grote open ruimte	28	1,8
in dak, goede ventilatie	29	2,1
in dak, slechte ventilatie	32	2,6
in muur, goede ventilatie	35	3,9
in muur, slechte ventilatie	39	4,8
dakgeïntegreerd, geen ventilatie	43	5,4
muurgeïntegreerd, geen ventilatie	55	8,9

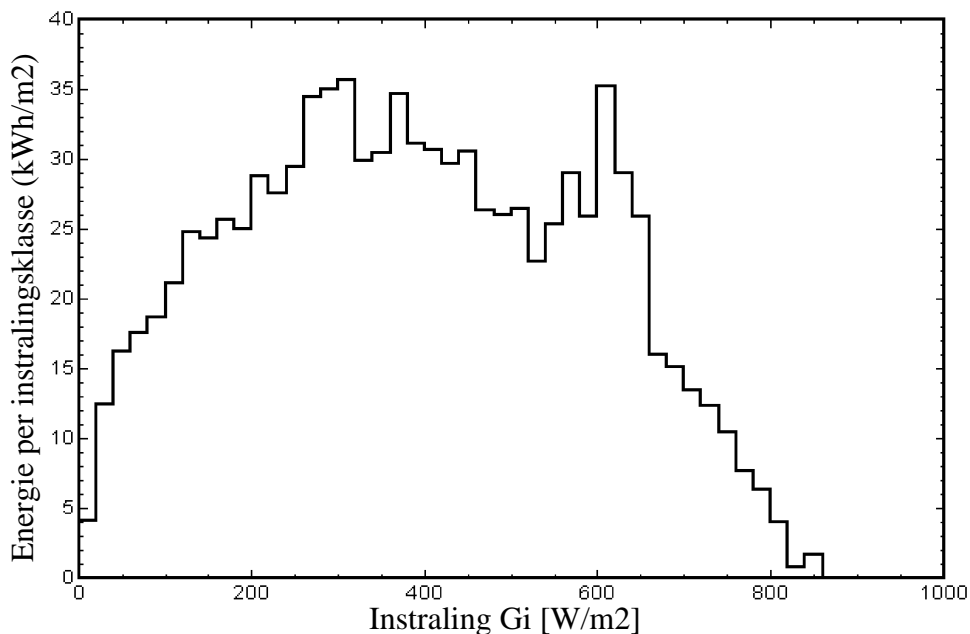
Tabel 6.8 Temperatuursverhoging ten opzichte van omgevingstemperatuur en energieverlies op jaarbasis voor een netgekoppeld fotovoltaïsch systeem met maximale vermogenopvolging.

6.3.2.4. Keuze van de inverter

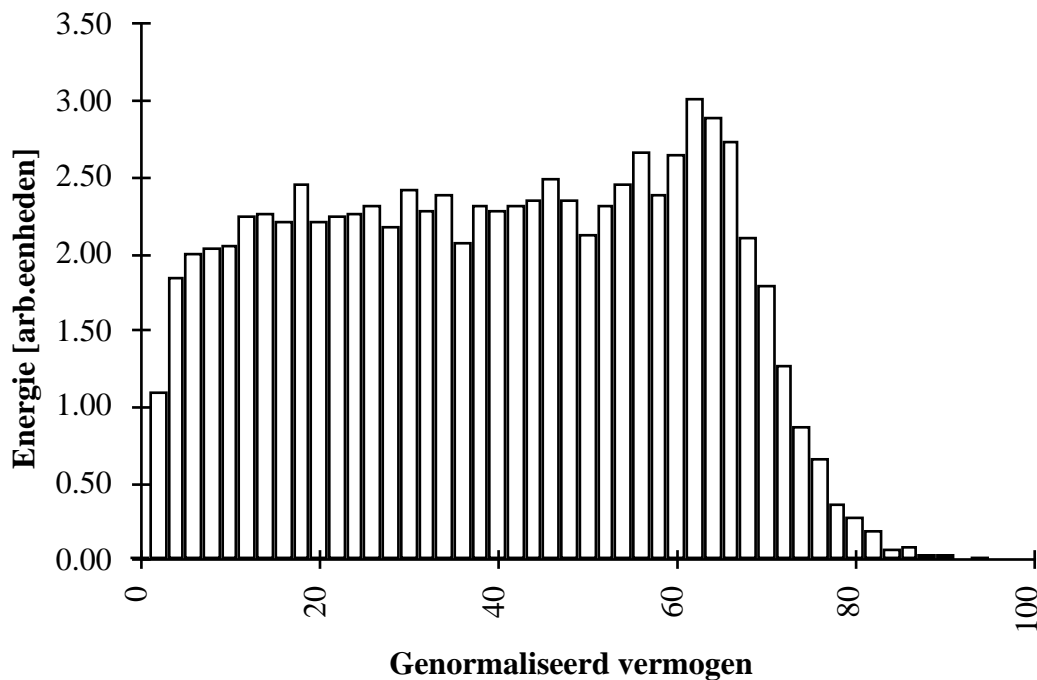
In deze paragraaf wordt niet meer ingegaan op de keuze tussen een centrale inverter, een keteninverter of een wisselstroommodule. Deze problematiek is besproken in hoofdstuk 4. Twee andere aspecten die van belang zijn bij de keuze van de inverter, zijn enerzijds het DC-spanningsbereik waarbinnen de inverter het maximale vermogenpunt zoekt en anderzijds de verhouding tussen het nominale vermogen van de inverter en het piekvermogen van het moduleveld.

In figuur 6.11 wordt een histogram getoond dat aangeeft hoe de invallende zonne-energie op een hellend vlak is verdeeld over het vermogen waarbij deze energie wordt opgewekt in ons Belgisch klimaat. Het is daarop te zien dat bij de hoge instraling slechts een zeer gering deel van de energie wordt opgewekt.

Figuur 6.12 toont nu het histogram waarop de hoeveelheid geleverde AC energie van een netgekoppeld systeem is verdeeld over het DC vermogen waarbij deze energie is opgewekt, relatief ten opzichte van het piekvermogen van het moduleveld. We zien hierbij dat het systeem praktisch geen energie levert bij zijn piekvermogen of zelfs 10% daaronder.



Figuur 6.11 De verdeling op jaarbasis van de zonne-energie, opgewekt op een hellend vlak (30°) in België, wordt gegeven in functie van het instralend vermogen.



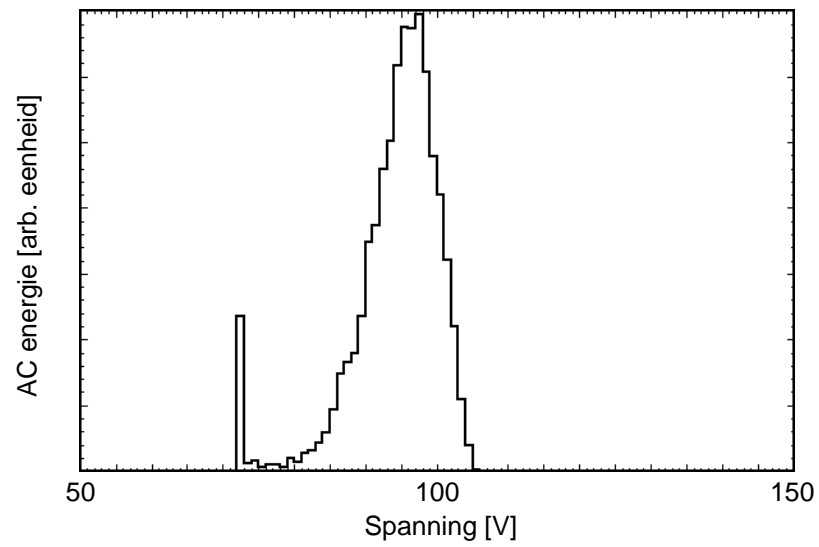
Figuur 6.12 De verdeling van de AC energie van een typisch netgekoppeld systeem in België, wordt gegeven in functie van het relatieve vermogen (ten opzichte van het piekvermogen) waarbij de energie wordt opgewekt.

Op basis hiervan kan men verwachten dat er op jaarbasis geen energieverlies geleden wordt wanneer men het piekvermogen van het moduleveld aanzienlijk groter maakt dan het nominale vermogen van de inverter. Het moduleveld zal immers nauwelijks aan dat piekvermogen werken.

Onderdimensionering van de inverter ten opzichte van het moduleveld kan zelfs voordelig zijn wanneer men er rekening mee houdt dat het inverterrendement bij lage ingangsvermogens laag is. Door onderdimensionering van de inverter zal deze minder in deze lage vermogens werken wat op jaarbasis het totale systeemrendement ten goede komt. Onderzoek heeft uitgewezen dat voor ons klimaat de verhouding tussen nominaal invertervermogen en het piekvermogen van het moduleveld ideaal ongeveer 80% voor België-Nederland en 75% voor Zuid-Europa bedraagt [ECOFYS, NL, 1997].

Voor het systeem van Oostmalle geldt deze verhouding niet. Het rendement van de gekozen inverter is echter zeer hoog, zelfs in het bereik van de lage vermogens, zodat onderdimensionering hierbij minder van belang is.

Een tweede punt waarop dient gelet te worden bij de keuze van de inverter, is het spanningsbereik bij maximaal-vermogen-puntwerking. Door veranderingen van temperatuur en zonne-instraling zal de spanning bij maximaal vermogen sterk variëren. Het is van belang dat de inverter voor dit volledige spanningsbereik het maximale vermogen kan opzoeken. Als voorbeeld hiervan geeft figuur 6.13 het histogram dat de verdeling van de geleverde AC-energie voor het systeem van Oostmalle in functie van de DC-spanning aan de inverter.



Figuur 6.13 Het histogram geeft weer hoeveel energie het fotovoltaïsche systeem van Oostmalle levert bij overeenkomstige werkingsspanning in combinatie met een ASP TCG2500/6 inverter.