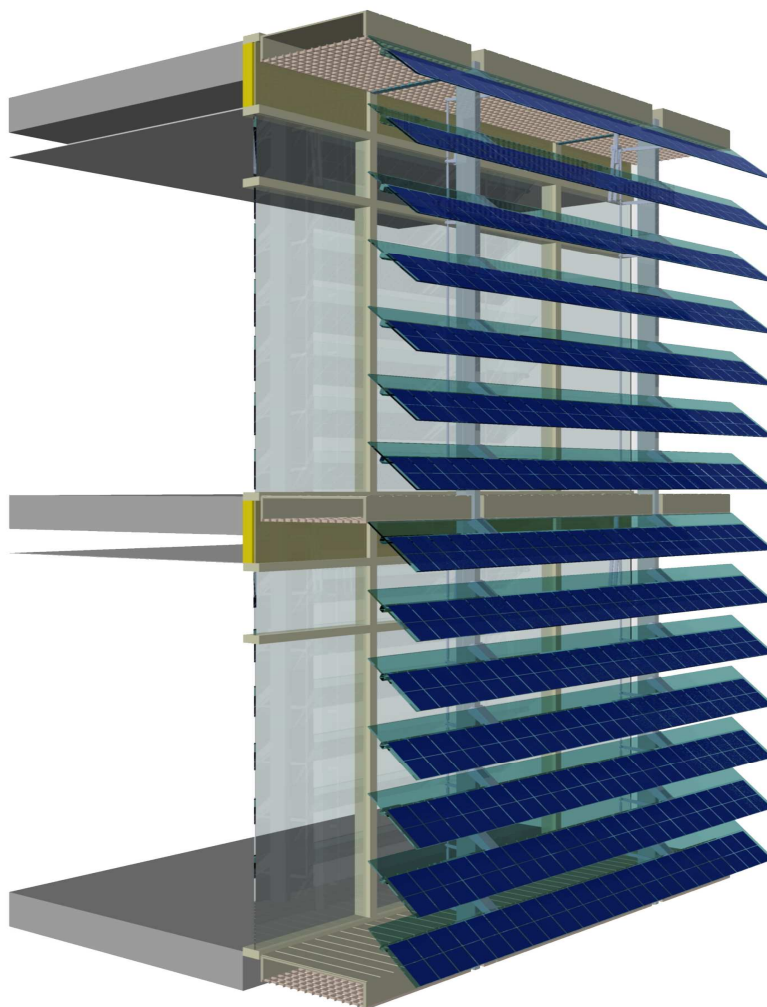


De PV-wirefree zonwering

‘Een adaptief buitenzonweringsysteem
met draadloos geïntegreerde zonnecellen’



De PV-wirefree zonwering

‘Een adaptief buitenzonweringsysteem
met draadloos geïntegreerde zonnecellen’

Afstudeerverslag van Siebe Broersma

Afstudeercommissie:

Docenten:

Dr.ir. A.A.J.F. van den Dobbelsteen,
Klimaatontwerp & Duurzaamheid

Ir. P.M.J. van Swieten
Productontwikkeling

Gecommitteerde:

Dr. E.D. Hulsbergen
Ruimtelijke Planning



Technische Universiteit Delft
Faculteit der Bouwkunde
Berlageweg 1
2628CR Delft

Siebe Broersma
Korvezeestraat 551
2628CZ Delft
siebebroersma@hotmail.com

Inhoudsopgave

Voorwoord	4
1 Inleiding	5
1.1 Achtergrond	5
1.2 Aanleiding.....	7
1.3 Probleemstelling	8
1.4 Doelstelling.....	8
1.5 Onderzoeksopzet.....	8
2 Zonweringen	11
2.1 Zonweringensystemen	11
2.1.1 Buitenzonweringen	12
2.1.2 Besturingssystemen van zonweringen	16
2.1.3 Binnenzonweringen	17
2.2 Zonnestanden	18
2.3 Analyse van een buitenzonwering-systeem	21
2.4 Mogelijkheden voor de PV-wirefree zonwering.....	23
3 Kantoorgebouwen	25
3.1 Kantoren.....	25
3.2 Gevelsystemen voor kantoorgebouwen	26
3.3 Maatsystemen	27
3.4 Maatsysteem van de PV-wirefree buitenzonwering	28
4 PV-energie	29
4.1 Duurzame energie	29
4.2 Duurzame energie in Nederland	31
4.3 PV-energie, feiten en getallen rondom PV	32
4.4 PV-cellen en PV-panelen.....	33
4.5 De werking van PV-cellen	35
4.6 Productie en opbouw van PV-cellen en PV-panelen	36
4.7 De werking van PV-systemen.....	40
4.7.1 Netgekoppelde systemen	41
4.7.2 Autonome systemen.....	42
4.8 Positionering PV-cellen	44
4.9 Integratie van PV in de gebouwde omgeving.....	44
4.9.1 PV als dakelement.....	48
4.9.2 PV als gevelelement.....	48
4.9.3 PV als zonwering	48
4.10 Systemen op de markt.....	49
4.10.1 Standaard PV-producten	49
4.10.2 Speciale PV-producten.....	50
4.11 Kosten en baten.....	53

4.12	Andere mogelijkheden van duurzame energie in kantoorgevels	55
4.13	Keuzemogelijkheden voor de PV-wirefree zonwering.....	56
5	PV-wirefree.....	57
5.1	Het PV-wirefree-concept	57
5.1.1	Doelstelling	57
5.1.2	Methode	57
5.1.3	Opbouw PV-wirefree-systeem.....	57
5.1.4	Onderzoek en ontwikkeling elementen.....	58
5.1.5	Eliminatie van bypass diodes.....	58
5.1.6	Parallel schakeling	59
5.1.7	Het metalen draagsysteem	59
5.1.8	De moduleconnector	59
5.1.9	Elektrisch systeem	60
5.1.10	Inverter	61
5.2	Eisen voor de PV-wirefree zonwering.....	61
6	Onderzoek energieopbrengsten adaptieve PV- systemen.....	63
6.1	Inleiding	63
6.1.1	PV-tracking	63
6.1.2	Doelstelling	63
6.1.3	Onderzoeksopzet.....	64
6.2	Berekening beschikbare hoeveelheid zonne-energie	66
6.2.1	Uitgangspunten	66
6.2.2	Berekening vaste vlakken	67
6.2.3	Berekening volledige tracking via 2 assen.....	68
6.2.4	Berekening tracking via 1 horizontale as.....	74
6.2.5	Berekening tracking via 1 hor. as en max. 30° via vert. as.....	75
6.2.6	Berekening tracking via 1 hor. as en max. 60° via vert. as.....	76
6.2.7	Berekening tracking voor vlakken aan de gevel	77
6.3	Energieopbrengsten en kostenbesparing van PV-vlakken aan de gevel.....	86
6.3.1	Energieopbrengsten van PV-vlakken aan de gevel.....	86
6.3.2	Kostenbesparing van PV-vlakken aan de gevel.....	87
6.4	Bespreking resultaten.....	89
6.5	Conclusies en aanbevelingen	97
6.6	Conclusies voor de PV-wirefree buitenzonwering	98
7	De PV-wirefree buitenzonwering	99
7.1	Programma van eisen.....	99
7.2	Concept van de PV-wirefree buitenzonwering.....	102
7.3	De elektronische lay-out van de PV-wirefree buitenzonwering.....	103
7.3.1	Ontwerpstrategie	103
7.3.2	Mogelijkheden voor lay-out van PV-systeem.....	104
7.3.3	Het draagsysteem als elektrische geleider	109
7.3.4	Berekeningen transportverliezen voor de verschillende lay-outs	114
7.3.5	Conceptkeuze	119
7.4	Ontwikkeling van het zonweringsysteem en de componenten	120
7.4.1	De PV-wirefree buitenzonwering in onderdelen	120

7.4.2	Elektronische en mechanische verbindingen	120
7.4.3	De Aluminium draagconstructie	124
7.4.4	De PV-lamel.....	125
7.4.5	Bewegingssysteem	127
7.4.6	De loopbrug	131
7.4.7	Verbinding met hoofddraagconstructie.....	132
7.4.8	Montage	132
7.5	Ontwerp van de PV-wirefree buitenzonwering	134
7.5.1	Ontwerp in 2d en 3d tekeningen	134
7.5.2	Het PV-wirefree buitenzonweringsysteem voor kantoorgevels	134
7.5.3	Systeemopbrengsten	134
7.5.4	Conclusies en aanbevelingen	134
8	Bronnen.....	135
9	Bijlagen	137

Voorwoord

Personalia

Samenvatting

De ontwikkeling van een zonweringsysteem voor kantoorgebouwen met in de lamellen geïntgreerde zonnecellen.

2 Inleiding

2.1 Achtergrond

Ondanks dat de door zonnecellen duurzaam opgewekte energie, nu nog erg duur is, duurder dan bijvoorbeeld de energie die door windmolens opgewekt wordt, bezitten PV-cellen en de PV-systemen een enorm potentieel tot kostenvermindering. Economisch gezien verdient een op zichzelf staand PV-paneel zich in principe momenteel niet gauw terug, al is de levensduur erg lang.

Toch zijn PV-panelen de afgelopen decennia al vele malen goedkoper geworden. De laatste 20 jaar is er bij iedere verdubbeling van de cumulatieve omzet van PV een prijsdaling van 20% [xx]. De groei van de productie van PV-systemen bedraagt de laatste jaren ongeveer 35%. Met deze getallen is te voorspellen wanneer er een break-evenpoint wordt bereikt met de prijs van elektriciteit van het net. In onderstaande figuur wordt de zonnestroomprijs vergeleken met elektriciteit uit het net. Het snijpunt van de lijnen stelt dit breakeven point voor.

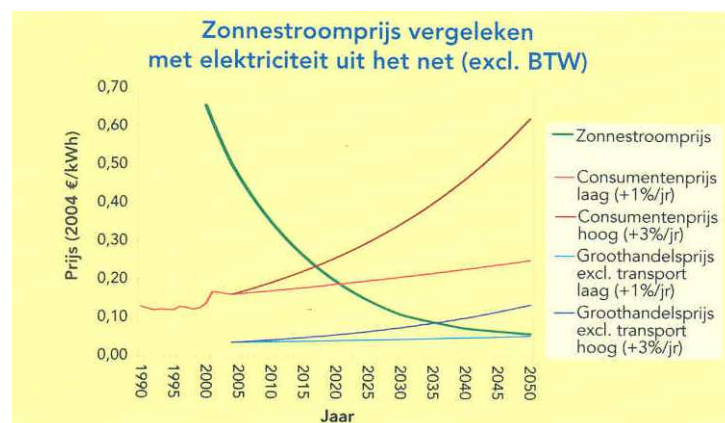


Fig.1.1 zonnestroom vs. elektriciteit uit het net [hollandsolar]

Tussen 2015 en 2020 kan dit moment verwacht worden. Dit is echter als er slechts gekeken wordt naar de een losstaand PV-systeem, dat als enig doel heeft om elektriciteit op te wekken.

Door het slim integreren van PV-systemen kunnen kosten bespaard worden doordat andere bouwproducten overbodig zijn. Er valt hiermee niet alleen economische winst te behalen, maar bovenal ook architectonische winst. Vaak worden de panelen achteraf op gebouwen geplaatst, wat afbreuk doet aan het uiterlijk van het gebouw.

Voor kantoorgebouwen is vaak relatief veel geld beschikbaar voor de gevel. Er bestaan gevels van kantoorgebouwen die een dure natuurstenen bekleding hebben. Deze gevel zou goedkoper zijn wanneer deze met PV-panelen bekleed was. Daarnaast kan het gebruik van PV-panelen voor een gebouw een bepaalde 'maatschappij bewuste' uitstraling bezitten. Dit kan een kantoorgebouw een extra waarde geven.

ECN heeft in 2002 een onderzoek opgezet naar het herontwerpen en innoveren van PV-systemen. Hieruit is een vernieuwend concept naar voren gekomen: PV-wirefree. Met dit concept, dat nu voor een daksysteem ontwikkeld wordt, wordt aanzienlijk bespaard op de systeemkosten. Dit concept zal bij toepassing op een PV-systeem voor de gevel ook kostenbesparend werken.

De energieopbrengst van het PV-systeem kan ook geoptimaliseerd worden wanneer de PV-cellen zich in een bepaalde mate aan de zonnestand aan passen, dus als het PV-systeem adaptief is.

Met deze uitgangspunten zou er anno 2008 een markt kunnen zijn voor een zonweringsysteem met geïntegreerde PV-cellen voor de gevel van kantoorgebouwen.

2.2 Aanleiding

Aan het formuleren van een goede heldere en beknopte afstudeeropdracht gaat vaak heel wat geschuif vooraf.

Voor deze afstudeeropdracht, binnen bouwtechnologie op de faculteit der Bouwkunde, wilde ik bovenal een bouwproduct ontwikkelen. Tijdens het verder zoeken naar de mogelijkheden hierbinnen, werd mij door een promovenda gewezen op de interesse vanuit de faculteit Industrieel Ontwerpen om de kennis over fotovoltaïsche (zonne-)cellen met bouwkundestudenten te delen. Zo zou een bouwcomponent met geïntegreerde zonnecellen ontwikkeld kunnen met de kennis van I.O. en Bouwkunde. Hier leek een interessante mogelijkheid te liggen.

Ook hoorde ik dat er eerder een afstudeerder was geweest die een onderzoek gedaan had naar de mogelijkheden van een 24-volts-gelijkstroom-huis waar de energie door op het dak geplaatste zonnepanelen geleverd werd. Als vervolg op dit onderzoek zou een dergelijk huis of een onderdeel hiervan met de zonnecellen, ontworpen kunnen worden.

Voor daken van woningen zijn al vele oplossingen bekend. Hierdoor leek het mij interessanter om zonnecellen in de gevel te integreren.

Met deze input leek mij een mogelijkheid te liggen om een compleet gevelelement met geïntegreerde zonnecellen voor een geheel 24-volt autarkische woning te ontwerpen. Bij verder onderzoeken leek de opbrengst en efficiëntie van een dergelijk element gering: een woning heeft relatief weinig geveloppervlak. Bovendien is de kans op beschaduwen van de zonnecellen bij deze laagbouw groot. Hierdoor leek mij een betere mogelijkheid te liggen in het ontwerpen van een prefab gevel met zonnecellen voor kantoorgebouwen. Kantoorgebouwen bezitten immers vaak veel meer gevel en zonder schaduw.

Maar om de diepgang van een afstudeerproject niet te kort te doen doordat te veel in de breedte onderzocht en ontworpen moet worden werd me duidelijk dat de opdracht beknopter moest zijn. Een bouwcomponent bedoeld voor de gevel in plaats van de gehele gevel met een duidelijk programma van eisen leek beknopter en duidelijker.

Bij een symposium over zonne-energie hoorde ik dat men bij het bedrijf Oskomera op een vernieuwende goedkopere wijze een PV-systeem voor daken aan het ontwikkelen is. Dit systeem is in ontwikkeling naar aanleiding van een onderzoek dat door ECN uitgevoerd is. Een belangrijke nieuwe insteek is dat enkele elementen en bedrading van het PV-systeem weggelaten worden en dat de PV-panelen parallel geschakeld zijn. Zo wordt de opgewekte lage voltage stroom "PV-wirefree" door de metalen dragers van de panelen geleid voordat het naar 220V gelijkstroom wordt omgezet.

Met deze informatie ben ik tot de doelstelling gekomen. De doelstelling is om een zonweringsysteem voor de gevel van kantoorgebouwen te ontwikkelen waarbij de zonnecellen volgens het 'PV-wirefree'-concept geïntegreerd zijn. Daarnaast kunnen de PV-elementen zich in bepaalde mate aan de stand van de zon aanpassen om meer energie op te wekken. Hiebij is het ook de doelstelling om meer inzicht te krijgen in de mogelijkheden van extra energie opwekken door dit adaptieve systeem en welke kosten dit bespaart.

2.3 Probleemstelling

Bij PV-systemen voor gevel of dak ontbreekt vaak integratie met de architectuur en de bouwtechniek, daarnaast wordt de potentiële energieopbrengst van het systeem vaak niet gehaald en kan de elektronische opzet van het systeem simpeler.

2.4 Doelstelling

Het ontwerpen van een in de gevel van een kantoorgebouw geïntegreerd adaptief PV-systeem volgens het PV-wirefree-concept en inzicht in de mogelijke energieopbrengsten van dit systeem.

2.5 Onderzoeksopzet

Dit rapport bevat het benodigde onderzoek om tot een ontwerp van een zonweringsysteem met geïntegreerde PV-cellen voor kantoorgebouwen te komen. Vanuit verschillende invalshoeken is onderzoek gedaan om tot een uitgebreid programma van eisen (PVE) voor het ontwerp te komen. Met dit PVE en de opgedane kennis is een ontwerp van een zonweringsysteem gemaakt. Hiervan is het ontwerpverslag in dit rapport opgenomen.

Onderstaand schema toont de producten binnen dit afstudeerproject.

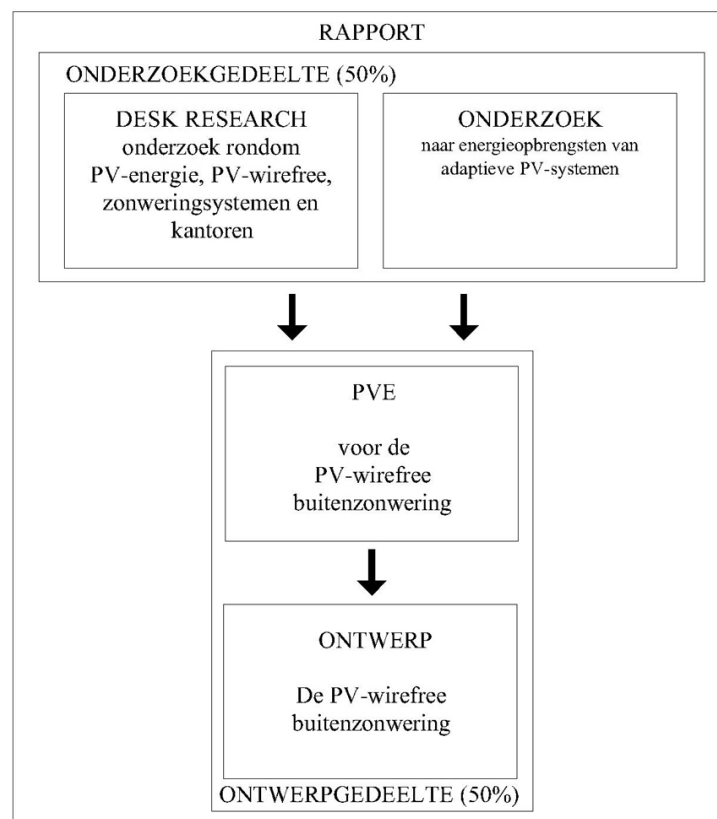


Fig. 1 Producten

Opbouw rapport

De komende 5 hoofdstukken (H 2 t/m 6) bestaan uit het vooronderzoek dat nodig is om tot het programma van eisen voor het ontwerp te komen. Hierin zullen eisen, beperkingen en keuzemogelijkheden ten aanzien van het ontwerp naar voren komen.

De eerste 2 hoofdstukken (H 2 en 3) omvatten de bouwkundige achtergrondinformatie die voor het bouwproduct van belang is. Het gaat hier om zonweringsystemen en de achterliggende ruimtes, gevels en maatsystemen.

In de volgende hoofdstukken 4 en 5 worden al de aspecten rondom PV-systemen in het algemeen en rondom het PV-wirefree-concept in het bijzonder behandeld.

Daarnaast bevat het rapport het specifieke onderzoek naar de energieopbrengsten van adaptieve PV-systemen in hoofdstuk 6. In dit onderzoek worden berekeningen gemaakt van te verwachten energieopbrengsten van PV-systemen met verschillende bewegingsmogelijkheden. Dit onderzoek spitst zich toe op de mogelijke energieopbrengsten van adaptieve systemen die zich aan de gevel kunnen bevinden en eventueel voor een zonweringsysteem mogelijk zijn.

De opbrengsten zijn in een financieel perspectief gezet en kunnen zo gemakkelijk bijdragen in de besluitvorming van het toepassen van de verschillende keuzemogelijkheden voor de PV-wirefree buitenzonwering.

Uiteindelijk worden in hoofdstuk 7 aan de hand van de bevindingen van de voorgaande hoofdstukken alle eisen, randvoorwaarden en keuzemogelijkheden samengevoegd tot een uitgebreid programma van eisen.

Daarmee wordt naar een concept voor de PV-wirefree zonwering toegewerkt dat tot een volledig ontwerp uitgewerkt wordt.

Voor het uiteindelijke ontwerp zullen in een reflectie hierop de te verwachten energieopbrengsten en kostenbesparingen behandeld worden.

Figuur 1.2 toont schematisch nogmaals de opbouw van dit rapport.

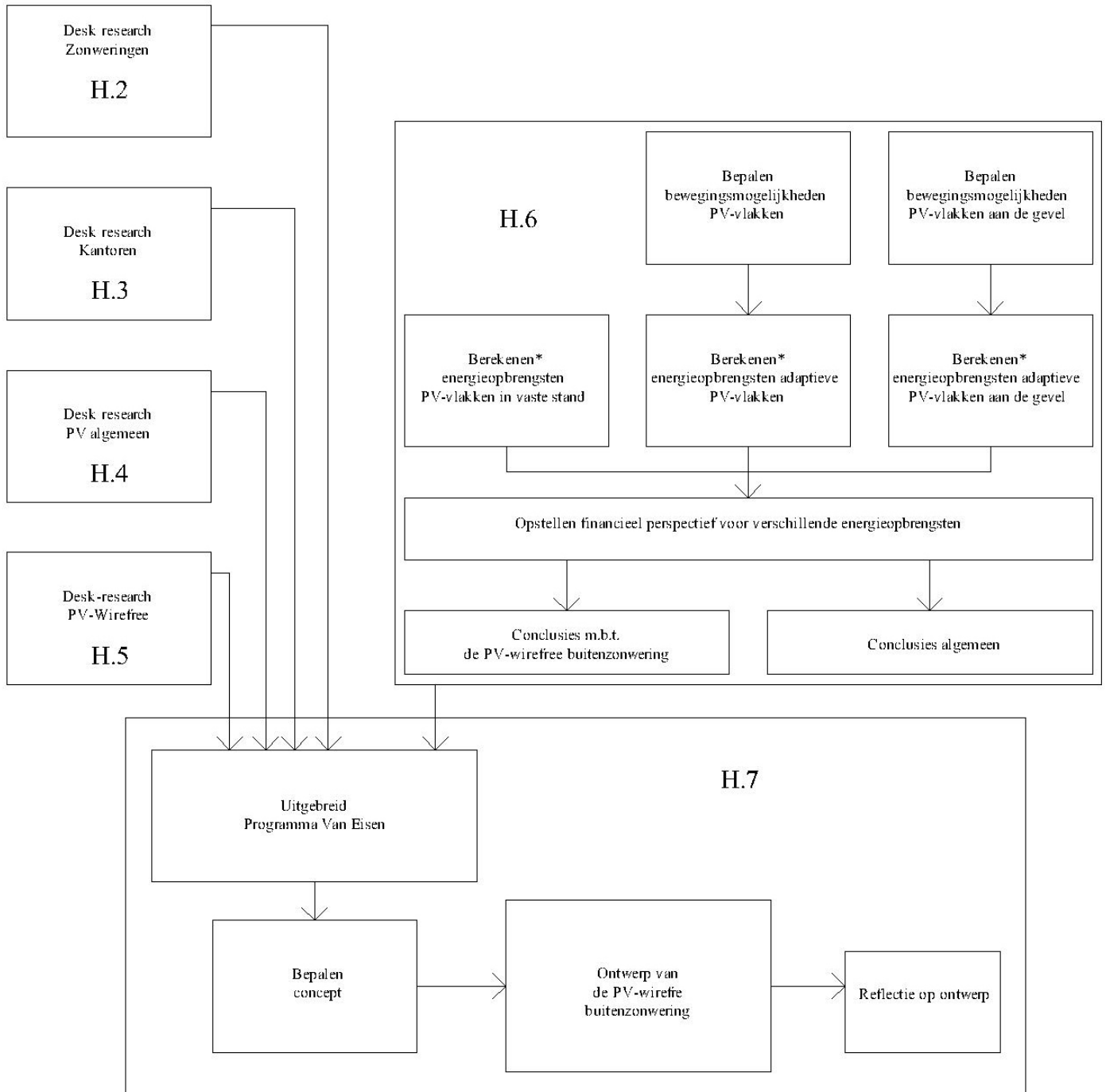


Fig. 1.2 Schematische opbouw van dit verslag

3 Zonweringen

3.1 Zonweringensystemen

Een zonwering dient om een teveel aan licht dat een gebouw binnen schijnt te weren. Licht dat gebouwen binnenkomt, wordt voor een deel gereflecteerd en voor een groot deel geabsorbeerd en omgezet in warmte. Daarmee is zonwering een passieve vorm van energiebesparing: door overbodig zonlicht uit een gebouw te weren kan het zich niet in het gebouw in warmte omzetten. Zo hoeft er niet onnodig gekoeld en geventileerd te worden. Dit bespaart energie en houdt het leefklimaat in het gebouw behaaglijk. Bij een beweegbare zonwering kan met de stand ervan een optimum tussen zonwerendheid en lichttransmissie bereikt worden.

Een zonwering is aan de binnen- of buitenzijde van de gevel of in de gevel gesitueerd. Een buitenzonwering absorbeert het opvallende licht en zet dit om in warmte en geeft dit vervolgens aan de buitenlucht af.

Een binnenzonwering reflecteert wel een deel van het invallende licht weer naar buiten maar een groot deel wordt in het gebouw in warmte omzet.

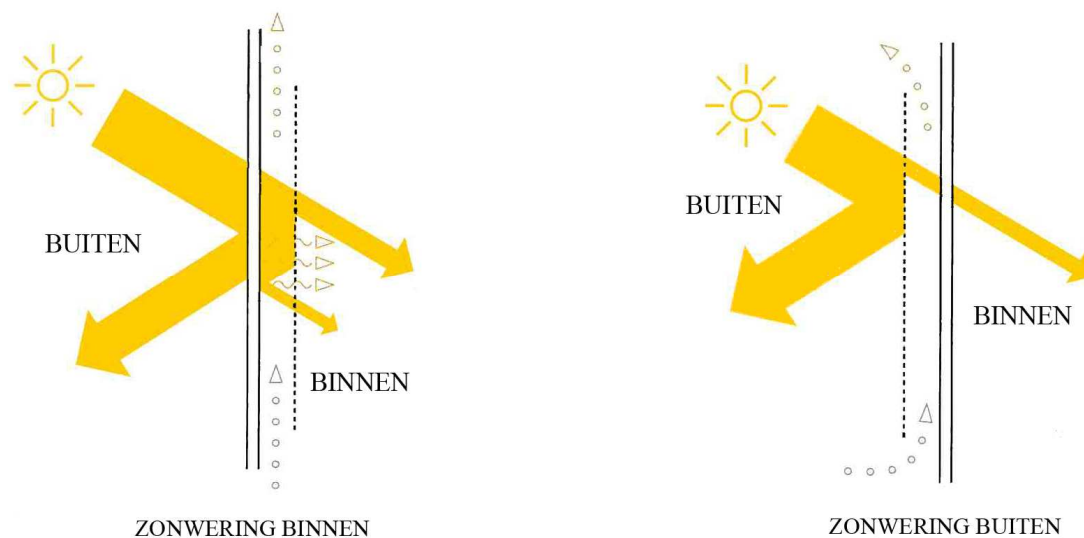


fig 2.1 Reflectie, transmissie en absorptie bij binnen- en buitenzonwering

Om warmte te weren is een binnenzonwering daardoor alleen effectief als de warmte die er vanaf komt wordt afgezogen. Met een binnenzonwering kun je wel de daglichttoetreding bepalen. Bij een zonwering tussen 2 geveldelen, meestal in de spouw van een dubbelglas-gevel, wordt de opgewarmde lucht uit de spouw afgezogen en naar buiten afgevoerd.

Een buitenzonwering bepaalt ook in grote mate het uiterlijk van een gevel en kan naast functioneel ook als architectonisch middel ingezet worden.

Zonwering komt in vele vormen voor. Er bestaan verschillende vormen van binnen- en buitenzonweringssystemen.

3.1.1 Buitenzonweringen

Hieronder staan van de meest voorkomende zonweringsystemen een voorbeeld en een schematische weergave met beschrijving.

Draaibare lamellen (horizontaal)



Fig 2.2 Buitenzonwering met beweegbare horizontale lamellen [www.coltgroup.com]

Een veel voorkomende buitenzonwering is een zonwering opgebouwd uit draaibare lamellen. De lamellen kunnen over de lengterichting draaien waarmee de hoeveelheid binnenvallend licht wordt bepaald. Lamellen komen in veel verschillende materialen voor. De meest gebruikte materialen zijn staal, glas, hout, kunststof en geëxtrudeerd aluminium. De materialen kunnen bewerkt zijn om een bepaalde mate van doorschijnendheid te verkrijgen. Glazen lamellen kunnen prints hebben of een folie en metalen lamellen kunnen in een bepaalde mate geperforeerd zijn.

De zonwering in het voorbeeld is op enige afstand van de gevel gemonteerd, een glazenwasser kan gemakkelijk de gevel achter de zonwering reinigen. Lamellen die kunnen bewegen, worden meestal voor de gehele gevel centraal door een computer aangestuurd. Zo staan de lamellen in een optimale positie bij iedere zonnestand of weersomstandigheid. Vaak kan de gebruiker van het vertrek dat achter de zonwering ligt zelf ook invloed uitoefenen op de stand van de lamellen en daarmee de computer 'overrulen'.

Vaste lamellen



Fig 2.3 Vaste buitenzonwering

Een vaste buitenzonwering is vooral geschikt bij een zuidelijke oriëntatie door de grote instralingshoek van de zon in de zomer. Bij een lage instralingshoek schijnt de zon tussen de lamellen door.

Buitenjaloezieën



Fig 2.4 Buitenjaloezieën

Buitenjaloezieën zijn windgevoelig en moeten bij veel wind opgetrokken zijn. Ze kunnen voor een grote mate van verduistering zorgen.

Draaibare lamellen (verticaal)

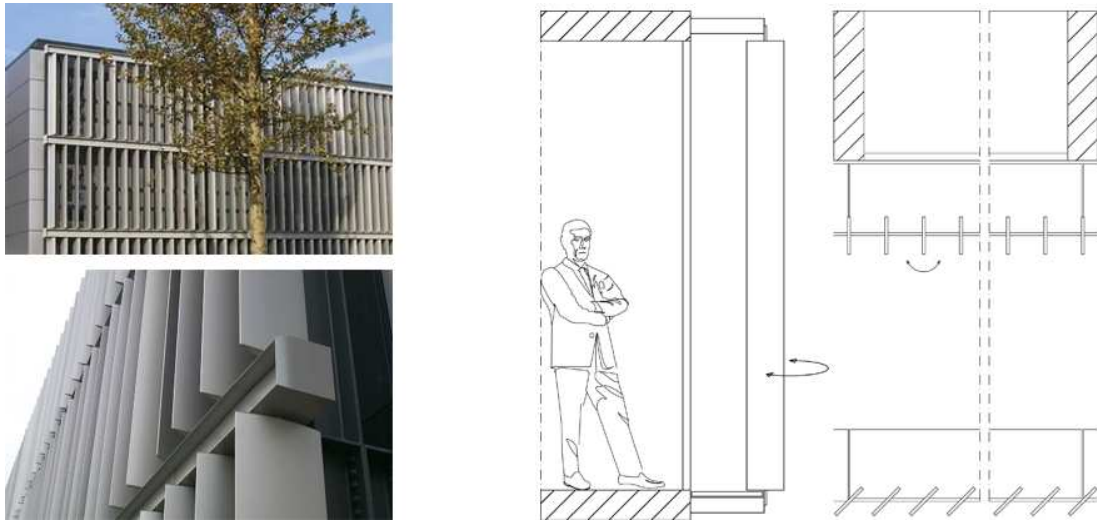


Fig 2.5 Buitenzonwering met beweegbare verticale lamellen

Verticale lamellen als buitenzonwering zijn geschikt om laag invallende zonnestraling te weren terwijl het zicht naar buiten niet teveel belemmerd wordt. De verticale lamellen zijn daardoor geschikter voor een oost- of westgevel dan voor een zuidgevel. Ze geven architectonisch een bepaalde (verticaal gerichte) uitstraling aan de gevel.

Vaste bovenliggende zonwering



Fig 2.6 Vaste bovenliggende zonwering

Deze zonwering is vergelijkbaar met vaste lamellen als buitenzonwering, er is nu echter één diepe lamel of horizontale rij lamellen per verdieping.

Beweegbare bovenliggende zonwering

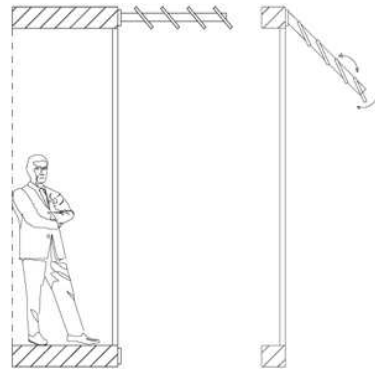


Fig 2.7 Beweegbare bovenliggende zonwering

Deze zonwering kan zich t.o.v. de vorige zonwering aan de hoek van het invallende licht aanpassen.

Buitenliggend screen



Fig 2.8 Buitenliggend screen

Een screen is vergelijkbaar met buitenjaloezieën maar is over het gedeelte waarover het screen uitgedraaid is volledig verduisterd.

Zonwerend glas

Zonwerend glas is een relatief goedkope manier van zonweren met weinig onderhoud. De zonnewarmte wordt altijd geweerd, ook als dit niet wenselijk is. Het systeem is niet beïnvloedbaar.

Luiken

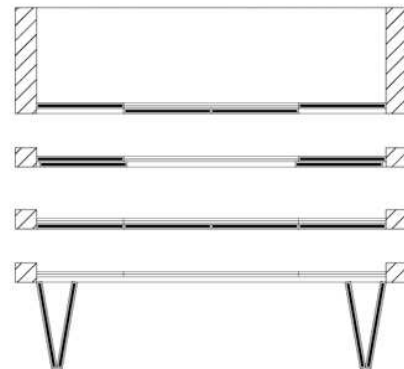


Fig 2.9 Luiken

Een buitenzonwering in de vorm van luiken komt vooral in de woningbouw voor. Er zijn verschillende manieren de luiken te openen. Er zijn luiken die over elkaar schuiven, waardoor altijd een gedeelte gesloten blijft. Andere luiken klappen naar binnen of naar buiten open.

3.1.2 Besturingssystemen van zonweringen

Wanneer zonweringen zich op of van de zon kunnen richten en dus van stand kunnen veranderen, kunnen de zonweringsystemen naar inzicht van de gebruiker of door een besturingssysteem worden bediend.

Wanneer de gebruiker zelf de zonwering bedient, kan dit met de hand gebeuren door een draai- of schuifstelsel of kan via een bedieningsknop- of paneel via een elektromotor de zonwering in de gewenste stand gezet worden.

Bij grotere zonweringsystemen kan het geheel bestuurd worden via een centraal systeem. Hierbij kan het systeem naar inzicht van de beheerder bestuurd worden of wordt het systeem door een computer aangestuurd.

Centraal door de computer aangestuurde systemen kunnen in sommige gevallen door de desbetreffende gebruiker 'overruled' worden. Er kan dan in de verschillende ruimtes die zich achter de zonwering bevinden, gekozen worden voor handbediening of automatische bediening. Bij handbediening kan de zonwering via een bedieningspaneel naar eigen inzicht ingezet worden.

Computer aangestuurde zonweringsystemen kunnen de via extern geplaatste meetinstrumenten bepalen bij welke stand de zonwering een optimaal effect geeft. Hierbij kunnen zonnestand, zonnesterkte, wind, regen en temperatuur gemeten worden.

Een andere mogelijkheid is dat de computer via een zogenaamd kalenderisch systeem de zonweringen aanstuurt. Hier berekent de computer voor de betreffende locatie de zonnestanden en houdt rekening met het betreffende klimaat en past hier de standen op aan. Een dergelijk systeem leent zich goed voor een zonwering met geïntegreerde PV-cellen doordat deze zich altijd op de stand van de zon kan richten.

Er bestaan ook voorbeelden van autonome systemen die door externe invloeden de positie van de zonwering bepalen. Een dergelijk systeem kan zich bijvoorbeeld door

het opwarmen van een (hydrolische) vloeistof bij zonnestraling naar de zon toedraaien en bij afkoelen weer van de zon af. Hierbij is geen elektronisch besturingssysteem nodig.

3.1.3 Binnenzonweringen

Binnenzonwering kunnen over een horizontale rails voor een raam schuiven of van boven naar beneden gelaten worden. Hangende of horizontale lamellen kunnen een bepaalde mate van licht door laten door te draaien. Bij vitrages wordt een deel van het licht tegengehouden er blijft echter nog doorzicht.

Voor al de binnenzonweringen geldt dat wel het licht geweerd wordt maar dat de zonnestraling zich op de zonwering in warmte omzet die weer aan de ruimte afgegeven wordt.

Binnenzonweringen komen in vele verschijningsvormen voor. Hieronder worden enkele voorbeelden van verschijningsvormen getoond.



Fig. 2.10 Verschillende typen binnenzonweringen

3.2 Zonnestanden

Doordat de zon om de aarde draait, schijnt deze onder een telkens veranderende hoek op de aarde en dus onze bebouwing. Hierdoor hebben we te maken met wisselende daglengtes en verschillende zonnehoogtes, afhankelijk van de breedtegraad waar wij ons bevinden. De lengtegraad waarop we ons bevinden, bepaalt alleen het tijdstip waarop de zon zich op het hoogste punt bevindt. Iedere dag heeft dus zijn eigen zonnebaan.

De zon staat in zonnetijd om exact 12 uur op zijn hoogste stand. Wij gebruiken niet de zonnetijd maar de standaardtijd, dus de kloktijd. Dit is de tijd van onze tijdszone, de eerste tijdszone na GMT (Greenwich Mean time).

Met onderstaande formule 2.1 kan bepaald worden wat de zonnetijd is op een bepaalde locatie op een tijdstip [[xsolarradiation](#)].

$$\text{Zonnetijd} = \text{standaard tijd} + 4(L_{\text{st}} - L_{\text{loc}}) \quad (2.1)$$

Door het invoeren van de lengtegraad van de locatie (L_{loc}) en de lengtegraad van de standaard meridiaan van de tijdzone (L_{st}) kan dus bepaald worden op welk tijdstip de zon op zijn hoogste punt staat.

Nederland ligt tussen lengtegraad 3,35° OL en 7,20° OL. L_{st} is 15° OL voor onze tijdzone. In de winter staat de zon in Nederland in het oostelijkste punt om 12:32 uur en in het westelijkste punt om 12:47 uur op zijn hoogste stand. In de zomer is dat een uur later door invoering van de zomertijd.

Formule 2.2 geeft het aantal daglichturen (N) op voor een bepaalde breedtegraad (ϕ) bij een bepaalde declinatie van de zon (δ).

$$N = \frac{2}{15} \cos^{-1}(-\tan \phi \tan \delta) \quad (2.2)$$

De declinatie is de hoek die de straling van de zon maakt met het equatorvlak. Deze is te berekenen in onderstaande formule 2.3. Hierin is (n) de n -de dag van het jaar.

$$\delta = 23.45 \sin \left(360 \frac{284 + n}{365} \right) \quad (2.3)$$

Nederland ligt tussen breedtegraad 50,75° NB en 53,50° NB.

Nu is met bovenstaande formules het aantal daglichturen op een datum te bepalen. Op 21 juni, de langste dag van het jaar, is dat 16 uur en 16 min. op 50,75° NB en 16 uur en 47 min. op 53,50° NB. Op 21 december, de kortste dag van het jaar is dat respectievelijk: 7 uur en 44 min. en 7 uur en 13min.

Zonsopgang en zonsondergang worden bepaald door de helft van het aantal daglichturen bij zonnetijd 12uur op of af te trekken:

Op 21 juni komt de zon in Delft (52,00° NB, 4,37° OL) om 05:28 uur standaardtijd en gaat om 21:58 uur onder. Voor de zonnetijd is dat voor beide tijden 1 uur en 43 min. eerder. Op 21 december komt de zon in Delft op om 8:58 uur en gaat om 16:28 uur onder. Voor de zonnetijd is dat 43min eerder.

Met het computerprogramma Sun path chart programm [<http://solardat.uoregon.edu>] zijn de zonnebanen uit te rekenen voor iedere gewenste locatie.

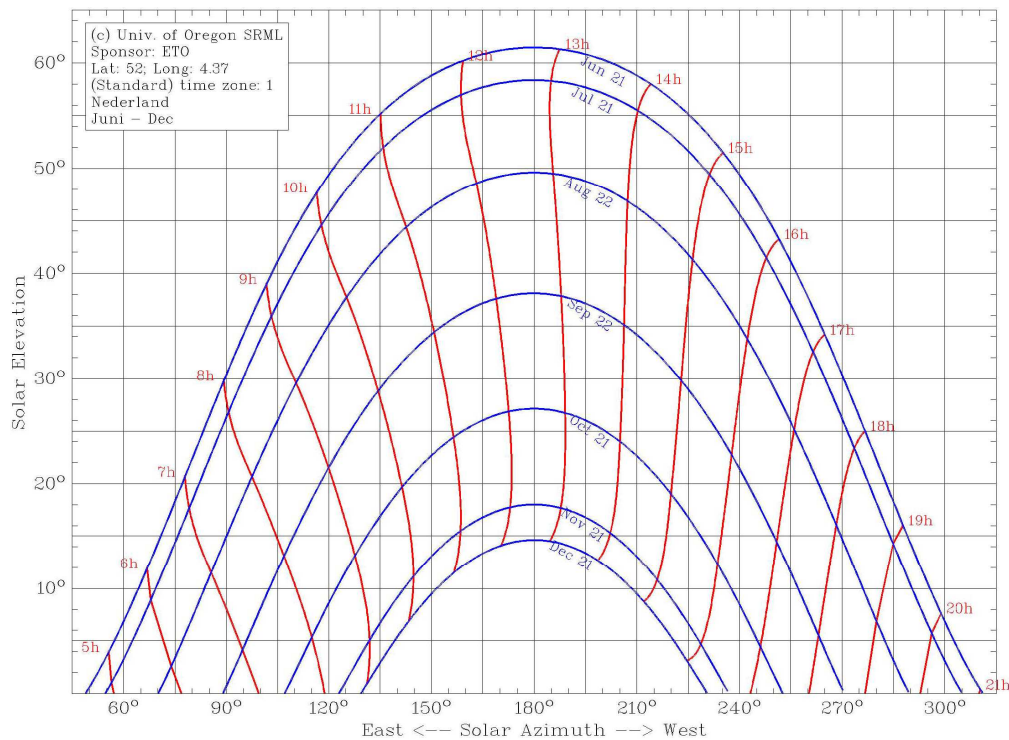


Fig. 2.11 Zonnebaan voor Nederland, standaardtijd, Juni-December

Hieruit zijn alle verschillende zonnestanden af te lezen op verschillende data en tijdstippen. De azimuthhoek (γ) van zonsopgang en zonsondergang is af te lezen. Daarnaast zijn zoninvalshoeken (α) voor verschillende tijden af te lezen. In Delft komt op 21 december de zon op bij een azimuthhoek van 129° en gaat bij 231° onder. De hoogste zoninvalshoek die dag is 14.5° . Op 21 juni is dat 62° en komt de zon bij een azimuthhoek van 49° op en gaat bij 311° onder. De figuren 2.12 en 2.13 verduidelijken de zonnebanen.

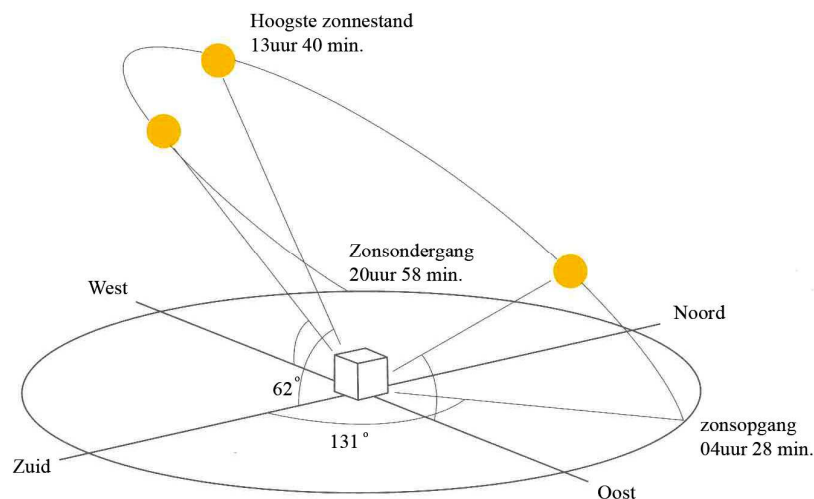


Fig. 2.12 Zonnebaan voor Nederland, standaardtijd, 21 juni

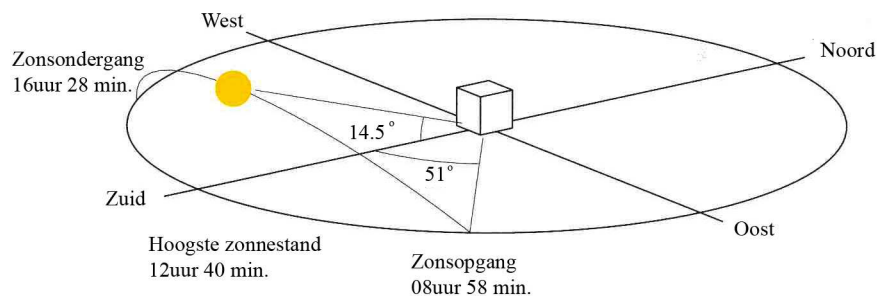


Fig. 2.13 Zonnebaan voor Nederland, standaardtijd, 21 december

3.3 Analyse van een buitenzonwering-systeem

In deze paragraaf wordt een bijzonder zonweringsysteem beschreven en geanalyseerd om meer inzicht in de bouwkundige aspecten hiervan te krijgen.

Het kantoorgebouw van Grünewald GmbH in Bocholt, Duitsland, heeft een bijzonder zonweringsysteem van Colt.

Matglazen lamellen kunnen via hun horizontale assen in iedere gewenste positie geplaatst worden. De lamellen worden door een computer elektronisch aangestuurd. Afhankelijk van de positie van de zon en weersgesteldheid, bepaalt de computer de optimale stand van de lamellen.



Fig 2.14 Buitenzonweringsysteem van Colt, kantoorgebouw van Grünewald GmbH te Bocholt (D.)

In de volgende schematische tekeningen worden de verschillende onderdelen en het besturingssysteem verduidelijkt .

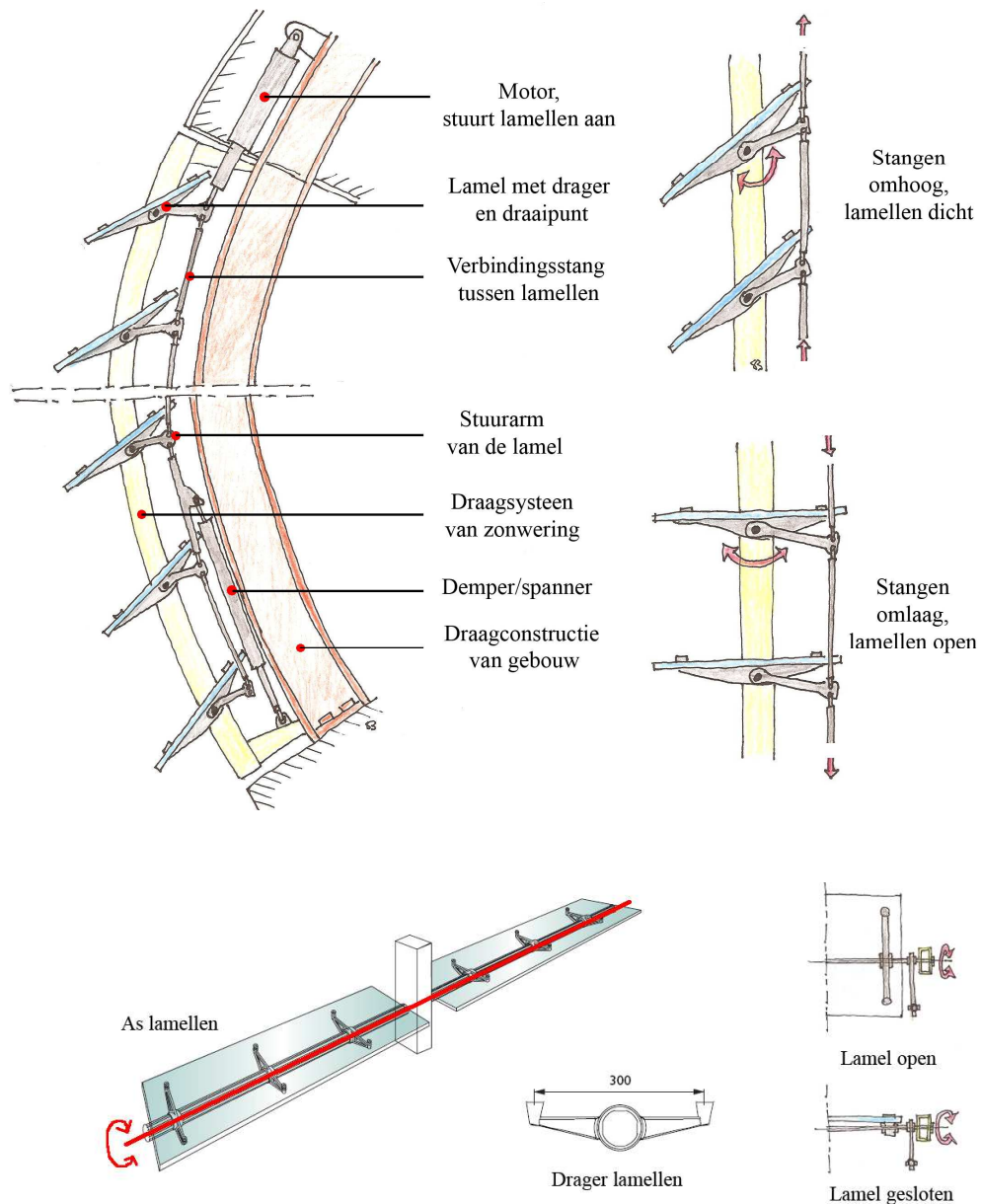


Fig. 2.15 Schematische weergaves van het zonweringsysteem van Grünewald te Bocholt

Lamellen van 2.4m zijn scharnierend tussen metalen kokerprofielen gemonteerd. Deze lamellen zijn via verbindingsstangen aan elkaar verbonden waardoor zij allemaal de zelfde stand krijgen wanneer zij door de motor aangestuurd worden.

3.4 Mogelijkheden voor de PV-wirefree zonwering

In dit hoofdstuk wordt gekeken naar de mogelijkheden van integreren van PV-cellen in de beschreven zonweringsystemen. Er zal uiteindelijk een keuze gemaakt worden in het systeem dat voor de PV-wirefree zonwering gebruikt zal worden.

Draaibare lamellen als buitenzonwering bieden goede integratiemogelijkheden. De lamellen kunnen voldoende oppervlak hebben om een goede PV-string in te configureren. Door de mogelijkheid van draaien kunnen de PV-cellen zich in bepaalde mate aan de stand van de zon aanpassen, waarmee extra energie opgewekt kan worden.

De afmetingen van vaste lamellen kunnen geschikt zijn om een PV-string in op te nemen. Bij horizontale vaste stand is de opbrengst aanzienlijk minder dan wanneer de lamellen meer op de zon gericht zijn. De lamellen moeten op voldoende afstand boven elkaar geplaatst zijn om te voorkomen dat de lamellen elkaar beschaduen bij een hogere zonnestand.

Buitenjaloezieën met PV-cellen in de lamellen geïntegreerd, zullen alleen energie opwekken wanneer zij niet opgetrokken zijn. Doordat de lamellen dicht op elkaar zitten zullen de lamellen elkaar beschaduen. Bovendien zal het integreren van PV-cellen technisch ingewikkeld zijn en een arbeidsintensieve productie opleveren. Hierdoor is het voor dit zonweringsysteem niet erg geschikt om PV-cellen te integreren.

Verticale lamellen worden voornamelijk bij een oost- of west oriëntatie gebruikt. PV-cellen geïntegreerd met deze lamellen zullen dus slechts een dagdeel rechtstreeks zonlicht ontvangen, wat de opbrengst aanzienlijk verlaagt. Daarnaast zullen de lamellen elkaar een groot deel van de dag beschaduen. Hierdoor is het ongeschikt om PV-cellen met verticale lamellen te integreren.

Een vaste bovenliggende zonwering biedt wel mogelijkheid tot integratie. Doordat er per verdieping één uitstekend zonweringelement is, zullen de verschillende elementen elkaar niet snel beschaduen. Als dit element uit verschillende lamellen opgebouwd is, zoals in het voorbeeld van fig.x, beschaduen de lamellen elkaar wel het grootste deel van de tijd.

Een beweegbare bovenliggende zonwering met PV-cellen zal een hogere opbrengst hebben dan een vaste. Door de draaibaarheid is de toepassing van lamellen ook mogelijk zonder dat deze elkaar beschaduen.

Ondanks dat de mogelijkheden met flexibele PV-cellen steeds groter zijn, zal het herhaaldelijk op- en afrollen van een zonwerend screen de levensduur van de PV-cellen verkorten. Een screen kan op iedere gewenste stand uitgedraaid worden. Bij het integreren van PV-cellen in een screen zal gezorgd moeten worden dat er slechts een aantal verschillende standen mogelijk is waarbij alleen complete strings belicht worden.

Binnenzonweringen bieden minder mogelijkheden tot integratie van PV-cellen. Doordat zij zich achter glas bevinden wordt de hoeveelheid invallend zonlicht verminderd. Bovendien zijn binnenzonweringen gedurende een relatief grote periode in het jaar niet op de zon gericht maar opgerold of ingeschoven. Hierdoor zal de opbrengst laag blijven.

4 Kantoorgebouwen

4.1 Kantoren

Kantoorgebouwen bestaan er in bijzonder veel verschijningsvormen en afmetingen. De interne opbouw in plattegrond kan daarin heel veel variëren. Er wordt hier echter gekeken naar overeenkomsten binnen kantoorgebouwen en met name gevelsystemen. Met die kennis kan een zonweringsysteem ontwikkeld worden dat in veel gevallen inzetbaar kan zijn. Figuur 3.1 toont enkele verschillende moderne kantoorgebouwen. Het te ontwikkelen zonweringsysteem zal voor dergelijke kantoorgebouwen geschikt kunnen zijn.



Fig. 3.1 Enkele moderne kantoorgebouwen

Kenmerkend voor veel kantoorgebouwen zijn de individuele kantoorvertrekken die langs de gevel liggen met in het midden van het gebouw de nevenfuncties en verkeersroutes. In figuur 3.2 is dit te zien in de opbouw van 2 plattegronden en een schematische doorsnede van willekeurige kantoorgebouwen.

Bij moderne kantoorgebouwen vormen complete verdiepingen ook vaak grote kantoortuinen waarin geen losse vertrekken te onderscheiden zijn. Individuele werkplekken worden daar door tussenwanden of schotten afgebakend.

Gedurende de levensloop van een kantoorgebouw kan de plattegrondindeling nog wel eens wisselen.

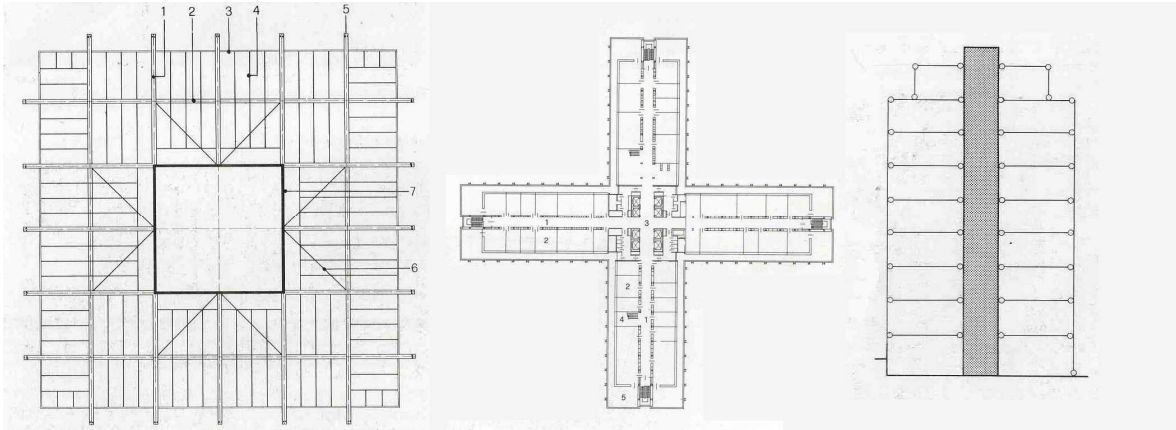


Fig. 3.2 Voorbeeld van plattegronden en schematische doorsnede van kantoorgebouwen

4.2 Gevelsystemen voor kantoorgebouwen

Het belangrijkste bouwcomponent waarmee rekening gehouden moet worden bij de ontwikkeling van een zonweringsysteem is het systeem waar dit voor (of achter) geplaatst wordt en hoe dit opgebouwd en gemonteerd wordt. Dit is uiteraard de gevel. Deze komt weer in vele verschijningsvormen voor. Wanneer een zonweringsysteem wordt gebruikt is te verwachten dat in de gevel zelf veel glasvlakken verwerkt zijn. Naast het gevelsysteem is de draagconstructie waaraan de zonwering gemonteerd wordt belangrijk.

De bouwwijze van kantoorgevels kan ingedeeld worden in het monteren van veel kleine elementen op de bouw totaan het monteren van zeer weinig heel grote componenten. Onderstaande figuur geeft de verschillende mogelijkheden schematisch aan.

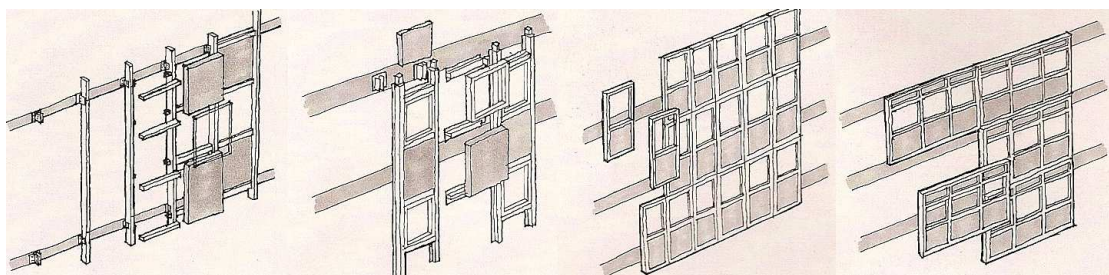


Fig. 3.3 Gevelopbouw v.l.n.r.: in stijl- en regelwerk, ladderbouwwijze, componentenbouwwijze en supercomponentenbouwwijze.

De trend door de jaren heen is om steeds grotere prefab elementen in één keer te monteren dit is minder arbeidsintensief op de bouwplaats. De prefab elementen kunnen in geconditioneerde omstandigheden gefabriceerd worden.

Figuur 3.4 toont een voorbeeld van de opbouw van gevelsystemen zoals die tegenwoordig veel tot stand komen. Grote prefab gevelelementen worden op hun plek

gehesen en kunnen snel bevestigd worden aan de achterliggende vloerranden of balken.



Fig. 3.4 Montage van gevelelementen

4.3 Maatsystemen

Van belang voor de ontwikkeling van een zonweringsysteem is het maatsysteem van de gevel waarop de zonwering gemonteerd wordt. Het zonweringsysteem dient dus een logisch maatsysteem te hebben dat aansluit op gebruikelijke maatsystemen.

Maatsystemen binnen de bouw zijn veelal gebaseerd op een herhaling van een maat die een veelvoud van 30 cm is.

De grootste herhaalde maat van een maatsysteem is die van de hoofddraagconstructie. Dit is de beukmaat. Voor kantoorgebouwen is 5.4m tot 7.2m een gebruikelijke maat met alle tussenmaten van een veelvoud van 30cm. Deze beukmaat herhaalt zich in de plattegrond van het gebouw.

Binnen de beukmaat vindt vaak ook een herhaling plaats die in de gevel zichtbaar is. Een maatsysteem van 5 x 1.2 m in een beukmaat van 6.0 m of 6 x 0.9 m binnen 5.4 m zijn voorbeelden van een maatsysteem. In figuur 3.5 is de opbouw van enkele maatsystemen schematisch te zien.

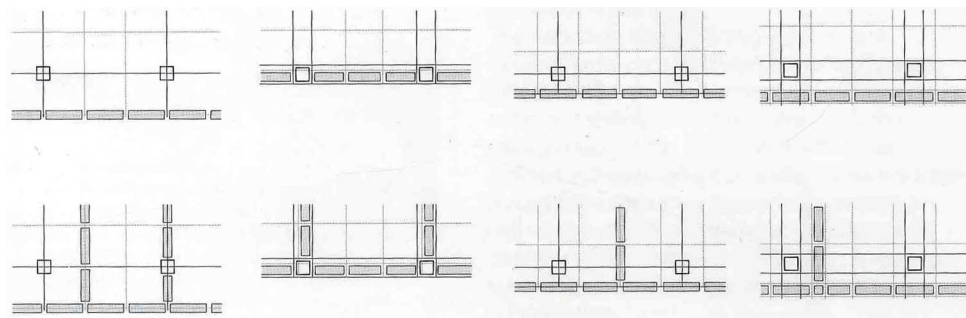


Fig. 3.5 Schematisering van verschillende maatsystemen

Prefab gevelsystemen hebben vaak afmetingen die gemakkelijk te transporteren zijn. Vaak zijn deze een verdieping hoog en hebben een breedte van bijvoorbeeld 1.8m, 2.4m, 3.6m of een ander veelvoud van 30cm.

De verdiepingshoogte van huidige kantoorgebouwen varieert ongeveer van 3.0m tot 3.6m waarbij deze hoogte iedere maat kan hebben (dit hoeft geen veelvoud van 30cm te zijn).

De vloerdikte is bij een betonnen vloer ongeveer $1/30^e$ van de overspanning. Dit is 24cm bij een overspanning van 7.2m. Tussen de vloer en een verlaagd plafond is ruimte voor luchtkanalen en elektriciteitsleidingen. Deze kunnen ook in een computervloer omgenomen zijn. Steeds vaker ontbreekt ook een verlaagd plafond en zijn kanalen en leidingen in het zicht netjes weggewerkt. Hiermee kan de verdiepingshoogte gereduceerd worden.

4.4 Maatsysteem van de PV-wirefree buitenzonwering

Het PV-wirefree zonweringsysteem zal binnen dit afstudeerproject voor een willekeurig maatsysteem ontwikkeld worden. Hierbij zal aangegeven worden met welke aanpassingen het systeem voor andere maatsystemen geschikt zal zijn.

Voor de traveemaat van 3.6m breed bij een verdiepingshoogte van 3.2m zal de PV-wirefree zonwering ontwikkeld worden. Deze traveemaat wordt in de gehele gevel gehaald.

Hierbij wordt het zonweringsysteem niet ontwikkeld in combinatie met een specifiek gevelsysteem. Het zal geschikt moeten zijn om gemakkelijk met een gevelsysteem geïntegreerd en gemonteerd te kunnen worden.

Onderstaand schema verduidelijkt de het maatsysteem waarvoor het zonweringsysteem in de eerste plaats ontwikkeld zal worden.

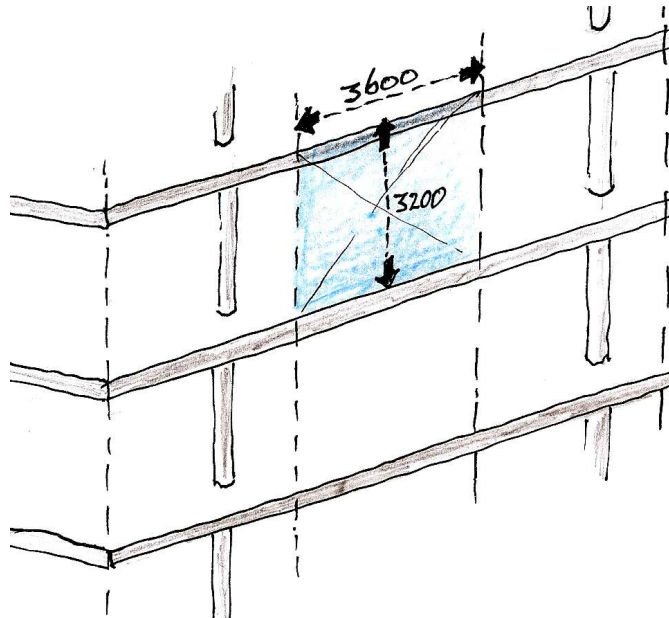


Fig. 3.6 Maatsysteem voor de PV-wirefree buitenzonwering

5 PV-energie

5.1 Duurzame energie

De mens gebruikt een grote hoeveelheid energie per dag. Hij gebruikt energie om huizen te verwarmen, om zich voort te kunnen bewegen per auto, trein of vliegtuig, om gebouwen te verlichten en om van alles te kunnen produceren. Een gemiddelde wereldburger gebruikte in 1890 5800 kWh per jaar. Dat steeg tot 20200 kWh in 1970 en is daarna, sinds de oliecrisis gedaald naar 19000 kWh per jaar vandaag de dag. [Zeman M.; Solar Cells; Delft, 2005].

De huidige energieconsumptie in de wereld is tot nu toe voor het overgrote deel gebaseerd op energie uit fossiele brandstoffen. In het begin van de 20^e eeuw waren kolen de grootste energiebron. In de tweede helft van de 20^e eeuw kwamen daar olie en gas bij als voornaamste energiebronnen met daarnaast nucleaire energie. De grote toename van energiegebruik is te danken aan de maatschappelijke vooruitgang en welvaart van de laatste eeuw(en).

Toch is al decennia lang bekend dat de energievoorziening niet tot in de lengte der dagen zo kan zijn als die nu is: de hoeveelheid fossiele brandstof is eindig en de bronnen raken uitgeput.

Daarnaast en minstens zo belangrijk is het feit dat het gebruik van fossiele brandstoffen ernstige milieuvervuiling met zich meebrengt. Bij de omzetting van fossiele brandstoffen komt onder ander koolstofdioxide vrij, wat voor het broeikaseffect zorgt. Hierdoor kunnen grote klimaatveranderingen ontstaan. Om dit te voorkomen, moet de uitstoot van dit soort gasen in de toekomst ernstig beperkt worden.

Om de wereld leefbaar te houden moet de totale uitstoot van schadelijke gasen in 2050 de helft zijn van die van 1990 volgens het adviesorgaan van de Duitse regering [www.hollandsolar.nl]. Het totale energiegebruik zal dan vermoedelijk behoorlijk toegenomen zijn.

Een derde reden om de energievoorziening te veranderen is om de afhankelijkheid van buitenlandse leveranciers te verminderen. Veel energievoorraden bevinden zich in politiek minder stabiele regio's.

Het is niet ondenkbaar dat fossiele brandstoffen gebruikt kunnen worden zonder dat er (veel) schadelijke gasen worden uitgestoten. Auto's zijn al vele malen schoner (en zuiniger) dan 20 jaar geleden. Koolstofdioxide zou opgevangen kunnen worden en dan in de grond opgeslagen kunnen worden.

Maar al zou het probleem van schadelijke uitstoot opgelost worden, dan is er nog maar voldoende energie voor enkele decennia. Met het huidige gebruik en de huidige wereldbevolking misschien net iets langer.

Er is kortom reden genoeg om veel tijd, geld en energie te investeren om in de toekomst voorzien te blijven van energie.

Het gebruik van duurzame energie biedt de oplossing voor de problemen. Duurzame energie is schone energie die altijd voorradig is. De energie komt van onuitputtelijke bronnen zoals zon, water, wind, biomassa en aardwarmte. Zonder de uitstoot van stoffen die de lucht verontreinigen en het klimaat veranderen, zodat toekomstige

generaties ook in hun behoeften kunnen voorzien. Het is echter nog niet gemakkelijk om de opwekking hiervan rendabel maken ervan.

Regeringen geven miljoenen uit aan de ontwikkeling van schone duurzame energie. Ook hebben bedrijven als BP en Shell al veel onderzoek gedaan naar de ontwikkeling van duurzame energietechnieken zoals PV-systemen om zo zonne-energie duurzaam te gebruiken. Huidige ontwikkelingen tonen aan dat duurzame energiesystemen, zoals zonne-energiesystemen, meer en meer in ons dagelijkse leven een rol zullen gaan spelen. Shell heeft in 1997 een scenario gemaakt voor de wereldenergievoorziening in de 21^e eeuw, te zien in onderstaand figuur.

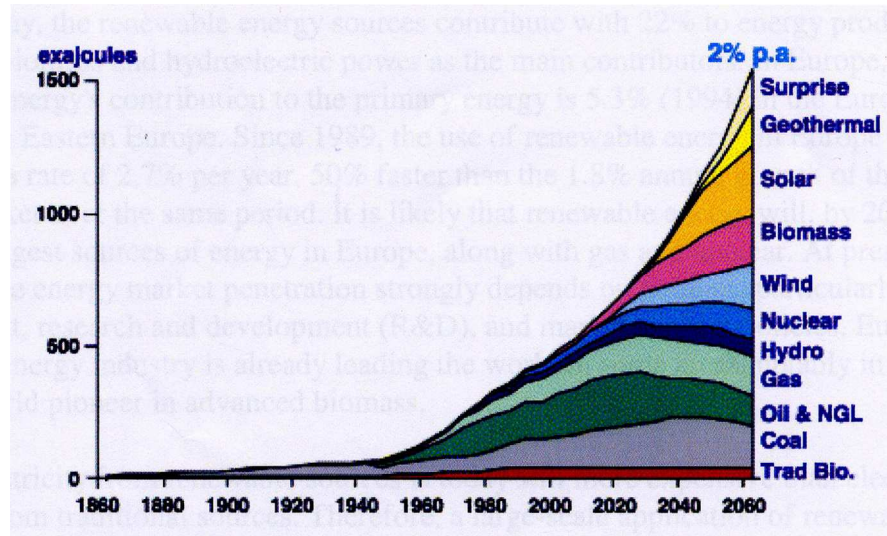


Fig. 4.1 Voorspelling van de wereldenergievoorziening tot 2060 van Shell [www.shell.com]

Te zien is dat voor de toekomst verwacht wordt dat de energievoorziening vele verschillende bronnen heeft. Hierin lijkt zonne-energie vanaf 2020 snel een steeds groter aandeel te krijgen.

5.2 Duurzame energie in Nederland

Duurzame energie is een belangrijk onderwerp in het nieuwe regeerakkoord van 2007. Duurzame energie bestaat in Nederland voornamelijk in de vorm van elektriciteit (ook wel groene stroom genoemd). Het aandeel van biobrandstoffen in Nederland is nog erg laag, terwijl dit in sommige andere Europese landen, zoals Duitsland veel groter is.

De duurzaam opgewekte (groene) elektriciteit komt van een aantal verschillende bronnen. In figuur 4.2 staat de samenstelling van de herkomst van onze groene elektriciteit.

Het grootste aandeel heeft biomassa. Door de verbranding van biomassa wordt elektrische energie opgewekt. Maar er is ook een aanzienlijk deel windenergie en er bestaat zelfs groene stroom uit waterkracht in Nederland. Onder 'overig' vallen onder meer energie uit gft-afval of van PV-panelen. Naast deze groene elektriciteit uit eigen land, wordt bijna dezelfde hoeveelheid uit het buitenland gehaald.

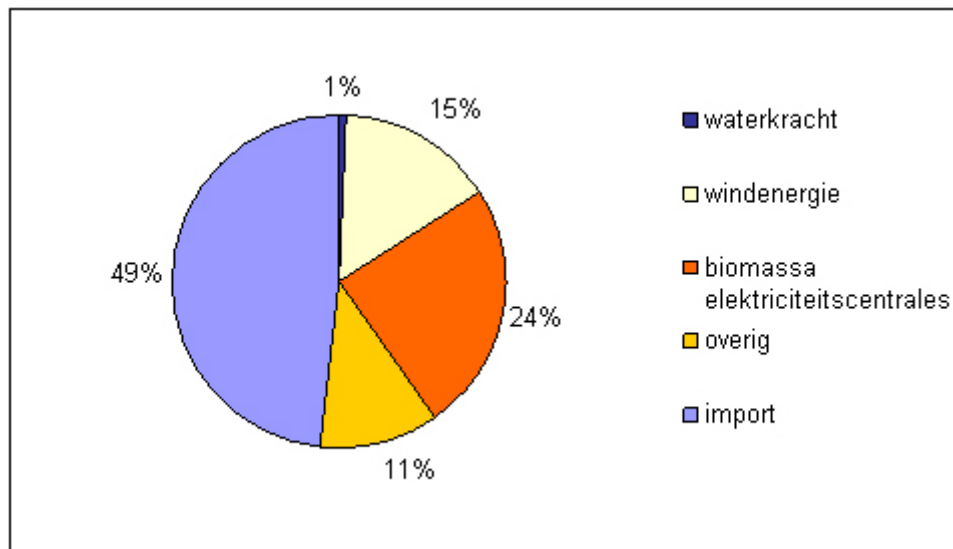


Fig. 4.2 Samenstelling en herkomst van groene elektriciteit die in 2004 in Nederland werd verbruikt.

Ongeveer 2.4% van het totale energieverbruik in Nederland werd opgewekt door duurzame energiebronnen in 2005. [www.duurzame-energie.nl]

De totale bijdrage van PV-energie aan duurzame energie in Nederland was slechts 0.4% in 2006. [www.energieplatform.nl]

In het nieuwe regeerakkoord zijn nieuwe streefwaarden opgenomen betreffende het milieu en energiegebruik in 2020. In tabel 4.1 zijn ze te zien samen met de voorstellen van de Europese commissie.

Onderwerp	Regeerakkoord NL	Voorstellen Europese Commissie
Klimaat (broeikasgas-Reductie) 2020 t.o.v. 1990	-30%	-20% unilateraal, -30% als andere ontwikkelde landen meedoen
Energiebesparing	2% per jaar	2.7% per jaar (2007-2020)
Duurzame energie (2020)	20% van het totale energiegebruik	20% van het totale energiegebruik

Tab. 4.1 Streefwaarden voor klimaat en energie in regeerakkoord en voorstellen EC [**Milieu- en natuurplanbureau**]

Om deze doelstellingen te bereiken is duidelijk een trendbreuk nodig. Trendmatig zal de emissie van broeikasgassen in Nederland in 2020 met 15% gestegen zijn t.o.v. 1990. De jaarlijkse energiebesparing zal 1% zijn en het aandeel van duurzame energie in 2020 zal 6-7% zijn. De ontwikkelingen binnen de duurzame energiewereld worden de komende jaren dus steeds belangrijker.

Duurzame energie is (zonder subsidies van de overheid) meestal duurder dan energie uit fossiele bronnen. Door het verder ontwikkelen van technieken om duurzame energie op te wekken, samen met de stijgende olieprijs en de stimulans van regeringen, kan het opwekken van deze duurzame energie al snel gaan concurreren met de prijzen van energie uit fossiele brandstoffen.

Enkele jaren geleden gaf de overheid nog aanzienlijke subsidie op PV-systemen, waardoor de prijs van deze groene stroom kon concurreren met de prijs van gewone stroom. In 2004 is deze subsidie (grotendeels) afgeschaft.

5.3 PV-energie, feiten en getallen rondom PV

Deze paragraaf is bedoeld om enig inzicht in feiten en getallen rondom PV-energie te krijgen.

PV is de Engelse afkorting van PhotoVoltaic. PV-energie is duurzaam opgewekte elektrische energie, opgewekt door PV-cellen of -panelen. Zonlicht (Photo) wordt daarin omgezet in elektriciteit (Voltaic). PV-cellen worden ook wel zonnecellen genoemd.

Een belangrijke meetwaarde van PV-cellen, -panelen en -systemen is het vermogen ervan. Het vermogen wordt gemeten in W_p (watt-peak) of kW_p . Met deze waarde wordt het vermogen aangegeven dat een installatie onder standaard testcondities (STC) levert. Deze omstandigheden zijn bij een bezonning van 1 kW per m^2 bij 25°C paneeltemperatuur.

PV-systemen kunnen tegenwoordig gemakkelijk een elektrisch vermogen tot $100 W_p/\text{m}^2$ -PV-paneel.

PV-cellen hebben momenteel een omzettingsrendement van ongeveer 6-16% van de invallende zonne-energie.

Losse PV-panelen hebben vaak een spanning van tussen de 12 en 48 volt. Afhankelijk hoeveel panelen binnen een PV-systeem geschakeld worden, kan de systeemspanning oplopen tot spanningen rond de 500 volt.

Ondanks de noordelijke ligging van Nederland (50-53 graden noorderbreedte) en ondanks ons klimaat, ontvangen we in ons land voldoende energie van de zon om PV-panelen met een aanzienlijke opbrengst te kunnen gebruiken. In Nederland is de instraling van de zon (beschikbare hoeveelheid zonne-energie) jaarlijks ongeveer 1000 kWh per m². In droge woestijngebieden gaat de instraling naar 2500 kWh/m². De instraling in Nederland in de zomermaanden is ongeveer 7 keer zoveel als in de wintermaanden. Dat komt door de lage zonnestand en het slechtere weer in de winter.

Een netgekoppeld systeem levert in Nederland bij een redelijk goede oriëntatie jaarlijks globaal 0.75 tot 0.85 kWh per W_p.

In Nederland verbruikt een gemiddeld huishouden 3400 kWh per jaar. Om dit vanuit PV-panelen te leveren zou dus ongeveer 43m² per huishouden nodig zijn. De kosten van elektriciteit zijn voor huishoudens momenteel 22ct./kWh, voor de industrie ligt dat wat lager.

De laatste jaren groeit de productie van PV met 33% per jaar. De kosten van PV-panelen dalen met 20% bij een verdubbeling van de cumulatieve productie ervan.

Huidige PV-systemen kosten rond de € 5,00/ W_p.

De levensduur van PV-panelen is ongeveer 20 tot 30 jaar.

5.4 PV-cellen en PV-panelen

PV-cellen zijn dunne plaatjes materiaal wat een halfgeleider wordt genoemd. De energie van de zon, bestaande uit fotonen, wordt hierin omgezet in elektrische energie. Er ontstaat een spanningsverschil tussen de voor- en achterkant van de cel.

De PV-cellen zijn meestal ongeveer 15 x 15 cm. of 12 x 12 cm. Of 10 x 10 cm. Over de beide zijden lopen elektrische contacten in de vorm van dunne metalen lijntjes. Tussen beide contacten loopt bij bestraling een elektrische stroom die benut kan worden en zo elektrisch vermogen levert.

Een enkele PV-cel heeft een zeer lage spanning, in de orde van grote van 0,3 – 0,6(V). Om deze bruikbaar (in de bebouwde omgeving) te maken en tegen weersinvloeden te beschermen worden ze in een PV-paneel of –laminaat samengevoegd. In figuur 4.3 zijn 3 verschillende PV-panelen te zien.

In een PV-paneel zijn vaak 36 (4 bij 9) of 72 (6 bij 12) cellen in serie geschakeld en leveren zo een bruikbare spanning vaak 12(V), 24(V) of 48(V). Panelen zijn er ook in vele andere maten en aaneenschakelingen. Technisch zijn vele denkbare schakelingen mogelijk. Door meerdere panelen elektrisch te schakelen ontstaat een PV-systeem met een bepaald nominaal vermogen.

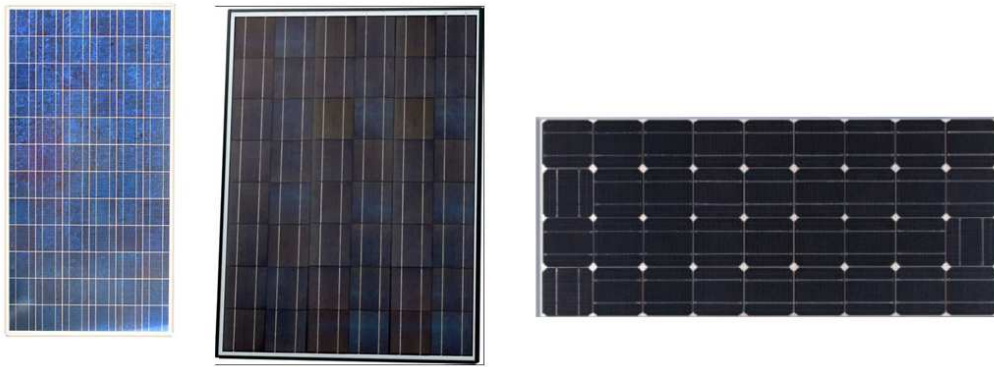


Fig.4.3 3 verschillende PV-panelen

In de bebouwde omgeving worden tot nu het meest de oceaanblauwe multikristallijn silicium PV-cellen toegepast in PV-panelen. Andere kleuren zijn ook mogelijk, maar sterk van blauw afwijkende kleuren hebben een slechter rendement. Bovendien moeten ze apart worden gemaakt, waardoor ze duurder zijn. Het rendement van deze cellen ligt momenteel tussen de 12% en 15%.

Naast de multikristallijne silicium PV-cellen worden ook monokristallijne silicium cellen veel toegepast (met een rendement tussen 13% en 16%) en amorf silicium cellen in iets minder mate (huidig rendement tussen 6% en 8%). Deze zijn donkerblauw tot bijna zwart of bruin.

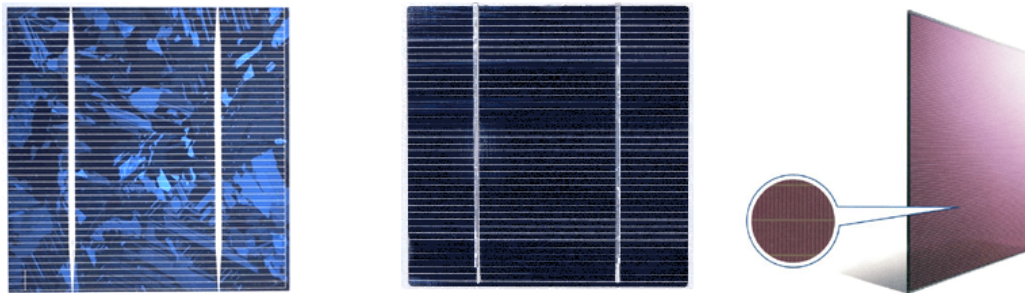


Fig. 4.4 Links een multikristallijn silicium PV-cel, in het midden een monokristallijn silicium PV-cel en rechts een amorf silicium PV-cel.

Er bestaan nog enkele andere soorten die nu in de bebouwde omgeving nog weinig gebruikt worden maar waar wel toekomst in kan zitten.

3 generaties PV-cellen

De PV-cellen die nu toegepast worden, worden wel de eerste generatie PV-cellen genoemd. Een aantal bedrijven houdt zich bezig de ontwikkeling van dunne-laag-PV-cellen, die efficiënt en snel geproduceerd kunnen worden, in een massaproductieproces. Dit wordt de tweede generatie PV-cellen genoemd. In deze tweede generatie PV-cellen moeten de kosten van de PV-technologie flink verlaagd worden.

Er worden nu al amorf silicium PV-cellen als dunne-laag-PV-cellen toegepast maar de productie ervan is nog niet zoals voor tweede generatie PV-cellen bedoeld wordt. Het grote voordeel van de tweede generatie PV-cellen komt omdat tot slechts enkele

procenten van de materiaaldikte van de huidige cellen nodig is. De efficiëntie van deze amorf silicium cellen is nu nog relatief laag (6-8%).

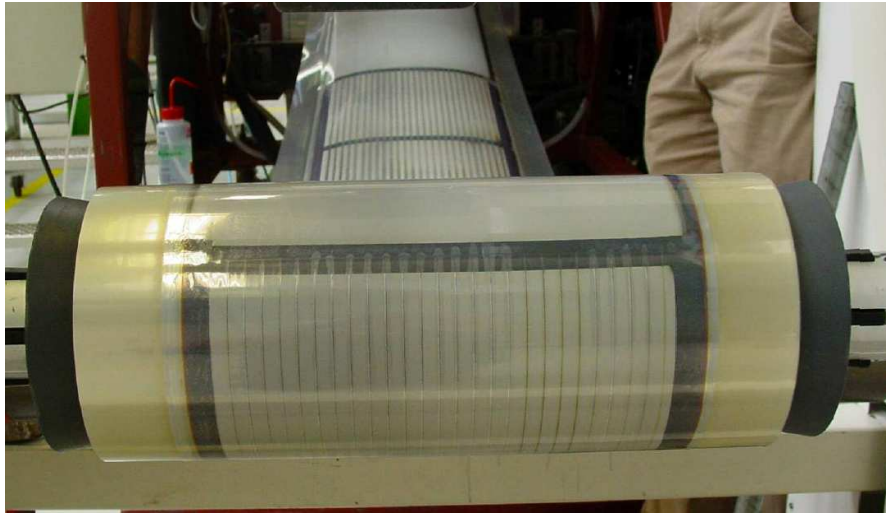


Fig. 4.5 Pilot-productie dunnelaag PV-cellen (Helianthos) [senternovem.nl]

De derde generatie PV-cellen zal erop gericht zijn om de efficiëntie van de cellen te verhogen. Dus om dichterbij het theoretisch haalbare omzettingsrendement te komen, dit ligt vele malen hoger dan het huidige rendement. Daardoor zullen ook de kosten per W_p weer verlaagd worden.

5.5 De werking van PV-cellen

Foto-voltage-technologie is de technologie die zonnestraling omzet in elektrische energie, stroom dus. Het fotonvoltaïsche effect is voor het eerst waargenomen door Henri Becquerel in 1839. De PV- of zonnecellen leveren gelijkstroom.

Zonnecellen worden gemaakt van halfgeleiders. Halfgeleiders zijn materialen die in vergelijking met geleiders maar weinig vrije elektronen bezitten. Metalen zijn geleiders, zij geleiden gemakkelijk stroom of warmte. Verder bestaan er isolatoren, dat zijn materialen die geen vrije elektronen bezitten. De meeste zonnecellen zijn van silicium (Si) gemaakt.

Halfgeleiders hebben echter het kenmerk dat zij fotonen uit licht kunnen absorberen. Hierdoor worden elektronen vrij gemaakt en ontstaan gaten in de atomen van de halfgeleider. Om van dit effect gebruik te maken moet de zonnecel uit twee lagen bestaan. Beide lagen bestaan uit silicium waaraan andere atomen zijn toegevoegd. Door deze toegevoegde atomen ontstaan er gemakkelijker vrije elektronen door de opgenomen fotonen en ook elektronengaten.

Aan de ene laag silicium worden atomen toegevoegd die een valentie-elektron te veel bezitten. Aan de andere laag worden juist atomen toegevoegd die een valentie-elektron te weinig bezitten. In het grensgebied van beide lagen concentreren de vrije elektronen zich in de ene laag en de elektronengaten zich in de andere. Hierdoor ontstaat er tussen de twee lagen een potentiaalverschil, een elektrisch veld. In de bovenste laag silicium concentreren zich de elektronengaten en in de onderste laag de

vrije elektronen. Wanneer nu beide lagen geleidend met elkaar verbonden worden, willen de vrije elektronen de elektronengaten gaan opvullen. Er is nu een stroomkring ontstaan. Door een elektrisch apparaat in deze stroomkring op te nemen, kan de opgewekte elektrische energie gebruikt worden.

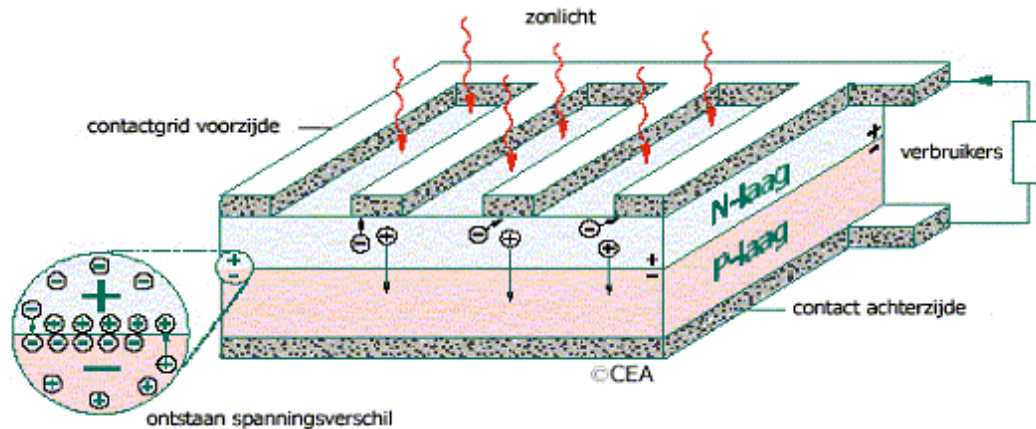


Fig. 4.6 de werking van de PV-cel [www.energiwereld.nl]

Theoretisch is het voor zonnecellen mogelijk om een omzettingsrendement van 85% te halen. In de praktijk zal dan echter op termijn een percentage van 30 a 40% haalbaar zijn [www.hollandsolar.nl]. Dit is een verdubbeling van wat nu het omzettingsrendement is van commercieel verkrijgbare PV-cellen.

5.6 Productie en opbouw van PV-cellen en PV-panelen

Productie van silicium

De verschillende soorten PV-cellen hebben allen een verschillende productiemethode. Monokristallijn silicium PV-cellen worden gemaakt van hele dunne plakken (ook wel wafers genoemd) die van een groot siliciumkristal gezaagd zijn. Dit grote kristal wordt gemaakt door een ronde staaf heel langzaam uit vloeibaar zuiver silicium te trekken (figuur 4.7). Door langzaam te trekken kunnen de atomen zich netjes rangschikken zodat er bij het afkoelen één groot kristal ontstaat. Deze techniek geeft de cellen het beste rendement: 13 tot 16% van het invallende licht wordt naar elektriciteit omgezet.



Fig. 4.7 Monokristallijne silicium staaf [www.ecn.nl]

Multikristallijn silicium wordt uit vloeibaar silicium gegoten. Bij het stollen vormen zich meerdere kristallen die de PV-cellen het kenmerkende uiterlijk geven. Deze productietechniek is iets eenvoudiger en daardoor wat goedkoper dan die van monokristallijn silicium. De opbrengst ligt een fractie lager (12 tot 15%).

Amorf silicium PV-cellen zijn dunne-laag PV-cellen en worden gemaakt met een opdamptechniek. Door deze techniek is de productie van de cellen aanzienlijk goedkoper, zeker bij massaproductie. Dit komt vooral doordat de laagdikte van het silicium slecht een paar procent is van de dikte van kristallijn silicium. Er is dus veel minder materiaal vereist. Het rendement is wel duidelijk lager en ligt tussen de 6 en 8%. De structuur van de cellen is amorf, er ontbreekt dus een kristalstructuur.

Elektrische opbouw PV-cellen

Tussen de voor- en achterzijde van de halfgeleider (het silicium) ontstaat een elektrisch potentiaal. Om een stroomkring in een PV-cel van de voor- naar de achterzijde te krijgen, moet een geleidend contactgrid aangebracht worden. Dit zijn de zilverkleurige lijnen die duidelijk op de voorkant van de cellen te zien zijn. Deze lijnen bestaan vaak uit aluminium, tin of zilver en worden als een soort print aangebracht.

Het is belangrijk dat dit grid goed geleidend aan de cel hecht en dat er een fijne verdeling over de cel ontstaat. De fijne verdeling is belangrijk omdat de halfgeleider grote elektrisch weerstand heeft en de elektronen dus moeilijk geleidt.

De achterzijde is aan een elektrisch geleidende folie gehecht (vaak een dunne aluminium laag). Zo bezit de cel in feite een positieve en een negatieve zijde.

De elektrisch geleidende lijnen op de cellen moeten voldoende doorsnede hebben om de opgewekte stroom van alle in serie aaneengeschakelde PV-cellen zonder te veel weerstand te kunnen transporteren.

Er bestaan ook transparante geleidende oxidelagen. Deze kunnen met de voorzijde van de cel verbonden worden. Deze geleidende laag laat niet al het licht door wat de prestatie van de cel beïnvloedt. Bij amorf silicium wordt deze methode wel toegepast, omdat dit silicium zeer grote elektrische weerstand heeft, veel groter dan kristallijn silicium. Door de volledige elektrisch geleidende laag is de weg voor de elektronen altijd kort en met zo min mogelijk interne weerstand.

De aaneenschakeling van losse PV-cellen in een paneel of laminaat is een arbeidsintensief proces. Het elektrische grid van de bovenzijde van een PV-cel moet elektrisch verbonden worden met de achterzijde van de vorige cel zoals in figuur 4.8 te zien is.

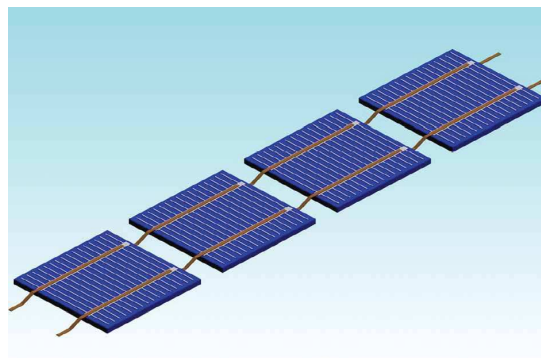


Fig. 4.8 Elektrische aaneenschakeling van PV-cellen

Er kunnen zoveel PV-cellen aaneengeschakeld worden tot het gewenste voltage is bereikt. De gebruikelijke aaneenschakeling van PV-cellen tot een module is door een veelvoud van 12 volt te krijgen maar andere voltages zijn net zo goed mogelijk. Binnen een enkel PV-paneel of -laminaat kunnen ook 2 of meer strings (dit is een serieschakeling) van PV-cellen parallel geschakeld worden. Zo ontstaat een lagere spanning en een hogere stroomsterkte. Een paneel kan zo gemakkelijk groter zijn bij gelijke spanning.

In onderstaande figuur zijn 4 mogelijke aaneenschakelingen van PV-cellen getoond. Voor een bepaalde cellenplattegrond zijn in principe verschillende elektrische schakelingen mogelijk zoals in de laatste 2 voorbeelden te zien is.

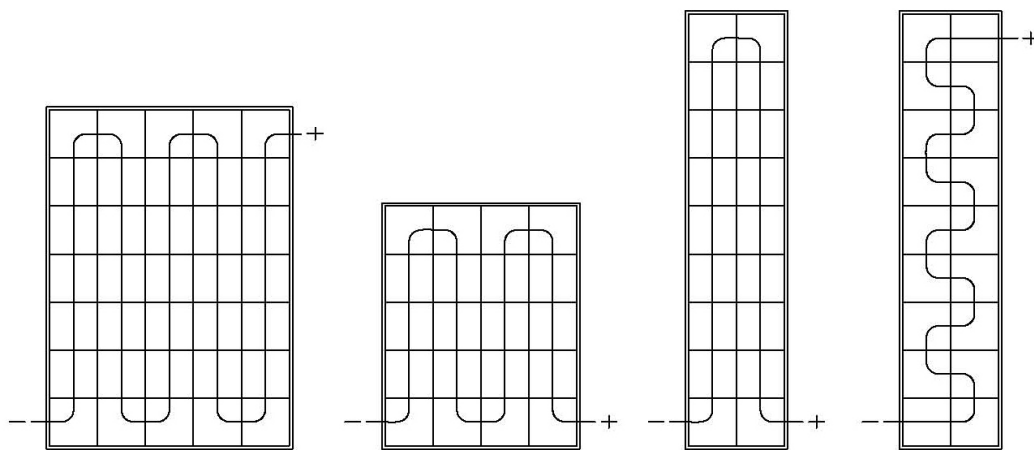


Fig. 4.9 Elektrische schakelingen binnen PV-panelen of -laminaten

De opbouw van PV-cel tot een PV-paneel komt tot stand door het elektrische grid van de voorzijde aan de achterzijde van de volgende PV-cel te solderen. Dit moet uiterst gecontroleerd gebeuren om niet te grote thermische spanningen in de cellen te krijgen. Hierdoor zijn de afmetingen van de individuele cellen beperkt doordat bij te grote cellen ook de doorsnede van het grid groter is. Dit veroorzaakt te grote thermische spanningen bij het solderen. Veel onderzoek wordt gedaan naar het spanningsvrij verbinden van de PV-cellen.

Een gebruikelijke opbouw tot een paneel of laminaat gebeurt door de string van PV-cellen tussen 2 lagen EVA (ethyleen vinyl acetaat) in te pakken. Dit gebeurt bij 150°C onder vacuümomstandigheden. EVA is een soort versmeltfolie. Aan één van de EVA-zijden komt een gehard glazen paneel en aan de andere zijde een tedlar laag (figuur 4.10).

Dit is de basis van een PV-paneel. Dit kan afgewerkt worden met aluminium omranding en met de benodigde elektrische bijproducten.

Het aantal en het soort cellen dat tot een string in serie geschakeld is, bepaalt de spanning (V) van het paneel (onder gestandaardiseerde omstandigheden). De stroomsterkte (I) wordt bepaald door het aantal strings dat parallel geschakeld wordt.

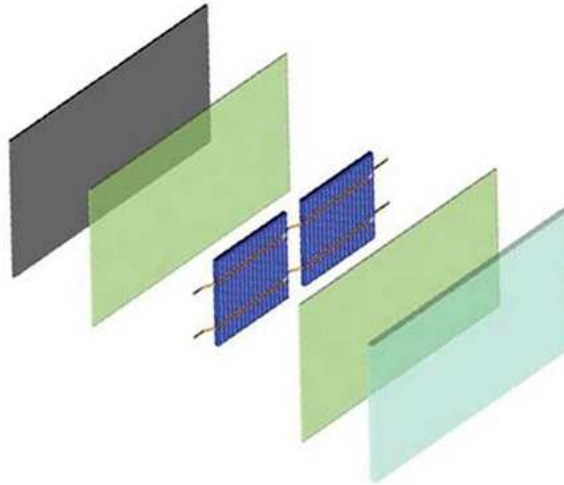
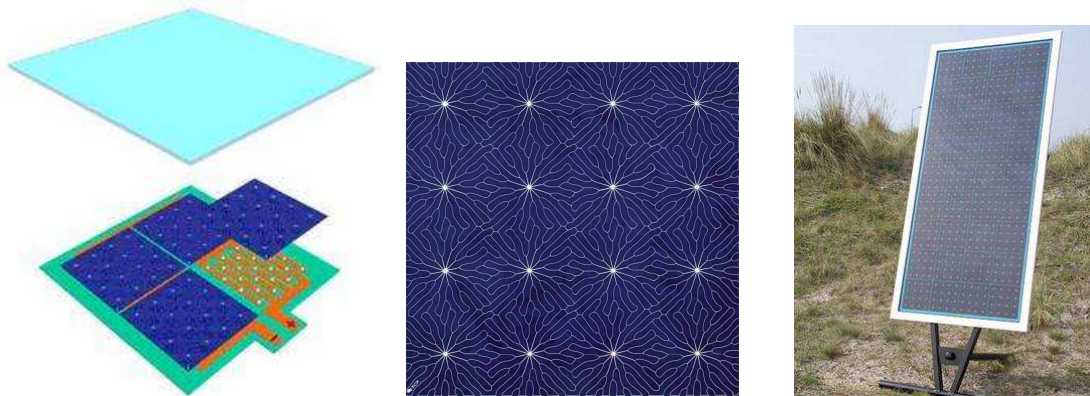


Fig. 4.10 Opbouw PV-laminaat

Back-contacted PV-cellen

Bij ECN is een PV-cel ontwikkeld waarin het elektrische grid anders loopt dan het gebruikelijke H-patroon zoals te zien in figuur 4.11. De PV-cel van ECN is 'back-contacted' waardoor een uniform uiterlijk van de PV-cel ontstaat. Het grid aan de bovenzijde leidt via verschillende gaatjes van de monokristallijne PV-cel naar de achterzijde van de cel. Hiervoor moet de cel aan de achterzijde verbonden worden met een laag waarop 2 grids door elkaar lopen. Een positief en een negatief grid. Op het linker onderstaande plaatje is dit dubbele grid te zien.

Fig. 4.11 De Back-contacted PV-cel, links opbouw, midden PV-cel, rechts PV-paneel [www.ECN.nl]

Niet alleen maakt het uniforme uiterlijk deze PV-cellen geschikt voor integratie in bouwelementen, de PV-cellen en -panelen zijn ook aanzienlijk gemakkelijker te assembleren omdat de elektrische contacten slechts aan één zijde gemaakt hoeven te worden. Daarnaast is er een enigszins hogere opbrengst doordat het grid minder oppervlakte inneemt. De individuele cellen kunnen nu ook groter gemaakt worden doordat het elektronische grid gemakkelijk een grotere doorsnede kan hebben (bredere geleidende strips) hierdoor heeft het grid een lagere weerstand en kan dus een grotere stroom geleiden.

Tandemcel

Er wordt momenteel ook gewerkt aan de ontwikkeling van tandemcellen (o.a. TU-Delft, DIMES). Dit zijn twee (of meer) verschillende PV-cellen op elkaar geplaatst. Beide cellen zijn gevoelig voor een (gedeeltelijk) verschillend lightspectrum. Hierdoor wordt de efficiëntie van de totale cel aanzienlijk verhoogd. Bij gebruik van deze cellen in de tweede generatie PV-cellen kan de nu nog relatief lage efficiëntie omhoog gehaald worden.

5.7 De werking van PV-systemen

Een PV-systeem wordt ook wel een PV-array genoemd. Een PV-array bestaat uit een elektrische aaneenschakeling van strings. Een string is een aantal PV-panelen dat in serie is geschakeld. (Een aaneenschakeling van PV-cellen in serie wordt eveneens een string genoemd). Het soort PV-paneel en het aantal per string levert een bepaalde (gewenste) spanning. Het aantal parallel geschakelde strings levert het gewenste nominale vermogen. In paragraaf 4.7.1 en 4.7.2 staan principeschema's van PV-systemen. Een inverter zet de stroom om naar de gewenste hoogte spanning.

PV-systemen kunnen in 2 soorten worden verdeeld: netgekoppelde en autonome systemen. Netgekoppelde systemen leveren de opgewekte stroom, nadat deze van gelijkstroom is omgezet naar wisselstroom 220(V), direct aan het elektriciteitsnet. Er is geen lokale opslag van elektriciteit nodig. Op deze wijze loopt de elektriciteitsmeter van de gebruiker minder snel: de opgewekte energie wordt van de gebruikte elektrische energie afgetrokken. Op deze manier kan een elektriciteitsmeter in principe dus ook terug lopen als er meer energie opgewekt wordt dan dat er gebruikt wordt.

Autonome systemen zijn niet aan het net gekoppeld. Zij kunnen gekoppeld zijn aan een energieopslagsysteem of de opgewekte energie wordt direct gebruikt. In Accu's kan de energie opgeslagen worden, zodat deze altijd gebruikt kan worden, zon of geen zon.

De inverter van een PV-systeem zet de opgewekte gelijkstroom niet alleen om naar 220(V) wisselstroom maar zorgt er ook voor dat het systeem op het MPP (Maximum Power Point) werkt. Dit punt heeft een bepaalde spanning bij een bepaalde stroomsterkte waarbij het meeste vermogen wordt opgewekt. In figuur 4.12 is een stroom-spanning-curve (I-V-curve) te zien met de bijbehorende energiecurve met daarop het MPP.

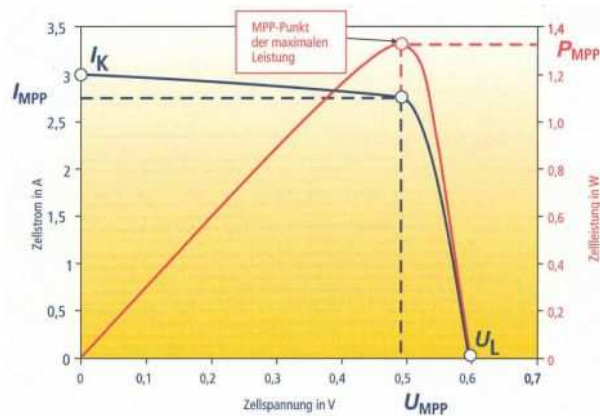


Fig. 4.12 I-V-curve met Maximum Power Point (MPP) [www.pvaustria.at]

Losstaand van de weersomstandigheid en de oriëntatie van PV-panelen, kan een PV-systeem een optimaal rendement leveren bij de juiste condities. Afwijkingen van dit rendement worden 'mismatch' genoemd.

De oorzaak van mismatch is verschil in de stroom-spanning-curve van verschillende panelen. De belangrijkste oorzaak hiervan is verschil in intensiteit van het opvallende licht op de verschillende panelen. De mogelijke redenen hiervoor zijn:

- verschillende oriëntatie van panelen binnen een string;
- gedeeltelijke beschaduwning van panelen binnen een string of cellen binnen een paneel;
- ongelijkmatige vervuiling op panelen;
- verschil in paneeltemperatuur.

Het is dus belangrijk om de verschillende panelen binnen een string dezelfde oriëntatie te geven. Bij mismatch kunnen de verschillende panelen binnen een string niet in hun individuele MPP werken.

Ventilatie van de panelen is ook belangrijk omdat de panelen vrij warm kunnen worden. Bij opwarming van de panelen neemt de energieopbrengst af.

5.7.1 Netgekoppelde systemen

Netgekoppelde PV-systemen wekken wisselstroom op die lokaal gebruikt kan worden of die aan het net geleverd wordt in het geval er meer energie opgewekt wordt dan er op dat moment gebruikt wordt.

De complete PV-installatie bestaat uit diverse onderdelen. Niet ieder systeem is op dezelfde wijze opgebouwd. PV-systemen bestaan uit de volgende onderdelen:

- Een PV-array. Dit is het totaal van de PV-panelen, dat aaneengeschakeld is. Deze bestaat uit een aantal strings van parallel geschakelde PV-panelen.
- Een koppelkast (junctionbox) waarin alle strings elektrisch geschakeld worden.
- Een inverter (omvormer). Deze heeft niet alleen de taak om de opgewekte gelijkstroom om te vormen naar wisselstroom zoals die ook door het net

geleverd wordt. De inverter zorgt er ook voor dat de PV-array op het maximale vermogen (MPP) elektriciteit opwekt.

- Bekabeling, voor zowel gelijkstroom als wisselstroom.
- Beveiligingsapparatuur die het systeem tegen bliksem, kortsluiting en netuitval beschermt.
- Meetapparatuur: een kWh-meter of een uitgebreider meetsysteem.

Onderstaand schema toont een mogelijk PV-systeem dat aan het net gekoppeld is.

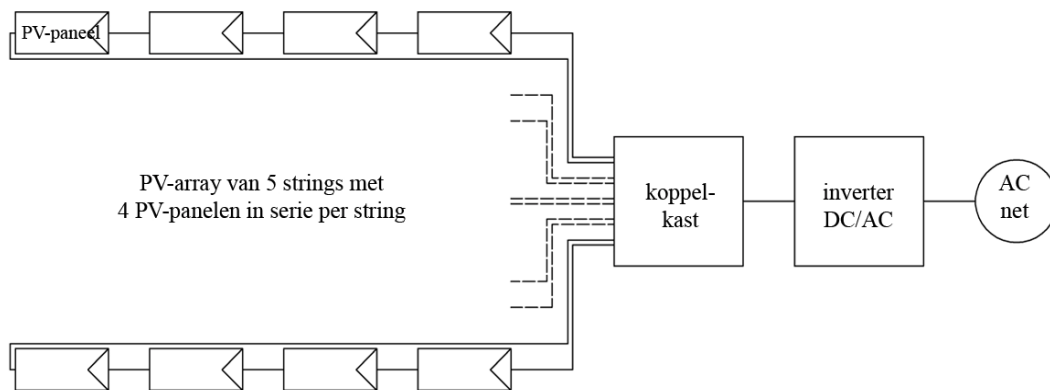


Fig. 4.13 Principeschema van een netgekoppeld PV-systeem

Er bestaan ook AC-panelen, deze panelen leveren direct wisselstroom (Alternating Current), doordat ze per paneel een ingebouwde inverter hebben.

De grootst voorkomende PV-systemen zijn PV-centrales. Er komen er steeds meer van wereldwijd. In Duitsland en de Verenigde Staten zijn de meeste PV-centrales. Onderstaand voorbeeld van een PV-centrale is Solarpark Gut Erlasee in Duitsland. De centrale heeft een vermogen van 12 MW_p.



Fig. 4.14 12 megawatt Solarpark Gut Erlasee in Duitsland [www.solarserver.de]

5.7.2 Autonome systemen

Een autonoom PV-systeem maakt geen gebruik van opslag van de opgewekte energie in het elektriciteitsnet. Daarvoor in de plaats is een eigen opslagsysteem nodig. Figuur 4.15 toont een mogelijk autonoom PV-systeem.

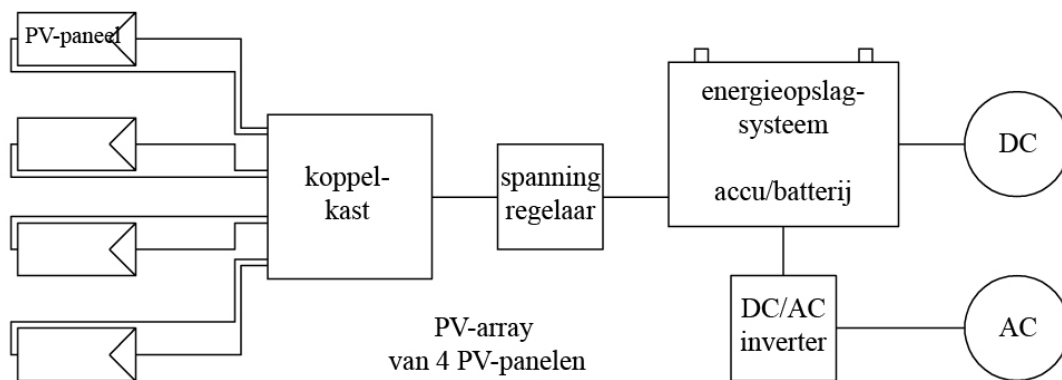


Fig. 4.15 Principeschema van autonoom PV-systeem

Een aantal parallel geschakelde strings van PV-panelen (4 in bovenstaand voorbeeld) wordt elektrisch geschakeld in de koppelkast. De strings bestaan in dit geval uit slechts 1 paneel. Deze zullen ongeveer dezelfde spanning leveren, als het energieopslagsysteem heeft (bijv. 12V).

Bij verschillende instralingintensiteiten of mismatch kan de spanning variëren. De spanningregelaar zorgt voor de exacte spanning van het energieopslagsysteem en schakelt de PV-panelen uit als het energieopslagsysteem opgeladen is.

Vanuit het energieopslagsysteem, meestal zal dit uit één of meer accu's bestaan, kan de elektrische energie direct als gelijkstroom (DC) gebruikt worden of via een inverter als wisselstroom (AC). De energie uit de accu kan gebruikt worden wanneer er geen zonlicht is of wanneer er meer energie nodig is dan dat de PV-cellen leveren.

Een autonoom systeem hoeft geen energieopslagsysteem te hebben. Een voorbeeld daarvan is een PV-paneel verbonden met een waterpomp om drinkwater voor bijvoorbeeld koeien in een bak te pompen.

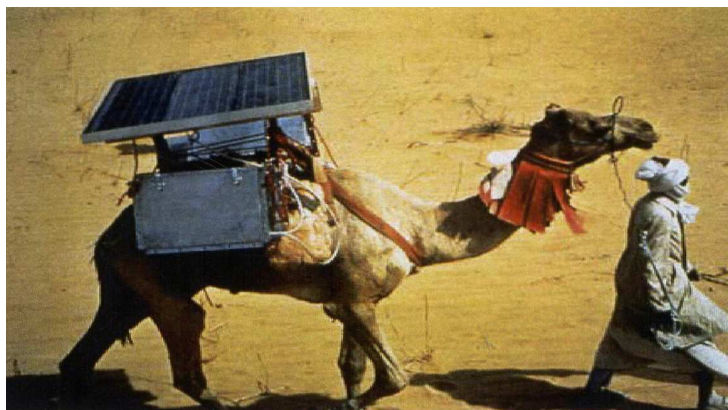


Fig. 4.16 Autonoom PV-systeem

5.8 Positionering PV-cellen

De oriëntatie van een PV-paneel is natuurlijk erg belangrijk. Deze moet gericht zijn op de zon om voor een goede energieopbrengst te zorgen. Er is dus in principe een optimale positionering. Dat is in Nederland bij een oriëntatie op het zuiden onder een hoek van 36° met het horizontale vlak. Toch kan er redelijk ver afgeweken worden van deze oriëntatie om nog een goede opbrengst te hebben. Bij een helling tussen de 15° en 57° is de opbrengst nog altijd minimaal 95% van die van de optimale helling. In onderstaande figuur is te zien welk percentage van de optimale oriëntatie een PV-paneel heeft bij een bepaalde helling en windrichting.

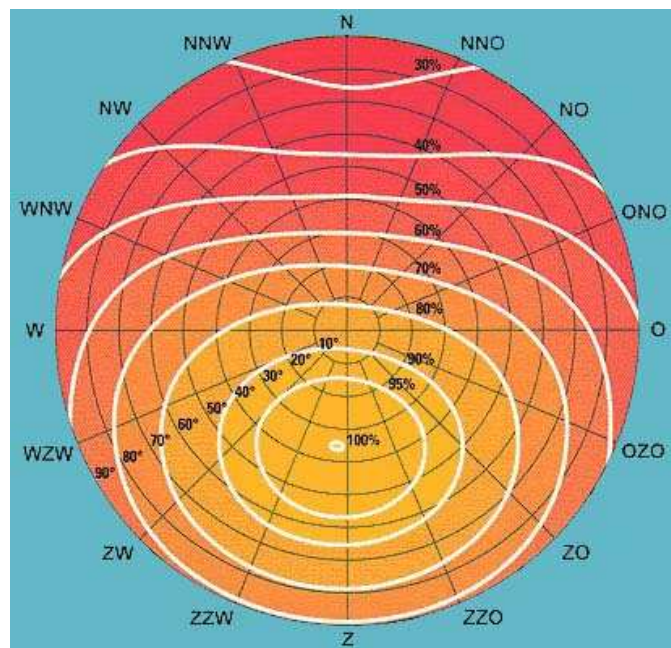


Fig. 4.17 Percentage van optimale oriëntatie bij een helling en windrichting [www.holland-solar.nl]

5.9 Integratie van PV in de gebouwde omgeving

Dit afstudeeronderzoek is gebaseerd op de goede mogelijkheid die PV-panelen bezitten om opgenomen te worden in de gebouwde omgeving. Een groot deel van de toekomstige markt voor zonnecellen zal ook geassocieerd zijn met de gebouwde omgeving. Zeker in Europa en Japan, waar door een hoge bevolkingsdichtheid, de grondprijzen relatief duur zijn.

Door slim te integreren, worden de dure PV-cellen niet alleen gebruikt om energie op te wekken maar dienen zij ook als bouwstenen. Dit werkt natuurlijk kostenbesparend maar goed integreren voorkomt ook dat de PV-cellen het uiterlijk van een gebouw als het ware vervuilen.



Fig.4.18 Minder fraai toegepaste PV-systemen in de gebouwde omgeving

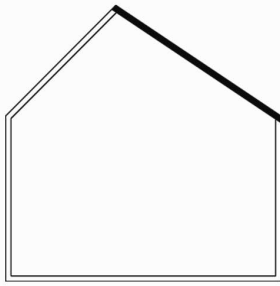
PV-systemen, geïntegreerd in gebouwen en aan het elektriciteitsnet verbonden, hebben de volgende voordelen ten opzichte van losse PV-systemen of systemen die achteraf aan een gebouw zijn toegevoegd:

- Geen extra grond voor de systemen nodig.
- De kosten van het PV-element kunnen afgezet worden tegen de kosten van het bouwelement dat het vervangt.
- Door aan het elektriciteitsnet verbonden te zijn, hoeft er geen duur opslagsysteem te zijn.
- Fraai geïntegreerde PV-systemen geven niet alleen een bepaalde architectonische uitstraling maar ook een soort positieve maatschappijbewuste uitstraling aan het gebouw.

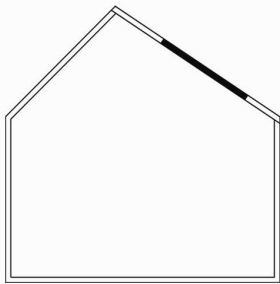
PV-panelen kunnen op verschillende manieren met een gebouw geïntegreerd worden. Ze kunnen in of op het dak geplaatst worden of met de gevel geïntegreerd worden. Ze kunnen ook opgenomen worden in de zonwering of dienen als zonwering.

Op de volgende pagina's staan de verschillende principemogelijkheden schematisch met een voorbeeld uit de praktijk weergegeven.

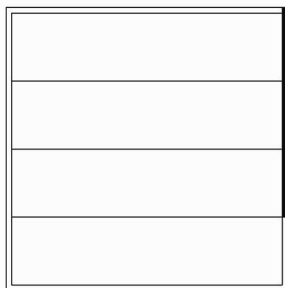
Principemogelijkheden van geïntegreerde PV-modules



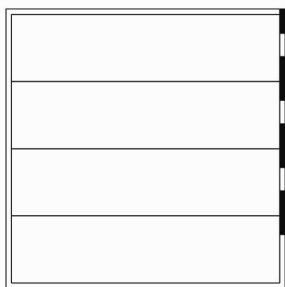
I - Volledig PV-dak



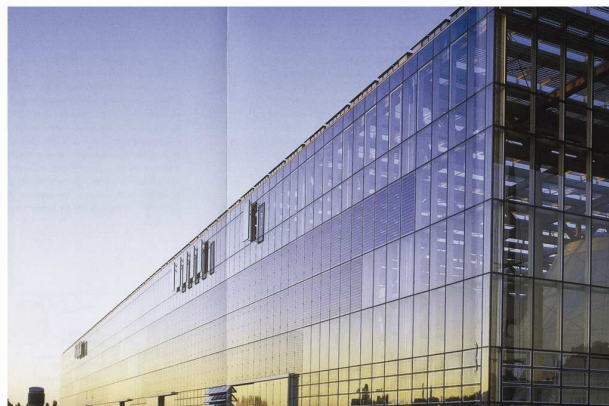
II - PV geïntegreerd in dak

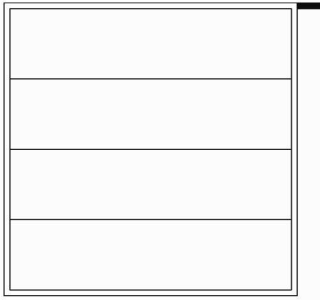


III- PV-gevel

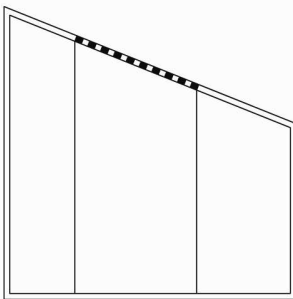


IV- PV geïntegreerd tussen de ramen

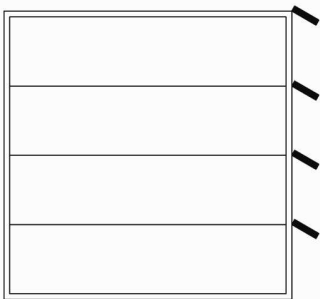




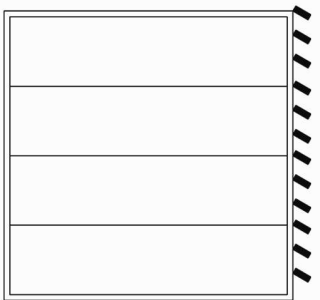
V- PV-dakrand



VI- PV-atrrium

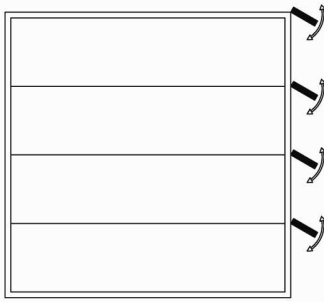


VII - Vaste zonwering per verdieping



VIII - Vaste zonwering in lamellen-vorm





IX- beweegbare PV-zonwering



Fig. 4.19 I en II: Nieuwland Amersfoort, III: opTic centre, st. Asaph, Groot-Brittannië,
 IV: 10.000 m² PV Ruhrgebied, VII: zonwering van Kawneer, VIII: ECN Petten,
 IX: custom-made zonweringsysteem van Colt

5.9.1 PV als dakelement

In de bebouwde omgeving zijn PV-panelen erg geschikt om als dakelement te gebruiken. Bij een goede integratie in dakproducten kan het dak een uniform uiterlijk (zie figuur 4.19I en II) krijgen en een goede dubbelfunctie vervullen van energie opwekken en bescherming tegen de weersinvloeden. Bij een goede helling en oriëntatie van het dak kan het rendement optimaal benut worden. Bij een horizontale dakintegratie kan nog steeds bijna 90% van het optimale rendement gehaald worden. Ventilatie van de panelen is belangrijk bij geïntegreerde panelen om het rendement optimaal te houden.

5.9.2 PV als gevelement

Hiervoor geldt ongeveer hetzelfde als voor integratie met het dak. Al geeft een horizontale positie slechts tegen de 70% van de energieopbrengst bij optimale oriëntatie. Beschaduwning van de panelen moet vermeden worden om mismatch te voorkomen. De prijs van een PV-gevel kan concurreren met de duurdere gevelbekledingen.

5.9.3 PV als zonwering

Integratie van PV in een (buiten-)zonwering heeft een bijzonder goede dubbelfunctie doordat voor beide functies de zonwering op de zon gericht is. Dit geldt extra voor een beweegbare zonwering. Een buitenzonwering bevindt zich volledig in de buitenlucht, wat een optimale ventilatie van de panelen verzorgt. De 'handleiding Zonnestroom voor ontwerper en installateur' [x] merkt als nadeel op dat het doorvoeren van kabels kritisch kan zijn.

5.10 Systemen op de markt

Er bestaat een vrij breed marktaanbod van verschillende PV-producten. Wereldwijd zijn er veel producenten van zonnepanelen en van nevenproducten zoals bevestigingssystemen en inverters. Daarnaast zijn er steeds meer standaardproducten met geïntegreerde PV-cellen.

Er bestaan ook gespecialiseerde bedrijven die projecten op maat leveren. Voorbeelden hiervan zijn Oskomera, Colt, en Alcoa. Dit zijn van oorsprong vaak toeleveranciers van de bouw.

De PV-systemen kunnen dan in vele gewenste maten en verschijningsvormen geproduceerd worden.

Het ontwerp van de PV-wirefree buitenzonwering zou bij een dergelijk bedrijf gerealiseerd kunnen worden.

Dit hoofdstuk geeft inzicht in welke soort PV-producten in Nederland (en ook elders) te verkrijgen zijn en wat enkele specificaties van deze producten zijn.

5.10.1 Standaard PV-producten

Bekende fabricanten van PV-panelen die ook in Nederland verkrijgbaar zijn, zijn onder andere Sharp, Kyocera, Scheuten Solar en Shell-solar. Scheuten Solar heeft kort geleden een fabriek in Nederland geopend die PV-cellen produceert.

Van Sharp, Kyocera en Scheuten Solar staan in onderstaande tabellen de PV-panelen die zij produceren en enige kenmerken daarvan. Fabrikanten leveren doorgaans 20 jaar garantie op hun PV-panelen, Sharp geeft 25 jaar garantie.

PV-panelen-aanbod van Sharp

PV-cel	Nominaal vermogen	Paneel efficiency	Afmetingen paneel (m)	Aantal cellen	Afmetingen PV-cel (cm)
Mono-kr. Si	185 (W)	14.1%	1.31x0.99	48	15x15
Multi-kr. Si	167 (W)	12.8%	1.58x0.83	72	12.5x12.5
Mono-kr. Si	175 (W)	13.5%	1.58x0.83	72	12.5x12.5
Mono-kr. Si	180 (W)	13.7%	1.31x0.99	48	15x15
Mono-kr. Si	185 (W)	14.1%	1.31x0.99	48	15x15
Multi-kr. Si	162 (W)	12.4%	1.31x0.99	48	15x15
Multi-kr. Si	165 (W)	12.7%	1.58x0.83	72	12.5x12.5

Tab. 4.2 PV-panelen-aanbod van Sharp [www.solar.sharppusa.com]

PV-panelen-aanbod van Kyocera

PV-cel	Nominaal vermogen	Afmetingen paneel (m)	Aantal cellen	Afmetingen PV-cel (cm)
Multi-kr. Si	200 (W)	1.43x0.99	54	15x15
Multi-kr. Si	175 (W)	1.29x0.99	48	15x15
Multi-kr. Si	130 (W)	1.43x0.65	36	15x15
Multi-kr. Si	85 (W)	1.01x0.65	36	11x15
Multi-kr. Si	65 (W)	0.75x0.65	36	8x15
Multi-kr. Si	50 (W)	0.64x0.65	36	7x15
Multi-kr. Si	40 (W)	0.53x0.65	36	6x15

Tab. 4.3 PV-panelen-aanbod van Kyocera [www.kyocerasolar.com]

Alle PV-cellen van Kyocera hebben een rendement van 16 %. De PV-panelen hebben een enigszins lager rendement.

PV-panelen van Scheuten Solar

PV-cel	Nominaal vermogen	Afmetingen paneel (m)	Aantal cellen	Afmetingen PV-cel (cm)
Multi-kr. Si	200 (W)	1.08x1.60	96	13x13
Multi-kr. Si	180 (W)	1.00x1.50	54	15x15
Multi-kr. Si	150 (W)	0.81x1.59	54	13x13

Tab. 4.4 PV-panelen-aanbod van Scheuten solar [www.scheutensolar.com]

Alle PV-panelen van Scheuten hebben een efficiency van meer dan 12%.

5.10.2 Speciale PV-producten

Naast standaard PV-panelen bestaan er voor de bouw steeds meer speciale producten met geïntegreerde PV-cellen. Hier volgen enkele voorbeelden van interessante producten.

PV-producten van Oskomera

Oskomera (Nederland, Deurne) levert een viertal speciale PV-producten. Ze leveren semitransparante zonnepanelen. Hierin zijn multi-kristallijne PV-cellen tussen 2 glasplaten verlijmd met open stroken tussen de cellen. Hiermee kan naar gelang de gebruikte PV-cellen en de breedte van de open stroken een transparantie van 15% tot 35% bereikt worden. Deze panelen zijn indien gewenst ook als isolerend glas te gebruiken.

Daarnaast levert Oskomera nog een tweede soort semitransparante glaspanelen waarin een laag amorf silicium PV-cellen is verwerkt (geproduceerd door Schott Solar). Dit is een dunne filmlaag waarin met een laser dunne lijntjes gemaakt zijn. Deze productiemethode levert een zeer egaal doorzicht, wat architectonisch

aantrekkelijk is. Het nadeel is dat het amorf silicium een relatief geringe energieopbrengst per vierkante meter heeft.

Een derde product is een vliesgevelsysteem met geïntegreerde PV-cellen. Oskomera produceert zelf de profielen van het systeem. Deze zijn aangepast om de PV-modules in te kunnen plaatsen en de bekabeling in op te nemen.

Ook levert Oskomera een PV-daksysteem voor nieuwbouw: Just-Roof. Dit systeem wordt door het Japanse MSK Corporation geproduceerd. Het is een compleet daksysteem waarin multi-kristallijne PV-cellen geïntegreerd zijn.

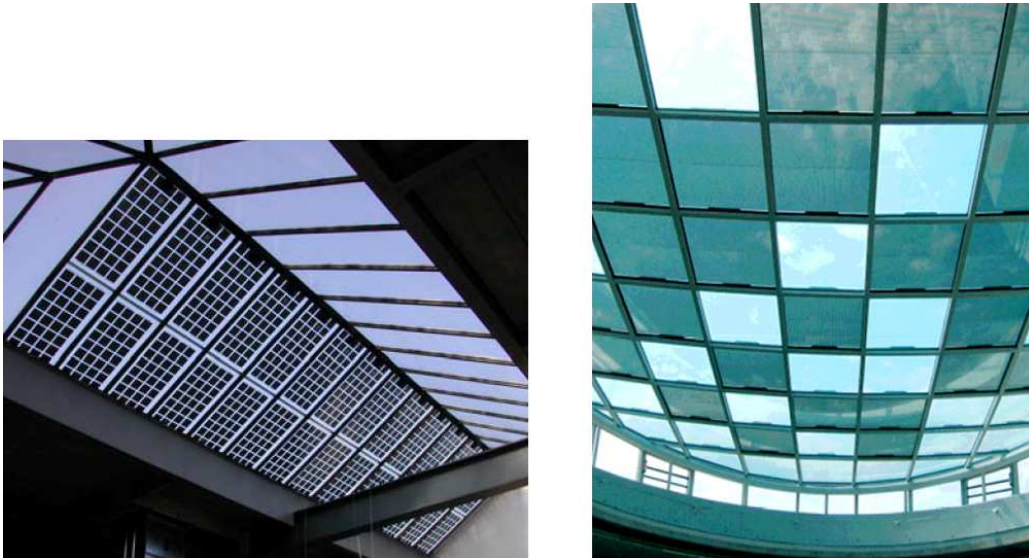


Fig. 4.20 Semitransparante PV-daken van Oskomera, links multikristalijn silicium, rechts amorf silicium



Fig. 4.21 Links de PV-vliesgevel van Oskomera, rechts Just-Roof van MSK Corporation

Dakplaten van MSK Corporation

MSK produceert nog een ander interessant product met geïntegreerde PV-cellen. Het zijn langwerpige dakplaten met monokristallijne PV-cellen. De platen lijken op dakplaten die in Japan veel gebruikt worden in de bouw. Bij nieuwbouw zijn ze geschikt om de gebruikelijke platen te vervangen. De platen zijn er in 3 maten: 2.0 x 0.28m, 1.26 x 0.37m, 0.96 x 0.37m. Ze leveren een nominaal vermogen van respectievelijk: 72W, 43W en 33W.



Fig. 4.22 PV-dakplaten van MSK Corporation

Flexibele PV-dakbedekking van Sarnafil

Het Duitse bedrijf Sarnafil produceert dakbedekkingssystemen. Sarnafil produceert een flexibele dakbedekking met geïntegreerde PV-cellen. Het systeem wordt hetzelfde aangelegd als hun andere producten zonder PV-cellen.

Drie verschillende dunne film amorf siliciumlagen op elkaar vormen de gebruikte PV-cel die zelf ook flexibel is. De verschillende lagen hebben allen een verschillend spectraal gebied van de zon waarvoor ze gevoelig zijn. Deze 'triple junction' heeft zo een hogere opbrengst dan een enkele laag amorf silicium.

De PV-bedecking is voor platte daken geschikt en bestaat uit zeer grote elementen tot 6 bij 6 meter. Hierin zijn 12 PV-laminaten geschakeld.

Dit element levert 1632 W_p , dat is ruim 45 W_p per m^2 , er is 22 m^2 per kW_p nodig. Dat is vrij veel oppervlak maar de prijs per kW_p is wel laag en het gaat om een plat daksysteem dat dus geen optimale oriëntatie heeft.



Fig. 4.23 Flexibele dakbedekking met PV-cellen van Sarnafil

Kalzip AluPlusSolar van Corus

Het Nederlandse bedrijf Corus heeft bij één van hun producten, Kalzip, flexibel amorf silicium PV geïntegreerd. Kalzip is een aluminium gevel- of dakbedekkingmateriaal.

In dit product, Kalzip AluPlusSolar (figuur 4.24), zijn de flexibele PV-cellen op Kalzip platen verlijmd. Het product is relatief gemakkelijk te monteren. Er zijn ook gekromde oppervlakten mogelijk.

De opbrengst van dit product ligt aanzienlijk lager dan dat van gewone panelen. Er is meer dan $18,5 \text{ m}^2/\text{kW}_p$ nodig. Dit is een relatief laag vermogen per vierkante meter maar ook hier is weer amorf silicium gebruikt. Dit is gemakkelijk te integreren in grote vlakken en relatief goedkoop.



Fig. 4.24 Kalzip AluPlusSolar van Corus [www.corusbouw.nl]

Naast de getoonde integratieproducten bestaan er nog veel andere vergelijkbare producten. Er zijn veel verschillende daksystemen, zoals ook dakpannen in verschillende maten, waarin producenten PV-cellen geïntegreerd hebben.

5.11 Kosten en baten

In dit hoofdstuk wordt globaal bekeken wat een momenteel te verkrijgen PV-systeem aan energie oplevert en wat de kosten van het systeem zijn.

Als rekenvoorbeeld nemen we een multikristallijn PV-systeem, geplaatst op het dak van een gebouw in Delft. De installatie is bijna 50 m^2 en redelijk goed gepositioneerd.

Het gebruikte PV-systeem bestaat uit 32 panelen van MSK van 190 W_p . Het gehele systeem levert dus 6080 W_p . Oskomera is leverancier van deze panelen samen met de bijbehorende randapparatuur. De panelen hebben een gezamenlijk oppervlak van $48,3 \text{ m}^2$. Hiervan is 90% daadwerkelijk PV-cel.

De opbrengst van een PV-systeem wordt vaak gemeten in kWh per jaar. Er bestaan kaarten van wat de globale instraling in een gebied is. In figuur 4.25 is de kaart van de globale instraling in Nederland te zien.

Te zien is dat jaarlijks in Delft 1040 kWh/m^2 zonne-instraling valt. Een multikristallijn PV-paneel van MSK heeft een celopbrengst van ongeveer 14,6%. De specifieke paneelopbrengst geeft MSK niet in de specificaties, deze zal iets lager liggen. Gerekend wordt met 14%. Zoals in figuur 4.17 te zien is, is de opbrengst in een redelijk groot gebied rond de optimale oriëntatie van PV-panelen nog 95% van de instraling.

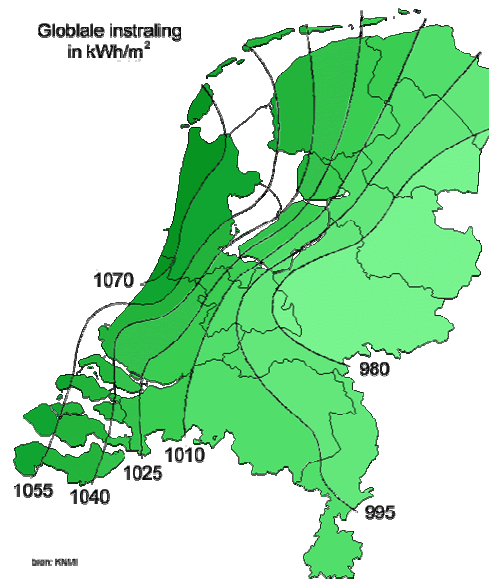


Fig. 4.25 Globale instraling in Nederland in kWh/m² [KNMI]

De niet gecorrigeerde jaarlijkse opbrengst (O) is dus:

$$O = 1040 \times 48.3 \times 0.9 \times 0.14 \times 0.95 = 6013 \text{ kWh}$$

Een correctiefactor (C) van 0.9 wordt vaak gehandhaafd om verliezen te verrekenen die optreden door verlies van opbrengst door hoge temperatuur en beschaduwing van de PV-panelen: 'mismatch'. Daarnaast moet de opbrengst nog gecorrigeerd worden doordat er nog systeemverliezen (S) optreden. Door onder andere verliezen in kabels (1-3%) en bij de inverter (AC/DC-omzet) (10%) wordt gerekend met $S = 0.85$. De energieopbrengst (E) kan nu berekend worden:

$$E = O \times C \times S$$

$$6013 \times 0.9 \times 0.85 = 4600 \text{ kWh/jaar}$$

Dit staat gelijk aan 95 kWh/m². Oskomera geeft een verwachte opbrengst van 4884 kWh/jaar. Het (geringe) verschil met de berekening komt doordat Oskomera rekent met een optimale positionering en een inverter levert die een omzetverlies heeft van minder dan 10%.

De adviesprijs (incl. BTW) die Oskomera aan installateurs geeft voor dit systeem, bedraagt € 31.967. Dit is inclusief montage en exclusief transportkosten.

De prijs van een PV-systeem wordt vaak gegeven in €/Wp. Voor dit systeem is dat 5,20 €/Wp. Dit is een redelijk gemiddelde prijs. De goedkoopste kWp-prijzen die er momenteel zijn, bedragen ongeveer 4,70 €/Wp. Dit is wel zonder montage van het systeem.

Installaties onder de 600Wp hoeven niet door een erkende installateur gemonteerd worden, grotere installaties wel.

Om enigszins inzicht te krijgen in de kosten van PV-energie kan deze vergeleken worden met de prijs van stroom van het net. Eind 2006 was de elektriciteitsprijs

inclusief BTW in Nederland ongeveer € 0,22/kWh. Het systeem uit het voorbeeld dat bijna € 32.000 kostte, zal naar verwachting jaarlijks 4884 kWh opleveren en dus jaarlijks € 1075 besparen.

Financiële terugverdientijd

Een berekening van de financiële terugverdientijd is niet eenvoudig te geven. Er spelen vele factoren mee en er moeten aannames gedaan worden. De belangrijkste factoren die in rekening gebracht moeten worden zijn de te verwachten prijsstijgingen van elektrische energie in de toekomst. Deze stijging ligt de laatste jaren tussen de 6% en 15% [CBS].

Daarnaast moet er rekening gehouden worden met inflatie (geldontwaarding). Dit was in mei 2007 1.8% per jaar [CBS].

Om een inzicht te krijgen in de orde van grote van de terugverdientijd van het voorgaande voorbeeld wordt gerekend met een jaarlijkse prijsstijging van elektrische energie van 10% en een jaarlijkse inflatie van 1.8%.

De financiële terugverdientijd is in dit geval 17 jaar (zie ook bijlage 1). Bij een prijsstijging van elektrische energie van 14% (scenario 2 in bijlage 1) is het 15 jaar.

Er wordt in de berekening geen rekening gehouden met onderhoudskosten, vermindering van rendement in de loop der jaren of subsidiëring in enige vorm.

Naast de terugverdientijd van een systeem is er de energie-terugwin-tijd, dit is de tijd waarin een PV-paneel evenveel energie opwekt als de energie die gebruikt is om het paneel te produceren. 1 tot 4 jaar is een gebruikelijke tijd hiervoor.

Huidige subsidie

Door bedrijven kan momenteel (eind 2007) gebruik worden gemaakt van de Energie Investerings Aftrek (EIA) om een duurzame energietechniek als zonnepanelen en andere energiebesparende technieken financieel aantrekkelijker te maken.

Bij het toepassen van energiebesparende bedrijfsmiddelen of duurzame energie mag 44% van de investeringskosten hiervan afgetrokken worden van de winst waarover het bedrijf belasting moet betalen [Senternovem].

Een bedrijf dat voor € 300.000 in duurzame energie investeert, hoeft bij een jaarlijkse fiscale winst van € 500.000 bijna € 34.000 minder belasting te betalen. Dit komt neer op 11% EIA-voordeel in de aanschafprijs van een PV-systeem.

5.12 Andere mogelijkheden van duurzame energie in kantoorgevels

Een andere duurzame energiebron die mogelijkserwijs met de gevel geïntegreerd kan worden is de zonnecollector. Zo wordt water in de gevel verwarmd. Deze techniek kan zelfs gecombineerd worden met PV-cellen omdat deze juist ook opwarmen tijdens het produceren van elektriciteit.

In kantoorgebouwen wordt echter relatief weinig warm water gebruikt en ook niet dicht bij de gevel. Hierdoor zijn zonnecollectoren minder interessant voor kantoren.

5.13 Keuzemogelijkheden voor de PV-wirefree zonwering

Met de kennis uit dit hoofdstuk kunnen enkele overwegingen voor het programma van eisen van de te ontwerpen PV-wirefree zonwering gemaakt worden.

Aan de basis van een bouwproduct met geïntegreerde PV-cellen, staat de keuze van de toe te passen cellen.

De keuze voor de toepassing binnen een bouwproduct gaat eigenlijk alleen tussen multikristallijn, monokristallijn of amorf silicium PV-cellen.

Monokristallijn silicium is het duurste om te produceren maar heeft het hoogste rendement: 13%-16%. Multikristallijn silicium is iets goedkoper en heeft een net iets lager rendement: 12%-15%. Het is net iets goedkoper om te produceren dan multikristallijn silicium. Amorf silicium is aanzienlijk goedkoper te produceren maar heeft ook weer een aanzienlijk lager rendement: 6%-8%.

De verhouding tussen de productiekosten en het rendement ontlopen elkaar niet erg veel.

Qua uiterlijk verschillen de cellen ook. Bij multikristallijne cellen is de kristalstructuur duidelijk te zien. Monokristallijn en amorf silicium cellen hebben een uniformer uiterlijk. Bij de beide kristallijne cellen is het H-vormige elektrische grid duidelijker zichtbaar dan bij het amorf silicium en bepaalt daarmee het uiterlijk.

Bij de 'back contacted' monokristallijne PV-cellen van ECN hebben zowel de losse cellen een uniform uiterlijk als het fijnmazige elektrische grid. De opbouw tot PV-panelen of -laminaten is minder ingewikkeld dan bij gewone kristallijne cellen. De opbouw biedt goede mogelijkheden om iedere gewenste schakeling tot een paneel te fabriceren.

Deze 'back-contacted' PV-cellen zullen in de PV-wirefree buitenzonwering worden toegepast.

Bij de 'back contacted' monokristallijne PV-cellen van ECN hebben zowel de losse cellen een uniform uiterlijk als het fijnmazige elektrische grid. De opbouw tot PV-panelen of -laminaten is minder ingewikkeld dan bij gewone kristallijne cellen. De opbouw biedt goede mogelijkheden om iedere gewenste schakeling tot een paneel te fabriceren.

6 PV-wirefree

6.1 Het PV-wirefree-concept

6.1.1 Doelstelling

ECN (Energieonderzoekcentrum Nederland) heeft in 2002 een onderzoek gedaan naar het herontwerpen en innoveren van PV-systemen met als doelstelling de kosten van het gehele systeem te verminderen. Dus om de B.O.S.-kosten (balance of system), de kosten voor het opwekken van 1 kWh te verminderen en daarmee het minimaliseren van de 'energie-terug-betaal-tijd'.

6.1.2 Methode

De hoofdprincipes om deze doelstelling te bereiken zijn: het minimaliseren van het gelijkstroomvoltage (DC: direct current), het minimaliseren van de componenten en materialen, het integreren van functies, het gehele systeem versimpelen en de installatie van het systeem vergemakkelijken.

Hieruit is het concept 'PV-wirefree' voortgekomen. PV-wirefree is een nieuwe benadering in het ontwerpen met PV-systemen. Het concept bezit een aantal belangrijke veranderingen ten opzichte van conventionele systemen.

Bij conventionele systemen is een aantal PV-panelen in serie geschakeld tot een string. De opgewekte spanning is de som van spanning van het aantal geschakelde panelen. De spanning wordt hoog gehouden en de stroomsterkte laag, zodat weinig verlies in de bekabeling optreedt.

In het PV-wirefree-concept worden de PV-modules echter parallel geschakeld om de gelijkstroom laag te krijgen. Met het verlagen van de DC-gelijkstroom tot onder 30(V) is er geen isolatie van de geleidende elementen nodig en is het systeem aanraakveilig. Door de toegenomen veiligheid zijn er ook veel van de veiligheidscomponenten overbodig geworden. De stroom wordt niet door kabels geleid, welke bij een parallel-schakeling veel transportverlies zouden opleveren maar door de metalen draagconstructie van de panelen. Deze heeft een grote doorsnede en zal daardoor ondanks het lage voltage, weinig transportverlies opleveren.

6.1.3 Opbouw PV-wirefree-systeem

Om het aantal elementen te verminderen worden functies geïntegreerd. Het meest innovatieve is dat de in de PV-cellen opgewekte stroom door de metalen dragers van de panelen wordt geleid. Dit maakt dat dure bekabeling overbodig is.

Daarvoor in de plaats wordt wel het verbindingselement dat de PV-panelen aan de dragers verbindt geïntroduceerd. Dit element, de module-connector, moet niet alleen het paneel mechanisch met de draagconstructie verbinden maar moet ook de stroom van het paneel naar de geleidende drager voeren. Hierdoor kan ook het aluminium randframe achterwege gelaten worden. Per paneel wordt het randframe vervangen

door vier mechanische puntverbindingen, waarvan 2 de stroom naar de drager leiden. Eén voor de plus- en één voor de minpool.

PV-wirefree bestaat uit vier hoofdcomponenten (figuur 5.1):

- een zonnecellen-laminaat zonder kabels
- verbindingselementen die het laminaat zowel mechanisch als elektronisch met de drager verbinden
- het dragende frame dat ook de stroom geleid
- een inverter, deze zet de lage spanning gelijkstroom (DC) om in hoge spanning wisselstroom (AC), 220(V). Het principe is hieronder te zien.

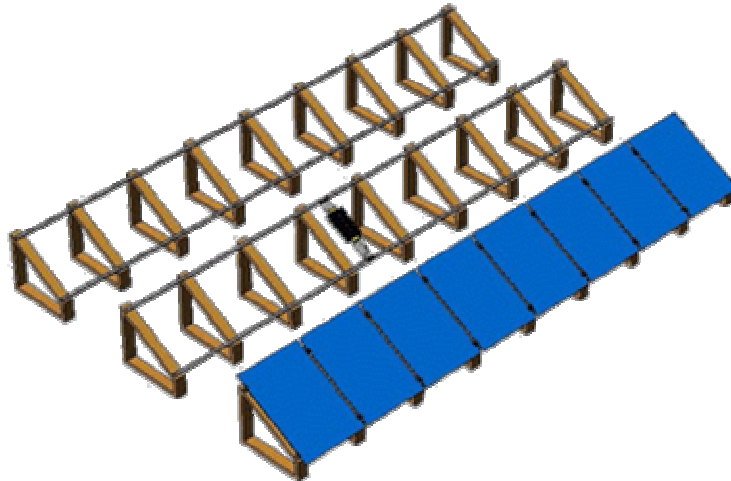


Fig. 5.1 Het principe van PV-wirefree voor daken [www.pv-wirefree.nl]

6.1.4 Onderzoek en ontwikkeling elementen

Met de definiëring van het concept is de volgende stap die genomen is het optimaliseren en ontwikkelen van de elementen.

Hiervoor moet het te gebruiken PV-laminaat geoptimaliseerd worden. Het dragende frame dat de stroom geleidt en de module-connector moeten ontworpen en ontwikkeld worden en er moet een juiste inverter komen. Hiervoor is een onderzoek opgezet.

De opbrengsten van in serie geschakelde PV-panelen zijn in verschillende situaties vergeleken met parallel geschakelde panelen. Er is gekeken naar de situatie met volledige bezonning, met halve bezonning en met schaduw.

Hieruit kwam naar voren dat parallel geschakelde systemen, in tegen stelling tot in serie geschakelde systemen, relatief niet minder op gaan brengen naar mate de instraling van de zon op de panelen vermindert of als er plaatselijke beschaduwning optreedt. Bij volledige bezonning van beide systemen is de opbrengst vrijwel gelijk.

6.1.5 Eliminatie van bypass diodes

In het geval dat bij in serie geschakelde systemen enkele cellen beschaduwd zijn, gaat de stroom in tegengestelde richting door de beschaduwde cellen lopen. Hierdoor kunnen delen oververhit raken zodat een beveiliging in de vorm van 'bypass diodes'

nodig is. Doorgaans wordt per 18 PV-cellen een bypass diode toegepast. Dit is voor PV-systemen waarin meerdere panelen in serie geschakeld zijn.

Het PV-wirefree-systeem schakelt PV-panelen echter parallel.

Er is een 'worst case'-berekening gemaakt om te kijken hoeveel PV-cellen in een paneel van het PV-wirefree-systeem in serie geschakeld kunnen worden zonder bypassdiodebeveiliging, met gelijke bescherming tegen interne oververhitting als een gebruikelijk paneel dat in serie geschakeld is.

Voor een conventioneel systeem is het worst-case-scenario dat 1 cel van de string van 18 cellen met bypass diode volledig beschaduwd is terwijl de overige cellen volledig belicht zijn.

Hieruit is naar voren gekomen dat de aaneenschakeling van 36 PV-cellen zonder bypass diode in het PV-wirefreesysteem gelijke bescherming tegen oververhitting biedt als 18 cellen met bypass diode in een conventioneel systeem.

6.1.6 Parallel schakeling

De hoofdreden dat PV-panelen altijd in serie geschakeld worden, komt doordat er normaal gezien hoge verliezen optreden bij het transport van stroom met een laag voltage. Bovendien is de bedrading bij een hoog voltage simpeler.

Echter, door het kiezen van een gróte doorsnede van de geleider van lage-voltage stroom kunnen de verliezen vergelijkbaar zijn met hoge-voltage-stroom en is dit nadeel tenietgedaan. De metalen drager van de PV-panelen bezit een doorsnede die groot genoeg is.

Een extra voordeel van een parallel geschakeld systeem is dat wanneer een enkele cel of een ander element stuk gaat, alleen de kapotte module uitvalt. Bij een in serie geschakeld systeem valt dan direct het gehele systeem uit.

Het PV-wirefree systeem lijkt aldus betrouwbaarder te zijn dan de conventionele systemen.

6.1.7 Het metalen draagsysteem

De metalen drager moet dus twee functies vervullen: kracht afdragen, dus voldoende sterkte en stijfheid bezitten en stroom geleiden. Daarvoor moet de doorsnede ervan voldoende groot zijn en een lage weerstand bezitten. Daarnaast moet het materiaal gemakkelijk in de gewenste doorsnede te vervaardigen zijn.

Er is naar de materialen aluminium, staal en koper gekeken.

Qua kosten per kilogram is aluminium beduidend duurder, maar door de goede mogelijkheid om elektriciteit te geleiden zijn de benodigde energiekosten voor de drie materialen ongeveer gelijk. De kosten per hoeveelheid geleiding zijn voor aluminium het laagst. Bovendien kan aluminium in vele vormen geëxtrudeerd worden. Daarom is voor aluminium gekozen.

6.1.8 De moduleconnector

De volgende component van het systeem dat ontwikkeld moet worden, is de moduleconnector. Deze connector moet de PV-laminaten zowel mechanisch aan de metalen drager verbinden als de opgewekte stroom geleiden.

Aangezien de geleidende dragers van aluminium zijn, zullen de connectors dit ook zijn, zodat geen corrosie op zal treden ten gevolge van een elektronisch potentiaalverschil tussen de twee verschillende metalen.

Om een betrouwbaar elektronisch contact tussen een aluminium-aluminium verbinding te behouden, moet de verbinding stevig zijn. De connector moet met een kracht van 100 N op de drager gedrukt worden om zo door de oxidelaag heen te drukken. De verbinding mag na het aanbrengen niet verplaatst worden. Onderstaande figuur toont het ontwerp en prototype van de connector.

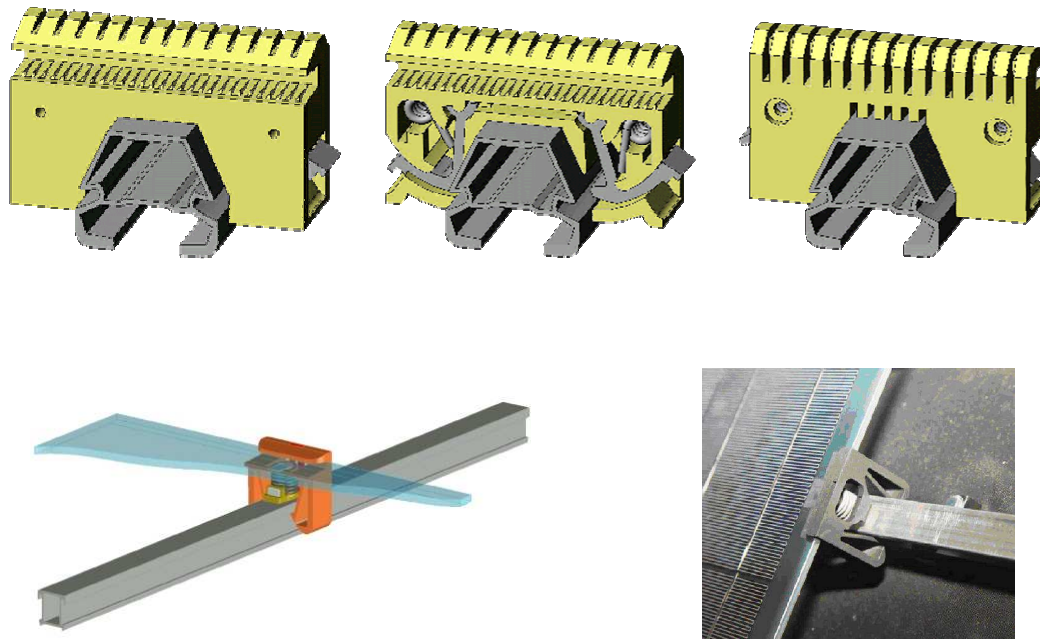


Fig. 5.2 Ontwerp en prototype voor de connector [www.pvwirefree.com]

6.1.9 Elektrisch systeem

Doordat er per string slechts één paneel is, zal er geen mismatch optreden bij verschillende oriëntatie van de strings. Dit maakt het mogelijk dat, bij het toepassen van het PV-wirefree-concept in een zonweringsysteem, verschillende delen van de zonwering niet exact dezelfde oriëntatie hoeven te hebben.

Onderstaand principeschema toont een mogelijke PV-wirefree-schakeling. Er zijn 6 strings van 1 paneel parallel geschakeld en rechtstreeks aan de inverter geschakeld.

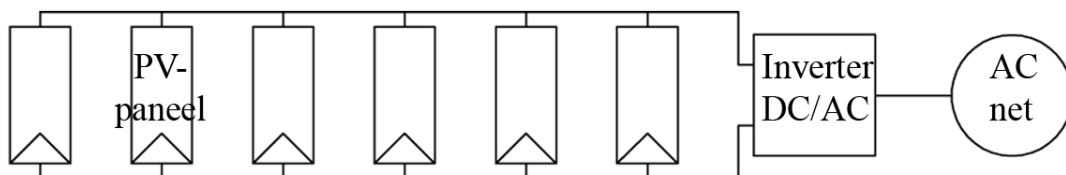


Fig. 5.3 Principeschema van een (netgekoppeld) PV-wirefree-systeem

Een belangrijk aspect voor een PV-wirefree-systeem is de veiligheid. Internationale standaards met betrekking tot veiligheid binnen een elektrisch systeem vereisen klasse-II isolatie voor systemen met een circuitspanning van meer dan 30 V in natte omstandigheden en meer dan 60 V in droge omstandigheden.

De circuitspanning van het PV-wirefree-systeem zal 21 V zijn en daarmee ruim aan de eisen voldoen.

Internationale veiligheid standaards vereisen bij een elektrisch systeem van meer dan 240 VA ook dat de afstand tussen de onbeschermde plus- en minpool voor Europa minimaal 8 cm is en voor Amerika de lengte van een stuk gereedschap. [www.pv-wirefree.nl]

Normen en standaards zijn bestaan nog niet duidelijk voor PV-systemen waar meerdere PV-panelen parallel geschakeld zijn omdat het normaal gezien onlogisch is meer dan enkele panelen parallel te schakelen. Door de aangetoonde werking en veiligheid heeft de NEN reeds aangegeven dat er aan normen gewerkt zal worden die voor dergelijke schakelingen zal gelden.

6.1.10 Inverter

De inverter voor het PV-wirefree-systeem moet ontworpen zijn op het output voltage van de PV-laminaten. De beide polen moeten volledig gescheiden zijn om kortsluiting te voorkomen. Daarnaast moet de inverter geaard zijn. De inverter moet tussen de dragende geleiders verbonden worden. Onderstaande figuur toont de inverter, de brede strips verbinden de beide geleidende dragers. Er worden brede strips gebruikt om ook in het laatste traject tot de inverter weinig transportverlies te krijgen.

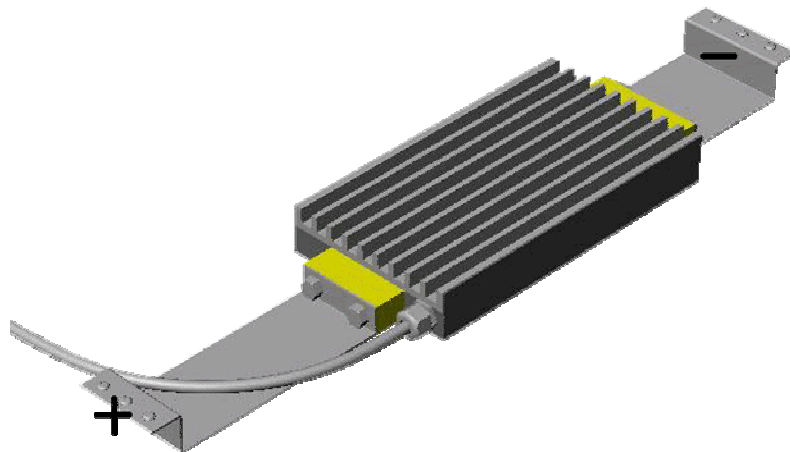


Fig. 5.4 Inverter met verbindingsstrips

6.2 Eisen voor de PV-wirefree zonwering

Uit de beschrijving van het PV-wirefree-concept voor een dakstelsel komt een aantal eisen (of aanbevelingen) naar voren die ook voor de PV-wirefree zonwering zullen gelden.

De verschillende PV-laminaten worden parallel geschakeld om zo een aanraak-veilige lage systeemspanning te krijgen. De metalen dragers van de laminaten kunnen zo zonder toegevoegde isolatie de opgewekte stroom geleiden.

Dit metalen draagsysteem is van aluminium, het is gebruikelijk dit materiaal toe te passen bij een buitenzonweringsysteem en heeft een goede 'geleiding-prijs-verhouding'.

De open circuitspanning bedraagt maximaal 30 V, om aan de veiligheidseisen te voldoen.

Door het parallel schakelen van de afzonderlijke PV-laminaten, zijn geen bypass diodes nodig wanneer maximaal 36 gebruikelijk PV-cellen (0.6 V per cel van 15x15cm) in serie geschakeld worden tot één enkel PV-laminaat. In serie geschakeld levert dit een spanning van $36 \times 0,6 \text{ (V)} = 21,6 \text{ (V)}$ wat ruim onder de eis van 30 (V) blijft.

Een minimale afstand van 30cm tussen beide onbeschermd geleidende polen (de metalen dragers) zorgt voor voldoende veiligheid tegen kortsluiting.

De verbinding tussen het PV-laminaat en het draagsysteem moet mechanische en elektronisch betrouwbaar zijn. Omdat het draagsysteem van aluminium is, betekent dit dat deze elektrische aansluiting voldoende sterk met dit aluminium verbonden moet zijn om door de oxidehuid van het aluminium heen te drukken om zo een betrouwbare elektrisch contact te maken.

Daarnaast mag binnen de verschillende aansluitingen van het gehele elektronische circuit weinig potentiaalverschil zijn tussen de aaneen te sluiten materialen om corrosie te voorkomen.

Dit zal in de praktijk wellicht betekenen dat het gehele elektronisch circuit uit aluminium moet bestaan of een metaal waarvan het potentiaal dicht bij dat van aluminium ligt.

De doorsnede van de metalen drager moet voldoende doorsnede hebben om de transportverliezen te minimaliseren.

7 Onderzoek energieopbrengsten adaptieve PV- systemen

7.1 Inleiding

7.1.1 PV-tracking

Vrijwel alle PV-systemen zijn in principe in een bepaalde stand gepositioneerd waarin ze voor die locatie zoveel mogelijk energie opleveren. Doordat de zon rond de aarde draait, zowel gedurende de dag als gedurende het jaar, verandert de meest optimale positie t.o.v. de zon ook telkens. Een PV-paneel dat de stand van de zon (in bepaalde mate) volgt zal meer elektrische energie genereren dan een gefixeerd paneel.

Zonne-energie bestaat uit directe en diffuse straling. Dit samen wordt globale energie genoemd. Door het volgen van de zon wordt extra directe straling ontvangen, de diffuse straling blijft ongeveer gelijk.

Een PV-paneel of -systeem dat zich aan de zonnestand aanpast is een adaptief systeem. Het volgen van de zon wordt wel PV-tracking genoemd.

Bij een trackingsysteem stuurt een computer één of meerdere motortjes aan waardoor het totaal aan panelen de zon volgt. Onderstaand figuur toont een trackingsysteem dat de zonnestand volledig volgt van zonsopgang tot zonsondergang. Naast deze figuur staat een diagram dat voor een bepaalde locatie op een bepaalde, volledig onbewolkte dag in paars het extra, door tracking gegenereerde vermogen toont. Te zien is dat een aanzienlijk extra vermogen uit dezelfde panelen gehaald kan worden.

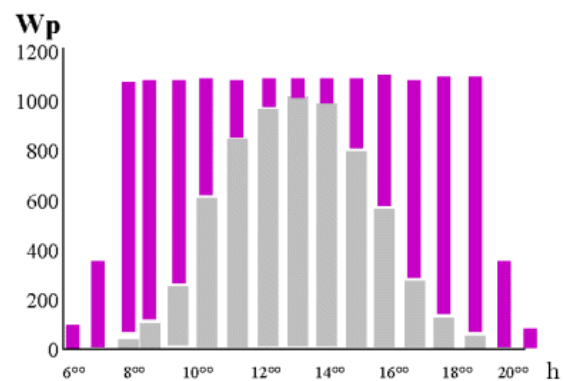


Fig. 6.1 PV-trackingsysteem en een vermogendiagram van een systeem

7.1.2 Doelstelling

Het doel van dit hoofdstuk en deelonderzoek is om globaal inzicht te krijgen in energieopbrengsten en kostenbesparingen van verschillende adaptieve PV-systemen.

Er zal onderzocht worden wat de energieopbrengsten zijn van PV-cellen in vlakken die bepaalde bewegingsmogelijkheden hebben om de zon te kunnen volgen. Deze energieopbrengsten worden voor een aantal verschillende locaties gedaan om ook inzicht te krijgen in deze verschillen.

Het onderzoek zal zich uiteindelijk toespitsen op de berekening van energieopbrengsten van PV-vlakken met bewegingsmogelijkheden die in of aan de gevel mogelijk zijn. Dus bewegingsmogelijkheden die ook voor een PV-buitenzonweringsysteem mogelijk zouden kunnen zijn.

Voor de verschillende gedefinieerde gevallen kan zo uiteindelijk bepaald worden welke hoeveelheid (extra) energie opgewekt wordt.

Daarnaast zal bepaald worden welke (extra) investeringen voor de verschillende gevallen gedaan moeten worden. Daarmee zal de toepassing van PV bij de verschillende gedefinieerde gevallen in een financieel perspectief geplaatst worden.

Uiteindelijk kunnen de uitkomsten van het onderzoek bijdragen aan de besluitvorming van het programma van eisen van het PV-wirefree zonweringsysteem.

7.1.3 Onderzoeksopzet

Beschikbare hoeveelheid zonne-energie

Om inzicht te krijgen in de energieopbrengsten van adaptieve PV-systemen, moeten telkens berekeningen gemaakt worden van de hoeveelheid beschikbare zonne-energie die een vlak met bepaalde randvoorwaarden en/of bewegingsmogelijkheden bereikt. Wanneer deze hoeveelheid beschikbare zonne-energie bekend is, kan deze uiteindelijk vermenigvuldigd worden met het rendement van het PV-systeem om de te verwachten energieopbrengst te berekenen.

Basisgegevens en randvoorwaarden

Allereerst worden de uitgangspunten voor de berekeningen bepaald. Dit zijn de basisgegevens van de beschikbare zonne-energie die in de berekeningen gebruikt gaan worden en de randvoorwaarden van de (PV-)vlakken waarvoor de berekeningen gelden. De randvoorwaarden bestaan uit de locatie op aarde van het vlak en de richting en helling ervan.

Vaste vlakken

Om te kijken wat de invloed is van bewegingsmogelijkheden van een PV-vlak, wordt eerst berekend wat de hoeveelheid energie is die bepaalde PV-vlakken met een vaste stand bereikt. Dit wordt voor 3 verschillende locaties bepaald en bij 3 verschillende hellingshoeken van het vlak per locatie.

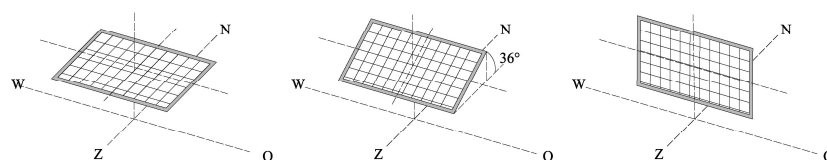


Fig. 6.2 3 vlakken met een vaste stand

Volledige tracking

Om nu een idee te krijgen binnen welk gebied een PV-paneel extra energie kan leveren door in bepaalde mate met de zon mee te draaien, wordt vervolgens eerst

berekend welke hoeveelheid zonne-energie een vlak bereikt dat continu de directe straling van de zon volgt. Dus een vlak dat altijd volledig op de zon gericht is (figuur 6.3 links, volledige tracking).

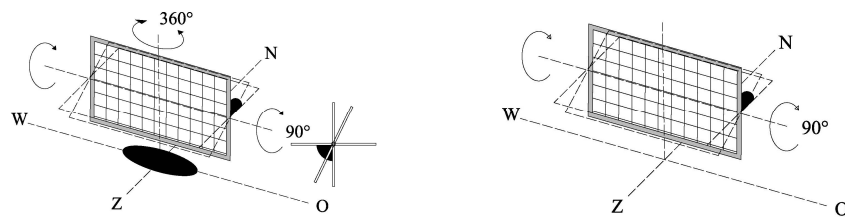


Fig. 6.3 Links een vlak dat via 2 assen de zon trackt, rechts een vlak dat alleen via een horizontale as de zon trackt

Tracking via 1 (horizontale) as

De voorgaande manier van tracking zal de meeste extra energie leveren. Dit systeem heeft echter wel een ruime bewegingsruimte nodig en de installatie moet de zon via 2 assen volgen. De gebouwde omgeving biedt niet altijd de mogelijkheid voor de ruime bewegingsruimte.

De volgende stap in het onderzoek is daarom om te kijken welke hoeveelheid extra energie een simpeler trackingsysteem bereikt. Berekend wordt welke hoeveelheid extra energie een systeem bereikt dat via 1 as de zon volgt. De berekening wordt gedaan voor een vlak dat via een horizontale as de zon volgt (figuur 6.3 rechts).

Er wordt in dit onderzoek geen berekening gemaakt voor een vlak dat alleen via een verticale as de zon trackt. Voor dit systeem is een lage energieopbrengst te verwachten.

Er bestaan wel zonweringsystemen waarin lamellen via verticale assen gedraaid kunnen worden. Deze manier van zonwering is vooral bedoeld om lage zonnestanden (bijvoorbeeld oost- of westgevels) te weren. Dit zijn juist zonnestanden waarbij minder zonne-energie beschikbaar is. Ook zullen dergelijke lamellen elkaar vaak beschaduen. Daarnaast zullen de verticaal gerichte vlakken juist bij de hoge zonnestanden, wanneer er veel energie beschikbaar is, ver van de optimale stand gericht zijn.

Tracking via horizontale as en gedeeltelijk via verticale as

Voorgaande bewegingsmogelijkheid is op (de gevel van) een gebouw goed mogelijk. Volledige tracking zal aan de gevel onmogelijk zijn doordat de zon om het gebouw zal draaien en omdat de verschillende PV-vlakken elkaar zullen gaan beschaduen.

Om toch te kijken of er meer energie te ontvangen is zonder teveel bewegingsruimte in te nemen, wordt nu gekeken of het meebewegende vlak een redelijke hoeveelheid extra zonne-energie bereikt, wanneer het niet alleen via een horizontale as de zon kan volgen, maar ook gedeeltelijk door een tweede verticale as. Rondom zonnetijd 12 uur, wanneer er de meeste zonne-energie beschikbaar is, kan het vlak naast de horizontale as, ook via een verticale as over een kleine hoek de zon volgen (figuur 6.4).

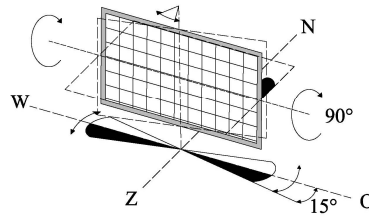


Fig. 6.4 Een vlak dat via de horizontale en deels via de verticale as de zon trackt

Tracking aan de gevel

De voorgaande berekeningen gelden voor vrijstaande vlakken die geen invloed van hun omgeving ondervinden. Dit onderzoek spitst zich vooral toe op de energieopbrengsten van PV-vlakken die in of aan de gevel gepositioneerd zijn. De energieopbrengsten van deze vlakken zullen door de achterliggende gevel beïnvloed worden. Voor de vlakken met randvoorwaarden en/of bewegingsmogelijkheden die aan de gevel mogelijk zijn, zullen de berekeningen gecorrigeerd moeten worden om een betrouwbare uitkomst te verkrijgen.

Energieopbrengsten

Tot nu toe zijn telkens de hoeveelheden beschikbare zonne-energie berekend. Met deze waarden zijn nu simpel de te verwachten jaarlijkse energieopbrengsten voor PV-systemen aan de gevel met dezelfde randvoorwaarden te berekenen door te vermenigvuldigen met het systeemrendement.

Kostenperspectief

Met behulp van de uitkomsten van de jaarlijkse energieopbrengsten van voorgaande berekeningen, kan de toepassing van de verschillende manieren van tracking bij een PV-systeem in een kostenperspectief gezet worden. Een kostenperspectief kan bijdragen aan de besluitvorming van de toepassing van een systeem.

Bespreking resultaten en conclusies en aanbevelingen

Uiteindelijk zullen de verkregen resultaten besproken worden en hieruit zullen conclusies en aanbevelingen komen die ook in de besluitvorming van het programma van eisen voor de PV-wirefree buitenzonwering kunnen bijdragen.

7.2 Berekening beschikbare hoeveelheid zonne-energie

7.2.1 Uitgangspunten

Als uitgangspunt voor alle gemaakte berekeningen van energieopbrengsten dienen gegevens uit de 'yearly yield simulator' van ECN [xx]. Dit programma gebruikt weer de officiële testreferentiejaargegevens van het KNMI.

De gebruikte basisgegevens van deze yield simulator (opbrengst simulator) bestaan uit de dagelijkse hoeveelheid zonne-energie in kWh, gemiddeld voor iedere maand, die op een vlak van 1m^2 neerkomt. Zowel de hoeveelheid kWh van de globale als de directe en diffuse straling wordt gegeven.

Globale straling (G_{gl}) is de totale op het vlak vallende straling bestaande uit directe en diffuse straling (G_{dir} en G_{diff}). Diffuse straling is verstrooid licht dat van alle kanten komt, zoals bij bewolkt weer maar ook het licht dat via andere vlakken weerkaatst wordt. Directe straling is de rechtlijnige straling van de zon op het vlak.

Deze basisgegevens die voor in dit onderzoek gebruikt zijn, gelden telkens voor een vlak met een oriëntatie pal op het zuiden. De basisgegevens zijn gebruikt van 3 verschillende locaties en met drie verschillende hellingshoeken per locatie. De drie locaties hebben verschillende breedtegraden en zijn De Bilt in Nederland op 52°NB, Rome in Italië op 42,1 °NB en Khartoem in Sudan op 18 °NB (figuur 6.5).



Fig. 6.5 De 3 locaties op de wereldkaart

Aan de hand van de gebruikte gemiddelde gegevens zijn met de rekenmethodes uit 'Solar engineering of thermal processes' [xxx] hoeveelheden beschikbare zonne-energie te berekenen bij verschillende randvoorwaarden van bewegingsmogelijkheden van het vlak waarop de zonne-energie ontvangen wordt.

Excel is als rekenprogramma gebruikt.

7.2.2 Berekening vaste vlakken

De oriëntatie voor al de gevallen is telkens pal op het zuiden dus de azimuthhoek (γ) is 0°. Onderstaand figuur toont schematisch de stand van de vlakken. De helling verschilt: een horizontaal vlak (helling = 0°), een optimale vaste helling per locatie en een verticaal vlak (helling = 90°). De optimale helling, dus de helling met de meeste beschikbare zonne-energie bij een vaste stand, is voor de Bilt 36°, voor Rome 35° en voor Khartoem 18°.

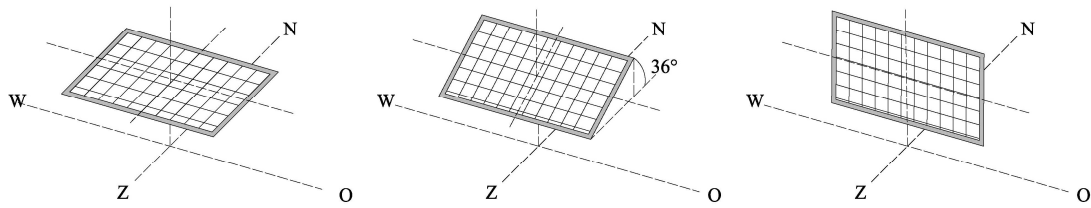


Fig. 6.6 Vaste standen van de vlakken voor energieberekeningen

In onderstaande tabel is voor al de gevallen af te lezen wat de hoeveelheid beschikbare zonne-energie is die de vlakken bereikt. De belangrijkste waarde is de beschikbare jaarlijkse energie (kWh/jaar), in het blauw aangegeven. Dit is niet de hoeveelheid energie die 1m² PV-paneel oplevert maar de hoeveelheid zonne-energie die het paneel of vlak bereikt.

Om de beschikbare energie voor de verschillende situaties met elkaar te vergelijken, wordt als basiswaarde het horizontale vlakgenomen. De opbrengst van dit geval wordt op 100% gezet.

Beschikbare zonne-energie in kWh/dag en kWh/jaar																
helling	kWh/d													gem.	%	kWh/j
	j	f	m	a	m	j	j	a	s	o	n	d				
Nederland, de Bilt, 52°NB																
0°		0.59	1.11	2.35	3.50	4.64	5.29	4.65	4.46	2.74	1.56	0.71	0.47	2.68	100	978.9
36°		1.00	1.52	3.01	4.06	4.82	5.23	4.70	5.03	3.30	2.19	1.17	0.86	3.08	115.0	1125.7
90°		1.06	1.37	2.42	2.81	2.78	2.80	2.63	3.26	2.49	1.96	1.19	0.96	2.15	80.2	784.6
Italie, Rome, 42,1°NB																
0°		1.83	2.53	3.89	5.085	6.17	6.74	6.99	6.1	4.72	3.21	2.05	1.571	4.25	100	1552.1
35°		3.07	3.57	4.88	5.587	6.13	6.39	6.78	6.49	5.77	4.4	3.22	2.669	4.92	115.8	1796.7
90°		3.10	3.13	3.67	3.33	2.98	2.75	3.04	3.50	4.03	3.68	3.11	2.75	3.26	76.6	1189.5
Sudan, Karthoum, 15,1°NB																
0°		5.83	6.59	7.25	7.563	7.11	6.83	6.81	6.67	6.49	6.1	5.95	5.726	6.57	100	2401.4
18°		7.01	7.50	7.67	7.393	6.56	6.13	6.2	6.36	6.64	6.7	7.04	7.033	6.85	104.2	2501.9
90°		5.57	4.86	3.45	1.735	0.95	1.03	1.01	1.27	2.5	3.87	5.32	5.921	3.12	47.4	1138.4

Tab. 6.1 Beschikbare zonne-energie in (kWh per dag en per jaar) voor vaste vlakken in Nederland, Italië en Sudan

Af te lezen is dat in Nederland het vlak met een helling van 36°, 15% meer energie oplevert dan het horizontale vlak. Het verticale vlak levert 80,2% van de opbrengst van een horizontaal vlak.

7.2.3 Berekening volledige tracking via 2 assen

Om te kijken binnen welk gebied er een extra hoeveelheid zonne-energie op een beweegbaar vlak kan vallen, wordt eerst berekend welke hoeveelheid zonne-energie een vlak bereikt dat continu de directe straling van de zon volgt (figuur 6.7). Dit vlak kan om 2 assen bewegen. De horizontale as kan de stand aanpassen aan de zonnehoogtehoek en verticale as kan zich aan de azimuthhoek aanpassen.

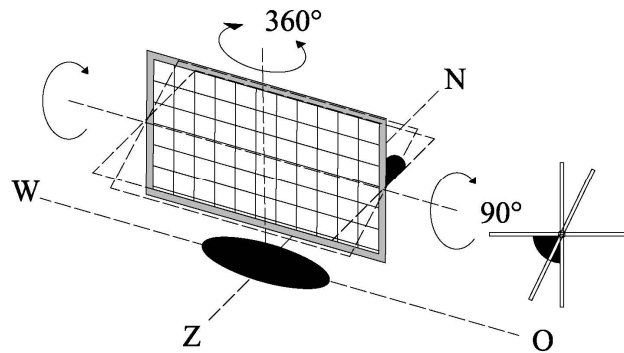


Fig. 6.7 Vlak dat via 2 assen continu de zon volgt

Aan de basis van het rekenen aan hoeveelheden beschikbare zonne-energie op bewegende vlakken staan de hoeveelheden directe en diffuse zonnestraling (G_{dir} en G_{diff}) die het horizontale vlak bereiken, dit zijn de gegevens uit tabel 6.1 voor 0° .

De verhouding van de hoeveelheid van de directe zonnestraling (G_{dir}) die op het bewegende vlak valt verandert echter telkens t.o.v. de hoeveelheid die op het vaste horizontale vlak valt.

Diffuse straling komt van alle kanten en is weinig richtingafhankelijk. Voor de diffuse straling (G_{diff}) wordt voor het meedraaiende vlak telkens dezelfde waarde genomen als het vaste vlak met de optimale helling. In de werkelijkheid verandert deze ook wel wat, maar dat is verwaarloosbaar t.o.v. hoe G_{dir} verandert door het meedraaien.

De waarden uit tabel 6.1 zijn gemiddelde waarden per dag. Voor de bewegende vlakken moet de gemiddelde straling per uur bepaald gaan worden.

Verhouding directe straling op draaiend vlak met een vast horizontaal vlak

Om te berekenen wat een vlak dat (in een bepaalde mate) met de zon meedraait aan hoeveelheid zonne-energie ontvangt, moet telkens de verhouding van de directe straling op het gehele meedraaiende vlak tot de directe straling op het horizontale vaste vlak bepaald worden (dit is R_{dir} , met R van ratio). De hoeveelheid directe straling wordt groter bij het meedraaien met de zon dus dan wordt de verhouding ook groter.

Er geldt:

$$R_{\text{dir}} = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (6.1)$$

Hierin is θ zenithhoek, de hoek van de invallende directe straling met de normaal van het meedraaiende vlak, θ_z is de hoek van de directe straling met de normaal van het horizontale vaste vlak.

Voor $\cos \theta$ geldt altijd:

$$\cos \theta = \cos \theta_z \cos \beta + \sin \theta_z \sin \beta \cos(\gamma_s - \gamma) \quad (6.2)$$

Maar afhankelijk van de voorwaarden van meedraaien bestaan er vereenvoudigde formules.

In formule 6.2 is β de helling behorende bij het ontvangende vlak, γ_s is de azimuthhoek van de zon en γ is de azimuthhoek van het ontvangende vlak (zie figuur 6.9 ter verduidelijking van de hoeken).

Voor een vlak dat met 2 assen de zon continu volgt om de invalshoek van de zonnestraling minimaal te houden geldt:

$$\cos \theta = 1$$

De hoek θ zal immers telkens 0° blijven en $\cos 0 = 1$.

Voor $\cos \theta_z$ geldt altijd:

$$\cos \theta_z = \cos \varphi \cos \delta \cos \omega + \sin \varphi \sin \delta \quad (6.3)$$

Deze formule geeft de relatie van de verschillende hoeken van het horizontale vlak, de stand van de zon en de locatie op aarde.

Hierin is φ de breedtegraad van de locatie waarvoor de berekening gedaan wordt, in dit geval de breedtegraad van de Bilt, Rome en Karthoum.

De uurhoek ω , is de hoekverplaatsing van de zon, oost of west van de lokale meridiaan (oost negatief, west positief). Op zonnetijd 12 uur is de uurhoek $\omega 0^\circ$. De zon draait 15° per uur.

Voor de berekeningen moet telkens de gemiddelde hoeveelheid energie per uur bepaald worden, voor ieder uur van de dag,. Daarom moet ook de gemiddelde hoek behorende bij dat uur gebruikt worden (voor het uur 12:00-13:00 is ω dus 7.5°).

De declinatie (δ) is de hoek die de zon om zonnetijd 12 uur t.o.v. de evenaar maakt ($-23.45^\circ < \delta < 23.45^\circ$), zie figuur 6.8. Deze hoek verandert gedurende het jaar.

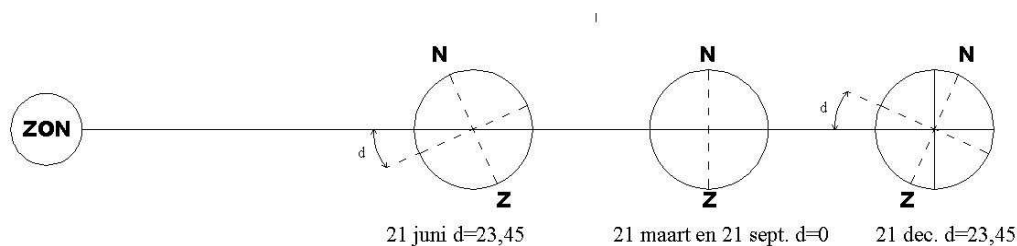


Fig. 6.8 Declinatie (δ)

De declinatie wordt bepaald met:

$$\delta = 23.45 \sin \left(360 \frac{284 + n}{365} \right) \quad (6.4)$$

Hierin is n de gemiddelde dag van de maand. Deze waarden zijn bekend en overgenomen uit 'Solar engineering of thermal processes' (bijlage B1).

Onderstaand figuur 6.9 verduidelijkt de verschillende hoeken uit de formules.

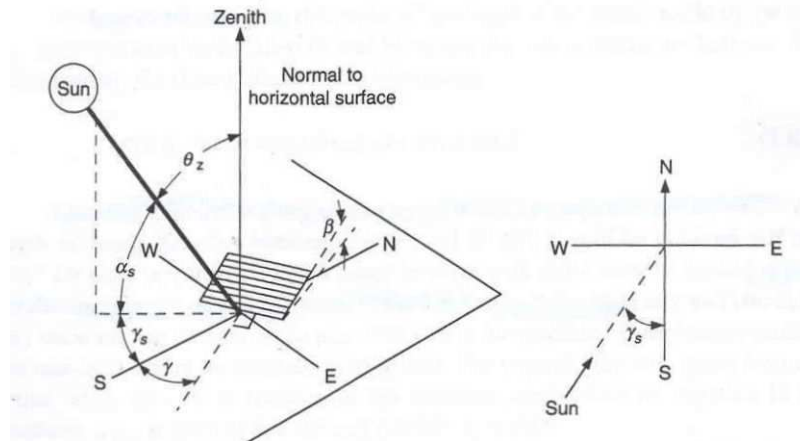


Fig. 6.9 Zenithhoek θ_z , helling β , azimuthhoek van de zon γ_s , zonnehoogtehoek α_s

$\cos \theta_z$ is nu voor ieder uur bekend. (bijlage B2).

Voor het vlak dat volledig de zon volgt kan nu de tabel van R_{dir} gemaakt worden. Hierin staat voor ieder uur van de dag voor elke maand de verhouding van beschikbare zonne-energie op het meedraaiende vlak tot de beschikbare zonne-energie op het horizontale vlak. Dit is de tabel van $R_{\text{dir_track}}$ (bijlage B3).

Globale en diffuse straling per uur

Omdat echter de verhouding tussen de globale straling per uur en de globale straling per dag niet gelijk is voor de verschillende uren van de dag, moeten deze verhoudingen eerst bepaald worden. Dit geldt ook voor de verhouding tussen de diffuse straling per uur en de diffuse straling per dag. Deze verhoudingen zijn af te lezen uit de grafieken uit figuur 6.10 (uit 'Solar engineering of thermal processes', aangepast door Liu en Jordan, 1960).

Door een verticale lijn te trekken door het aantal uur dat een dag gemiddeld per maand heeft (N), is de verhouding voor ieder geheel uur vanaf zonnetijd 12 uur af te lezen op het kruispunt van deze lijn met curve van het middelpunt van het gewenste uur. Dus de lijn $1\frac{1}{2}$ geldt voor de uren (13:00-14:00 en 10:00-11:00).

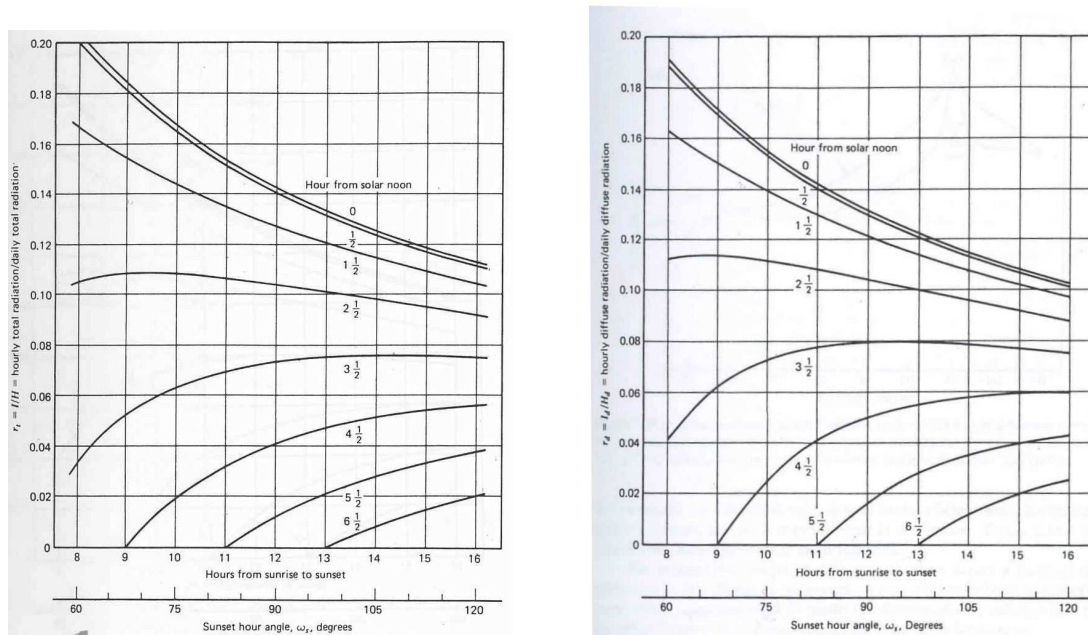


Fig 6.10 Links verhouding tussen dagelijkse en uurlijkse globale straling, rechts tussen dagelijkse en uurlijkse diffuse straling

Om (N) te bepalen moet de breedtegraad (ϕ) van de locatie en de declinatie (δ) ingevoerd worden:

$$N = \frac{2}{15} \cos^{-1}(-\tan \phi \tan \delta) \quad (6.5)$$

De tabellen van de verhouding van de globale en diffuse straling per uur zijn nu bekend (bijlage B4). De optelsom van de verhouding per uur van alle uren is telkens 0,5. Doordat de uren telkens zowel voor als na de hoogste zonnestand (12 uur) voorkomen komt ieder uur 2 maal voor en is de optelsom van de verhouding van de straling per uur dus 2 maal 0,5 = 1.

Door de verhouding van de globale energie per uur te vermenigvuldigen met de basisgegevens van de gemiddelde globale energie per dag (G_{gl_gem}) is globale energie per uur bekend (G_{gl_uur}), (bijlage B7).

Dit zelfde kan gedaan worden om de diffuse energie per uur (G_{diff_uur}) te berekenen: vermenigvuldig de verhouding van de diffuse energie per uur (bijlage B5) met de basisgegevens van de gemiddelde diffuse energie per dag (G_{diff_gem}), (bijlage B6).

Directe straling per uur

De directe energie per uur (G_{dir_uur}) kan nu bepaald worden (bijlage B8), er geldt immers:

$$G_{gl_uur} = G_{dir_uur} + G_{diff_uur}$$

Directe straling door tracking

De globale, directe en diffuse energie zijn nu voor ieder uur van de dag bekend voor het horizontale vlak. De verhouding van $R_{\text{dir_track}}$ is ook bekend. Door de $R_{\text{dir_track}}$ te vermenigvuldigen met $G_{\text{dir_uur}}$ wordt $G_{\text{dir_track}}$ verkregen (bijlage B9).

$G_{\text{dir_track}}$ is nu voor ieder uur van de dag bekend in kWh/uur. Door $G_{\text{dir_track}}$ van ieder uur uit de tabel op te tellen en te vermenigvuldigen met 2 (ieder uur komt voor en na de hoogste zonnestand voor), is bekend wat $G_{\text{dir_track}}$ in kWh/dag is (bijlage B10).

Globale straling door tracking

Door nu nog $G_{\text{diff_gem}}$ bij $G_{\text{dir_track}}$ op te tellen, is $G_{\text{gl_track}}$ bekend (bijlage B10) voor iedere gemiddelde dag van de maand. De jaarlijkse gemiddelde hoeveelheid zonne-energie in kWh kan hiermee uitgerekend worden.

Nu moet echter wel nog bepaald worden welke waarde voor $G_{\text{diff_gem}}$ genomen wordt. Er zit weinig verschil tussen vlakken met een verschillende oriëntatie in de hoeveelheid beschikbare diffuse zonne-energie. Dit is ook logisch omdat diffuus licht van alle kanten komt. Om de berekening zo betrouwbaar mogelijk te houden wordt voor de waarde van hoeveelheid diffuse zonne-energie dezelfde genomen als beschikbaar is voor het vaste vlak met een optimale helling voor de desbetreffende locatie.

Onderstaande tabel toont de gemiddelde dagelijkse hoeveelheid zonne-energie per maand en de gemiddelde jaarlijkse hoeveelheid. In het blauw is aangegeven welk extra percentage zonne-energie het vlak dat met 2 assen de zon volledig volgt, bereikt.

Beschikbare zonne-energie bij volledige tracking met 2 assen, in kWh														
helling	kWh/d												gem.	%
	j	f	m	a	m	j	j	a	s	o	n	d		kWh/j
Nederland, de Bilt, 52°NB														
0°	0,59	1,11	2,35	3,5	4,64	5,29	4,65	4,46	2,74	1,56	0,71	0,47	2,68	100
track 2 as.	1,22	1,78	3,56	4,71	6,08	6,67	5,76	6,02	3,76	2,61	1,31	1,16	3,73	139,2
Italië, Rome, 42,1°NB														
0°	1,83	2,53	3,89	5,09	6,17	6,74	6,99	6,10	4,72	3,21	2,05	1,57	4,25	100
track 2 as.	3,79	4,52	6,35	7,24	8,70	9,21	9,86	9,69	8,00	5,61	3,82	3,35	6,69	157,4
Sudan, Karthoum, 15,1°NB														
0°	5,83	6,59	7,25	7,56	7,11	6,83	6,81	6,67	6,49	6,10	5,95	5,73	6,57	100
track 2 as.	8,07	9,47	10,34	10,05	8,94	8,37	8,37	8,36	8,69	8,08	7,99	8,22	8,74	132,9

Tab. 6.2 Beschikbare zonne-energie in (kWh) voor vlakken die volledig de zon tracken in Nederland, Italië en Sudan

De maximaal haalbare hoeveelheid zonne-energie die een vlak dat de zon volledig trackt, is hiermee gedefinieerd.

Doel van dit onderzoek is echter om een idee te krijgen hoeveel een PV-vlak dat zich in een buitenzonwering-systeem aan de gevel bevindt, aan extra energie kan genereren door in bepaalde mate met de zon mee te draaien. Hiervoor moet voor het vlak in dit onderzoek een beweging gedefinieerd worden die aan de gevel mogelijk is.

7.2.4 Berekening tracking via 1 horizontale as

Een gebruikelijke beweging in een zonweringsysteem met lamellen is dat de vlakken over een horizontale as kunnen draaien. In onderstaande figuur is schematisch te zien welke beweging het vlak kan maken.

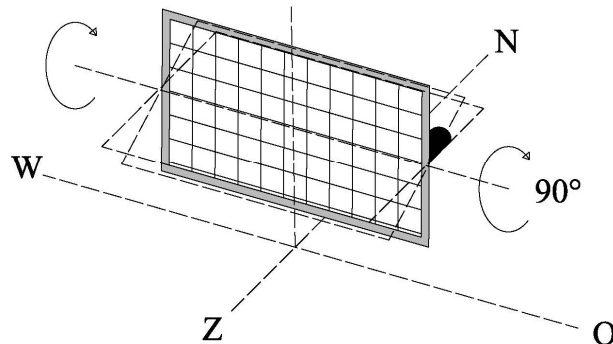


Fig. 6.11 Vlak dat met horizontale as die de zon volgt

Om de hoeveelheid zonne-energie die een vlak dat via een horizontale oost-west-as de zon volgt te berekenen, moet R_{dir} voor dit geval weer bepaald worden.

Deze wordt hier met $R_{\text{dir_tr_1as}}$ aangeduid.

De berekening is gelijk aan de berekening voor het vlak dat de zon via 2 assen volgt, alleen geldt voor $\cos \theta$ een andere formule:

$$\cos \theta = \sqrt{(1 - \cos^2 \delta \sin^2 \omega)} \quad (6.6)$$

Hierin is δ bekend, net als ω , die voor ieder geheel uur de gemiddelde hoek van dat uur aanneemt.

Hiermee is bekend wat de hoeveelheid zonne-energie is, die dit vlak bereikt, zie tabel 6.3 (In bijlage B11a t/m B11c staan de gegevens van de tussenstappen).

Beschikbare zonne-energie bij tracking met 1 oost-west-as, in kWh/m ²																
kWh/d													gem.	%	kWh/j	
j	f	m	a	m	j	j	a	s	o	n	d					
Nederland, de Bilt, 52°NB																
0°	0,59	1,11	2,35	3,50	4,64	5,29	4,65	4,46	2,74	1,56	0,71	0,47		2,68	100	978,9
track 1 O-W-as	1,14	1,67	3,12	3,97	4,92	5,47	4,80	4,92	3,35	2,38	1,24	1,09		3,18	118,7	1162,0
Italie, Rome, 42,1°NB																
0°	1,83	2,53	3,89	5,09	6,17	6,74	6,99	6,10	4,72	3,21	2,05	1,57		4,25	100	1552,12
track 1 O-W-as	3,41	3,85	4,96	5,63	6,32	6,76	7,11	6,59	5,81	4,68	3,46	3,04		5,14	121,0	1878,55
Sudan, Karthoum, 15,1°NB																
0°	5,83	6,59	7,25	7,56	7,11	6,83	6,81	6,67	6,49	6,10	5,95	5,73		6,57	100	2401,39
track 1 O-W-as	7,21	7,81	7,77	7,66	7,21	6,97	6,92	6,69	6,73	6,80	7,14	7,37		7,19	109,3	2624,99

Tab. 6.3 Beschikbare zonne-energie in (kWh) voor vlakken die de zon via 1 oost-west-as tracken in Nederland, Italië en Sudan

7.2.5 Berekening tracking via 1 hor. as en max. 30° via vert. as

Om extra zonne-energie op een draaibare zonwering met PV-cellen op te vangen, is het mogelijk om het PV-vlak (PV-lamel) dat over de horizontale as de zon volgt, via een verticale tweede as in bepaalde mate mee te laten draaien. Deze beweging is aan de gevel slechts beperkt mogelijk. Daarom wordt hier gekeken naar wat de extra hoeveelheid zonne-energie is die het vlak bereikt, wanneer deze zowel oost als west van zonnetijd 12 uur, 15° met de zon kan meedraaien. Het vlak kan in totaal dus via de verticale as over 30° draaien, zoals schematisch is aangegeven in figuur 6.12.

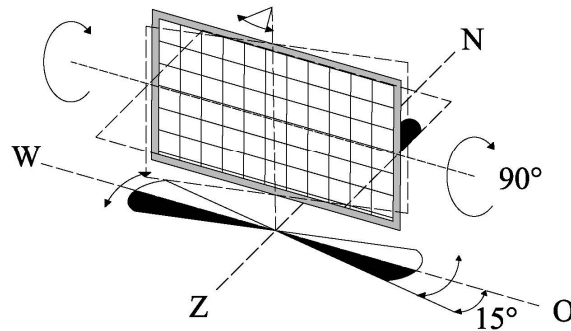


Fig.6.12 Vlak dat met horizontale as en 30° via de vert. as de zon volgt

De zon draait 15° per uur. Dat betekent dat het vlak gedurende 2 uur met de zon meedraait via de verticale as. Dit gebeurt op het tijdstip van de dag, wanneer er de meeste zonnestraling te verwachten is. Dat is rondom 12:00 uur zonnetijd. Het vlak zal tot aan 11:00 uur zonnetijd 15° van de noord-zuid-as naar het oosten gedraaid zijn. Vanaf 11:00 uur zal het vlak volledig met 2 assen de zon volgen. Dit gebeurt tot aan zonnetijd 13:00 uur. Vanaf dan zal het vlak 15° naar het westen gedraaid blijven over de verticale as.

Om de hoeveelheid zonne-energie bij deze condities te berekenen, moeten de condities van 'tracken' voor ieder uur bepaald worden. Voor de uren 11:00-12:00 en 12:00-13:00 geldt dat de zon via 2 assen volledig gevolgd wordt. De hoeveelheid zonne-energie kan uit de voorgaande berekening van tracking met 2 assen voor die uren worden overgenomen.

Voor de overige uren geldt dat de horizontale as de zon volgt en dat de verticale as vast staat op 15°.

R_{dir} moet weer bepaald worden, deze wordt hier met $R_{dir_tr_2as_30^\circ}$ aangeduid.

Formule (6.1) geldt weer. Voor de uren voor 11:00 uur en na 13:00 uur geldt hierin de basisformule (6.2):

$$\cos \theta = \cos \theta_z \cos \beta + \sin \theta_z \sin \beta \cos(\gamma_s - \gamma)$$

Hierin is θ_z bekend. De hellinghoek (β) van het ontvangende vlak (vlak R, in onderstaande figuur) verschilt voor ieder uur. Om deze te berekenen moet de projectiehoek (α_p) van de zonshoogtehoek (α_s) bekend zijn. Onderstaande figuur toont de verhoudingen tussen deze hoeken.

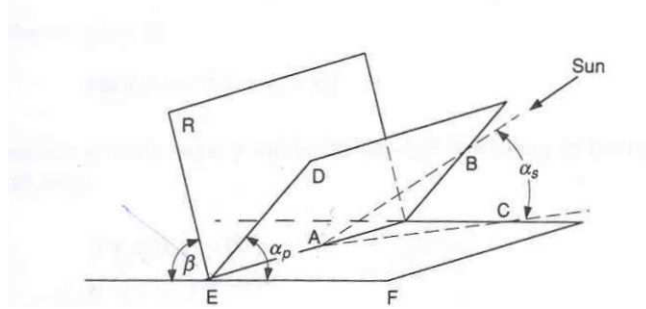


Fig.6.13 Verhouding tussen de zonnehoogtehoek (α_s), de projectiehoek (α_p) en de hellinghoek (β)

De azimuthhoek van de zon (γ_s) en de azimuthhoek van het ontvangende vlak (γ), (zie ook figuur 6.9) zijn bekend.

Voor al de uren behalve 11:00-13:00 geldt: $\gamma = 15^\circ$. Voor γ_s geldt telkens de gemiddelde hoek voor dat uur:

$$\begin{aligned} 10:00-11:00 \text{ en } 13:00-14:00 &= 22.5^\circ \\ 9:00-10:00 \text{ en } 14:00-15:00 &= 37.5^\circ \\ 8:00-9:00 \text{ en } 15:00-16:00 &= 52.5^\circ \\ 7:00-8:00 \text{ en } 16:00-17:00 &= 67.5^\circ \\ 6:00-7:00 \text{ en } 17:00-18:00 &= 82.5^\circ \end{aligned}$$

Voor deze uren geldt dat de projectiehoek (α_p) loodrecht op het ontvangende vlak staat. Voor de hellinghoek (β) geldt daarom:

$$\beta = 90 - \alpha_p$$

Voor de profielhoek geldt:

$$\tan \alpha_p = \tan \alpha_s / \cos (\gamma_s - \gamma) \quad (6.7)$$

Voor α_s geldt:

$$\alpha_s = 90 - \theta_z$$

Omdat θ_z reeds bekend is, kan hiermee α_s bepaald worden, hiermee kan m.b.v. formule (6.7) α_p bepaald worden en vervolgens kan β bepaald worden en uiteindelijk kan hiermee $R_{\text{dir_tr_2as_30}^\circ}$ ook bepaald worden (zie bijlage 12a t/m 12g voor de gegevens van de tussenstappen).

Nu kan op overeenkomstige wijze met de voorgaande berekeningen uiteindelijk $G_{\text{gl_tr_2as_30}^\circ}$ bepaald worden. In tabel 6.4 zijn de hoeveelheden ontvangen energie af te lezen.

7.2.6 Berekening tracking via 1 hor. as en max. 60° via vert. as

De berekening uit voorgaande paragraaf is ook gemaakt voor een vlak dat via verticale as 60° in plaats van 30° kan draaien, zoals in figuur 6.14.

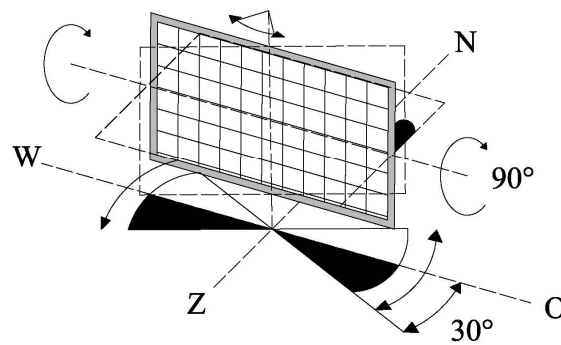


Fig. 6.14 Vlak dat met horizontale as en 60° via de vert. as de zon volgt

Deze berekening is gelijk aan de voorgaande berekening, met het verschil dat er ook voor de uren 10:00-11:00 en 13:00-14:00 volledige tracking via 2 assen plaats vindt. Daarnaast is het ontvangende vlak voor de overige uren 30° naar het oosten of westen gedraaid. (zie bijlage B13a t/m B13f voor de gegevens van de tussenstappen).

Beschikbare zonne-energie bij tracking met 2 assen, vert. Max. 30° of 60°, in kWh																
kWh/d														gem. % kWh/j		
	j	f	m	a	m	j	j	a	s	o	n	d				
Nederland, de Bilt, 52°NB																
0°	0,59	1,11	2,35	3,50	4,64	5,29	4,65	4,46	2,74	1,56	0,71	0,47		2,68	100	978,9
tr.2 as, vert.30°	1,19	1,73	3,31	4,21	5,16	5,66	4,97	5,22	3,56	2,51	1,28	1,13		3,34	124,5	1218,4
tr.2 as, vert.60°	1,21	1,77	3,46	4,49	5,67	6,23	5,41	5,67	3,68	2,57	1,30	1,15		3,56	132,8	1300,2
Italie, Rome, 42,1°NB																
0°	1,83	2,53	3,89	5,09	6,17	6,74	6,99	6,10	4,72	3,21	2,05	1,57		4,25	100	1552,12
tr.2 as, vert.30°	3,61	4,17	5,39	6,08	6,60	6,98	7,40	7,09	6,40	5,15	3,66	3,20		5,48	129,0	2002,76
tr.2 as, vert.60°	3,73	4,36	5,95	7,08	7,70	8,18	8,71	8,43	7,34	5,40	3,77	3,30		6,17	145,3	2254,6
Sudan, Karthoum, 15,1°NB																
0°	5,83	6,59	7,25	7,56	7,11	6,83	6,81	6,67	6,49	6,10	5,95	5,73		6,57	100	2401,39
tr.2 as, vert.30°	7,76	8,76	8,73	8,49	7,71	7,29	7,31	7,28	7,50	7,57	7,70	7,90		7,83	119,0	2858,3
tr.2 as, vert.60°	7,97	9,15	9,68	9,41	8,44	7,94	7,94	7,92	8,19	7,85	7,89	8,12		8,37	127,3	3056,6

Tab.6.4 Beschikbare zonne-energie in (kWh) voor vlakken die de zon via de hor. as volledig tracken en via de vert. as max. 30° of 60° tracken, in Nederland, Italië en Sudan

7.2.7 Berekening tracking voor vlakken aan de gevel

De berekeningen uit de voorgaande paragrafen gelden voor vrijstaande vlakken die onder bepaalde voorwaarden mee kunnen draaien met de zon. Er is in die berekeningen geen rekening gehouden met externe invloeden veroorzaakt door de gevel waaraan het PV-vlak gemonteerd kan zijn.

Wanneer een berekening geldt voor een vlak dat aan de gevel gemonteerd is, heeft deze achterliggende gevel invloed op de hoeveelheid zonne-energie die het vlak bereikt. De berekening voor een losstaand vlak met dezelfde eigenschappen, moet gecorrigeerd worden om een betrouwbare uitkomst te krijgen.

Er zijn 4 punten waarop een berekening voor een vlak aan een gevel gecorrigeerd dient te worden.

1: Correctie voor diffuse straling

In voorgaande berekeningen wordt voor het aandeel diffuse zonnestraling gerekend met dezelfde hoeveelheid diffuse zonnestraling dat een gefixeerd vlak bereikt, dat optimaal gepositioneerd is. De positie van het ontvangende vlak is minder van belang omdat diffuse straling immers toch van alle kanten komt.

Een gevel is echter verticaal, dus een vlak met een helling van 90° en ontvangt hierdoor wel minder diffuse straling. Het diffuse licht wordt eigenlijk aan één kant tegengehouden.

Ondanks dat een PV-vlak aan de gevel meedraait met de zon en zelf niet verticaal staat, zal door de achterliggende gevel het aandeel diffuse straling ongeveer dezelfde zijn als de hoeveelheid diffuse straling dat een verticaal vlak bereikt. Hierdoor moet voor de berekening van hoeveelheid opvallende zonne-energie voor een bewegend vlak aan de gevel gerekend worden met dezelfde hoeveelheid diffuse straling als diffuse straling die een verticaal vlak bereikt.

2: Correctie voor directe straling bij meer dan 12 uur daglicht

Een gevel kan over een hoek van 180° directe zonnestraling ontvangen. Dit betekent dat t.o.v. voorgaande berekeningen de PV-vlakken maximaal gedurende 12 uur direct zonlicht kunnen ontvangen.

3: Correctie voor directe straling bij hoge zonnestanden

De derde reden om de berekening te corrigeren is dat wanneer de zon een bepaalde zonnehoogte bereikt, de beweegbare vlakken aan de gevel elkaar gaan overlappen en dus beschaduwden als zij loodrecht op de zon gepositioneerd blijven. De beschaduwde PV-cellen ontvangen dan geen directe zonnestraling meer, bovendien zal er bij gedeeltelijke beschaduwing mismatch optreden, wat bij een PV-systeem ongewenst is.

Wanneer de vlakken elkaar gaan overlappen, is afhankelijk van het percentage van het geveloppervlak dat bedekt is met PV-cellen. Als de PV-vlakken de gehele gevel kunnen afdekken, zullen deze PV-lamellen elkaar altijd (enigszins) overlappen. Hoe hoger de zonnestand, hoe meer beschaduwing optreedt, zie schematisch figuur 6.15.

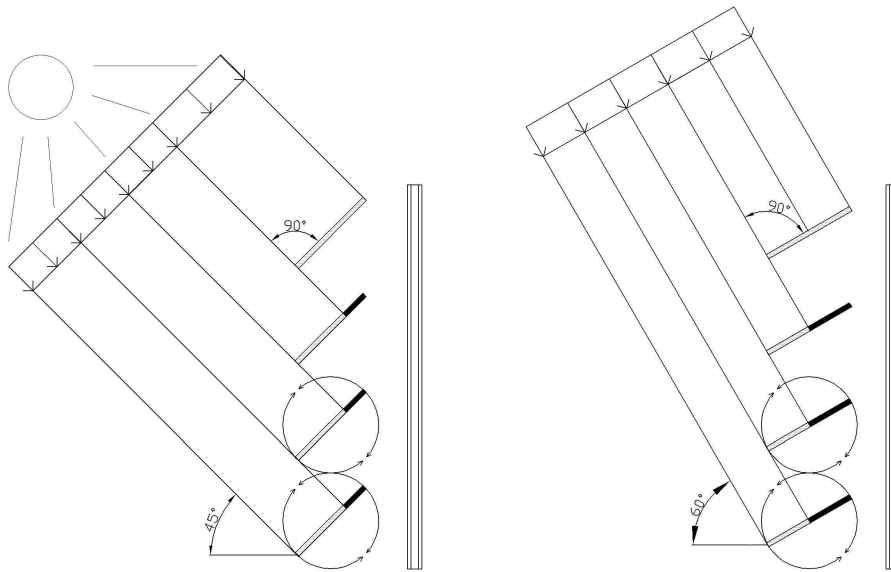


Fig.6.15 Beschaduwning van draaibare PV-vlakken voor de gevel, gericht op de zon, bij een zonnehoogtehoek van 45° (l) en 60° (r).

Als de vlakken echter alleen een bepaald percentage van de gevel bedekken (figuur 6.16), kunnen de lamellen volledig op de zon gericht blijven zonder elkaar te beschaduen. De maximale zonnehoogtehoek waarbij de vlakken (lamellen) op de zon gericht zijn zonder elkaar te overlappen is afhankelijk van het percentage van PV-vlakken dat zich voor de gevel bevindt. Als de vlakken zich dicht bij elkaar bevinden en dus een groot percentage van de gevel bedekken, zullen ze elkaar eerder overlappen dan wanneer ze verder van elkaar liggen.

Bij onderstaand figuur is 60% van hoogte van de gevel met lamellen bedekt.

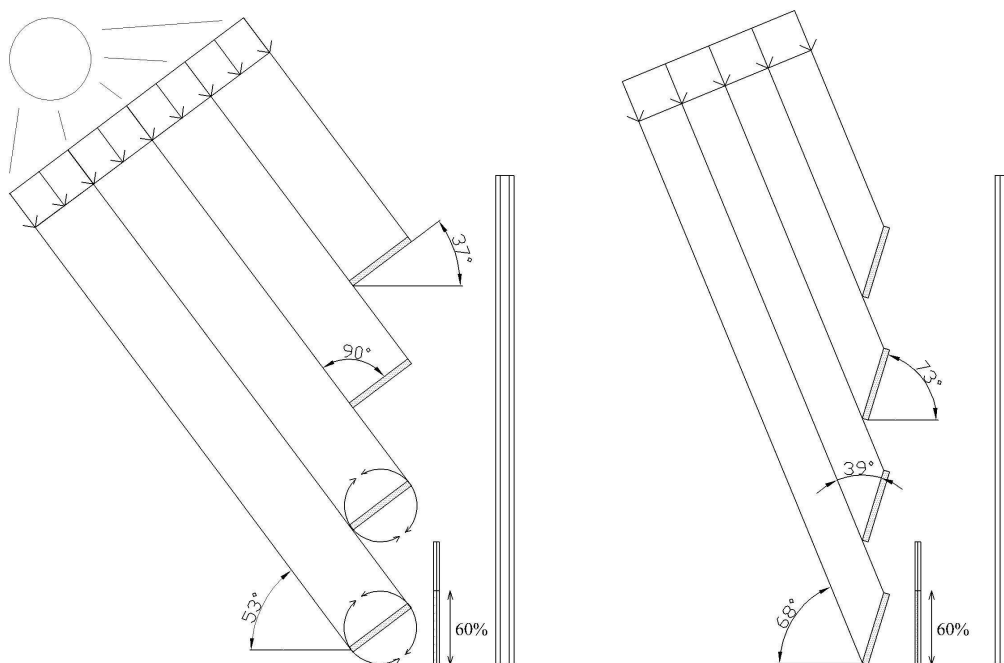


Fig. 6.16 Links, hoogste zonnestand bij loodrechte instraling zonder beschaduwning. Rechts, aanpassing van de helling van de vlakken om beschaduwning te voorkomen.

Toch zal nu ook vanaf een bepaalde zonnehoogtehoek beschaduwing optreden wanneer de vlakken loodrecht op de zon gericht blijven. Om gedeeltelijke beschaduwing van PV-vlakken te voorkomen moeten de vlakken zo gedraaid worden dat de maximale hoeveelheid directe zonnestraling wordt ontvangen zonder dat de vlakken elkaar gaan overlappen (zie ook voorgaande figuur 6.16 rechts).

Voor al de gevallen waarin de vlakken zich niet loodrecht op de zon kunnen richten om beschaduwing te voorkomen, moet de gecorrigeerde hoeveelheid directe zonne-energie bepaald worden.

4: Correctie voor directe straling bij zonnestanden met grote azimuthhoek

PV-vlakken die naast elkaar geplaatst zijn, kunnen elkaar ook beschaduwen. Dit kan alleen wanneer de vlakken ook over een verticale as kunnen meedraaien met de zon. Afhankelijk van de horizontale afstand tussen de vlakken, zullen ze elkaar gaan beschaduwen vanaf een bepaalde azimuthhoek van de zon. Als die hoek bereikt is zullen de vlakken over de verticale as parallel aan de gevel teruggedraaid moeten worden. Onderstaand figuur toont in een schematisch aanzicht van bovenaf gezien hoe naast elkaar gesitueerde vlakken elkaar kunnen beschaduwen. γ_s is de azimuthhoek van de zon.

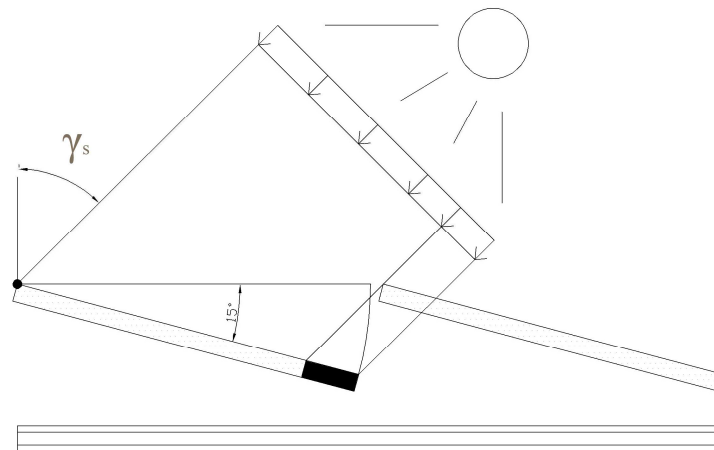


Fig. 6.17 Schematisch bovenaanzicht van vlakken die via de verticale as meedraaid zijn.

Berekeningen vlakken aan de gevel

De vaste vlakken met een optimale helling, uit paragraaf 6.2.2, zijn als vaste zonwering aan de gevel mogelijk. Daarnaast zijn de vlakken met bewegingsmogelijkheden uit paragraaf 6.2.4 en 6.2.5 als zonwering aan de gevel mogelijk. (6.2.6 is dit in principe ook maar het is minder realistisch om vlakken tot 30° van de gevel af te laten draaien.)

Voor deze drie gevallen worden nu de berekeningen gedaan, waarin de invloed van de achterliggende gevel wel wordt meegenomen om zo een betrouwbare uitkomst te krijgen.

Het bepalen van de hoeveelheid diffuse zonne-energie die de vlakken voor de drie gevallen bereikt is eenvoudig. Voor $G_{\text{diff_gem}}$ wordt in de berekeningen de waarde van de optimale helling vervangen door de waarde van de helling van 90° .

Het bepalen van de hoeveelheid directe zonne-energie is ingewikkelder. De berekeningen gelden telkens voor vlakken die op het zuiden gericht zijn, daarvoor geldt dus dat ze alleen tussen 6 uur voor en 6 uur na zonnetijd 12:00 uur directe zonnestraling kunnen ontvangen. Buiten deze periode geldt dus nu: $G_{\text{dir}} = 0$, dus voor dagen die langer dan 12 uur zonlicht hebben. Dit is de eerste correctie voor de berekening van het aandeel van direct zonlicht.

Vervolgens moet de gecorrigeerde hoeveelheid directe zonne-energie bepaald worden voor de uren van het jaar waarop de vlakken een aangepaste helling (moeten) hebben om beschaduwing te voorkomen.

Daarvoor moet bekend zijn welk percentage van het oppervlak van de gevel door de PV-vlakken afgedekt kan worden. Hiervoor moet een waarde gekozen worden waarbij de energieopbrengstpotentie van de gevel wordt nagestreefd, zonder dat de vlakken een te groot deel van de gevel bedekken, zodat de vlakken niet te vaak van de zon afgedraaid moeten worden om beschaduwing en dus mismatch te voorkomen.

Een (maximale) bedekking van 60%, zoals in figuur 6.16, is hiervoor een goede waarde. De PV-vlakken kunnen tot een zonnehoogtehoek van 53° de zon loodrecht volgen. Een grotere zonnehoogte is er (in Nederland) maar gedurende een klein gedeelte van het jaar. Bovendien zal bij dit percentage de gevel niet hinderlijk afgedekt worden wanneer de vlakken op een lagere zonnestand gericht zijn. Daarnaast is een bedekkinggraad van 60% van PV-elementen in een gevel waarin ook ramen zitten, een realistische waarde. Daardoor kan ook een goede vergelijking gemaakt worden van de opbrengst van PV in de gevel met de opbrengst van PV in de beweegbare zonwering aan de gevel.

Voor het vaste vlak met een optimale helling moet echter per locatie bepaald worden welk gedeelte van de gevel bedekt kan worden. Deze vlakken hebben een vaste stand en kunnen dus niet van de zon af draaien als ze elkaar dreigen te beschaduen. Mismatch zal voorkomen moeten worden. De gevel kan maximaal zo bedekt worden, dat bij de hoogste zonnestand in het jaar net geen beschaduwing optreedt. De bedekkinggraad heeft echter geen invloed op de berekening. Voor de uitkomst geldt echter dat deze alleen geldt voor een gevel waarbij deze bedekkinggraad niet overschreden wordt. Figuur 6.18 toont wat de grootste bedekking voor de drie locaties is. Door het uitzetten van de optimale helling en de hoogste zonnestand voor de locatie is schematisch het percentage bepaald waarmee de gevel met PV-vlakken bedekt mag worden.

In Nederland (De Bilt) bedraagt de hoogste zonnestand in de zomer 61° (dit is te zien in bijlage B12a). Bij een vlak met een vaste stand met een helling van 36° betekent dit dat de hoogte van de vlakken maximaal 49% van de hoogte van de gevel mag bedragen, zoals in de figuur te zien is.

In Italië (Rome) is de hoogste zonnestand 70° en mogen de PV-vlakken met een helling van 35° maximaal 35% van de gevelhoogte bedragen.

In Sudan (Karthoum) is de hoogste zonnestand 83° en mogen de PV-vlakken met een helling van 18° maximaal 13% van de gevelhoogte bedragen.

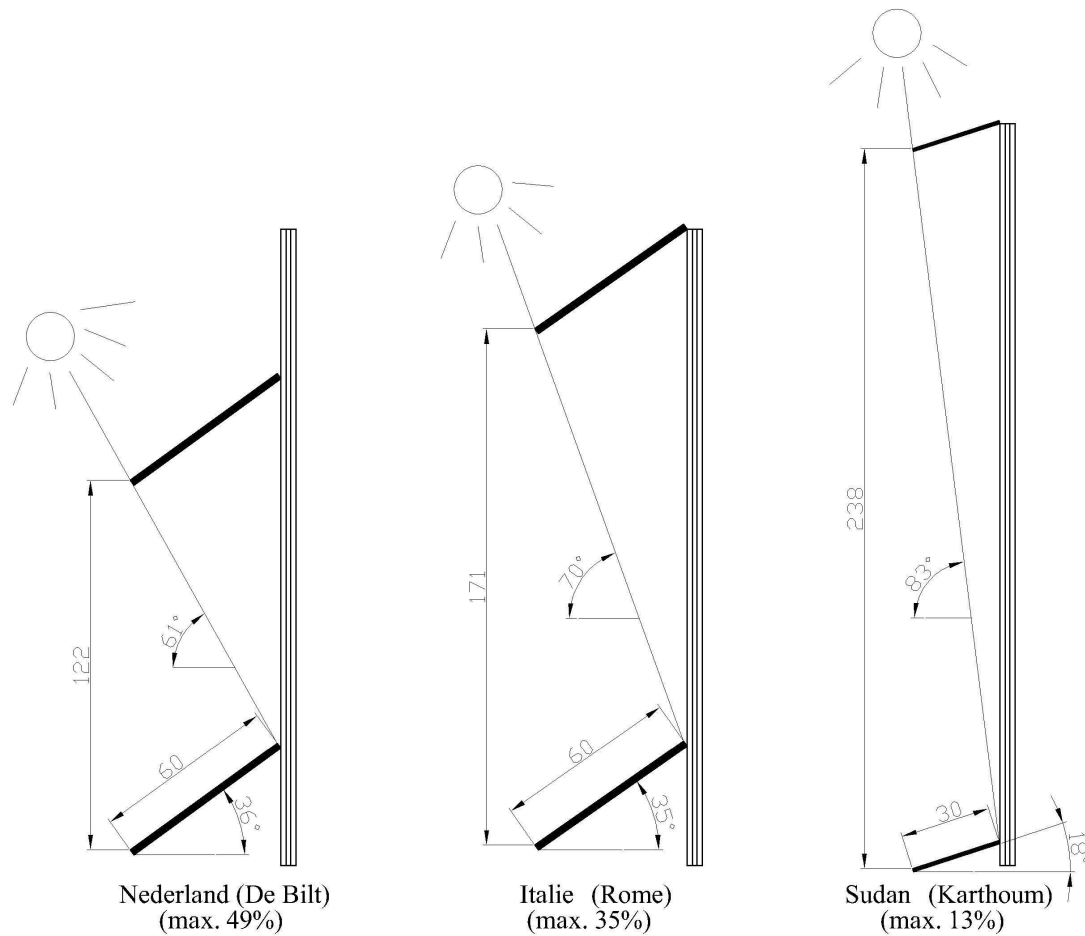


Fig. 6.18 Maximale bedekkinggraad bij vaste PV-vlakken aan de gevel

Voor de vlakken die wel met de zon mee kunnen bewegen moet nu bepaald worden gedurende welke uren van de dag van welke maanden de zonnestand zo hoog is dat de stand van de PV-vlakken niet loodrecht op de zon gericht kan zijn maar gedraaid moet worden (zoals in figuur 6.16 rechts).

Voor iedere zonnestand moet bepaald worden wat de helling (β) van het vlak zou moeten zijn om loodrecht op de zon gericht te zijn. In paragraaf 6.2.5 is al beschreven hoe (β) berekend wordt. In bijlage 12b staan de waarden van (β) wanneer het vlak alleen via een horizontale as kan draaien. In bijlage 12c staan de waarden van (β) voor het vlak dat ook 30° via de verticale as kan meedraaien.

Er moet nu bepaald worden bij welke hellingen de vlakken elkaar zullen beschaduwen. Afhankelijk van de bedekkinggraad is er een helling waarbij de vlakken elkaar net niet beschaduwen, zoals in figuur 6.16 links. Voor deze helling geldt bij een bedekking van 60%:

$$\sin \beta = 60/100,$$

$$\text{dus } \beta = 36,9^\circ$$

Dit betekent dat wanneer de helling (β) groter is, de vlakken elkaar niet kunnen beschaduwen en dus op de zon gericht kunnen blijven. Wanneer de helling kleiner moet zijn om loodrecht op de zon gericht te blijven, moet de helling aangepast

worden om beschaduwing te voorkomen. Alle waarden van $\beta < 36,9^\circ$ uit bijlage 12b moeten met een correctiefactor gecorrigeerd worden.

In onderstaande figuur 6.19 is schematisch te zien welke correctie doorgevoerd moet worden en hoe deze factor bepaald moet worden.

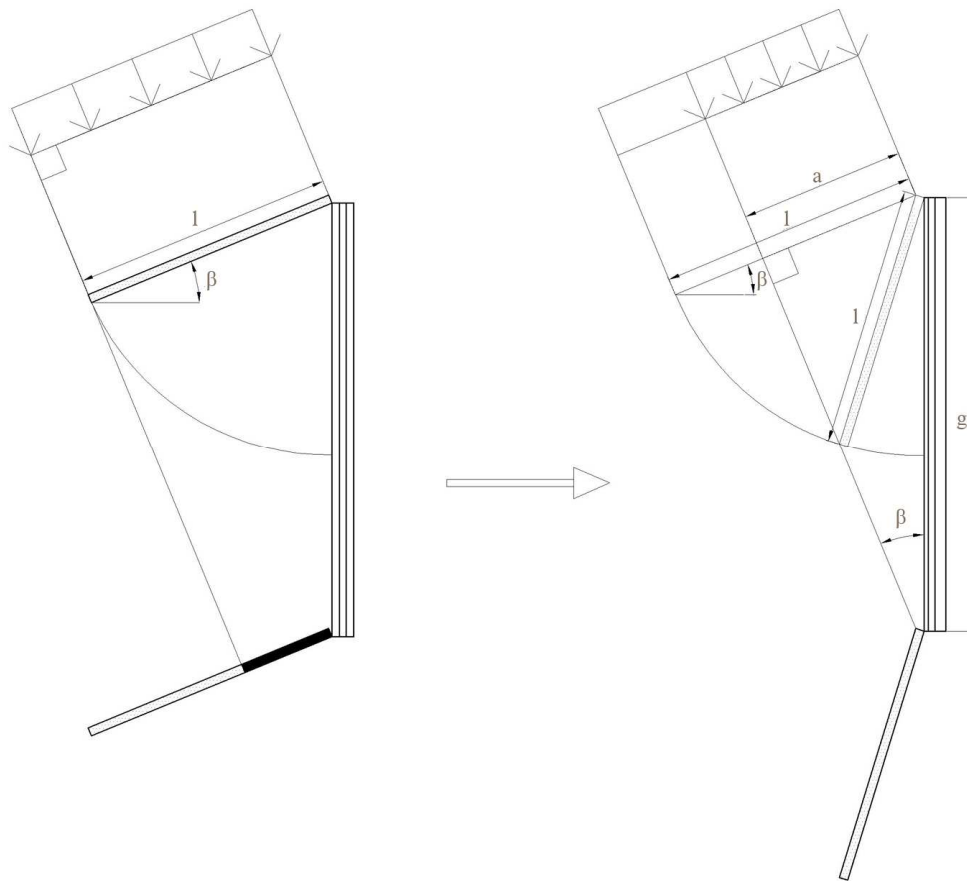


Fig. 6.19 Links, beschaduwing bij kleine helling (β) van ontvangend vlak. Rechts, aangepaste helling van ontvangend vlak, geen beschaduwing.

Wanneer de invloed van de achterliggende gevel niet wordt meegerekend, zou een vlak de helling β aannemen om op de zon gericht te zijn en zo de maximale hoeveelheid direct zonlicht ontvangen, zoals in de linker figuur. Echter, om beschaduwing te voorkomen, moet het vlak de helling aannemen, waarmee wel al het directe zonlicht dat de gevel bereikt ontvangen wordt zonder een ander vlak te beschaduen, zoals in de rechter figuur. Er geldt:

$$G_{\text{dir_corr}} = a/l \cdot G_{\text{dir}}$$

Met:

$G_{\text{dir_corr}}$ = directe zonne-energie vermenigvuldigd met de correctiefactor,
 a/l = verhouding van a , de lengte waarover direct zonlicht de gevel bereikt, tot de lengte l van het ontvangende vlak, dit is de correctiefactor.

De verhouding a/l , moet nu nog uitgedrukt worden in β , deze is uit de schematische figuur af te leiden, er geldt:

$$\sin \beta = a/g,$$

$$g = 10/6 \cdot l, \text{ immers is } l \text{ 60\% van } g, \text{ dus:}$$

$$\sin \beta = a/(10/6 \cdot l), \text{ dus:}$$

$$\text{correctiefactor } a/l = 10/6 \cdot \sin \beta$$

Met g is de lengte van de gevel.

Voor al de uren van het jaar waarin β aangepast moet worden, kan nu de correctiefactor bepaald worden. Door deze te vermenigvuldigen met G_{dir} uit de berekening zonder achterliggende gevel, wordt de gecorrigeerde waarde voor $G_{\text{dir_corr}}$ verkregen (bijlage B14).

Tenslotte moet voor de nieuwe berekening van paragraaf 6.2.5 (waar de vlakken ook 30° over de verticale as kunnen draaien) bepaald worden voor welke uren van de dag de vlakken over de verticale as naar de zon gedraaid zijn. Onderstaand figuur toont schematisch wat de afstand, in percentage van de breedte van een vlak, tussen de vlakken moet zijn, om beschaduwing te voorkomen.

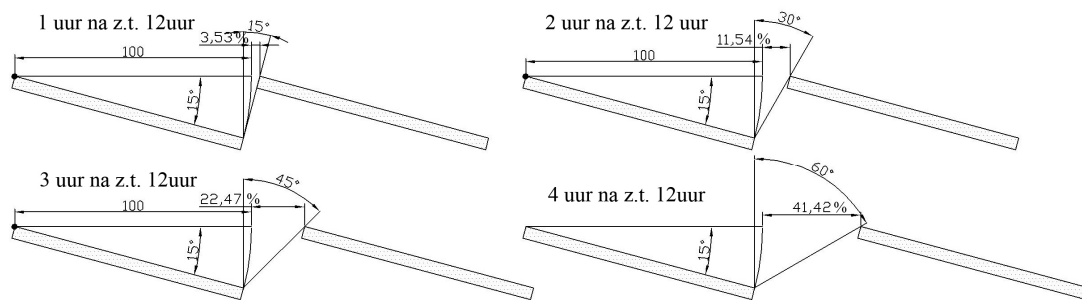


Fig. 6.20 Horizontale afstand tussen PV-vlakken om beschaduwing te voorkomen.

De figuur toont voor 4 gevallen wat de afstand tussen de vlakken moet zijn om beschaduwing te voorkomen. De zon draait ieder uur 15° . Voor 1 tot en met 5 uur na (en voor) zonnetijd 12:00 uur is bepaald wat die afstand moet zijn:

- 1 uur, dus $15^\circ = 3,5\%$ van de lengte van het PV-vlak
- 2 uur, dus $30^\circ = 11,5\%$ van de lengte van het PV-vlak
- 3 uur, dus $45^\circ = 22,5\%$ van de lengte van het PV-vlak
- 4 uur, dus $60^\circ = 41,4\%$ van de lengte van het PV-vlak
- 5 uur, dus $75^\circ = 93,2\%$ van de lengte van het PV-vlak

Een afstand van 22,5% tussen de vlakken is nog een aannemelijke waarde. Voor de nieuwe berekening wordt dus alleen voor de uren 9:00 tot 15:00 gerekend dat de vlakken ook over de verticale as 15° mee kunnen draaien. Voor de overige uren gelden dezelfde waarden als voor de vlakken die alleen over de horizontale as kunnen meedraaien.

Hiermee is bekend wat de hoeveelheid zonne-energie is, die de vlakken aan de gevel bereikt.

In tabel 6.5 zijn de waarden te zien voor de 3 gevallen voor de 3 locaties. Omdat de berekeningen gelden voor vlakken die aan de gevel liggen worden de waarden ook vergeleken de hoeveelheid zonne-energie die vaste verticale PV-vlakken (90°)

bereikt. Voor de vergelijking worden deze waarden op 100% gesteld. (In bijlage B15 en B17 staan de gegevens van de tussenstappen). Figuur toont schematisch de 4 berekende mogelijkheden van PV aan de gevel.

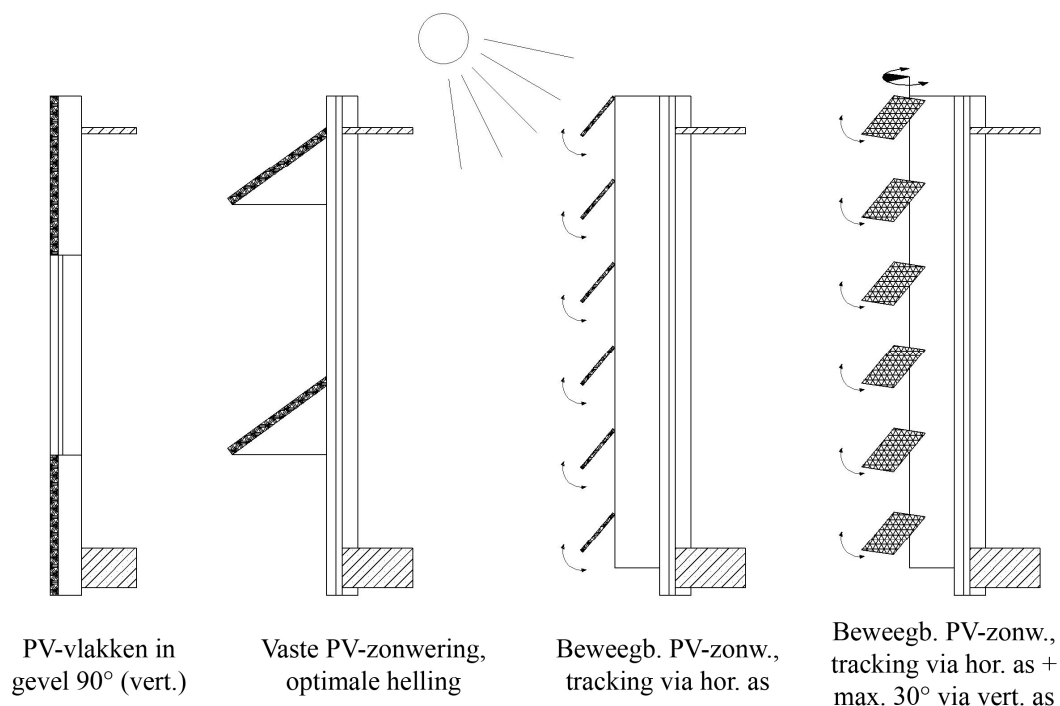


Fig. 6.21 De 4 verschillende berekende mogelijkheden van PV(-zonwering) aan de gevel

Beschikbare zonne-energie bij vlakken aan de gevel, in kWh/m ²													
	kWh/d												
	j	f	m	a	m	j	j	a	s	o	n	d	gem. % kWh/j
Nederland, de Bilt, 52°NB													
90°	1,06	1,37	2,42	2,81	2,78	2,8	2,63	3,26	2,49	1,96	1,19	0,96	2,15 100 784,6
vast 36°	0,93	1,34	2,67	3,53	4,04	4,15	3,72	4,36	2,85	1,96	1,09	0,80	2,63 122,2 959,1
tr.1 as hor.	1,08	1,49	2,78	3,46	4,11	4,16	3,71	4,30	2,90	2,16	1,17	1,05	2,70 125,8 987,1
tr.2 as, vert.30°	1,11	1,53	2,87	3,56	4,19	4,25	3,77	4,39	2,99	2,23	1,20	1,08	2,77 129,0 1012,2
Italië, Rome, 42,1°NB													
90°	3,10	3,13	3,67	3,33	2,98	2,75	3,04	3,50	4,03	3,68	3,11	2,75	3,26 100 1189,5
vast 35°	2,98	3,31	4,42	4,95	5,18	5,39	5,86	5,95	5,46	4,11	3,41	2,58	4,47 137,3 1632,9
tr.1 as hor.	3,33	3,59	4,51	4,90	4,77	4,77	5,26	5,71	5,50	4,39	3,65	2,95	4,45 136,6 1624,95
tr.2 as, vert.30°	3,44	3,71	4,68	5,11	5,04	5,06	5,59	6,01	5,73	4,55	3,76	3,04	4,65 142,7 1697,93
Sudan, Karthoum, 15,1°NB													
90°	5,57	4,86	3,45	1,74	0,95	1,03	1,01	1,27	2,50	3,87	5,32	5,92	3,12 100 1138,37
vast 18°	7,08	7,53	7,41	6,77	5,37	4,91	4,98	5,35	6,06	6,35	7,02	7,19	6,33 203,1 2311,6
tr.1 as hor.	7,34	7,33	6,40	5,27	4,24	4,13	4,03	4,12	5,02	5,94	7,17	7,56	5,70 182,9 2082,6
tr.2 as, vert.30°	7,88	8,44	7,81	6,42	4,66	4,31	4,38	4,55	6,14	6,69	7,73	8,08	6,41 205,8 2342,5

Tab. 6.5 Beschikbare zonne-energie (kWh/m²) voor vaste vlakken aan de gevel (90° en 36°), en vlakken die de zon tracken (hor. as en hor. as + vert. as max. 30°), in Nederland, Italië en Sudan

7.3 Energieopbrengsten en kostenbesparing van PV-vlakken aan de gevel

In voorgaande paragraaf 6.2 is voor een aantal gevallen berekend wat de hoeveelheid beschikbare zonne-energie is die een vlak met een bepaalde stand en bepaalde gedefinieerde bewegingsmogelijkheden bereikt.

Deze uitkomsten dienen als uitgangspunt om te kunnen voorspellen wat de energieopbrengsten zullen zijn voor PV-vlakken met dezelfde standen en bewegingsmogelijkheden als de vlakken uit de berekeningen.

Wanneer de energieopbrengstvoorspellingen bekend zijn, kunnen deze in een financieel perspectief geplaatst worden. Zo kunnen de uitkomsten bijdragen in de besluitvorming van de toepassing van bewegingsmogelijkheden van PV-systemen die aan een gevel gemonteerd zijn. Er kunnen afwegingen gemaakt worden aan de hand extra investeringen die gedaan moeten worden om een bepaalde hoeveelheid extra energie op te kunnen wekken.

Zo kan dus uiteindelijk bijdragen worden aan de besluitvorming m.b.t. de ontwikkeling van het PV-wirefree zonweringsysteem.

7.3.1 Energieopbrengsten van PV-vlakken aan de gevel

Om een energieopbrengstvoorspelling te doen, moet het rendement of de efficiency van het complete PV-systeem bekend zijn. Dit rendement moet simpelweg vermenigvuldigd worden met de hoeveelheid beschikbare zonne-energie (6.2) om de energieopbrengst van het systeem te berekenen.

In de voorbeeldberekening uit paragraaf 4.11 van de energieopbrengst van een PV-systeem, wordt duidelijk dat dat systeem jaarlijks 95 kWh/m^2 oplevert. Dit is echter de opbrengst bij een hoeveelheid beschikbare hoeveelheid zonne-energie van 1040 kWh/m^2 . Het gehele systeem heeft dus een rendement van $95/1040 = 9,1\%$.

Deze voorbeeldberekening is echter gedaan voor een geval waarbij de stand van de PV-panelen 95% van de potentiële opbrengst genereert. De berekeningen uit paragraaf 6.2 zijn echter gemaakt voor gevels die exact op het zuiden gericht zijn.

Wanneer we dit meenemen en bedenken dat de berekening voor een PV-wirefreesysteem is, waarvan te verwachten valt dat het een fractioneel hoger rendement heeft, is het reëel om met een systeemrendement van 10% te rekenen.

Nu kan er op twee manieren naar de energieopbrengst van een PV-systeem voor de gevel gekeken worden. Allereerst kan de jaarlijkse opbrengst uitgedrukt worden in energie per vierkante meter dat met PV-cellen bedekt is, dus in kWh/m^2 -PV-zonwering. Daarnaast kan gekeken worden naar de opbrengst per vierkante meter gevel waaraan het PV-systeem bevestigd is, dus in kWh/m^2 -gevel.

Voor deze laatste waarde moet de opbrengst per vierkante meter zonwering nog vermenigvuldigd worden met het percentage van zonwering dat de gevel bedekt. In tabel 6.6 staan energieopbrengsten op beide manieren uitgedrukt. Daarnaast zijn de andere waarden waarmee gerekend is in de tabel opgenomen.

	kWh/dg/m ²	kWh/jr/m ²	%	syst.rend	kWh/m ² -zonw./jr	% bedekking	Kwh/m2-gevel/jr
Nederland, de Bilt, 52°NB	zonne-energie				opbrengst		opbrengst
90°	2,15	784,6	100,0	10%	78,5	60%	47,1
vast 36°	2,63	959,1	122,2	10%	95,9	49%	47,0
tr.1 as hor.	2,70	987,1	125,8	10%	98,7	60%	59,2
tr.2 as, vert.30°	2,76	1012,2	128,1	10%	101,2	60%	60,7
Italië, Rome, 42,1°NB							
90°	3,26	1189,5	100,0	10%	118,9	60%	71,4
vast 35°	4,47	1632,9	137,3	10%	163,3	35%	57,2
tr.1 as hor.	4,45	1621,0	136,6	10%	162,1	60%	97,3
tr.2 as, vert.30°	4,65	1697,4	142,7	10%	169,7	60%	101,8
Sudan, Karthoum, 15,1°NB							
90°	3,12	1138,4	100,0	10%	113,8	60%	68,3
vast 18°	6,33	2311,6	203,1	10%	231,2	13%	30,1
tr.1 as hor.	5,70	2140,1	182,9	10%	214,0	60%	128,4
tr.2 as, vert.30°	6,41	2407,9	205,8	10%	240,8	60%	144,5

Tab. 6.6 Jaarlijkse energieopbrengsten van PV-systemen aan de gevel in (kWh/m²-zonwering) en (kWh/m²-gevel)

7.3.2 Kostenbesparing van PV-vlakken aan de gevel

Nu de energieopbrengsten van de verschillende PV-systemen bekend zijn, kunnen de verschillende toepassingen voor PV-systemen aan de gevel in een financieel perspectief gezet worden.

Wanneer de kosten van een bouwproduct waarin PV-cellen verwerkt zijn, bekend zijn, kan de terugverdientijd bepaald worden.

Bij dit onderzoek wordt echter gekeken naar de energieopbrengst van een vierkante meter PV-vlak dat een bepaalde positie en bewegingsmogelijkheden bezit.

Omdat de PV-vlakken nog niet aan een product gekoppeld zijn, kan de terugverdientijd ervan ook niet bepaald worden.

Er kan echter wel omgekeerd geredeneerd worden.

Berekening break-even-investering

Bij het toepassen van een bepaald bouwproduct wordt vaak gekeken naar de afschrijvingsperiode van het product om zo te kijken of het rendabel of mogelijk is om het product toe te passen.

Omgekeerd kan dus beredeneerd worden welk bedrag aan energie een systeem heeft opgeleverd (of bespaard) binnen die gestelde afschrijvingsperiode.

Wanneer dat bedrag wordt teruggerekend naar de economische waarde van nu, krijg je een waarde die de 'break-even-investering' genoemd zou kunnen worden. Er kan een vergelijking gemaakt worden tussen de extra kosten en de besparing bij de toevoeging van PV-cellen aan een product. Daarnaast kan gekeken worden wat de toevoeging van bewegingsmogelijkheden van het PV-vlak aan extra energie en dus besparing oplevert. Zo kunnen verschillende afwegingen gemaakt worden.

Afschrijvingsperiode

Een gebruikelijke periode om een product zoals een zonwering af te schrijven is 10 of 12 jaar. Voor de verschillende vlakken op de verschillende locaties uit de berekeningen kan berekend worden welke hoeveelheid elektrische energie, dus de hoeveelheid kWh, in deze afschrijvingsperiode is opgewekt. (Vermenigvuldig het aantal jaar van de afschrijvingsperiode met de jaarlijkse energieopbrengst.)

Zoals in paragraaf 4.11 in een voorbeeldberekening al gesteld wordt, moet de kWh-prijs bekend zijn en bepaald worden wat de te verwachten jaarlijkse prijsstijging daarvan is. Hiermee kan bepaald worden welk bedrag het systeem ieder jaar bespaart/oplevert.

Inflatie

De financiële opbrengsten van ieder jaar kunnen niet zomaar bij elkaar opgeteld worden om het bedrag te krijgen wat het PV-systeem in de afschrijvingsperiode gaat besparen. Omdat de investering voor een bouwproduct direct gedaan wordt, moet bepaald worden welke waarde de opbrengsten die gedurende de afschrijvingsperiode geleverd gaan worden op dit moment hebben. Er moet dus rekening gehouden worden met de inflatie.

Met de kWh-prijsstijging kan voor ieder jaar berekend worden wat de kWh-prijs voor het betreffende jaar is. Door die prijs te vermenigvuldigen met de jaarlijkse energieopbrengst wordt voor het betreffende jaar de economische besparing berekend.

Voor ieder jaar moet deze waarde zo vaak gedeeld worden door de inflatiefactor als het aantal jaren na oplevering. Net als in paragraaf 4.11 wordt gerekend met een inflatie van 1,8%, zoals deze in mei 2007 was. Door al de waarden van het aantal jaren van de afschrijvingsperiode bij elkaar op te tellen, wordt de break-even-investering berekend.

Met onderstaande formule is deze break-even-investering te berekenen:

$$\sum_{n=n_{afschr.}}^{n=1} \left\{ \frac{E_{kWh} \times (1 + s^n) \times G_{jr-m^2}}{(1 + I)^{n^e jaar}} \right\} \quad (6.8)$$

Hierin is:

$n_{afschr.}$ = het aantal jaar waarin het product afgeschreven wordt,

n = het n^e jaar binnen die periode,

E_{kWh} = de huidige kWh-prijs in euro,

s = de jaarlijkse prijsstijging van E_{kWh} in %,

G_{jr-m^2} = jaarlijks opgewekte elektrische energie per m^2 in kWh en

I = het inflatiepercentage (%).

Bijlage C toont een rekentabel waarin met de verschillende rekenwaarden een waarde van de break-even-investering berekend wordt.

In tabel 6.7 staan al de break-even-investeringen voor de 4 berekende posities en bewegingsmogelijkheden voor de 3 verschillende locaties. Iedere berekening is gedaan bij een afschrijvingsperiode van 10 en van 12 jaar. Daarnaast is iedere berekening gedaan waarbij een jaarlijkse energieprijsstijging van 10% en van 14% is aangenomen. Omdat de verschillende gevallen een verschillende maximale bedekkinggraad van de gevel hebben, wordt de break-even-investering zowel in $\text{€}/m^2$ -gevel als in $\text{€}/m^2$ -PV-zonwering uitgedrukt.

break-even-investering' per m ² bij afschrijvingsperiode (terugverdientijd) van 10 of 12 jaar											
		€/m ² -gevel				€/m ² -PV-zonwering					
prijsstijging kWh		kWh +10%/jr.		kWh +14%/jr.		kWh +10%/jr.		kWh +14%/jr.			
Afschrijvingsperiode		10 jr.	12 jr.	10 jr.	12 jr.	10 jr.	12 jr.	10 jr.	12 jr.	10 jr.	12 jr.
Nederland, de Bilt, 52° NB											
90°		147.76	193.69	178.39	245.28	246.27	322.82	297.32	408.80		
vast 36°		147.52	193.37	178.10	244.87	301.06	394.63	363.47	499.73		
tr.1 as hor.		185.91	243.70	224.45	308.60	309.85	406.17	374.08	514.33		
tr.2 as, vert.30°		190.63	249.88	230.15	316.44	317.72	416.47	383.58	527.40		
Italie, Rome, 42,1° NB											
90°		224.01	293.64	270.45	371.85	373.35	489.40	450.75	619.75		
vast 35°		179.39	235.15	216.58	297.78	512.54	671.86	618.80	850.80		
tr.1 as hor.		305.29	400.18	368.57	506.77	508.82	666.97	614.28	844.62		
tr.2 as, vert.30°		319.68	419.04	385.95	530.65	532.80	698.40	643.25	884.42		
Sudan, Karthoum, 15,1° NB											
90°		214.39	281.03	258.84	355.88	357.32	468.38	431.40	593.13		
vast 18°		94.32	123.64	113.88	156.58	725.54	951.08	876.00	1204.46		
tr.1 as hor.		403.05	528.33	486.60	669.05	671.75	880.55	811.00	1115.08		
tr.2 as, vert.30°		453.49	594.46	547.50	752.78	755.82	990.77	912.50	1254.63		

Tab. 6.7 Economische waarde PV-zonwering bij terugverdientijd van 10 of 12 jaar per m².

7.4 Bespreking resultaten

Om goed inzicht te krijgen in de mogelijkheden van extra energie opwekken met behulp van tracking, zijn de verschillende berekende gegevens uit het voorgaande hoofdstuk in grafieken tegen elkaar uitgezet.

Beschikbare energie per maand

In de eerstvolgende 3 grafieken (figuur 6.22 t/m 6.24) zijn voor de 3 verschillende locaties telkens de gemiddelde dagelijkse hoeveelheden kWh/m² beschikbare zonne-energie per maand uitgezet voor 3 verschillende gevallen:

In geel is de hoeveelheid zonne-energie die de vlakke verticale gevel bereikt (G_{gl} 90gr). Oranje toont de hoeveelheid extra zonne-energie die een vlak aan de gevel door tracking maximaal kan bereiken (G_{gl} tr 1as + 30gr). Dit is het vlak dat via de horizontale as de zon tract en ook over een kleine hoek (30°) via een verticale as (zie ook figuur 6.21).

Rood toont de hoeveelheid zonne-energie die een vrijstaand vlak bereikt, dat via 2 assen de zon volledig tract (G_{gl} track).

In deze grafieken is nu duidelijk af te lezen binnen welke marges door tracking aan de gevel en door tracking voor een vrijstaand vlak, extra zonne-energie ontvangen kan worden.

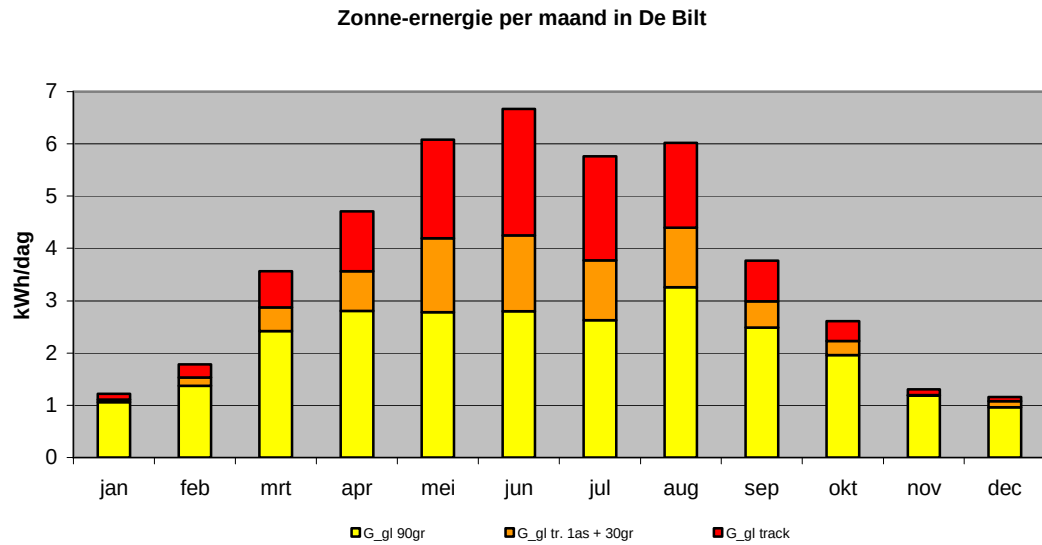


Fig. 6.22 Verloop van dagelijks beschikbare zonne-energie voor het verticale vlak (geel), het max. trackende vlak aan de gevel (oranje) en het max. trackende vrijstaande vlak (rood), in Nederland.

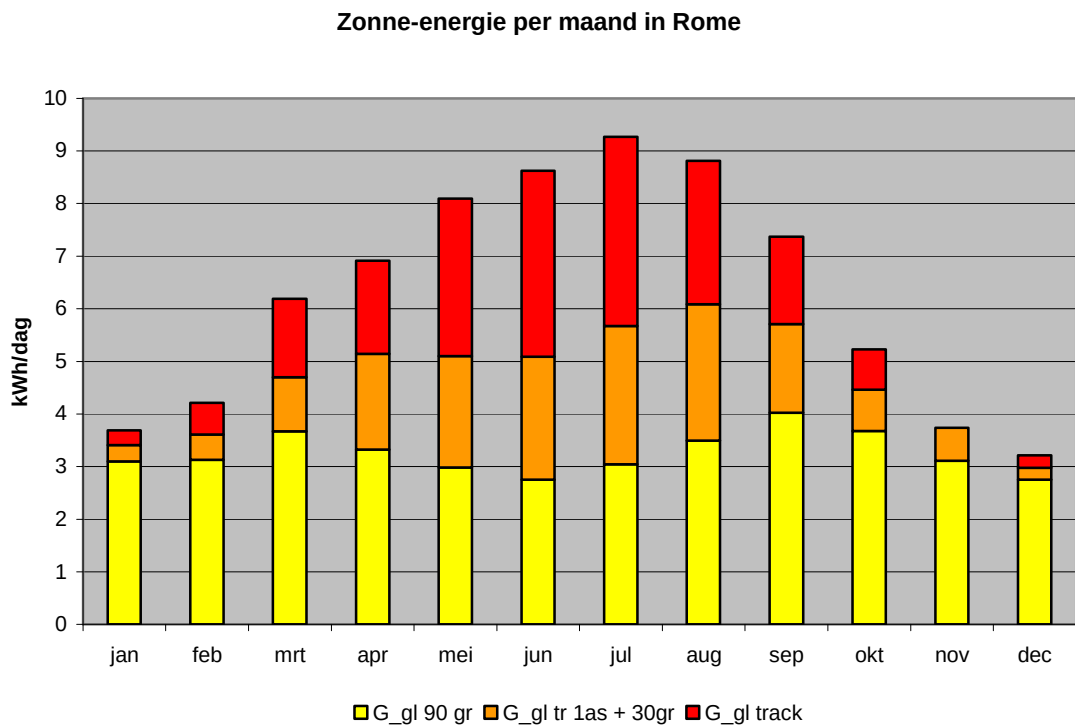


Fig. 6.23 Verloop van dagelijks beschikbare zonne-energie voor het verticale vlak (geel), het max. trackende vlak aan de gevel (oranje) en het max. trackende vrijstaande vlak (rood), in Italië.

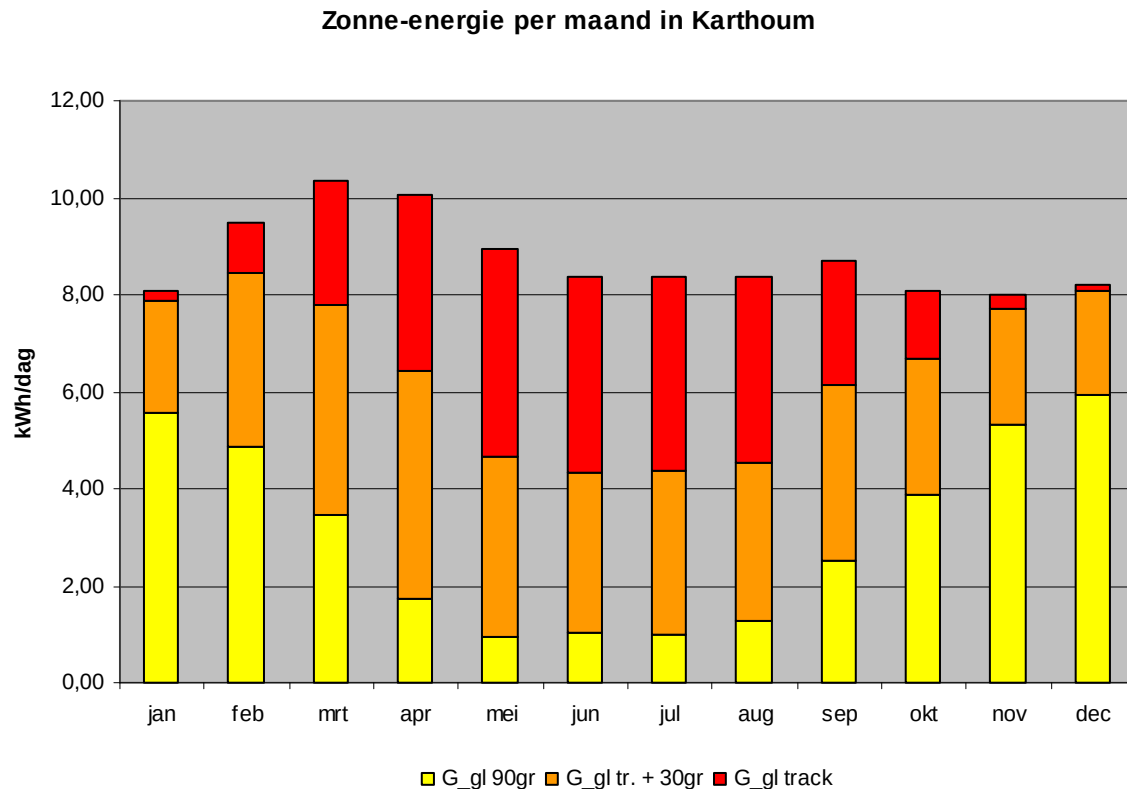


Fig. 6.24 Verloop van dagelijks beschikbare zonne-energie voor het verticale vlak (geel), het max. trackende vlak aan de gevel (oranje) en het max. trackende vrijstaande vlak (rood), in Sudan.

Bij de grafieken van Nederland en Italië is duidelijk de (te verwachten) golfvorm af te lezen, waarbij in de zomer de meeste energie beschikbaar is en in de winter de minste. Bij de grafiek van Sudan is deze golf anders, hier ligt de top in maart. Sudan ligt dicht bij de evenaar (18°NB), hierdoor is de zonnestand het gehele jaar erg hoog, en is het verschil tussen meeste en minste zonne-energie gering. Omdat Sudan lager dan $23,45^{\circ}\text{NB}$ (de maximale declinatie van de zon) ligt, is de meeste zonne-energie niet in de zomer te verwachten maar wanneer de zon op zonnetijd 12 uur exact verticaal staat op 18°NB , dit gebeurt rond maart, april.

Opvallend in de grafieken is het verloop van de beschikbare zonne-energie op de vlakke verticale gevel (geel). In De Bilt is de golfbeweging nog zichtbaar met een top in de zomer, in Rome is dan juist een klein dal te zien en in Karthoum zelfs een diep dal.

De verklaring hiervoor ligt in de hoge zonnestanden die er in de zomer zijn. Door de grote zonnehoogtehoek dan is er geringe instraling op het verticale vlak. Bij de lagere zonnestanden is juist in de lente en herfst in Rome meer zonne-energie beschikbaar en in Karthoum juist rondom december.

Voor het PV-vlak dat aan de gevel de zon trackt, geldt eigenlijk hetzelfde alleen is er aanzienlijk meer zonne-energie beschikbaar.

Beschikbare energie per dag

In het verloop van de beschikbare zonne-energie gedurende het jaar is hiermee meer inzicht verschaft. De volgende 3 grafieken bevatten het verloop van beschikbare zonne-energie gedurende de dag. Voor iedere locatie is een gemiddelde dag van de

herfst/lente (mrt/sept), een dag in de zomer (juni) en een dag in de winter (dec) in de grafiek uitgezet.

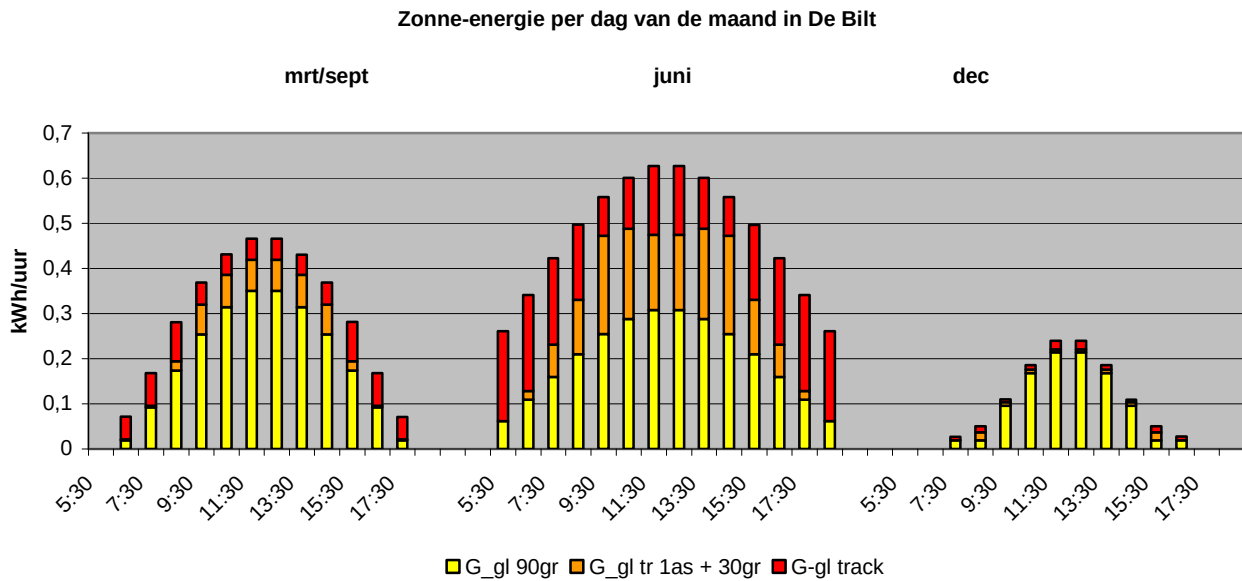


Fig. 6.25 Verloop van beschikbare zonne-energie gedurende de dag voor het verticale vlak (geel), het max. trackende vlak aan de gevel (oranje) en het max. trackende vrijstaande vlak (rood), in De Bilt.

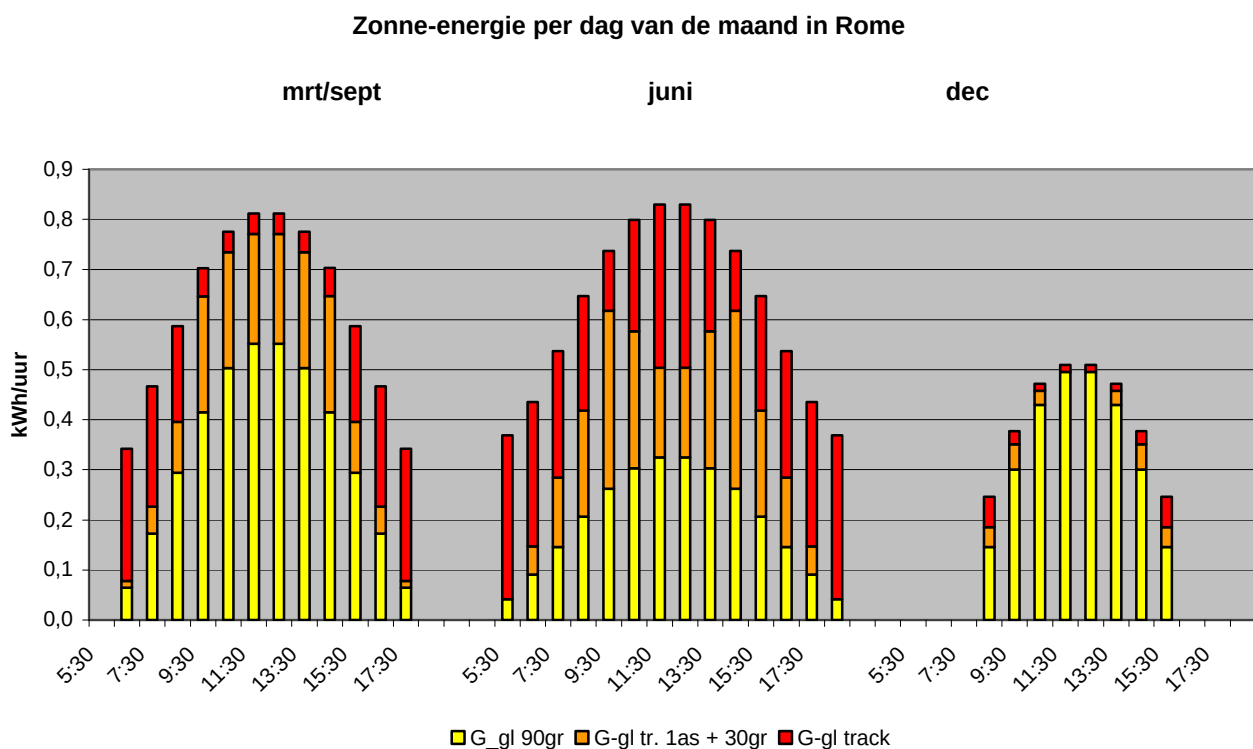


Fig. 6.26 Verloop van beschikbare zonne-energie gedurende de dag voor het verticale vlak (geel), het max. trackende vlak aan de gevel (oranje) en het max. trackende vrijstaande vlak (rood), in Rome.

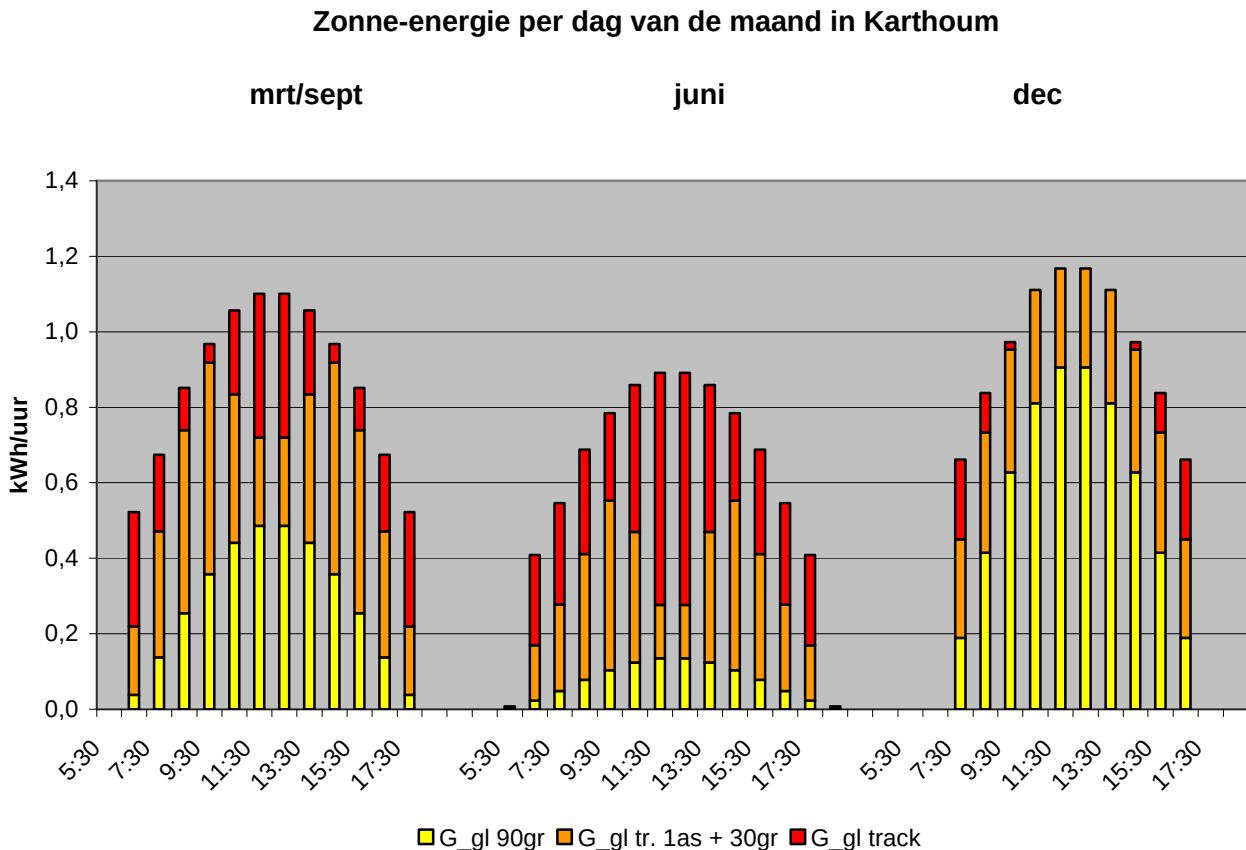


Fig. 6.27 Verloop van beschikbare zonne-energie gedurende de dag voor het verticale vlak (geel), het max. trackende vlak aan de gevel (oranje) en het max. trackende vrijstaande vlak (rood), Karthoum.

In juni is door de hoge zonnestanden duidelijk minder zonne-energie op het verticale vlak (geel) beschikbaar. Het beweegbare vlak aan de gevel (oranje) kan aanzienlijk meer zonne-energie ontvangen. Echter, wanneer de locatie zuidelijker ligt, kan het trackende vlak aan de gevel bij de hoogste zonnestanden rond 12 uur zonnetijd ook deze standen niet meer goed tracken. Er is dan in oranje een dal te zien rondom 12 uur. Dit geldt ook voor maart/september in Karthoum.

Door de (relatief) lagere zonnestanden in december kan het verticale vlak (geel) een groot deel van de beschikbare zonne-energie opvangen. Met behulp van tracking aan de gevel (oranje) is in Karthoum vrijwel alle beschikbare zonne-energie op te vangen. Dit betekent dat de beperkte beweegbaarheid van de vlakken aan de gevel toch de zon bijna volledig kunnen volgen.

Misschien enigszins opvallend zijn de hoge kWh-waarden rond 12 uur in Karthoum in december. De basis-invoerwaarden van het KNMI wijzen er echter op dat dan veel zonne-energie beschikbaar is. Daarnaast is de gemiddelde hoeveelheid dagelijks beschikbare zonne-energie in december in de grafiek verdeeld over 12 uur. In werkelijkheid telt deze dag echter 12.7 uur, hierdoor is de grafiek fractioneel hoger en minder breed.

Beschikbare energie per jaar voor vrijstaande vlakken

Voorgaande grafieken verschaften inzicht in de verdeling van de beschikbare zonne-energie gedurende het jaar en gedurende de dag. De nu volgende grafieken bevatten

de jaarlijkse hoeveelheden beschikbare zonne-energie en bevatten de belangrijkste gegevens die uit dit onderzoek naar voren komen.

Zonne-energie per jaar voor vrijstaande vlakken (kWh/m²)

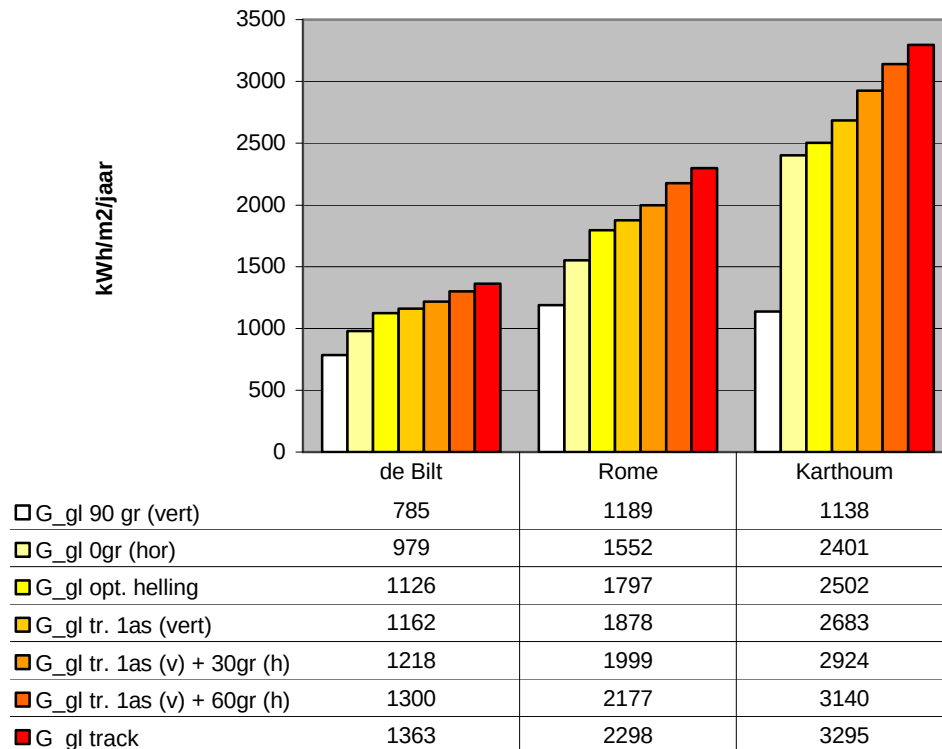


Fig. 6.28 Beschikbare zonne-energie (kWh) voor losstaande vlakken in Nederland, Italië en Sudan

Voor de losstaande vlakken geldt voor iedere locatie dat het verticale vlak de minste energie ontvangt en het volledig trackende vlak ontvangt uiteraard de meeste energie.

Voor Nederland geldt dat het volledig trackende vlak 18% meer zonne-energie ontvangt dan het vaste vlak met de optimale helling (G_gl opt. helling). In Rome ontvangt dit bewegende vlak 28% meer en in Karthoum 32% meer.

De beschikbare hoeveelheid zonne-energie voor de overige beperkt trackende vlakken en het horizontale vlak (G_gl 0gr) liggen vrij gelijkmatig verdeeld naar beweegbaarheid tussen de waarde van het vaste vlak met de optimale helling en de waarde van het volledig trackende vlak.

In Karthoum is er relatief veel minder energie beschikbaar aan het verticale vlak, dit komt door de hoge zonnestanden.

Beschikbare energie per jaar voor vlakken aan de gevel

In de volgende 2 grafieken zijn de hoeveelheden beschikbare zonne-energie tegen elkaar uitgezet, die gelden voor vlakken die zich (in of) aan de gevel bevinden. In beide grafieken zijn dezelfde vlakken opgenomen. De hoeveelheid beschikbare energie is echter verschillend uitgedrukt: in de eerste grafiek in kWh per m²-PV-vlak per jaar en in de tweede in kWh per m²-gevel. Dit onderscheid is gemaakt omdat het vlak met optimale helling dat zich (als zonwering) aan de gevel bevindt, een beperktere hoeveelheid van de gevel kan bedekken dan de overige vlakken. Er kan

daarbij dus minder energie per oppervlakte gevel opgewekt worden dan per eenheid van oppervlakte van PV-cellen.

Zonne-energie per jaar aan de gevel (kWh/m²-PV)

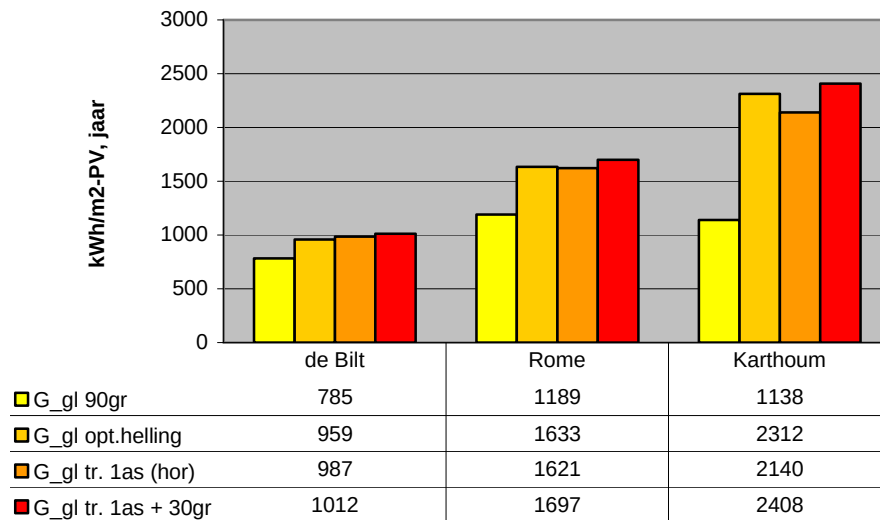


Fig. 6.29 Beschikbare zonne-energie (kWh/m²-PV) voor vlakken aan de gevel in Nederland, Italië en Sudan

Zonne-energie per jaar aan de gevel (kWh/m²-gevel)

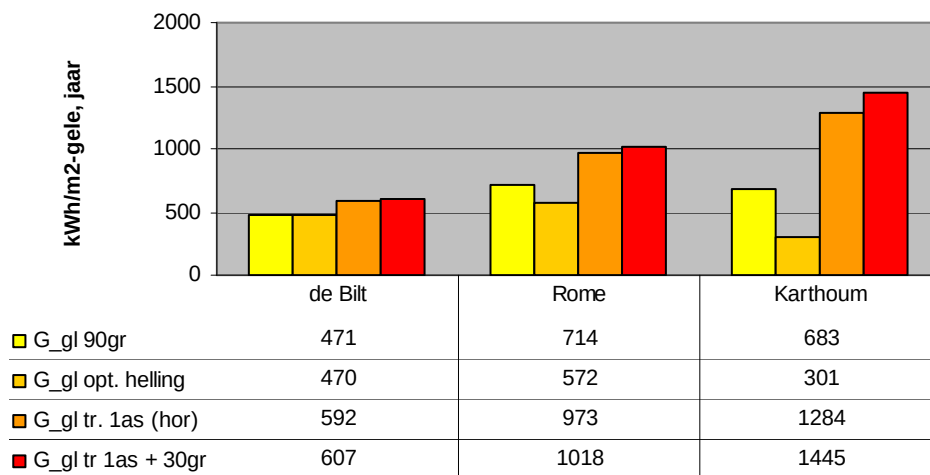


Fig. 6.30 beschikbare zonne-energie (kWh/m²-gevel)) voor vlakken aan de gevel in Nederland, Italië en Sudan

De berekeningen voor het verticale vlak, het vlak dat via een horizontale as tract (G_gl 1as hor) en het vlak dat via een horizontale as en ook 30° via een verticale as tract, gelden voor een bedekking van 60% van de gevel met PV-cellen. Wanneer dit percentage hoger zou zijn, zou de energieopbrengst per vierkante meter iets lager liggen dan hier berekend. De vlakken moeten dan iets meer van de zonnestand afgedraaid moeten worden om beschaduwing te voorkomen. Omgekeerd geldt dat een lager percentage bedekking een iets hogere opbrengst per vierkante meter zal hebben.

Voor het PV-vlak aan de gevel met een optimale helling geldt de waarde van beschikbare zonne-energie voor een beperkt percentage aan PV-oppeervlak. Dit percentage wordt lager naar mate de positie op aarde dichter bij de evenaar ligt. In de tweede grafiek komt dit tot uitdrukking. Te zien is dat op de zuidelijkere locaties minder energie beschikbaar is aan de gevel voor vaste vlakken met een optimale helling, terwijl juist per eenheid van oppervlakte PV-cel wel veel energie beschikbaar is zoals in de eerste grafiek te zien is.

Uit deze grafieken kan exact het (relatieve) verschil afgelezen worden tussen de energieopbrengsten van het PV-vlak dat alleen via een horizontale as trackt en het vlak dat ook via een tweede as over 30° de zon kan volgen.

Voor De Bilt geldt dat door het introduceren van een tweede as slechts 2,5% extra zonne-energie beschikbaar is, dus dit levert 2,5% extra elektrische energie op door dezelfde PV-vlakken.

In Rome is in dit geval een extra energieopbrengst van 4,7% en in Karthoum 12,5%.

De overweging om een PV-zonweringsysteem aan de gevel ook via een tweede as te laten tracken is alleen om extra energie op te kunnen wekken. (De beweging via de horizontale as is zowel om de zon te tracken als om deze te weren.) Met behulp van het bepalen van de break-even-investering van beide bewegende PV-zonweringsystemen (paragraaf 6.3.2) kan het verschil in opbrengst in geld uitgedrukt worden. Zo kan bepaald worden binnen welke prijs het toevoegen van de tweede as zich terug zal verdienen.

extra break-even-investering per m2 voor tweede as in tracking-systeem						
€/m2-gevel						
prijsstijging kWh		kWh +10%/jr.		kWh +14%/jr.		gem.
Afschrijvingsperiode		10 jr.	12 jr.	10 jr.	12 jr.	
Nederland, de Bilt, 52°NB						
tr.1 as hor.		185,91	243,70	224,45	308,60	6,11
tr.2 as, vert.30°		190,63	249,88	230,15	316,44	
verschil		4,72	6,18	5,70	7,84	
Italie, Rome, 42,1°NB						
tr.1 as hor.		305,29	400,18	368,57	506,77	18,63
tr.2 as, vert.30°		319,68	419,04	385,95	530,65	
verschil		14,39	18,86	17,38	23,88	
Sudan, Karthoum, 15,1°NB						
tr.1 as hor.		403,05	528,33	486,60	669,05	65,30
tr.2 as, vert.30°		453,49	594,46	547,50	752,78	
verschil		50,44	66,13	60,90	83,73	

Fig. 6.31 Break-even-investering voor tweede as, per m²

Door de break-even-investering per vierkante meter van het systeem dat met 1 as trackt af te trekken van de break-even-investering van het systeem dat met 2 assen (aan de gevel) trackt, wordt het bedrag per vierkante meter gevel verkregen waarbinnen het tracken via een tweede as uitgevoerd moet worden.

Afhankelijk van de manier van berekenen van de break-even-inverstering is het bedrag in geel in figuur 6.31 aangegeven. In rood is het gemiddelde van deze waarden aangegeven om zo één enkele waarde uit de berekening te krijgen.

Wanneer een enkel PV-zonwering-element een verdieping hoog is en 3 meter breed (10m² zonweringsysteem), moet in Nederland de extra bewegingsmogelijkheid voor minder dan ongeveer 60 euro gerealiseerd worden om zichzelf terug te verdienen

binnen de afschrijvingsperiode. In Rome moet dit voor minder dan 186 euro en in Karthoum voor minder dan 653 euro.

Onderzekerheden berekeningen energieopbrengsten.

Door verschillende factoren kan een afwijking tussen berekende energieopbrengsten en werkelijke opbrengsten optreden. De belangrijkste factoren zullen hieronder besproken worden.

Bij al de berekeningen is gebruik gemaakt van basisgegevens van het testreferentiejaar van het KNMI. De gebruikte gegevens gelden voor De Bilt, Rome en Karthoum.

Door de jaarlijkse fluctuaties van de instraling kunnen er aanzienlijke verschillen zijn in de uitkomsten van de berekeningen aan de hand van de gegevens van het testreferentiejaar en werkelijk gemeten waarden. Over een langere periode gemeten waarden zullen veel dichterbij de berekende waarden liggen.

De berekende resultaten gelden voor de genoemde plaatsen. Er kan niet vanuit gegaan worden dat de uitkomsten die gelden voor De Bilt ook voor heel Nederland gelden. Er is een redelijke spreiding in instraling tussen oost en west.

Voor het aandeel van dagelijkse hoeveelheid beschikbare diffuse zonne-energie is in de berekeningen telkens een waarde genomen die voor een vast vlak geldt. Omdat diffuus licht van alle kanten komt, is deze hoeveelheid weinig richtingafhankelijk en zal de waarde weinig veranderen voor een trackend vlak waarvan de helling en oriëntatie verandert.

De albedofactor is de reflectiefactor van het materiaal dat zich in de buurt van het PV-vlak bevindt. Deze factor heeft invloed op de hoeveelheid diffuus zonlicht dat het vlak bereikt. Doorgaans is deze factor onbekend. Bij 'afwijkend' materiaalgebruik kan het aandeel van diffuus zonlicht dus enigszins afwijken van de berekende waarden.

Beschaduwning door nabijgelegen bomen of gebouwen kan de energieopbrengst uiteraard nadelig beïnvloeden.

7.5 Conclusies en aanbevelingen

Conclusies

Adaptieve PV-systemen hebben een hogere energieopbrengst bij eenzelfde oppervlak aan PV-cellen dan PV-systemen met een vaste stand. Afhankelijk van de adaptiviteit, dus van het definiëren van de mogelijkheden van het tracken van de zon, leveren zij een bepaalde hoeveelheid extra energie afhankelijk van de locatie.

Al de berekeningen die in dit onderzoek zijn gedaan gelden voor exact gedefinieerde locaties, oriëntaties en beweegmogelijkheden van de PV-vlakken. De uitkomsten van de energieopbrengsten voor deze gedefinieerde gevallen kunnen omgezet worden in vrij nauwkeurige geldbedragen waarbij een 'break-even-investering' van het toe te passen product bepaald is.

Aan de hand van deze bedragen kan gemakkelijk bepaald worden welke toepassing binnen een budget valt, of welk bedrag boven het normale budget uitgegeven kan worden.

Daarnaast kan per locatie bepaald worden of de toevoeging van extra trackmogelijkheid aan de gevel, door toevoeging van een tweede as, zich terug zal verdienen.

Met behulp van het opgezette rekenmodel in Excel, kan bij invoering van andere basisgegevens en bijbehorende locatiegegevens, vrij eenvoudig de beschikbare hoeveelheid zonne-energie voor de betreffende situatie bepaald worden.

Aanbevelingen

Het opgezette rekenmodel in Excel zou als basis kunnen dienen om een uitgebreider rekenmodel op te zetten, waarin voor ieder specifiek te definiëren PV-tracksysteem, voor iedere gewenste locatie en oriëntatie een energieopbrengstvoorspelling gemaakt kan worden.

De berekeningen die in Excel gedaan zijn bestaan uit een groot aantal stappen. Alle losse rekenstappen zijn aan elkaar gelinkt, hierdoor is het vrij eenvoudig andere basiswaarden in te voeren en energieopbrengstberekeningen voor andere locaties te doen. Een aantal stappen zal nog geautomatiseerd moeten worden om verschillende bewegingsmogelijkheden van de PV-vlakken in te kunnen voeren.

7.6 Conclusies voor de PV-wirefree buitenzonwering

Voor de Europese markt zal de extra trackmogelijkheid door de toevoeging van een tweede as aan het tracksysteem zichzelf eigenlijk niet binnen de afschrijvingstermijn terugverdienen. De toevoeging van deze extra trackmogelijkheid is alleen bedoeld om extra energie op te wekken. Het bewegingssysteem van de tweede as zal dus geproduceerd moeten kunnen worden voor het bedrag dat de toevoeging binnen de afschrijvingsperiode bespaart.

Op een locatie zoals De Bilt, wat redelijk model kan staan voor Nederland en Noord-Duitsland, moet het mechanische systeem dat de PV-zonwering ook van oost naar west moet kunnen laten draaien voor ongeveer 6 euro per vierkante meter geproduceerd kunnen worden. Op een locatie zoals Rome is hiervoor ongeveer 18 euro per vierkante meter beschikbaar. Dit zijn te lage bedragen om dit uit te kunnen voeren. Voor een zuidelijke locatie zoals Karthoum is 63 euro per vierkante meter beschikbaar, hiervoor is de extra bewegingsmogelijkheid mogelijk te realiseren.

8 De PV-wirefree buitenzonwering

8.1 Programma van eisen

In de voorgaande 5 hoofdstukken is vanuit 5 belangrijke invalshoeken onderzoek gedaan om de PV-wirefree buitenzonwering te kunnen ontwerpen.

Met de kennis vanuit de verschillende invalshoeken komen bepaalde eisen voor het ontwerp naar voren. Daarnaast zijn er verschillende mogelijkheden en onmogelijkheden onderzocht, waaruit keuzes zijn gemaakt.

Al de eisen, randvoorwaarden en gemaakte keuzes zijn in dit hoofdstuk samengevoegd tot een uitgebreid programma van eisen.

Eisen m.b.t. de zonwering

Het zonweringsysteem zal een buitenzonweringsysteem zijn met draaibare horizontale lamellen.

Eisen m.b.t. de kantoorgevel

Het PV-zonweringsysteem moet geschikt zijn om met een gangbare hoofd draagconstructie en met gangbare gevel- of kozijnsystemen verbonden te kunnen worden.

Als uitgangspunt voor het ontwerp van de zonwering dient een (vlies)gevel met een verdiepingshoogte van 3200mm en een traveemaat van 3600mm.

Eisen m.b.t. PV-cellen

In de PV-wirefree zonwering zullen de back-contacted PV-cellen, ontwikkeld door ECN, gebruikt worden (zie ook paragraaf 4.6).

Deze cellen zijn opgebouwd uit monokristalijne wafers welke een uniform uiterlijk hebben. Het aangebrachte elektrische grid is zeer fijnmazig en heeft daardoor eveneens een uniform uiterlijk. Dit uniforme uiterlijk is belangrijk om de toepassing van het bouwproduct binnen de architectuur van de gevel aantrekkelijk te maken.

Het toegepaste elektrische grid geeft daarnaast meer vrijheid in het ontwerp van configuratie van dit grid. Dit is belangrijk omdat de plus- en de minpool van het complete PV-paneel dan vrij gekozen kunnen worden en niet vlak bij elkaar hoeven te liggen. Zo kan het paneel naar wens ten opzichte van de 2 geleidende dragers gepositioneerd worden.

ECN is momenteel deze cellen en panelen aan het optimaliseren voordat zij op de markt geplaatst worden. ECN heeft reeds geruime tijd werkende cellen en panelen waarvan data bekend is.

Eisen m.b.t. PV-wirefree

Het minimaliseren van componenten en materialen

De PV-laminaten worden parallel geschakeld.

De elektriciteit wordt door de metalen dragers geleid.

De metalen dragers zijn van aluminium.

De doorsnede van de aluminium dragers moet niet groter gedimensioneerd worden dan nodig is om aan de eisen voor sterkte en stijfheid te voldoen.

De verbinding tussen de PV-laminaten en de aluminium dragers moet elektronisch en mechanisch betrouwbaar zijn. Om elektronisch betrouwbaar te zijn moeten de verschillende delen met voldoende kracht aan elkaar verbonden worden om door de aluminium oxidehuid heen te drukken.

Het gehele elektrisch circuit bestaat uit aluminium of een metaal dat een gering potentiaalverschil met aluminium heeft om corrosie te voorkomen.

De open circuitspanning bedraagt maximaal 30 V zodat er geen extra isolatie nodig is en het systeem aanraakveilig is. Het elektrische systeem wordt ook wel een SELV-keten (Safety Extra-Low Voltage) genoemd (NEN1010).

De transportverliezen binnen de SELV-keten moeten vergelijkbaar of kleiner zijn dan bij een conventioneel PV-systeem met een hoger voltage (zoals gebruikelijk), waarin de panelen in serie geschakeld zijn en de elektriciteit door stroomdraden wordt getransporteerd.

Bij een conventioneel systeem wordt eigenlijk altijd gezorgd dat de kabel-/transportverliezen onder de 2% onder standaard testcondities blijven. Hier kan de diameter van de kabels op gedimensioneerd worden. Meestal worden kabels met een diameter van 4 mm² gebruikt.

De verliezen in het PV-wirefree-systeem mogen deze 2% zeker niet overschrijden.

De afstand tussen de onbeschermd polen bedraagt minimaal 30cm.

Er worden maximaal 36 PV-cellen in een laminaat in serie geschakeld, zodat ter beveiliging geen bypass diodes nodig zijn.

Het PV-laminaat dat als lamel van de zonwering dient, dient binnen de andere gestelde eisen een zo groot mogelijk vlak te zijn om de productie- en installatiekosten laag te houden. Hierbij moet er rekening mee gehouden worden dat de afmetingen en dus het gewicht en de dikte van het PV-laminaat zodanig zijn gekozen dat deze geen uitzonderlijke gevolgen hebben m.b.t. vervoer, installatie en benodigde constructie.

Het laminaat bestaat uit standaard (gehard) floatglas en de benodigde lagen voor de PV-cellen.

Eisen uit het onderzoek naar energieopbrengsten van adaptieve systemen

Het zonweringsysteem moet adaptief zijn via horizontale assen.

De 'bedekkinggraad' van PV-cellen dient rond de 60% van de hoogte van de gevel te zijn. Hierdoor hoeven de PV-lamellen gedurende relatief geringe periode van de zon af te draaien om beschaduwing te voorkomen en zal de opbrengst dus optimaal blijven. Daarnaast komt er voldoende licht binnen wanneer de lamellen op lage zonnestanden gericht zijn.

Andere eisen

Het elektrische circuit van het PV-zonweringsysteem mag niet elektronisch geaard worden door de verbinding met het gebouw. (NEN1010)

Het zonweringsysteem en de achterliggende ramen van de gevel moeten gereinigd kunnen worden.

Het is gebruikelijk voor een (kantoor)gebouw om hiervoor een glazenwasinstallatie te hebben. Dit bestaat vaak uit een systeem dat op het dak of de dakrand bevestigd is. Hiermee kan een glazenwasser in een bak naar beneden zakken om zo de ramen van het gebouw te kunnen reinigen.

Met een buitenliggende zonwering die uit lamellen bestaat is het lastig om de achterliggende ruiten te reinigen.

Een eenvoudige oplossing voor dit probleem is om het zonweringsysteem een geringe afstand van de gevel te plaatsen zodat er ruimte ontstaat voor een loopbrug tussen de gevel en de zonwering. De glazenwasser kan op deze loopbrug de gevel reinigen en een glazenwasinstallatie op het dak is overbodig.

Wanneer de lamellen ‘gesloten’ zijn, moeten deze de gevel volledig afsluiten zodat de lamellen als extra huid kunnen dienen en bijvoorbeeld ‘s nachts de warmte in het gebouw kunnen helpen vasthouden.

7.2 Concept van de PV-wirefree buitenzonwering

Onderstaande schema's tonen het concept van het PV-wirefree zonweringsysteem.

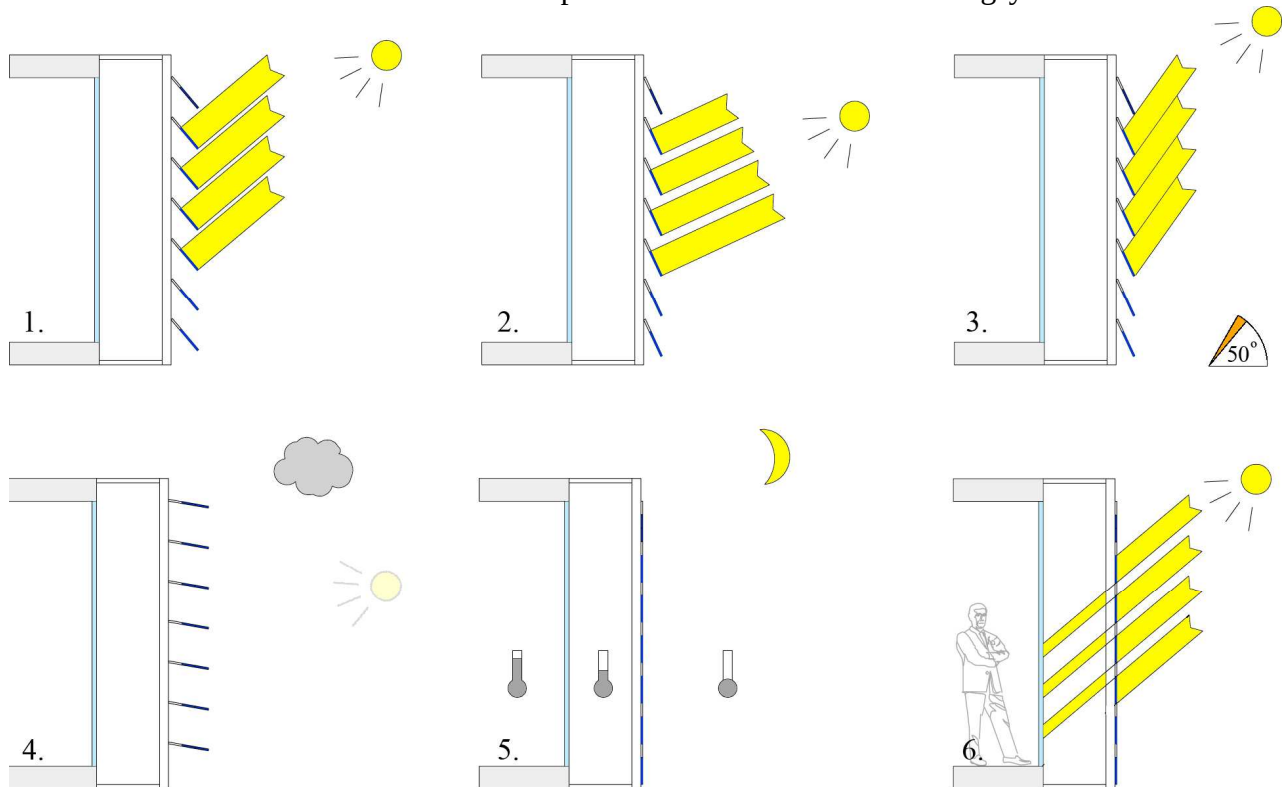


Fig. 7.1 Concept in schema

De schema's tonen het concept van de werking van de zonwering in de verschillende omstandigheden.

Bij normale zonnige omstandigheden, zoals in situatie 1. en 2. zullen de lamellen met de PV-cellen loodrecht op de zon gericht zijn. De zon wordt geweerd en de PV-cellen wekken maximaal energie op. Om te voorkomen dat de PV-cellen elkaar zullen beschaduwen en er mismatch optreedt, draaien de lamellen bij erg hoge zonnestanden iets van de zon af zoals in situatie 3. Al het op de gevel vallend directe zonlicht wordt wel door de PV-cellen ontvangen. Vanaf een zonnehoogtehoek van 50° is het nodig om wat van de zon af te draaien. De hoogste zonnestand in Nederland is ongeveer 60° in juni om zonnetijd 12 uur.

De lamellen zullen geopend zijn, zoals in situatie 4, wanneer het bewolkt is en er geen zonneshijn is. Het diffuse licht wordt zo toch nog in energie omgezet. Ook bij erg lage zonnestanden 's ochtends en 's avonds zullen de lamellen geopend, er is dan zeer weinig direct zonlicht beschikbaar. Zo komt er nog licht in de achterliggende vertrekken.

's Nachts zoals in situatie 5 kunnen de gesloten lamellen als tweede huid dienen en zo een buffer van stilstaande lucht creëren. Het gebouw koelt minder af, waardoor minder energie nodig is om het gebouw te verwarmen.

Een centrale computer zal het gehele zonweringsysteem aansturen. De gebruiker van het vertrek achter de zonwering kan daarnaast het systeem zelf besturen en daarmee de computer ‘overrulen’, hiermee kan de gebruiker invloed uitoefenen op de zonlichttoetreding. Na een bepaalde tijd zal de centrale computer de besturing weer over nemen.

7.3 De elektronische lay-out van de PV-wirefree buitenzonwering

7.3.1 Ontwerpstrategie

Het eindproduct van dit afstudeerproject is het ontwerp van de PV-wirefree buitenzonwering.

Omdat dit een ontwerp van een bouwproduct is, is van te voren niet bekend bij welke gevel het systeem toegepast zal worden. Het ontwerp zal geschikt moeten zijn om bij verschillende gevelsystemen en maatsystemen ingezet te kunnen worden. Dit betekent uiteraard niet dat het zonweringsysteem direct aan iedere gevel gemonteerd kan worden. Het principe van het ontwerp zal overal hetzelfde zijn, het maatsysteem en de afmetingen van de verschillende onderdelen zal op de situatie aangepast moeten worden.

Het zonweringsysteem zal hier voor een gangbare gevel met een gangbaar maatsysteem ontwikkeld worden. Daarbij zal uiteindelijk aangegeven worden welke aanpassingen aan de verschillende onderdelen gedaan kunnen worden om het systeem in andere gevallen geschikt te krijgen.

In dit hoofdstuk wordt naar een optimum gezocht voor de elektronische lay-out van het PV-wirefree buitenzonweringsysteem.

De zoektocht naar dit optimum moet een zo efficiënt mogelijk ontwerp van het PV-systeem binnen een logisch en eenvoudig bouwkundig ontwerp van de zonwering opleveren.

Er moet een optimum gevonden worden tussen de transportverliezen van de opgewekte elektriciteit, de afmetingen van de glazen lamellen en de schakeling van PV-cellen hierin, de afmetingen van de aluminium profielen en de positie ervan. Hiervoor is een onderzoek opgezet.

Allereerst wordt in 7.3.2 bepaald wat de systeemgrootte moet worden en welke lay-outs van de losse PV-lamellen in een systeem mogelijk zijn en welke lay-outs van de PV-lamellen zelf mogelijk zijn.

Vervolgens worden in 7.3.3 de mogelijkheden van de opzet van de draagconstructie bekeken en wordt berekend welke aluminiumprofielen aan de sterkte- en stijfheidseisen voldoen.

Aan de hand van de berekende oppervlakte van de doorsnede van de aluminium profielen en de verschillende mogelijke elektronische lay-outs, kan nu 7.3.4 berekend worden wat de transportverliezen zullen zijn in vergelijking met een gangbaar in serie geschakeld PV-systeem.

Figuur 7.3 toont schematisch de wisselwerking tussen de verschillende keuzemogelijkheden.

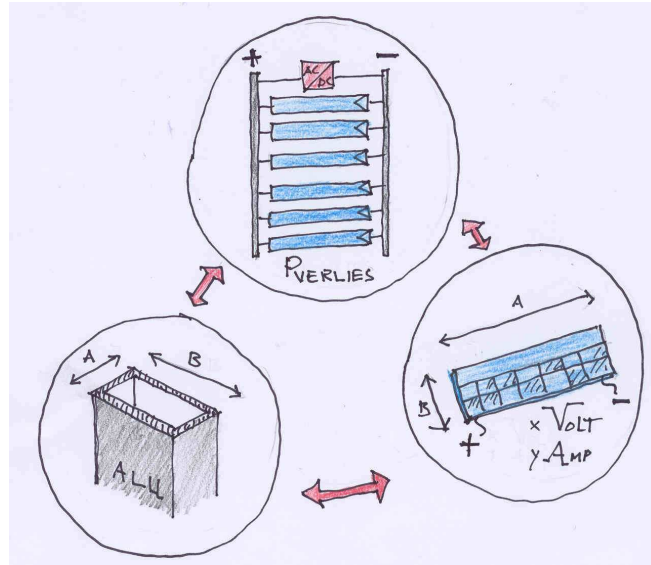


Fig. 7.3 schema van de wisselwerking tussen PV-lay-out, afmetingen en indeling PV-lamel, aluminium profieldoorsnede en transportverlies

Aan de hand van de verschillende bevindingen kan het concept voor het elektronische en bouwkundige ontwerp van het PV-zonweringsysteem gemaakt worden.

7.3.2 Mogelijkheden voor lay-out van PV-systeem

Lay-out zonweringsysteem en systeemgrootte

Voor het zonweringsysteem wordt uitgegaan van een gebouw met een traveemaat van 3.6m en een verdiepingshoogte van 3.2m.

Eén traveemaat heeft per verdieping een oppervlakte van $3.2\text{m} \times 3.6\text{m} = 11.5\text{m}^2$.

Wanneer ongeveer 60% van het geveleppervlak door de PV-cellen in de lamellen wordt afgedekt, wordt per travee $60\% \times 11.5\text{m}^2 = 7\text{m}^2$ aan PV-cellen gebruikt.

De PV-cellen die ingezet gaan worden zijn de back-contacted cellen van ECN en hebben een rendement (μ) van ongeveer 15% [1]. Het complete systeem zal een net iets lager rendement hebben van ongeveer 13% hebben. Dit betekent dat het PV-systeem per traveemaat onder standaard testcondities (STC) ongeveer:

$$7\text{m}^2 \times 1000\text{W/m}^2 \times 14\% = 910\text{Wp} \text{ levert.}$$

Standaard inverters voor PV-systemen hebben een bereik van 200Wp-4000Wp. Het is dus goed mogelijk om 1 inverter per traveegedeelte te gebruiken.

Afhankelijk van de transportverliezen kan het kosteneffectiever zijn om 2 of meer traveematen op 1 inverter aan te sluiten.

Horizontale lamellen zullen een traveemaat moeten afdekken. Dit betekent dat de lamellen 3.6m lang worden of dat er 2 of meer lamellen naast elkaar de breedte zullen bedekken.

Standaard floatglas wordt in de fabriek gefabriceerd in platen van 6m x 3.21m. De traveemaat van 3.6m kan dus in 1 lamelbreedte overspannen worden. Een zo groot

mogelijk PV-laminaat binnen de gestelde eisen is gewenst omdat dit per paneel de laagste productiekosten geeft.

Afhankelijk van de uitkomst van de berekening voor de benodigde dikte voor de sterkte en stijfheid van de glasplaten is een brede lamel gewenst om een zo groot mogelijk PV-paneel te krijgen.

Het aantal lamellen dat per verdieping gebruikt wordt hangt af van de gekozen schakeling van cellen in het laminaat en dus de hoogte ervan. De lamellen zullen de volledige hoogte van de verdieping afsluiten wanneer ze gesloten zijn waarbij een geheel aantal lamellen de traveehoogte zal moeten bedekken.

Het onderste gedeelte van de lamel zal met PV-cellen bedekt zijn, dit beslaat rond de 60% van de hoogte van de lamel. Het bovenste gedeelte zal doorzichtig blijven. Een lamelhoogte tussen de 200mm en 600mm lijkt gewenst. De PV-cellen die in het laminaat gebruikt zullen worden hebben een maat van 15x15cm of eventueel 20x20cm.

Met deze gegevens is een voorstel gemaakt voor een 12-tal mogelijkheden voor de lay-out van een PV-paneel en daarmee de schakeling binnen één travee. Hiervan bedekken 6 lamellen in één keer de gehele breedte van een travee en bij 6 varianten zullen er 2 lamellen naast elkaar de travee bedekken.

De volgende figuren toont schematisch hoe de verschillende lamellen van de zonwering een traveemaat zullen bedekken.

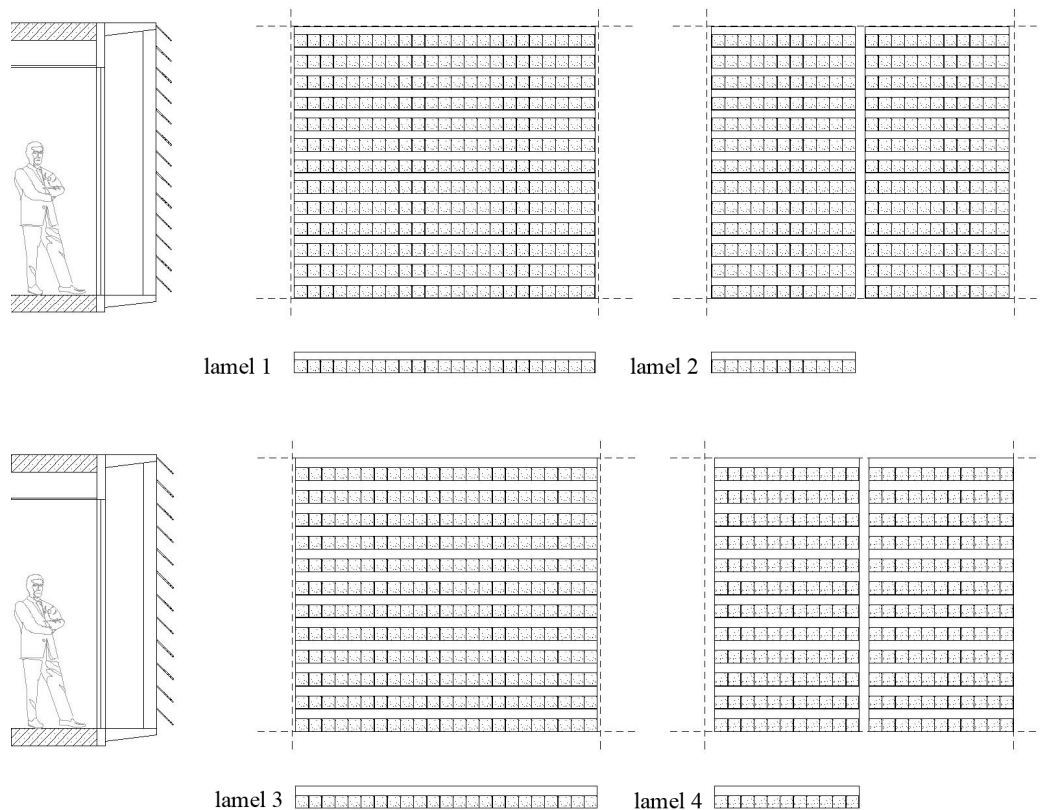


Fig. 7.3 Schema van de lay-outs van verschillende PV-lamellen in één travee

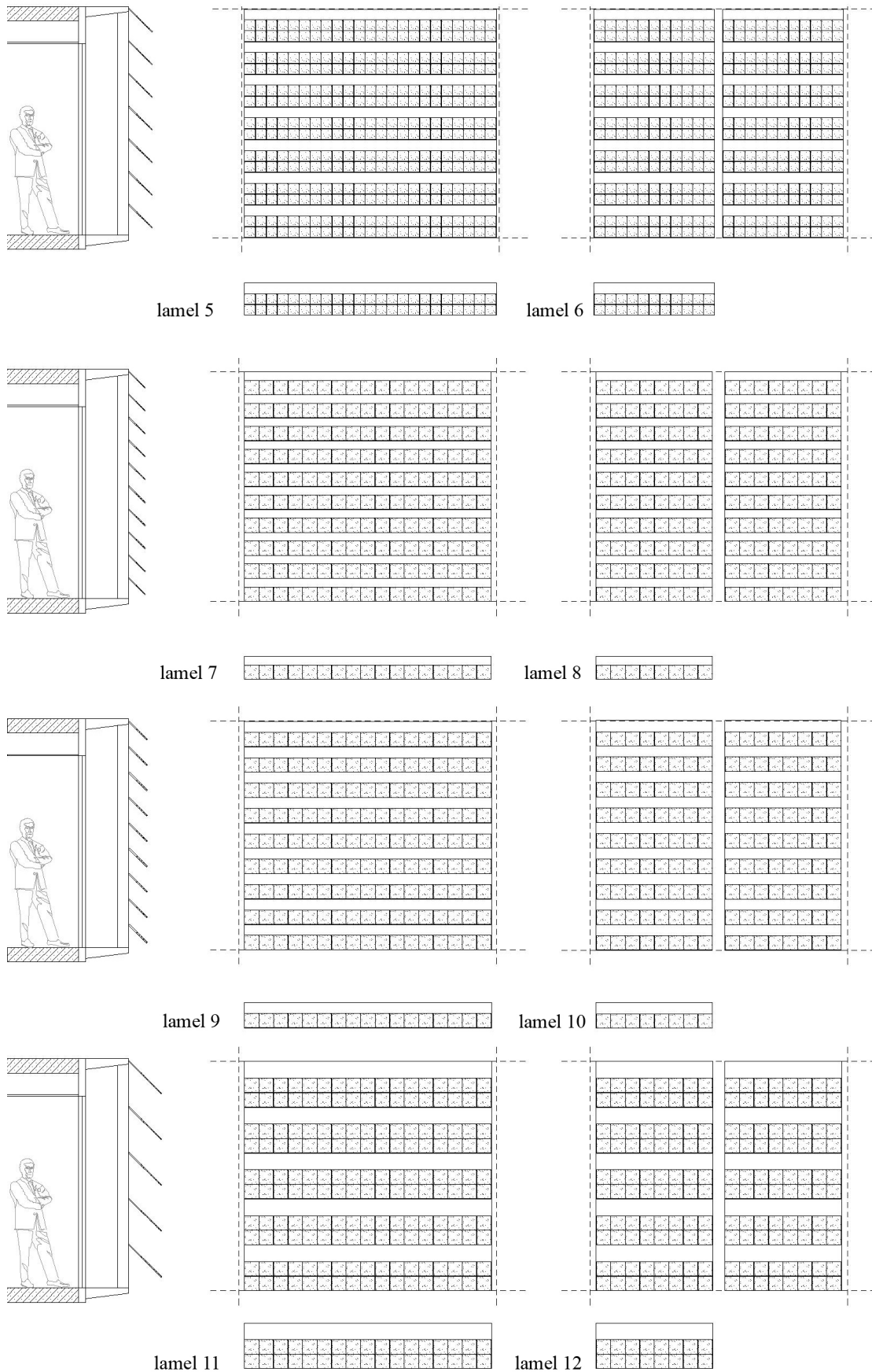


Fig. 7.3 Schema van de lay-outs van verschillende PV-lamellen in één travee

Links is telkens de dwarsdoorsnede van een traveehoogte te zien daarnaast de lay-out van de lamellen wanneer zij gesloten zijn.

Lay-out lamellen per travee

In de voorgaande figuren zijn de belangrijkste verschillende mogelijke PV-laminaten al te zien. Hieronder is beschreven waaraan de laminaten moeten voldoen en wat dit voor de verschillende schakelingen kan betekenen.

Er mogen maximaal 36 cellen binnen één PV-laminaat in serie geschakeld worden zodat by-pass diodes ter beveiliging overbodig zijn.

Een enkele PV-cel heeft een open spanning van 0.6V. Hierdoor zal de systeemspanning maximaal $36 \times 0.6V = 21.6V$ zijn. Dit is tevens ruim binnen de gestelde eis voor een systeemspanning van maximaal 30V om aanraakveilig te zijn.

Alle schakelingen met minder PV-cellen zijn mogelijk, het is tevens mogelijk om 2 of meer series van PV-cellen binnen één laminaat te schakelen.

Er moet wel mee rekening gehouden worden dat een lagere systeemspanning een groter transportverlies van de opgewekte stroom met zich meebrengt, ook wel ohmse verliezen genaamd (Ω = ohm, eenheid van weerstand). Er geldt namelijk voor het vermogensverlies:

$$P_{\text{verlies}} = I^2 \times R \quad (7.1)$$

Met: I = de stroomsterkte en
 R = de weerstand van de geleider

En er geldt de wet van Ohm:

$$P_{\text{pv}} = V \times I \quad (7.2)$$

Met P_{pv} = het vermogen van het PV-systeem en
 V = de (paneel)spanning
 I = de stroomsterkte

Uit de laatste formule blijkt dat bij eenzelfde vermogen een lagere spanning een evenredig hogere stroomsterkte geeft. Uit formule 7.1 blijkt weer dat het vermogensverlies kwadratisch toeneemt bij een hogere stroomsterkte.

Echter door een zeer grote doorsnede van de geleider wordt de weerstand weer bijzonder klein waardoor de ohmse verliezen bij een lage systeemspanning niet groter hoeven te zijn dan bij een conventioneel systeem. Deze transportverliezen zullen in 7.2.4 voor de verschillende mogelijkheden nog berekend worden.

De back-contacted PV-cellen van ECN hebben een oppervlakte van 15 x 15cm. Momenteel worden grotere cellen van 20 x 20cm ontwikkeld.

Hiermee zijn verschillende schakelingen gemaakt, in figuur 7.4 worden de belangrijkste mogelijkheden van deze schakelingen van PV-cellen tot een laminaat schematisch getoond. De bijbehorende specificaties zijn weergegeven in de navolgende tabel.

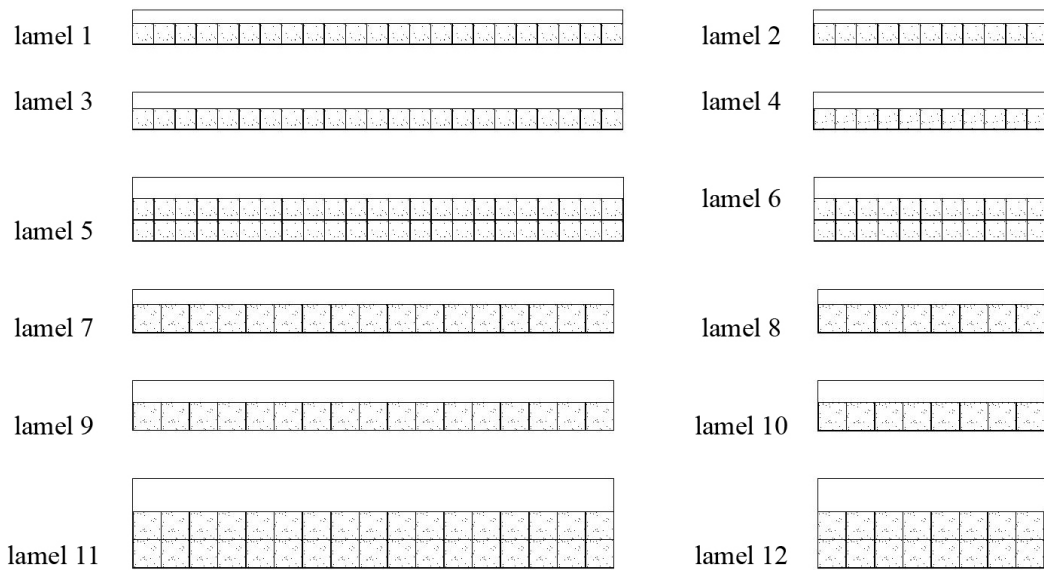


Fig. 7.4 Mogelijke schakelingen tot PV-laminaat die aan de gestelde eisen voldoen

lamel :	1	2	3	4	5	6
PV-cel	15x15	15x15	15x15	15x15	15x15	15x15
aantal/paneel	23	11	23	11	46	22
schakeling in serie	1x23	1x11	1x23	1x11	2x23	1x22
Voc (V)	13.8	6.6	13.8	6.6	13.8	13.2
Vstc (V)	11.04	5.28	11.04	5.28	11.04	5.28
Asc (A)	7.4	7.4	7.4	7.4	14.8	7.4
Pstc, paneel (Wp)	78	37	78	37	155	74
paneelmaat (mm)	3522x246	1686x246	3522x267	1686x267	3522x457	1686x457
bedekking PV	61%	61%	56%	56%	66%	66%
panelen/travee	13	26	12	24	7	14
Pstc, travee (Wp)	1009	965	932	891	1087	1040

lamel :	7	8	9	10	11	12
PV-cel	20x20	20x20	20x20	20x20	20x20	20x20
aantal/paneel	17	8	17	8	34	16
schakeling in serie	1x17	1x8	1x17	1x8	1x34	1x16
Voc (V)	10.2	4.8	10.2	4.8	20.4	9.6
Vstc (V)	8.16	3.84	8.16	3.84	16.32	7.68
Asc (A)	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2
Pstc, paneel (Wp)	102	48	102	48	204	96
paneelmaat (mm)	3454x320	1627x320	3454x355	1627x355	3454x640	1627x640
bedekking PV	63%	63%	56%	56%	63%	63%
panelen/travee	10	20	9	18	5	10
Pstc, travee (Wp)	1020	960	918	864	1020	960

Tab. 7.1 Specificaties van de verschillende PV-lamellen en lay-outs

De verschillende lamellen en schakelingen hebben verschillende nominale vermogens per travee tot gevolg. De spanningen en stroomsterktes zijn hierbij verschillend.

Door nu de benodigde afmetingen van de aluminium dragers van de lamellen te berekenen kan met de gegevens uit tabel 7.1 bepaald worden wat de transportverliezen van de opgewekte elektriciteit zullen zijn voor de verschillende PV-lamellen en hun schakelingen tot één systeem.

7.3.3 Het draagsysteem als elektrische geleider

Het draagsysteem van de PV-wirefree buitenzonwering bestaat uit aluminium profielen waaraan de lamellen bevestigd zijn. Per traveemaat zijn minimaal 2 profielen nodig om de op de lamellen werkende krachten af te dragen.

Daarnaast zullen deze beide profielen de stroom die in de PV-cellen van de lamellen is opgewekt geleiden. Eén profiel geleidt de stroom naar de positieve pool van de inverter en het andere profiel naar de negatieve pool.

Doorsnede aluminium profiel

De doorsnede van het profiel zal de juiste afmetingen moeten hebben om de krachten die hierop aangrijpen te kunnen afdragen. De maximale spanning ($\sigma_{\max}$) van aluminium mag niet overschreden worden. Daarnaast moet aan de eisen van stijfheid voor maximale vervorming van de profielen voldaan worden. De doorsnede van het profiel zal hierop gedimensioneerd moeten worden.

De grootste kracht die op de aluminium dragers aangrijpt, is de maximale windbelasting die de lamellen op de dragers overdragen. Wanneer de lamellen 'gesloten' zijn, moeten de dragers de grootste kracht afdragen. Deze windbelasting is aanzienlijk groter dan de belasting van het eigen gewicht, hiervan hoeft dus geen berekening gemaakt te worden.

Sterkteberekening

Er moet bekend zijn wat de windbelasting is die per drager afgedragen moet worden. Daarvoor moet bekend zijn over welke breedte aan lamellen de windkracht per aluminium drager aangrijpt en wat de afstand tussen de ophangpunten van drager is. Onderstaande figuur toont schematisch welke belasting per drager afgedragen moet worden.

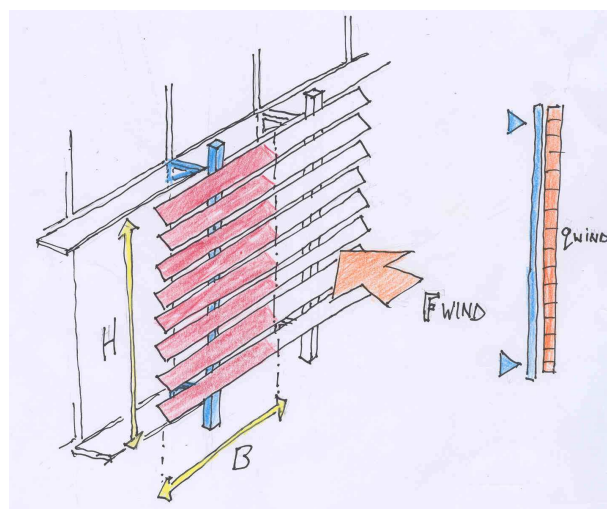


Fig. 7.5 Schematische weergave van de windbelasting op de lamellen

Er geldt voor de windbelasting:

$$q_w = p_w \cdot b \cdot C_d \quad (7.3)$$

met: q_w [F/m] = de windbelasting per meter hoogte,
 p_w [F/m²] = de extreme waarde van de stuwdruk van de wind,
 b [m] = de breedte waarover p_w aangrijpt,
 C_d = de windvormfactor

Voor de berekening hier wordt van een 'gemiddeld' gebouw van ongeveer 5 verdiepingen in een gebied met veel wind uitgegaan.

Van de stuwdruk van de wind bestaan tabellen voor Nederland [krachtswerking], voor een gebouw met een maximale hoogte van 15m in 'gebied 1' (het gebied met de meeste wind) geldt: $p_w = 1.19$ (kN/m²).

Bij een lamel die een traveemaat van 3.6m overspant, is de lamelbreedte ongeveer 3.5m en is b 1.75m. De berekening zal voor dit geval verder worden toegelicht. De uitkomst van de sterkte-eis van de drager zal ook gegeven worden wanneer een lamel half zo breed is en 2 lamellen naast elkaar de travee zullen bedekken.

De windvormfactor voor gevels is 0.8 [xxx]

Er geldt nu: $q_w = 1.67$ kN/m

Voor het maximale moment dat in de aluminium drager optreedt geldt:

$$M = \frac{1}{8} q l^2 \quad (7.4)$$

Met: q = q_w
 l = lengte: hoogte van de aluminium drager

Per verdiepingshoogte zal de aluminium drager 2 maal ondersteund worden. Gesloten lamellen zullen de gehele gevel bedekken er wordt dus voor (l) 3.2 meter genomen.

Er geldt nu: $M = 2.13$ kNm

Voor de maximale spanning in een ligger (drager) geldt:

$$\sigma_{\max} = \frac{M}{W} \quad (7.5)$$

Met: W [mm³] = het weerstandsmoment (van een profiel)
 $\sigma_{\max}$ [N/mm²] = maximale spanning van het materiaal, voor aluminium profielen geldt : 140 (N/mm²) [alubook]

Hiermee is het weerstandsmoment dat een ligger van 3.5m minimaal moet hebben bekend:

$$W > 15.2 \times 10^3 \text{ mm}^3$$

Wanneer de lamellen een breedte van 1.75m hebben geldt voor W van de aluminium ligger:

$$W > 7.3 \times 10^3 \text{ mm}^3$$

Leveranciers geven het weerstandsmoment (W) van hun verschillende (aluminium) profielen. Er kan nu dus een aluminium profiel gekozen worden, dat een groot genoeg weerstandsmoment heeft en dus voldoende sterk zal zijn of dit kan zelf berekend worden voor iedere gewenste doorsnede.

Stijfheidberekening

Voor de maximale vervorming (doorbuiging) die in gevels wordt toegestaan geldt:

$$w = 0,003 \times l \quad (7.6)$$

Met: w = de uitwijking/doorbuiging van de gevel en
 l = de lengte/hoogte van de gevel of het geveldeel

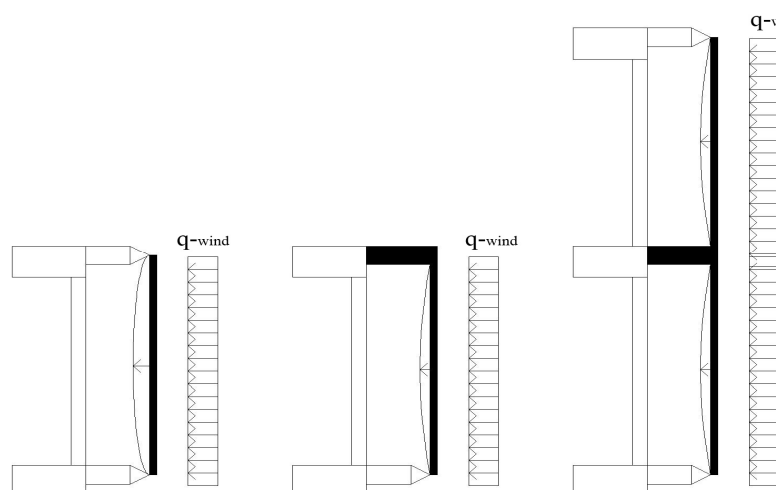
Het zonweringsysteem maakt ook onderdeel uit van de gevel daarom wordt deze eis overgenomen.

De aluminium profielen overspannen 3.2 m (de bevestigingspunten overspannen ongeveer 3.1 m), de maximale doorbuiging mag dus maximaal: $0.003 \times 3100\text{mm} = 9.3\text{mm}$ bedragen. Dus:

$$w < 9.3 \text{ mm}$$

De doorbuiging is eenvoudig te berekenen wanneer bekend is op welke wijze de ligger ondersteund is. Wanneer een enkel aluminium profiel alleen één verdiepingshoogte zal overspannen en scharnierend aan de achterliggende constructie bevestigd is, geldt voor de optredende doorbuiging van een profiel het linker schema met de bijbehorende formule in figuur 7.6.

Wanneer het profiel aan één kant momentvast met de constructie verbonden is en aan de andere kant scharnierend geldt het middelste schema met de onderstaande formule. Deze geldt ook wanneer de aluminium ligger 2 verdiepingen (of meer) zal overspannen (het rechter schema). In dat geval zal het profiel in het midden momentvast verbonden zijn en op de uiteinden scharnierend. Deze constructieve verbinding is het stijfst en zal het minste materiaal vereisen.



$$w = \frac{5}{384} \frac{ql^4}{EI}$$

$$w = \frac{1}{192} \frac{ql^4}{EI} \quad (7.7)$$

Fig. 7.6 Mechanische schema's van opleggingen zonweringsysteem met formules vervorming

Met: q = q_w , de windbelasting per meter (kN/m)
 l = lengte van de ligger (mm)
 E = elasticiteitsconstante van het materiaal van de drager (N/mm²)
 I = traagheidsmoment (mm³)

De elasticiteitsconstante van aluminium is: 70.000 N/mm²

Het traagheidsmoment (I) wordt voor verschillende profielen door de leverancier gegeven, net als het weerstandsmoment (W). Het is echter ook uit te rekenen voor ieder gewenst ontwerp van een doorsnede van het profiel.

In Excel is een berekening opgezet om deze waarden en daarmee de sterkte en stijfheid van koker- en U-profielen te bepalen. Hierin zijn de berekeningen gedaan zoals beschreven in 'Toegepaste mechanica deel 2' [x.x].

Na het invullen van de variabelen voor maximale windlast (q), de windvormfactor, de elasticiteitsmodule (E) van het materiaal (aluminium hier), de lengte van de overspanning, kunnen breedte-, hoogte- en diktematen van een profiel ingevoerd worden.

Binnen de berekeningen wordt dan voor de ingevoerde afmetingen van de profielen het afschuifmoment (S_z), de afstand tot de neutrale lijn (z_c) en het traagheidsmoment (I) bepaald. Hiermee wordt het weerstandsmoment (W) berekend.

Daarnaast wordt in deze berekening de vervorming (w) voor het ingevoerde profiel bepaald. Deze geldt voor het profiel dat aan één kant momentvast is verbonden en aan de andere kant scharnierend (de rechter formule uit figuur 7.6 is daarvoor gebruikt).

Voor ieder gewenst koker- of U-profiel kan zo gecontroleerd worden of het aan de sterkte- en vervormingseis voldoet. In bijlage D staat de berekening in Excel met een voorbeeld.

In tabel 7.2 staan enkele koker- en U-profielen die aan de eisen voldoen. Er staan enkele voorbeelden van profielen die de windlast moeten afdragen van lamellen met een breedte van 1.8m en ook van 3.6m.

geschikte aluminium profielen					
afmeting	wanddikte	Wz	wijking	breedte lamel	A_{tot}
b x h [mm]	t [mm]	$\times 10^3$ [mm ³]	mm	m	[mm ²]
koker 40x85	3	15.3	9.1	1.8	714
U 100x40	3	12.4	8.3	1.8	702
koker 50x110	3	25.8	8.3	3.6	924
U 40x130	3	20.2	8.1	3.6	882
U 50x110	4	20.2	9.2	3.6	1046
U 40x 125	3	18.8	9.0	3.6	852
koker 50x100	4	28.8	8.2	3.6	1136
U 50x110	4	20.2	9.2	3.6	1048

Tab. 7.2 Enkele aluminium profielen die aan sterkte- en vervormingseisen voldoen

De oppervlaktes van de doorsnede van deze profielen zijn hiermee bekend. Aluminium profielen die de windlast van 3.6m brede lamellen moeten afdragen hebben minimaal een doorsnede van ongeveer 850mm² nodig en profielen die

lamellen van 1.8m ondersteunen hebben minimaal een oppervlakte doorsnede van 700mm^2 nodig.

Wanneer de positie van de aluminium dragers bekend is, kunnen de optredende transportverliezen voor de verschillende PV-lamellen en lay-outs berekend worden.

Positie aluminium dragers

Per lamel zullen 2 aluminium dragers nodig zijn om de krachten af te dragen en om als plus- en minpool te dienen. De positie van deze profielen zal symmetrisch zijn t.o.v. het midden van de lamel. Tevens zullen de PV-lamellen voor de profielen gepositioneerd worden zodat de profielen geen schaduw op de PV-cellen kunnen werpen.

De profielen kunnen nu in de hoeken geplaatst worden of symmetrisch naar binnen geschoven worden zoals schematisch te zien is in figuur 7.7.

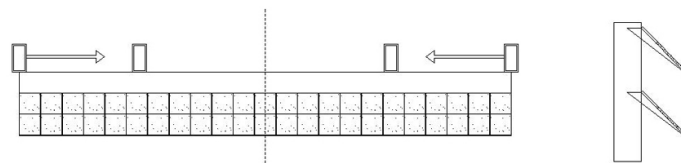


Fig. 7.7 Positie van de aluminium profielen t.o.v. de PV-lamellen

Wanneer meerdere zonwering systemen naast elkaar geplaatst worden om een groter gedeelte aan gevel te kunnen bedekken, zouden de profielen, wanneer zij op de hoeken geplaatst worden, als drager voor 2 PV-lamellen kunnen dienen. Zoals schematisch in figuur 7.8 te zien is.

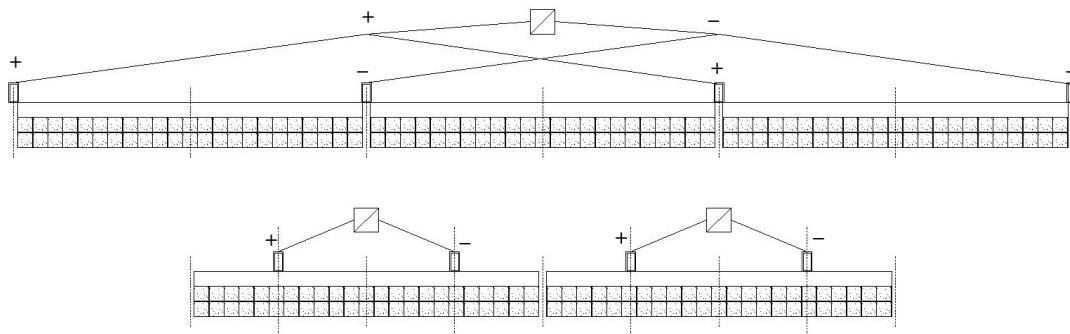


Fig. 7.8 Positie aluminium dragers op de hoekpunten (boven) en naar het midden (onder)

Dit is echter voor de rest van het elektronische systeem zeer onlogisch. Er kunnen niet zomaar inverters tussen de verschillende polen geplaatst worden. Verschillende geleidende profielen zullen gekoppeld moeten worden om de juiste opgewekte spanningsverschillen in een inverter om te zetten, zoals in dezelfde figuur schematisch aangeduid is. Bovendien zullen er verschillende PV-lamellen moeten zijn: één met de pluspool links en één met de pluspool rechts. Het per ongeluk omwisselen kan vervelende gevolgen hebben.

Wanneer de profielen symmetrisch naar het midden worden geplaatst, krijgt ieder travée een logisch en eenvoudig elektronisch en bouwkundig opgebouwd PV-

systeem. Dit is onder in voorgaande figuur te zien. Er kunnen wel traveeën die boven elkaar liggen geschakeld worden.

Wanneer de profielen telkens een kwart maat van de travee naar het midden van de lamel schuift, zullen de profielen van naast elkaar gepositioneerde zonweringen telkens dezelfde tussenmaat hebben. De PV-lamellen zullen hiermee bovendien aanzienlijk minder stijfheid nodig hebben dan wanneer de ophangpunten op de uiterste hoeken zouden zijn.

Nu de positie van de aluminium dragers en de dimensies van de doorsnede bekend zijn, kan de volgende stap genomen worden. Er kan berekend worden wat de transportverliezen van het PV-wirefree-systeem zullen zijn bij de verschillende lay-outmogelijkheden.

7.3.4 Berekeningen transportverliezen voor de verschillende lay-outs

In het programma van eisen wordt geteld dat het PV-systeem van de PV-wirefree zonwering, waarin de panelen parallel geschakeld worden en de opgewekte stroom door de dragers geleid wordt, vergelijkbaar of minder transportverlies van deze stroom mag hebben dan een conventioneel systeem. In een conventioneel systeem worden de panelen in serie geschakeld en wordt de stroom door bedrading geleid.

Bij een conventioneel systeem kan echter de doorsnede van de bedrading groter gedimensioneerd worden wanneer deze kabelverliezen richting 2 % (onder STC) gaan. De transportverliezen moeten in het PV-wirefree-systeem daarom zeker onder deze waarde blijven.

De berekeningen van de transportverliezen voor het parallel geschakelde PV-wirefree-systeem worden gemaakt m.b.v. de minimaal benodigde doorsnede die voor de sterkte van deze drager benodigd is. Voor het systeem waarin de PV-lamellen de volledige travee bedekken is dit 850 mm^2 . Wanneer twee lamellen deze breedte bedekken is dit 700 mm^2 omdat er minder windlast op de dragers aangrijpt.

De positie van de dragers is ongeveer bekend. Hiermee kan bepaald worden welke lengte aan bedrading voor een conventioneel systeem benodigd zou zijn. Het voltage en de stroomsterkte zijn voor de serieschakeling overal gelijk. De positie van de inverter maakt hierdoor niet uit.

Figuur 7.9 toont voor beide gevallen schematisch hoe de opgewekte stroom van de panelen naar de inverter geleid wordt.

Bij de wirefree parallelschakeling is de spanning overal gelijk aan de paneelspanning. De stroomsterkte wordt echter vanaf de PV-lamel die het verst van de inverter gelegen is steeds groter tot aan de PV-lamel die het dichtst bij de inverter is gelegen. Dit is in figuur 7.10 schematisch weergegeven.

Dit betekent dat de positie van de inverter invloed heeft op het transportverlies. Er treedt het minste transportverlies op wanneer de inverter centraal in de PV-array geplaatst is.

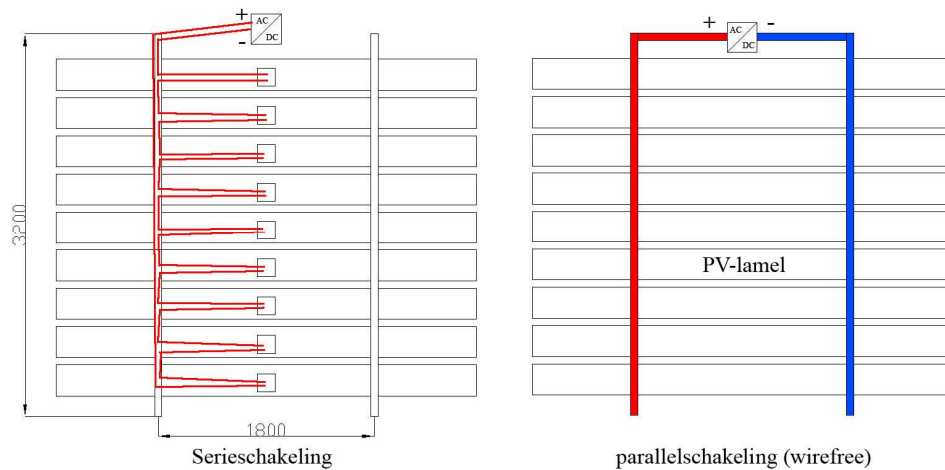
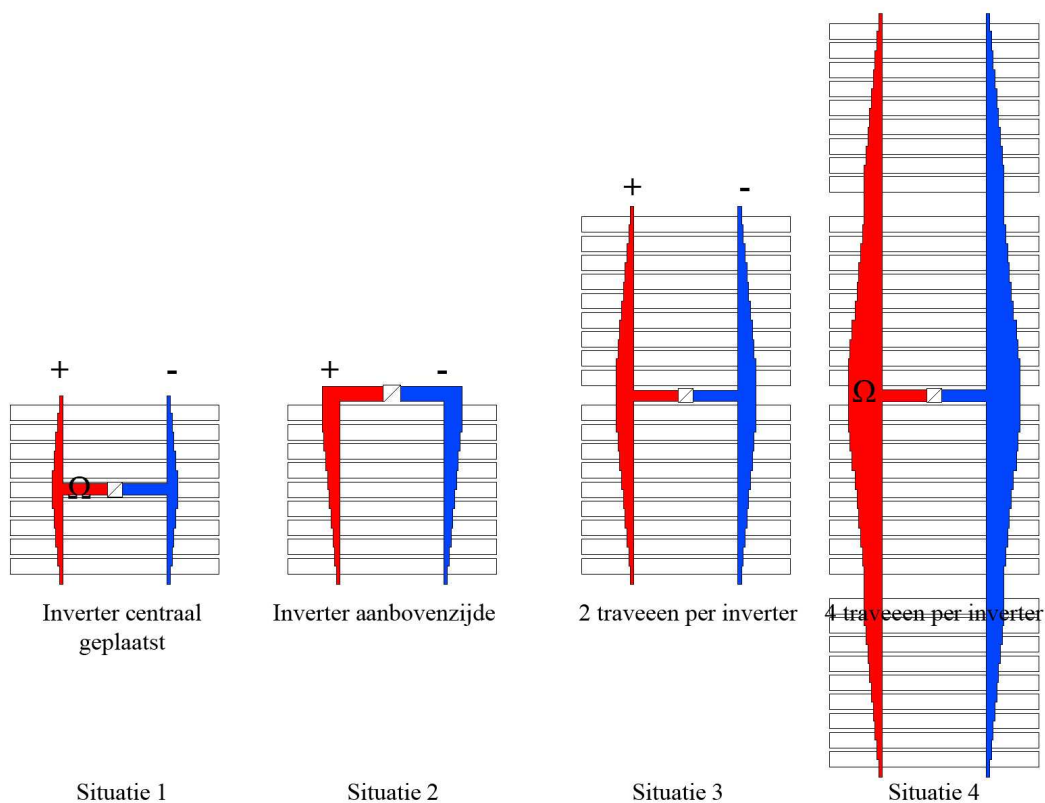


Fig. 7.9 Schema van stroomtransport naar inverter

Wanneer dus de inverter aan de boven of onderzijde van een travee (wat een logische positie lijkt) geplaatst wordt, kunnen wellicht ook 2 traveematen op 1 inverter aangesloten worden of eventueel 4 traveeën op 1 inverter. De berekeningen moeten uitwijzen welke schakeling uit figuur 7.10 optimaal voor het systeem zal zijn.

Fig 7.10 Schematische weergave van de opbouw van de elektrische weerstand (Ω) bij parallele schakelingen van 1, 2 of 4 traveeën

Voor de 4 situaties uit figuur 7.10 zullen nu de ohmse verliezen voor de verschillende PV-lamellen en hun systeemlay-outs uit paragraaf 7.2.2 uitgerekend worden. Zowel voor een conventionele serieschakeling met bedrading van 4mm^2 als voor de wirefree

parallelschakeling waar de stroom door de aluminium profielen van 850mm² of 700 mm² geleid wordt.

Hiermee kan mede bepaald worden welke lay-out voor het concept van de PV-wirefree buitenzonwering het geschiktst is.

Berekening kabeltransportverliezen serieschakeling

De berekeningen voor kabel/transportverliezen worden gemaakt zoals deze onder standaard testcondities zullen zijn. De jaarlijkse optredende verliezen van een PV-systeem zijn ongeveer de helft hiervan [**Zonnestroom voor ontwerper en installateur**].

Voor de het vermogensverlies in Watt geldt formule 7.1: $P_{verlies} = I^2 \times R$

Hierin is I de stroomsterkte in ampère, deze is voor een serie schakeling in de gehele string van PV-lamellen dezelfde als die van een enkel paneel.

Voor de weerstand R van de kabels geldt:

$$R = \frac{\rho \cdot l}{A} \quad (7.8)$$

Met: ρ [$\Omega\text{m/mm}^2$] = de soortelijke weerstand van het materiaal waardoor de stroom geleid wordt

A [mm^2] = de oppervlakte van de doorsnede van de geleider

l [m] = de totale lengte van alle kabels van het systeem tot aan de inverter.

Voor koper geldt: $\rho = 0.0017$ ($\Omega\text{m/mm}^2$)

Al de berekeningen zijn gedaan met $A = 4 \text{ mm}^2$

Hiermee zijn de ohmse verliezen voor de in serie geschakelde mogelijkheden bekend. Voor de 4 verschillende situaties zijn de verliezen in principe telkens even groot omdat de totale weerstand van de bekabeling gelijkmatig toeneemt met het grotere vermogen van de verschillende situaties. De systeemspanningen zullen wel groter worden. De systeemspanning heeft echter geen invloed op de verliezen. Erg hoge spanningen kunnen wel andere problemen geven.

Al de gegevens van de ohmse verliezen staan in tabel 7.3.

Berekening transportverlies PV-wirefree parallelschakeling

Voor de transportverliezen in parallel geschakelde systemen gelden dezelfde formules als voor parallel geschakelde systemen. Doordat de stroomsterkte in een systeem dat in serie geschakeld is overal gelijk is, is de uitkomst snel berekend.

Voor een parallel geschakeld systeem moet echter voor ieder stuk kabel, in dit geval aluminium profiel, tussen 2 bronnen (PV-panelen), het verlies berekend worden. In figuur 7.11 is schematisch weergegeven hoe waar de verschillende verliezen zitten. De stroomsterkte (I) neemt vanaf de verste bron cumulatief toe.

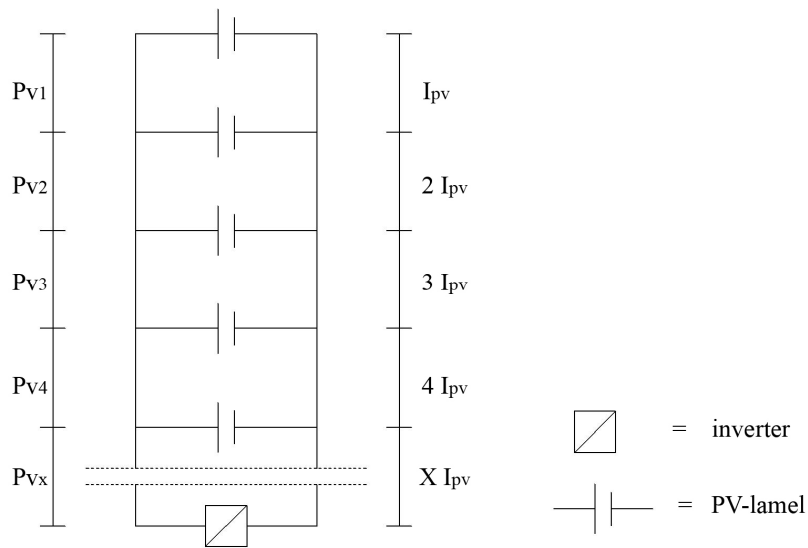


Fig. 7.11 Schema opbouw transportverlies (Pv) van parallel geschakeld PV-systeem

Voor het totale transportverlies in de aluminium dragers geldt:

$$P_{verlies} = \sum_1^x \left[P_{verl,x} = (x \cdot I)^2 \cdot R \cdot 2 \right] \quad (7.9)$$

Het verlies in het laatste stuk, van de dragende profielen naar de inverter toe is ook in de berekening meegenomen. In bijlage E is een voorbeeld van één berekening in Excel weergegeven.

Hiermee zijn al de ohmse verliezen voor al de situaties bekend en zijn opgenomen in tabel 7.3.

Specificaties van PV-lay-outs met transportverliezen voor 4 situaties						
label :	1	2	3	4	5	6
PV-cel	15x15	15x15	15x15	15x15	15x15	15x15
aantal/paneel	23	11	23	11	46	22
schakeling in serie	1x23	1x11	1x23	1x11	2x23	1x22
Voc (V)	13.8	6.6	13.8	6.6	13.8	13.2
Vstc (V)	11.04	5.28	11.04	5.28	11.04	5.28
Asc (A)	7.4	7.4	7.4	7.4	14.8	7.4
Pstc, paneel (Wp)	78	37	78	37	155	74
paneelmaat (mm)	3522x246	1686x246	3522x267	1686x267	3522x457	1686x457
bedekking PV	61%	61%	56%	56%	66%	66%
panelen/travee	13	26	12	24	7	14
Pstc, travee (Wp)	1009	965	932	891	1087	1040
transportverliezen (%)						
PV-serie (conv.)	0.69	0.87	0.7	0.9	0.41	0.57
situatie 1	0.12	0.31	0.13	0.24	0.12	0.15
situatie 2	0.78	1.99	0.68	1.72	0.53	0.45
situatie 3	0.84	2.12	0.73	1.85	0.59	0.6
situatie 4	5.64	14.32	4.85	12.31	3.58	2.27
label :	7	8	9	10	11	12
PV-cel	20x20	20x20	20x20	20x20	20x20	20x20
aantal/paneel	17	8	17	8	34	16
schakeling in serie	1x17	1x8	1x17	1x8	1x34	1x16
Voc (V)	10.2	4.8	10.2	4.8	20.4	9.6
Vstc (V)	8.16	3.84	8.16	3.84	16.32	7.68
Astc (A)	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2
Pstc, paneel (Wp)	102	48	102	48	204	96
paneelmaat (mm)	3454x320	1627x320	3454x355	1627x355	3454x640	1627x640
bedekking PV	63%	63%	56%	56%	63%	63%
panelen/travee	10	20	9	18	5	10
Pstc, travee (Wp)	1020	960	918	864	1020	960
transportverliezen (%)						
PV-serie (conv.)	1.77	2.38	1.82	2.49	1.12	1.68
situatie 1	0.18	0.47	0.19	0.55	0.05	0.13
situatie 2	1.19	3.07	0.99	2.56	0.26	0.48
situatie 3	1.29	3.33	1.08	2.79	0.36	0.55
situatie 4	8.35	21.54	6.87	17.71	1.49	3.07
> 2% transportverlies label- en situatiekeuze						

Tab. 7.3 Specificaties PV-lamellen en lay-outs met bijbehorende ohmse verliezen voor 4 situaties

Keuze PV-lamel en systeemlay-out

Met al de gegevens uit tabel 7.3 kan een goed gefundeerde keuze gemaakt worden in de toe te passen PV-lamel en de bijbehorende lay-out tot één zonweringsstelsel.

Uit de optredende transportverliezen blijkt dat de plaatsing van de inverter halverwege de traveehoogte, situatie 1 dus, niet nodig hoeft te zijn om de transportverliezen te beperken. In situatie 2 zijn de transportverliezen vrijwel allemaal vergelijkbaar met een in serie geschakeld stelsel en blijven de verliezen ruim onder de 2 %. Deze locatie van de inverter op vloerhoogte (uit het zicht) is uiteraard architectonisch en bouwkundig veel aantrekkelijker.

In situatie 3 worden 2 boven elkaar gelegen traveeën gekoppeld en op één centraal gelegen inverter aangesloten. Deze lay-out levert slechts marginaal extra transportverlies en verdient daarmee de voorkeur boven situatie 2.

In situatie 4 worden de ohmse verliezen over het algemeen erg groot. Ondanks dat de doorsnede van de geleider zeer groot is worden hier teveel PV-panelen parallel geschakeld.

Dit geldt echter niet voor lamel 11. Deze heeft in situatie 4 nog net een verlies onder de 2 %. Dit komt omdat deze PV-lamellen bijzonder groot zijn en er slechts 5 een gehele travee bedekken. Toch heeft deze lay-out niet de voorkeur juist vanwege deze erg brede (65cm) lamellen die architectonisch minder aantrekkelijk zijn. Daarnaast is de werking van de 20x20cm-PV-cel nog niet geheel bewezen en nog in een vroeg stadium van ontwikkeling.

De smallere 1.8m lamellen kunnen weliswaar lichter gedimensioneerd worden, er zijn wel 2 maal zo veel van nodig en er moeten 2 maal zo veel handelingen voor gedaan worden.

7.3.5 Conceptkeuze

In lamel 5 gecombineerd met de lay-out van situatie 3 zit een goede combinatie van alle eisen en voorwaarden. De ohmse verliezen zijn gering en zeer acceptabel (0.6%). Deze lay-out heeft bovendien het grootste vermogen per vierkante meter gevel. Per travee bedekken 7 lamellen de hoogte, waarin een architectonisch mooie verhouding van hoogte en breedte lijkt te liggen en wat het aantal herhalingshandelingen beperkt.

Het gehele PV-systeem bestaat uit 14 parallel geschakelde PV-laminaten van 155W_p ieder, wat resulteert in een systeem vermogen van ruim 2 kW_p. De afmetingen van het geheel bedragen 3.6m x 6.4m wat de mogelijkheid biedt om pre-fab geproduceerd te worden en in zijn geheel vervoerd kan worden.

De middelste consoles zijn momentvast verbonden met de dragende profielen en geleiden de stroom richting inverter. De aluminium draagconstructie is elektronisch geïsoleerd met de hoofddraagconstructie verbonden. De loopbrug mag de beide geleidende profielen elektronisch niet verbinden.

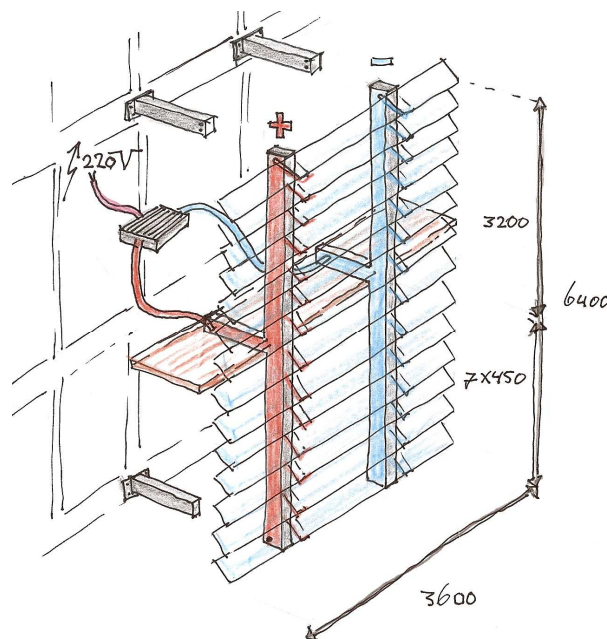


Fig.7.12 Elektronisch concept van de PV-wirefree buitenzonwering

7.4 Ontwikkeling van het zonweringsysteem en de componenten

7.4.1 De PV-wirefree buitenzonwering in onderdelen

Met het elektronisch concept is de bouwkundige opbouw van het systeem in grote lijnen bekend. Alle losse onderdelen en hun verbindingen moeten nu nog ontworpen en gedimensioneerd worden.

De volgende onderdelen en verbindingen moeten achtereenvolgens ontworpen en op elkaar afgestemd worden:

- De elektronische verbindingen van PV-laminaat tot inverter, dat zijn:
 - De verbinding van de losse PV-laminaten die kunnen draaien, naar de aluminium profielen,
 - De verbinding van de profielen naar de consoles en
 - De verbinding van de consoles naar de inverter.
- De aluminium draagconstructie in profiel en console
- De PV-lamel
- Het bewegingsmechanisme dat de lamellen aanstuurt
- De loopbrug tussen de gevel en de lamellen
- de verbinding met de hoofddraagconstructie van het gebouw

7.4.2 Elektronische en mechanische verbindingen

Het gehele elektrisch geleidende traject zal uit aluminium bestaan om corrosie door potentiaalverschil tussen verschillende metalen te voorkomen. Aluminium heeft van zichzelf een zeer dunne, slecht geleidende corrosiehuid. Om een betrouwbare verbinding te maken moeten de verschillende aluminium delen met voldoende kracht op elkaar gedrukt worden en op hun plek gehouden worden. Er wordt dan door de dunne corrosiehuid heen gedrukt en er is een betrouwbare geleidende verbinding ontstaan.

Deze verbinding kan goed gemaakt worden wanneer één deel met een geribbelde of getande kant op het andere deel gedrukt wordt. Figuur 5.12 toont een prototype-verbinding van het PV-wirefree daksysteem, met een drukkracht van 100N maakt deze connector al een betrouwbare verbinding, hij mag dan niet meer verschoven worden.

Simpele betrouwbare verbindingen zijn gelaste verbindingen, boutverbindingen met een getande ring tussen de te verbinden delen (die met voldoende kracht op elkaar gedraaid zijn) of klikverbindingen waarbij één deel pas bij voldoende aangebrachte druk op het andere deel klikt. Er zijn ook gelijmde verbindingen mogelijk die elektriciteit goed geleiden. Deze worden in de elektronica bij printplaten o.a. gebruikt. In de 'back-contacted' PV-laminaten worden ook lijmverbindingen gebruikt. In de lijm zitten kleine metalen deeltjes die de stroom geleiden. Op het aluminium wordt eerst een anti-corrosielaag aangebracht

Er zijn 4 verschillende elektronische verbindingen in iedere zonweringmodule. Figuur 7.13 zijn deze schematisch weergegeven.

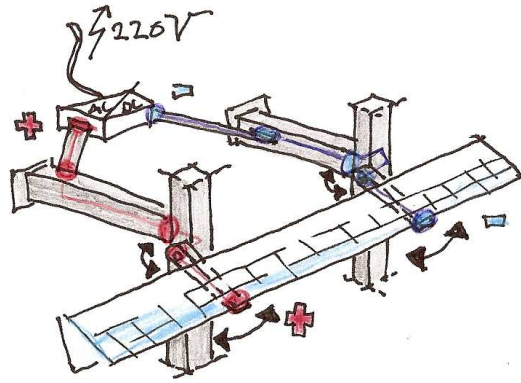


Fig. 7.13 De elektrische en mechanische verbindingen

Verbinding van PV-laminaat en draagarm naar dragend profiel

Het PV-laminaat moet scharnierend met de dragende aluminium profielen verbonden worden om in verschillende standen gedraaid te kunnen worden. Twee draagarmen zullen het laminaat ondersteunen en draaiend met de profielen verbonden worden. Hiermee moet de stroom van het PV-laminaat via de draagarmen naar de profielen geleid worden.

De draagarmen kunnen weer de dubbelfunctie van geleider en drager vervullen wanneer zij van aluminium zijn. De plus- en minpool van het PV-laminaat kunnen zo ontworpen worden dat deze precies met de plek van de draagarmen overeenkomen. In het productieproces van het PV-laminaat kunnen de draagarmen uiteindelijk vakkundig met het geleidende aluminium grid van het laminaat verlijmd worden. Wanneer de draaiende as met de draaiarm gelast verbonden is, is opgewekte stroom al tot binnenin het profiel.

Het is nu het moeilijkste om de verbinding van de draagarm naar het aluminium profiel te maken, deze moet kunnen bewegen en altijd een betrouwbare elektronische verbinding houden. De glijdende en draaiende as van aluminium in het profiel is zonder toevoeging allerminst betrouwbaar. Bovendien zal de wrijving in het draaipunt m.b.v. nylon busjes, die geen stroom geleiden, geminimaliseerd worden.

Er bestaan voorbeelden van draadloos opladen van kleine accu's. Een draadloze elektrische tandenborstel is hiervan een voorbeeld. Dit draadloos laden gebeurt d.m.v. inductie. Dit is een inefficiënt proces en heeft dus een laag rendement. Hiermee valt deze optie voor een energieopwekkend product onmiddellijk weg.

De simpelste manier, in dit geval, om een betrouwbare verbinding te verkrijgen, is door een permanente verbinding te hebben, waar de beweging in de elasticiteit van het materiaal opgevangen wordt. Een dunne aluminium strip, veer of kabel kan hierin voorzien.

Wanneer een (breed) aluminium kabeltje met het centrum van de draaiende as verbonden is, kan het andere uiteinde binnenin het profiel (onzichtbaar) met dit profiel verbonden worden. Met de juiste lengte van het kabeltje, kan de kwart slag die de lamel moet kunnen draaien gemakkelijk opgevangen worden.

Door in het aluminium profiel aan de binnenkant een 'lipje' mee te extruderen, kan een aluminium getand 'bekje' dat met het einde van de kabel verbonden is, hierop gedrukt worden en een permanente betrouwbare verbinding maken. Dit bekje kan zo

gedimensioneerd worden dat het pas bij voldoende aangebrachte druk op het lipje klikt.

Door een uitsparing in het profiel te frezen, kan het gehele PV-laminaat (met de draagarmen) hierin gehangen worden. Met behulp van een afdekplaatje wordt de opening van het uitgefreesde afgedekt en is het laminaat gezekeerd. De binnenzijde van het afdekplaatje zal een draaibaar plaatje hebben dat zich bij een kwartslag draaien vastdrukt aan het profiel. Kapotte panelen kunnen zo ook gemakkelijk vervangen worden. In figuur 7.14 is de opbouw en het principe te zien.

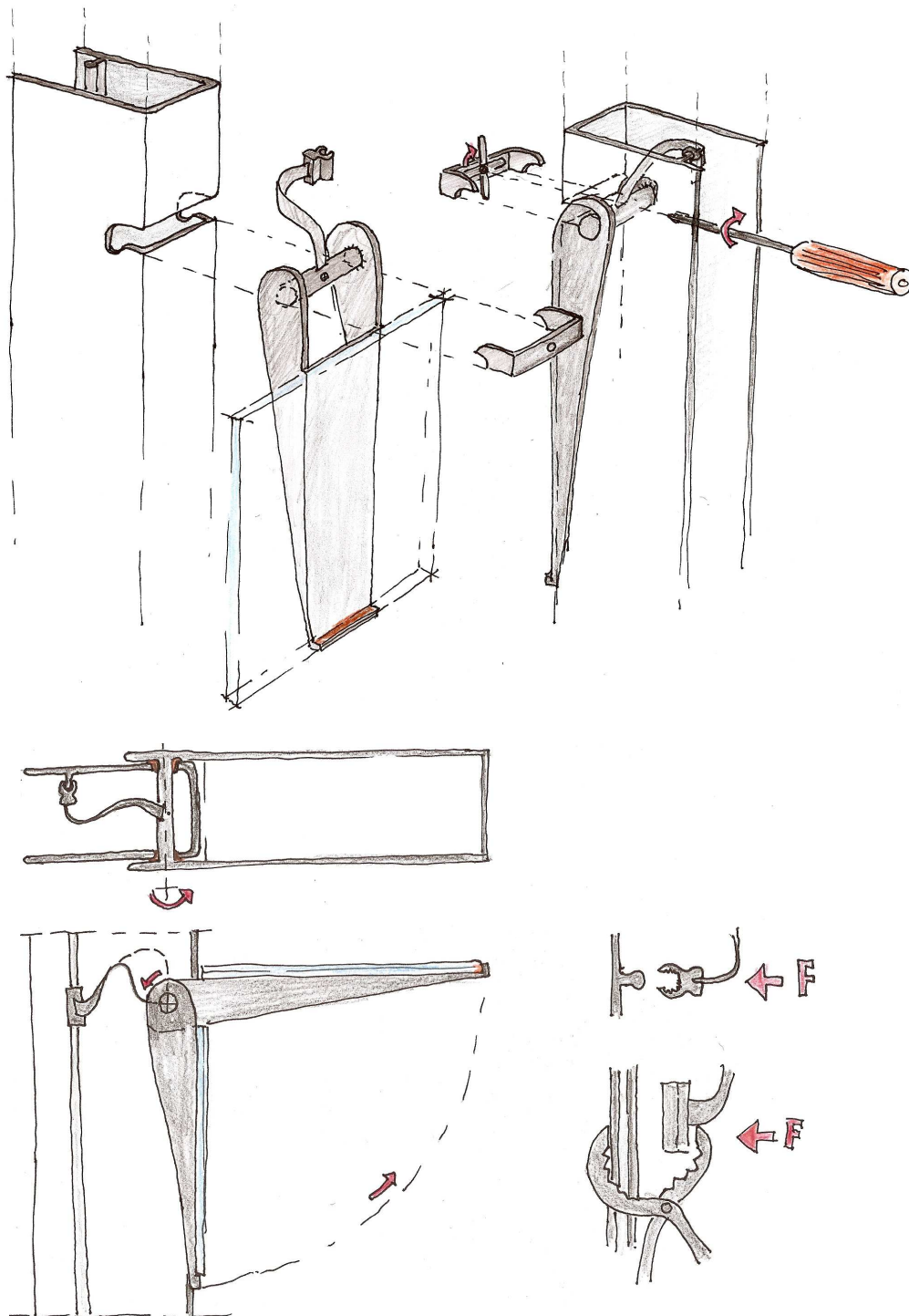


Fig. 7.14 Opbouw elektronische en mechanische verbinding PV-laminaat-profiel

Verbindingen tot de inverter

De overige verbindingen tot aan de inverter zijn allemaal vaste verbindingen en simpeler te maken.

De verbinding van de horizontale consoles met de verticale profielen is een momentvaste verbinding. Door deze verbinding te lassen is een momentvaste elektronisch betrouwbare verbinding gemaakt.

Aluminium strips met geringe ohmse verliezen, zullen de laatste verbinding tussen de consoles en de inverter vormen. De strips kunnen in de gewenste vorm naar de exacte locatie van de inverter leiden. De strips kunnen aan de consoles gelast zijn. De verbinding van de strips naar de inverter zal een elektrisch betrouwbare boutverbinding moeten zijn zodat de inverter vervangen of gerepareerd kan worden.

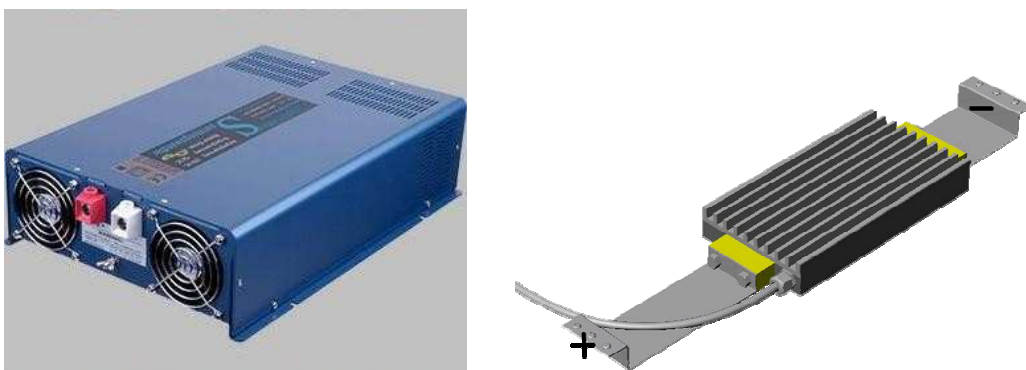


Fig. 7.15 2 kW_p inverter, rechts de aanpassing voor het wirefree systeem

De inverter zal een piekvermogen van ongeveer 2000 W_p per systeem nodig hebben. De systeemspanning bedraagt ongeveer 12V (tabel 7.3). Dergelijke inverters zijn op de markt beschikbaar. Figuur 7.15 toont links een 2000 W_p –inverter die 12V DC omzet naar 220V AC. Deze inverter heeft afmetingen van 10x20x40cm en weegt ongeveer 7 kg [www.omvormer.nu].

De inverter zal aangepast moeten worden voor het wirefree-systeem, net als voor het daksysteem zoals rechts in de figuur te zien is. De inverter moet op een toegankelijke plek geplaatst worden met voldoende ventilatie. Er bestaan ook inverters die buiten geplaatst kunnen worden.

Elektronisch isolerende verbindingen

Naast de mechanische verbindingen die ook stroom zullen gaan geleiden, zijn er ook verbindingen die juist geen stroom mogen geleiden, zodat er geen kortsluiting of ongewenste aarding in het systeem ontstaat.

De loopbrug verbindt de positieve console met de negatieve. Deze zal daarom van een elektrisch isolerend materiaal gemaakt moeten zijn. Daarnaast moet er bij het mechanisme dat de lamellen zal laten draaien ook op gelet worden dat zich geen gesloten stroomkring kan vormen.

Het gehele elektrische systeem mag niet geaard met de achterliggende constructie verbonden zijn. Beton in bouwconstructies is een matig isolator [CES Edupack 2007]. Dit betekent dat de aluminium constructie van het zonweringsysteem hiermee isolerend verbonden moet worden. De inverter zal wel geaard zijn.

7.4.3 De Aluminium draagconstructie

In 7.3.3 zijn reeds sterkteberekeningen gemaakt van mogelijke benodigde afmetingen van de doorsnede van het aluminium profiel waar de lamellen aan bevestigd worden.

Met het kiezen van een U-profiel in combinatie met een afdeklijst die de open kant van het U-profiel kan afdekken, kan de verbinding van het laminaat met het profiel intern gemaakt worden en is daarmee aan het zicht onttrokken. In figuur 7.16 is het ontwerp van de doorsnede van het U-profiel met de afdeklijst te zien met de afmetingen ervan. De meegeëxtrudeerde verbindingslipjes zijn hierin duidelijk te zien. In de afmetingen is er mee rekening gehouden dat het profiel enigszins wordt verzwakt door de uitsparingen voor de draagarmen van de lamellen.

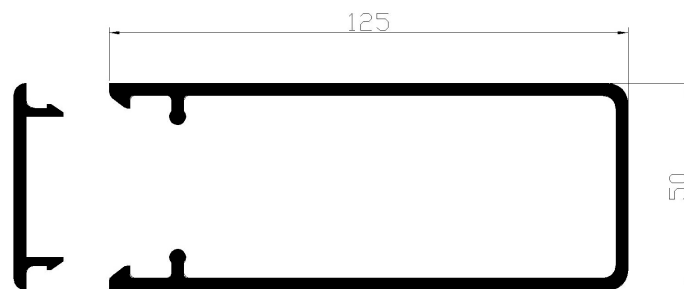


Fig. 7.16 Ontwerp van de doorsnede van het aluminium profiel

De console die momentvast met de verticale profielen verbonden is, zal het gewicht van het gehele systeem van 2 verdiepingen hoog dragen. Voor de berekening van de dimensies om aan de sterkte- en stijfheidseisen te voldoen, geldt voor de doorbuiging (w): $w < 0.04 \times \text{lengte-console}$. Dit is de voor een dergelijke constructie de eis die esthetisch aanvaardbaar is [NEN 6702]. Er moet tevens rekening gehouden worden met het gewicht van een glazenwasser op de loopbrug.

Wanneer de console uitgevoerd wordt als kokerprofiel, zal een aluminium profiel van ongeveer 160x50x3 [excel-berekening], afhankelijk van de het uiteindelijke gewicht van de verschillende onderdelen, voldoen.

De loopbrug zal in de langsrichting van de gevel voor voldoen de stijfheid en stabiliteit zorgen. In figuur 7.17 is de draagconstructie van het zonweringsysteem in onderdelen weergegeven.

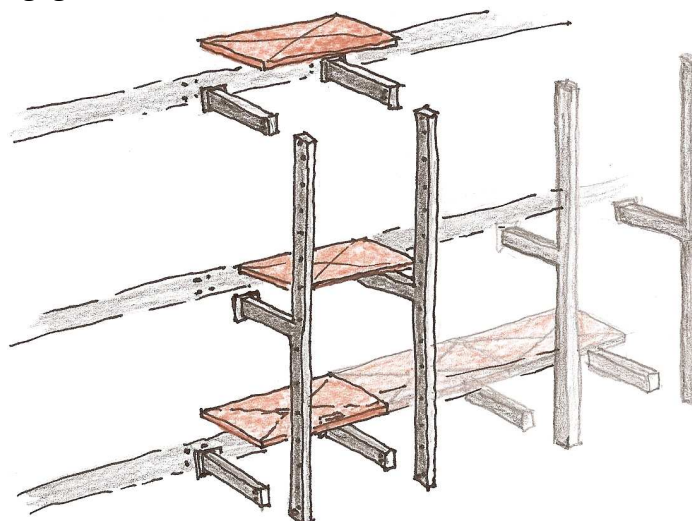


Fig.7.17 Draagconstructie van de PV-wirefree buitenzonwering

7.4.4 De PV-lamel

Dit is het belangrijkste onderdeel van het zonweringsysteem. Hierin worden ‘back-contacted’ multikristallijn-silicium PV-cellen volgens het PUM-concept (Pin-Up-Module) tot een laminaat verwerkt [[single-step](#)].

Deze nieuwe techniek en technische opbouw leiden tot een simpeler productieproces met een enigszins hoger rendement.

In plaats van het bekende H-grid, leidt een fijnmazig grid aan de bovenzijde van de cel (zie ook figuur 4.11, midden) de opgewekte stroom via 16 gaatjes per cel naar de achterzijde van de cel (figuur 7.18, links). Deze cellen worden op een geleidend verbindend folie (figuur 7.18, midden) gelijmd met een elektronisch geleidende lijm. Hierna wordt het geheel met een dunne laag smeltplastic en een glasplaat daarover vacuüm gezogen en bij ongeveer 140°C tot één geheel samengesmolten.

Het verbindende folie bestaat uit een aantal dunne lagen (figuur 7.18, rechts). De onderste laag bestaat uit tedlar (PVF) en dient voor de stevigheid. Hierop ligt een dunne smeltfolie (PET), waarop een aluminium laag ligt die de stroom zal transporteren. Deze aluminium laag is zo geëtst dat een positief en negatief grid door elkaar lopen (figuur 4.27, rechtsboven) en naar twee punten leiden welke uiteindelijk de plus- en minpool van het laminaat zullen zijn.

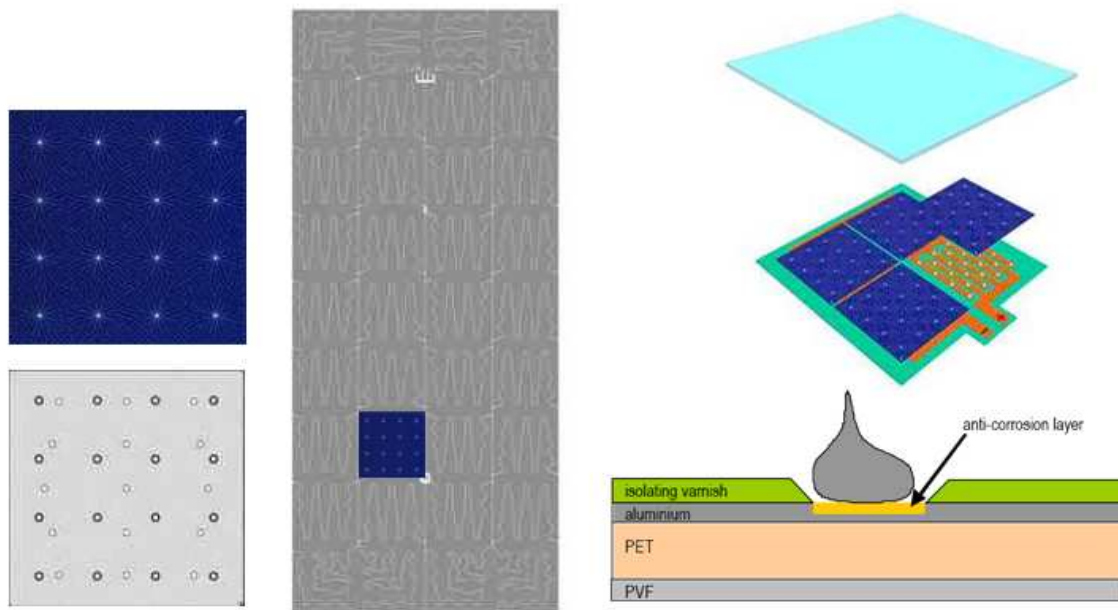


Fig. 7.18 Links: voor- en achterzijde van een PUM-cel, midden: verbindend folie met geëtst aluminium grid, rechtsboven: opbouw, rechtsonder: schematische doorsnede van het verbindende folie

Dit productieproces leent zich goed om diverse lay-outs van PV-cellen tot een laminaat te vervaardigen, waarbij de plus- en minpool zich op de gewenste plek in het laminaat kunnen bevinden.

De lay-out van de gekozen PV-lamel is bekend en nogmaals getoond in figuur 7.19.

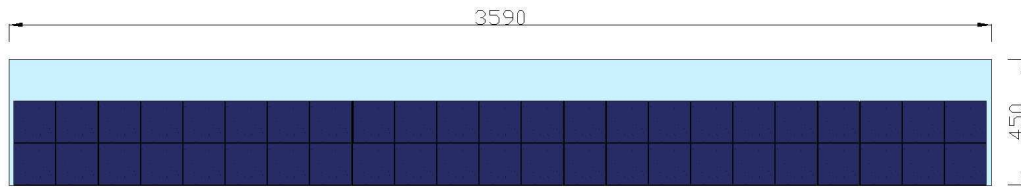


Fig. 7.19 Lay-out en afmetingen PV-lamel

De glasplaat dient voor bescherming en voor de koeling van het PV-laminaat en kan aan één of beide zijden met het laminaat verbonden worden.

De PV-lamel bestaat tevens uit één derde transparant glas waar geen PV-cellen zitten. De glazen plaat zelf zal uit één deel bestaan, ter plekke van het doorzichtige gedeelte worden simpelweg geen cellen verlijmd.

Wanneer een lamel stuk zal gaan, mogen geen (scherpe) brokstukken naar beneden vallen. Door het PV-laminaat met een tweede laag glas tot een lamel te lamineren ontstaat gelamineerd veiligheidsglas, dit zal na breuk niet in losse scherpe stukken kunnen breken maar één geheel blijven. Gelamineerd (veiligheids-)glas bestaat normaal gezien uit 2 lagen ongehard glas dat met een folie tot een geheel is verlijmd. Nu zullen echter de overige lagen van het PV-laminaat mee gelamineerd worden.

De PV-lamel moet voldoende sterkte en stijfheid bezitten. Wanneer het glas juist gedimensioneerd wordt, kan het zelf voor voldoende sterkte en stijfheid zorgen.

Om de eisen voor sterkte en stijfheid te voldoen, is voor onderstaand statisch schema de benodigde dikte berekend. Er is voor de sterkte-eis gerekend met dezelfde als voor gevelelementen geldt: $w < 0.003 \times l$. De berekening is weer in Excel gedaan (bijlage G) waar alle variabelen in te voeren zijn. Door de dikte in te vullen, kan gekeken worden of aan de eisen voldaan wordt.

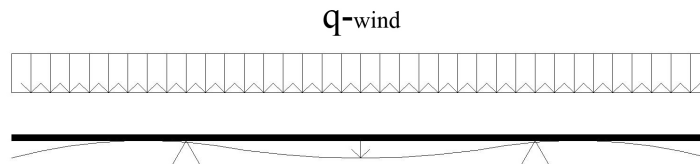


Fig. 7.20 Statisch schema glazen PV-lamel

De benodigde minimale dikte voor glas om aan de eisen te voldoen, bedraagt 16mm. Deze glasplaat van 3.6m weegt dan al 41kg.

Voor 2-laags gelamineerd glas dat betekent dit echter niet dat deze dikte door twee gedeeld mag worden om aan dezelfde eisen te voldoen. Om aan dezelfde eisen te voldoen, zal iedere laag in het gelamineerde glas deze dikte moeten hebben. Hierdoor zal het gewicht van een enkele lamel met draagarmen bijna 100kg worden.

Dit is een onacceptabel gewicht. Er is veel materiaal benodigd en de losse onderdelen zijn slecht te hanteren.

Een andere manier om de lamel stijf genoeg te krijgen, waarbij veel minder materiaal nodig is en de lamel dus lichter gedimensioneerd wordt, is door een verstijvingrib aan te brengen. De rib zorgt voor voldoende stijfheid en het gelamineerde glas hoeft alleen aan de sterkte eis te voldoen. Wanneer de glasplaat van 3.6m aan beide uiteinden wordt opgetild, is de minimaal benodigde dikte om niet te breken, slechts

3.1mm. Een wat dikkere plaat is binnen het productieproces gewenst en ook zal de PV-lamel minder snel stuk gaan wanneer er tegen gestoten wordt.

Wanneer de beide glaslagen van het laminaat 5mm dik zijn, zal een enkele lamel ruim 25 kg wegen, wat zeer acceptabel is.

De rib die dit laminaat zal ondersteunen, mag de beide geleidende draagarmen niet elektrisch verbinden. Dit betekent dat de rib van een isolerend materiaal moet zijn. Een metaal valt hiermee af. Een fraaie oplossing is het om de rib ook in glas uit te voeren. Een gelamineerde rib van 2 glazen plaatjes van 15x40mm in doorsnede voldoen al om aan de gehele lamel genoeg sterkte en stijfheid te geven.

Onderstaande figuur toont in de dwars- en langsdoorsnede hoe de lamel ongeveer opgebouwd is. Hoe de draagarm er precies uit gaat zien wordt mede bepaald door het gehele bewegingssysteem van de lamellen.

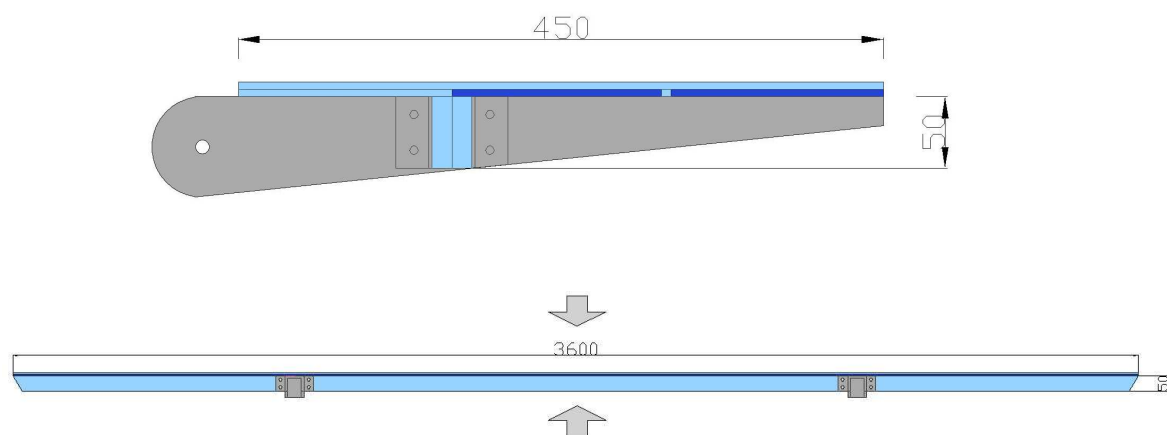


Fig. 7.21 Dwars- en langsdoorsnede van de PV-lamel

De glazen rib wordt met de lamel verlijmd. Omdat de lamel zowel van de boven- als onderzijde winddruk kan ontvangen, moet deze in beide richtingen stijf genoeg zijn. Wanneer de glazen ribben aan de zijkanten met de draagarm verlijmd zou worden, kan deze lijmverbinding losgescheurd worden wanneer de wind van onder komt. Met een kleine hoekverbinding die gebout is, wordt dit voorkomen.

De draagarm zal met het bewegingssysteem dat de lamellen aan zal sturen verbonden worden en hierop aangepast worden.

7.4.5 Bewegingssysteem

Iedere traveemaat moet door de gebruiker afzonderlijk bediend kunnen worden. Dit betekent dat er één motortje per travee nodig is. Daarnaast moet het gehele bewegingssysteem binnen de verdiepingshoogte blijven zodat dit niet met het boven- of onderliggende systeem in botsing kan komen wanneer dit niet in gelijke stand staat.

Een hefarm zal de lamel in de uiterste positie moeten drukken. De hefarm is in het midden scharnierend met het profiel verbonden en zal aan één kant met de lamel verbonden zijn en aan de andere kant met het mechanisme dat de lamel aanstuurt. Door deze hefarm ter hoogte van het midden van de lamel, wanneer deze gesloten is, te plaatsen, blijft de hefarm in iedere positie binnen de hoogte van de lamel, als deze gesloten is.

De verbinding van de hefarm met de draagarm van de lamel kan niet op een vast punt scharnierend zijn. Dit punt verplaatst wanneer de lamel wordt aangestuurd. Wanneer aan het uiteinde van de hefarm een klein wieltje gemonteerd wordt, kan deze in een kleine rails geplaatst worden en tijdens het draaien van de lamel iedere positie innemen.

Door ieder uiteinde van boven elkaar gelegen hefarmen met stalen staven scharnierend met elkaar te verbinden, zullen alle verbonden lamellen precies dezelfde beweging volgen, wanneer zij op één punt aangestuurd worden. Figuur 7.22 laat het draaisysteem dat de lamellen aanstuurt zien. De losse elementen van het draaisysteem worden in roestvrij staal uitgevoerd.

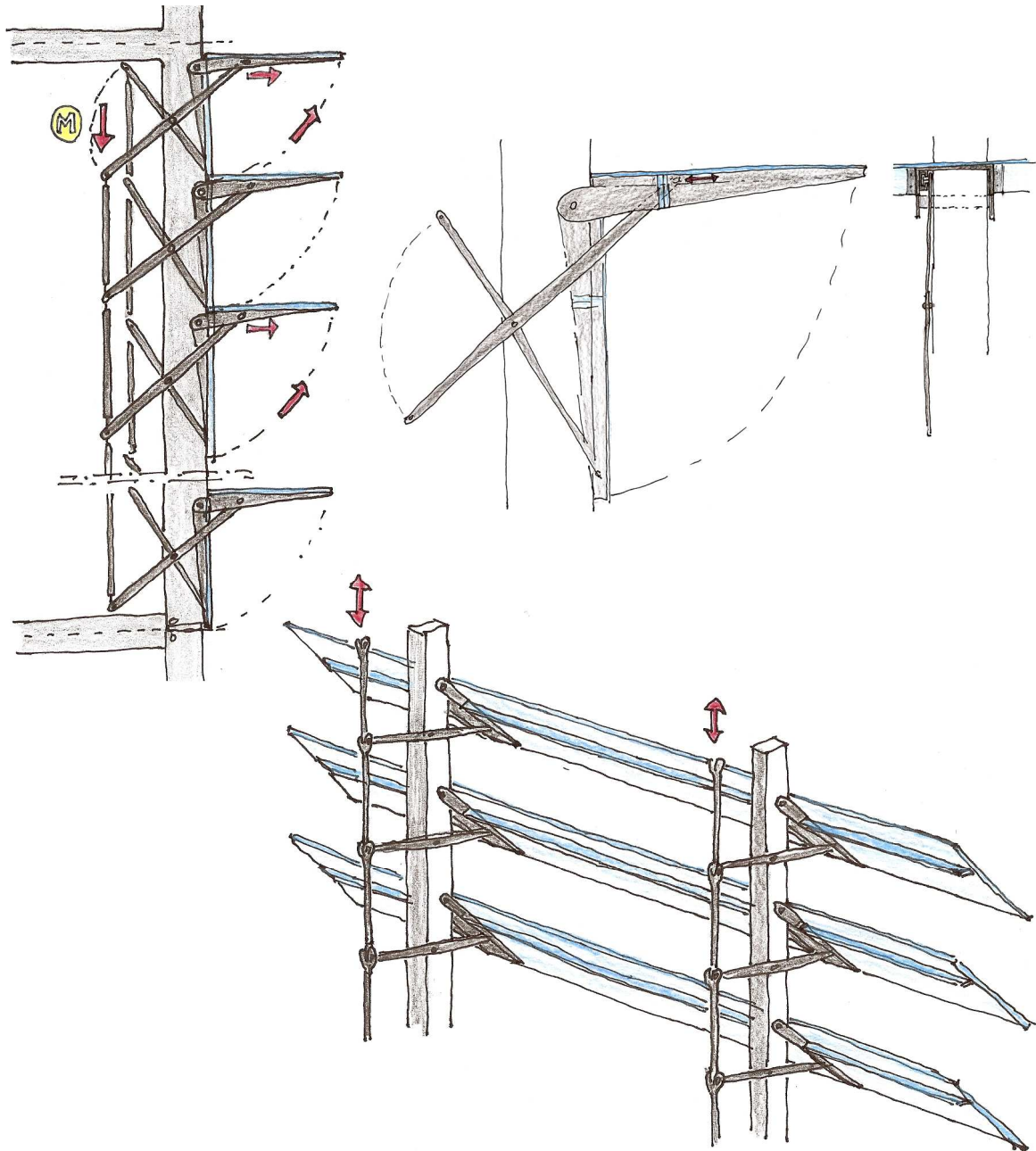


Fig. 7.22 Linksboven de lamellen met elkaar verbonden, rechtsboven de aansturing van een enkele lamel, onder een schets van de lamellen met elkaar verbonden

In figuur 7.22 is te zien dat de lamellen op twee punten aangestuurd moeten worden, ter hoogte van beide rijen hefarmen.

Door beide rijen met een staaf te verbinden, kunnen beide armen gelijk aangestuurd worden en beweegt de lamel aan beide zijden gelijk. Deze staaf mag echter niet van metaal zijn om beide polen niet elektrisch te verbinden.

Op iedere rij hefarmen moet om de lamel in de uiterste stand te krijgen met ongeveer maximaal 1 kN (100kg) gedrukt worden. Wanneer de stang in het midden naar beneden gedrukt wordt, zal deze behoorlijk gedimensioneerd moeten worden om de buiging erin acceptabel te krijgen. Deze staaf zal dan ook enigszins in het zicht bewegen. Daarnaast zal de lamel getordeerd opengaan wanneer er ergens meer wrijving optreedt. Bij winddruk moet de motor tevens het gehele systeem kunnen remmen.

Door twee haakse overbrengingen met spindels met een aandrijfas te verbinden, treedt geen vervorming in de as op wanneer er kracht overgebracht wordt. De spindels zorgen dat het systeem altijd geremd is en bij winddrukverschil in dezelfde positie blijft. Wanneer een gedeelte van de aandrijfas van vezelversterkt kunststof buis wordt gemaakt, is het systeem elektrisch onderbroken. Figuur 7.23 toont het principe van het aandrijfsysteem.

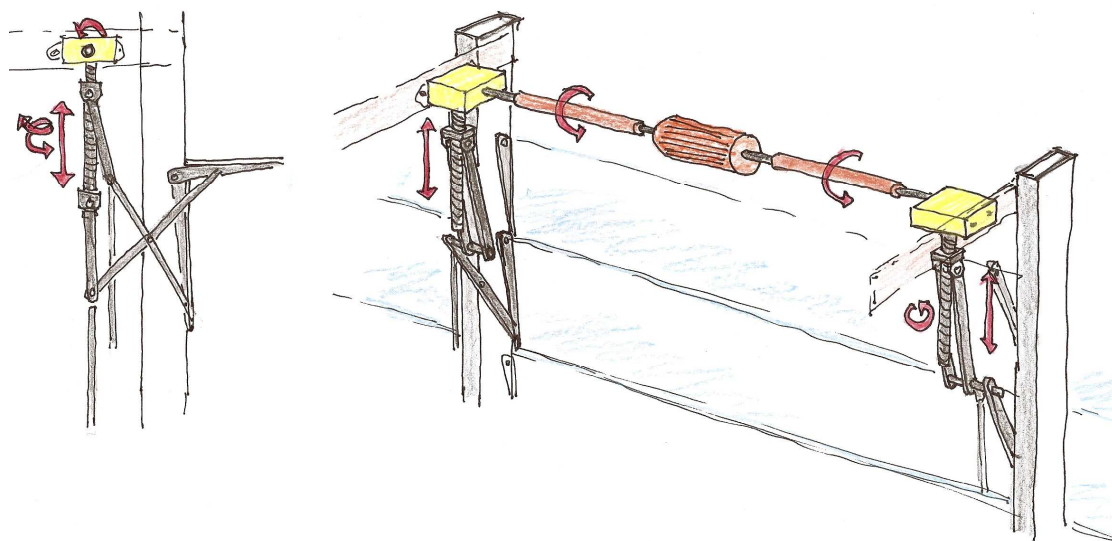


Fig. 7.23 Aandrijfsysteem van de lamellen

De verschillende componenten kunnen ter hoogte van de loopbrug gemonteerd worden. Figuur 7.24 toont de verschillende componenten die voor de aandrijving gebruikt worden. Een elektromotor met doorlopende as zoals in figuur drijft de as aan. Een kleine elektromotor van ongeveer 150 watt kan in de aandrijving voorzien bij gebruik van de juiste spindel.



Fig. 7.24 Elektromotor met doorlopende as, haakse overbrenging en spindel

In figuur 7.25 is de opbouw van de stangen die de hefarmen gaan verbinden te zien. Een roestvrijstalen buis met aan beide zijden inwendig schroefdraad dat tegengesteld is, kan aangedraaid worden tot de te verbinden delen op de juiste afstand van elkaar gebracht zijn. Een moer aan beide zijden borgt de componenten daarna. Een bout dient als as.

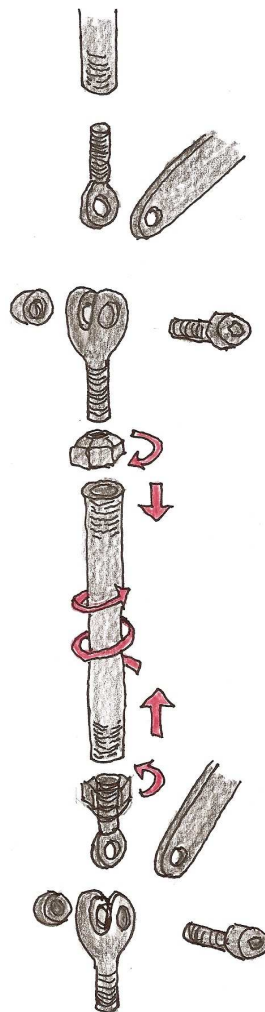


Fig. 7.25 Opbouw verbindende componenten van de hefarmen

7.4.6 De loopbrug

Door het aanbrengen van een smalle loopbrug, is een glazenwasinstallatie voor het gebouw overbodig. De loopbrug verzorgt tevens stijfheid in de constructie van de zonwering in de dwarsrichting. Daarnaast biedt de loopbrug goede toegang voor onderhoud aan het PV-systeem.

De loopbrug overspant 1.8 meter en verbindt de positieve en negatieve pool van het PV-systeem en zal van een elektrisch isolerend materiaal gemaakt moeten worden. Kunststof is hiervoor een goedkope keuze. De loopbrug zal breed genoeg moeten zijn om plaats te bieden aan de glazenwasser. Hiervoor is minimaal ongeveer 70 cm nodig.

Wanneer zowel aan de boven- als de onderzijde van de consoles een kunststof plaat of rooster wordt geplaatst, ontstaat hiertussen een ruimte van ongeveer 16 cm hoogte. Hierin kunnen gemakkelijk de inverter en de componenten die de lamellen aansturen (figuur 7.24) geplaatst worden. De toegang tot deze elementen wordt hierdoor vrij eenvoudig. De inverter kan gemakkelijk zijn warmte kwijt.

Hiermee is er geen enkele ruimte in het gebouw zelf nodig om deze elementen te plaatsen. Slechts enkele stroomdraden voor de opgewekte stroom en om de lamellen aan te sturen, zullen het gebouw in gaan.

Tussen de beide platen zullen enkele schotten komen waaraan de motor en de haakse overbrengingen verbonden kunnen worden, zodat deze de kracht kunnen overbrengen.

De onderste plaat kan een rooster zijn, zodat de inverter geventileerd is. De bovenste plaat moet dicht zijn, zodat er geen regenwater bij de elektrische apparatuur kan komen. Een gedeelte van de bovenste plaat moet gemakkelijk losgemaakt kunnen worden om toegang tot de elektronica te verkrijgen. Figuur 7.26 toont de opbouw van de loopbrug.

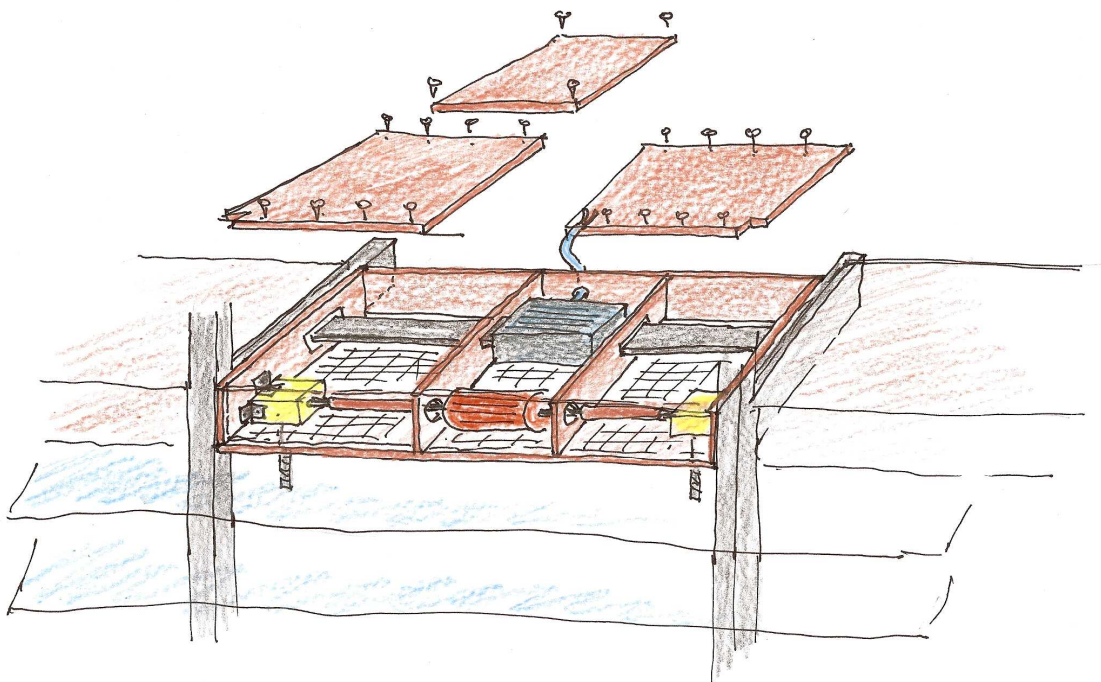


Fig. 7.26 Opbouw van de loopbrug

7.4.7 Verbinding met hoofddraagconstructie

Er wordt voor het zonweringsysteem vanuit gegaan dat deze met de betonnen vloerrand van het gebouw verbonden wordt. Beton in bouwconstructies is elektrisch gezien een matig isolator en kan hierdoor met het PV-systeem eventueel een aardeverbinding maken, waarmee opgewekte stroom verloren gaat. De verbinding van het zonweringsysteem moet hierdoor met de achterliggende constructie elektrisch onderbroken worden.

Het zonweringsysteem zal gemonteerd worden op draadeinden die in de zijkant van de betonnen vloer zijn aangebracht. Door deze draadeinden met een hardplastic laag te bedekken zijn deze geïsoleerd verbonden met de betonnen vloer. Met een hardplastic plaatje tussen de betonnen vloer en de consoles van de zonwering is geen aarding meer mogelijk. In figuur 7.27 is verbinding met de hoofddraagconstructie te zien en hoe in alle richtingen stelruimte aanwezig is.

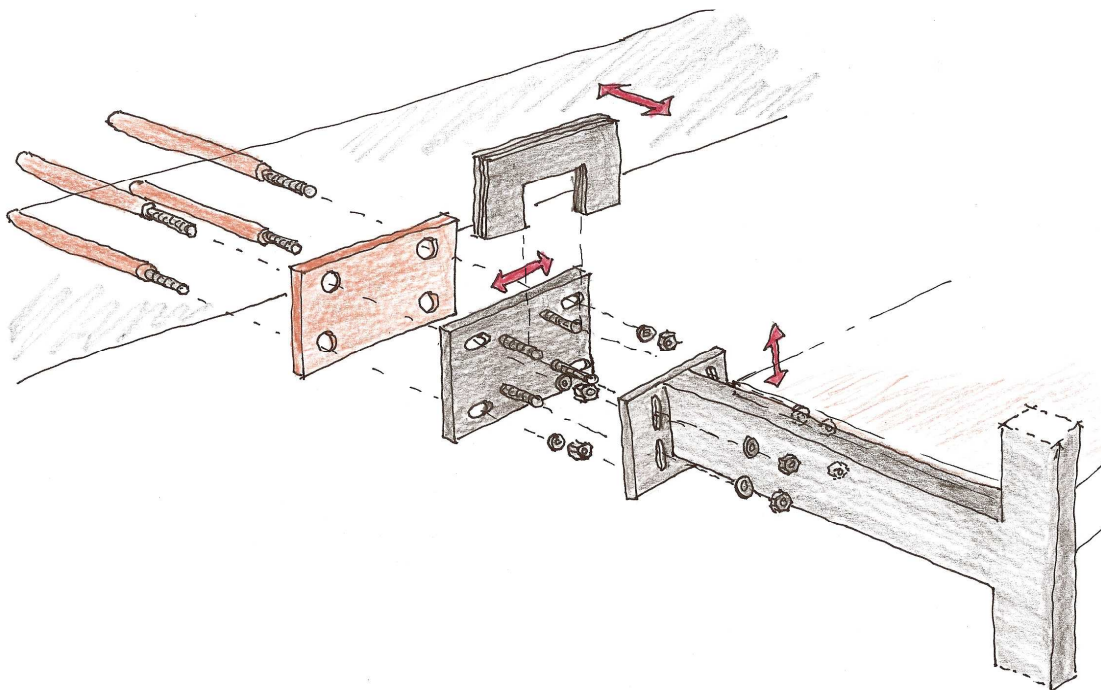


Fig. 7.27 Verbinding met de hoofddraagconstructie

7.4.8 Montage

In figuur 7.28 is het complete zonwering element te zien, welke in de fabriek geproduceerd is. Het element is ongeveer 3.6 x 6.4 x 1.0 meter groot. Het element op zijn zij geplaatst, is met enkele andere elementen naast elkaar per vrachtauto vervoerbaar.

Op de bouw wordt het element op zijn plek gehesen en vastgebout. Dit gebeurt eerst op de middelste vloer, vervolgens worden de profielen aan boven- en onderzijde met losse consoles waar de loopbrug al tussen gemonteerd is, verbonden. De overige delen van de loopbrug, tussen de verschillende prefab elementen, kunnen op hun plek

gebout worden en de spindels voor de bovenste travee kunnen met de hefarmen verbonden worden.

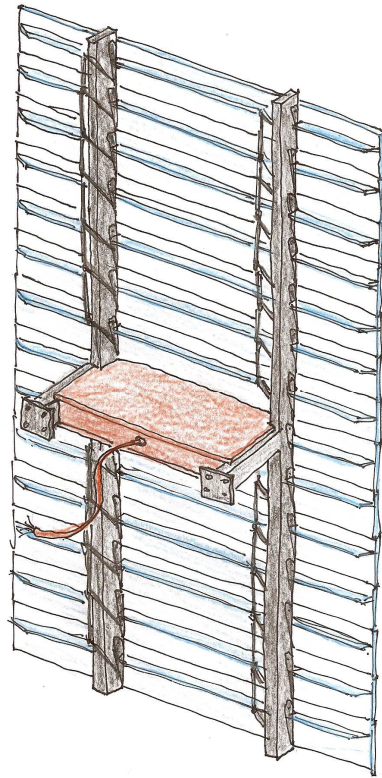
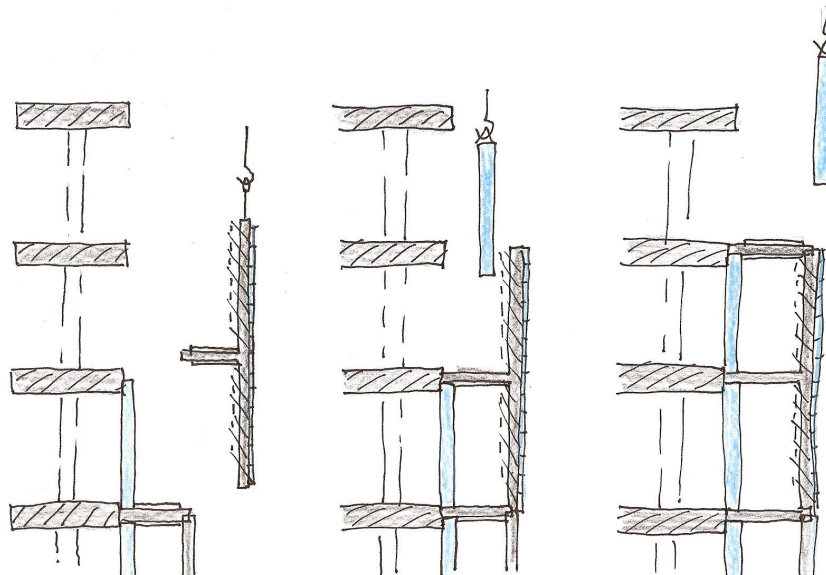


Fig. 7.28 Compleet prefab element

Een mogelijke manier van montage op de bouwplaats in combinatie met de andere gevelelementen is te zien in figuur 7.29.



Figuur 7.29 Montage op de bouwplaats van gevelelementen en zonwering

7.5 Ontwerp van de PV-wirefree buitenzonwering

7.5.1 Ontwerp in 2d en 3d tekeningen

Uiteindelijk ontwerp in detail in Acad 2D en 3D etc. Voor P5

7.5.2 Het PV-wirefree buitenzonweringsysteem voor kantoorgevels

P5 aanvullen...

Het zonweringsysteem kan voor op verschillende traveematen aangepast worden. Een geheel aantal PV-laminaten moet de verdiepingshoogte vullen. Een rand van een betonnen vloer is nodig voor de bevestiging van de PV-zonwering. Maximaal 36 PV-cellen van 15 cm kunnen in serie naast elkaar in een PV-lamel geplaatst worden. Dit komt overeen met een maximale lamelbreedte van 5.4m. Glasplaten zijn in principe tot 6m leverbaar.

7.5.3 Systeemopbrengsten

Reflectie op ontwerp P5aanvulling.....

Uiteindelijk te verwachten jaarlijkse energieopbrengst.

Per travee: $3.6\text{m} \times 3.2 \times 0.66\% \times 98.7 \text{ kWh/m}^2\text{-gevel} = 750 \text{ kWh/travee van } 11.5 \text{ m}^2$. Dit is wanneer de PV-cellen altijd, wanneer mogelijk, op de zon gericht zijn en de gevel precies op het zuiden gericht is.

7.5.4 Conclusies en aanbevelingen

(P5 aanvulling.....)

Aanbeveling: rechtstreekse aansluiting van de PV-wirefree zonwering op een DC netwerk (lage voltage gelijkstroom) in het achterliggende kantoor.

Een inverter met inwendig omzetverlies is niet meer nodig en vele apparaten die normaal intern een adapter, omvormer of inverter hebben kunnen ook zonder omzetverlies rechtstreeks de lage voltage gelijkstroom van het DC-net gebruiken.

Het DC-netwerk vereist wel dikkere kabeldoorsneden en korte kabellengtes om de transportverliezen hierin te beperken.

Korte kabellengtes zijn gemakkelijk mogelijk omdat het kantoorvertrek rechtstreeks aan de bron gelegen is: de PV-zonwering.

Mogelijk is er aanzienlijk energie te besparen wanneer de extra geïntroduceerde kabelverliezen minder zijn dan de besparing door het vermijden van een dubbele energietransitie.

Aanbeveling: meer onderzoek naar elektrische verbinding in aluminium van de draagarm met het PV-laminaat.

Aanbeveling: berekening besparing door tweede huid 's nachts.

8 Bronnen

Hakkers B.; Jellema hogere bouwkunde. Dl. 4b. Omhulling gevels; ThiemeMeulenhoff; Utrecht, 2000

Bäckmann R.; Sonnenschutz III. Innovative Sonnenschutztechnik und kombinierte Sonnenenergienutzung; Kleffmann, Bochum, 2000

Beranek W.J.; Krachtswerking deel 2; Delft, 1989

Colt; website: www.coltgroup.de; 2007

Duurzame Energie; website: www.duurzame-energie.nl; okt. 2007

Energieonderzoek Centrum Nederland; website: www.ecn.nl/dego/products/projects/pvwirefree.nl.html; 2007

[x] Holland Solar; website: www.hollandsolar.nl; okt. 2007

Senternovem; website: www.senternovem.nl; 2007

Alcoa; website: www.alcoa.com/bcs/kawneer_namer/en/home.asp; 2007

Stichting Bouwresearch; website: www.sbr.nl/pv-panelen, 2007

Vereniging van Metalen en Ramen Gevelbranche; website: www.vmr.nl, 2007

Dobbelsteen A. van den; The Sustainable Office - An exploration of the potential for factor 20 environmental improvement of office accommodation; Copie Sjop, Delft, Netherlands, 2004

[1] P.C. de Jong e.a; Single-step laminated full-size PV modules made with back-contacted MC-si cells and conductive adhesives; ECN, Petten, 2006

Balkow D.; Glass construction manual; [Basel, Birkhäuser, 1999](#)

Herzog T.; Facade Construction Manual; [Basel, Birkhäuser, 2004](#)

Haartsen J, Brouwer J, Muhl H.; De intelligente gevel: een actief medium voor klimaat-, comfort- en energiebeheersing; Delft, Delft University Press, 2003

Hartsuiker C.; Toegepaste mechanica deel 2; Den Haag, 2001

Friedeman M.; De DC-laagspanningswoning, afstudeerverslag, Delft, 2002

Kohn A.E., Katz P.; Building type basics for office buildings; new York, Wiley, 2002

- Keijzer W.; Studie ten behoeve van het ontwerpen van een energie-efficiënt kantoorgebouw volgens ISSO SBR213 fase II; Petten, ECN, 1994
- Oesterle E.; Double-skin facades: integrated planning; [München, Prestel, 2001](#)
- Soetens F., Hove van B.W.E.M.; Bouwen met aluminium; dictaat PRO1499-TUE
- Stichting Research Rationalisatie Bouw; Technologie in kantoorgebouwen: trends en overwegingen; Zoetermeer, RRBouw, 1990
- Stacey M.; Component Design; Oxford, Architectural Press, 2001
- Lichtenberg J.J.N.; Ontwikkelen van projectongebonden bouwproducten; S.I., S.n., 2002
- Hetting J.C.; Tabellenboek NEN 1010; Delft, Nederlands Normalisatie-Instituut, 2003
- Oldenkamp H., Jong I de, Sinke W.C.; PV-wirefree: redesigning and innovating grid-connected PV-systems; Petten, ECN, 2002
- Boyle G.; Renewable energy: power for sustainable future; Oxford, Oxford University Press, 2004
- Thomas R., Fordham M.; Photovoltaics and architecture; Londen, Spon Press, 2001

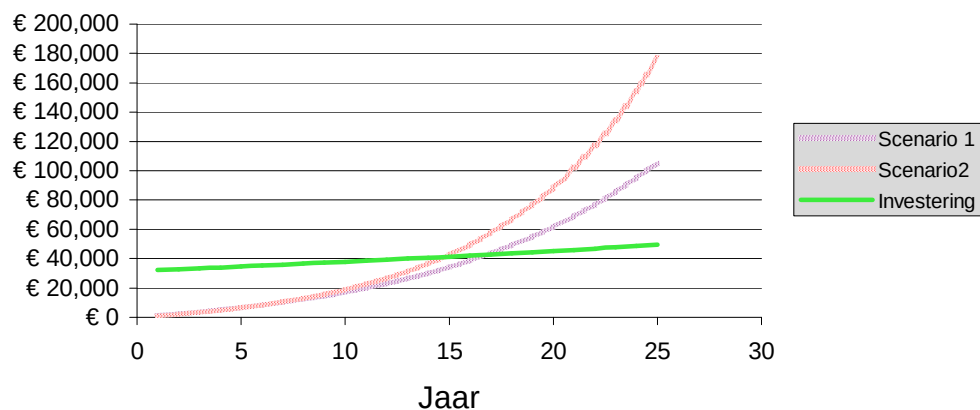
9 Bijlagen

Bijlage A: Berekening financiële terugverdientijd

Prijs / Wp	5.3
factor Wp:kWh	0.803
PV Systeem Wp	6080
Opbrengst kWh	4882
Investering	€ 32,224
inflatiefactor	1.018

Jaar	Scenario 1 Prijs / kWh	Besparing Stijging	Scenario 1	Scenario 2 Prijs / kWh	Stijging	Besparing Scenario2	Investering
1	0.220	10%	€ 1,074	0.199	14%	€ 972	€ 32,224
2	0.242	10%	€ 2,256	0.227	14%	€ 2,079	€ 32,804
3	0.266	10%	€ 3,555	0.259	14%	€ 3,342	€ 33,395
4	0.293	10%	€ 4,985	0.295	14%	€ 4,781	€ 33,996
5	0.322	10%	€ 6,557	0.336	14%	€ 6,422	€ 34,608
6	0.354	10%	€ 8,287	0.383	14%	€ 8,293	€ 35,230
7	0.390	10%	€ 10,190	0.437	14%	€ 10,425	€ 35,865
8	0.429	10%	€ 12,283	0.498	14%	€ 12,856	€ 36,510
9	0.472	10%	€ 14,586	0.568	14%	€ 15,628	€ 37,167
10	0.519	10%	€ 17,118	0.647	14%	€ 18,787	€ 37,836
11	0.571	10%	€ 19,904	0.738	14%	€ 22,389	€ 38,517
12	0.628	10%	€ 22,969	0.841	14%	€ 26,495	€ 39,211
13	0.690	10%	€ 26,340	0.959	14%	€ 31,176	€ 39,917
14	0.759	10%	€ 30,048	1.093	14%	€ 36,512	€ 40,635
15	0.835	10%	€ 34,127	1.246	14%	€ 42,596	€ 41,366
16	0.919	10%	€ 38,613	1.420	14%	€ 49,531	€ 42,111
17	1.011	10%	€ 43,549	1.619	14%	€ 57,437	€ 42,869
18	1.112	10%	€ 48,978	1.846	14%	€ 66,449	€ 43,641
19	1.223	10%	€ 54,950	2.104	14%	€ 76,724	€ 44,426
20	1.345	10%	€ 61,519	2.399	14%	€ 88,437	€ 45,226
21	1.480	10%	€ 68,745	2.735	14%	€ 101,789	€ 46,040
22	1.628	10%	€ 76,693	3.118	14%	€ 117,011	€ 46,869
23	1.791	10%	€ 85,437	3.554	14%	€ 134,365	€ 47,712
24	1.970	10%	€ 95,054	4.052	14%	€ 154,147	€ 48,571
25	2.167	10%	€ 105,634	4.619	14%	€ 176,699	€ 49,445

Besparing



Bijlage B voor De Bilt, Nederland: tussenstappen berekeningen H.6

gemiddelde zonne-energie per dag van de maand in de Bilt NL																	
1	breedtegraad (φ)	52	jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sep	okt	nov	dec	per jaar		
	n dagen/mnd.		31	28.25	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	gem/dg/jr.	% van 0°	(kWh/jr.)
helling (kWh)	0°	G _{gl_gem}	0.59	1.11	2.35	3.5	4.64	5.29	4.65	4.46	2.74	1.56	0.71	0.47	2.68	100	978.9
		G _{dir_gem}	0.16	0.3	0.87	1.57	2.33	2.51	2.01	2.13	0.98	0.53	0.18	0.13	1.15		
		G _{diff_gem}	0.43	0.81	1.48	1.93	2.31	2.78	2.64	2.33	1.76	1.03	0.53	0.34	1.53		
		% diff/gl	72.9	73.0	63.0	55.1	49.8	52.6	56.8	52.2	64.2	66.0	74.6	72.3	57.2		
	36°	G _{gl_gem}	1	1.52	3.01	4.06	4.82	5.23	4.7	5.03	3.3	2.19	1.17	0.86	3.08	115.0	1125.7
		G _{dir_gem}	0.50	0.62	1.38	2.02	2.46	2.45	2.07	2.65	1.42	1.02	0.54	0.44	1.47		
		G _{diff_gem}	0.5	0.90	1.63	2.04	2.36	2.78	2.63	2.38	1.88	1.17	0.63	0.42	1.61		
		% diff/gl	50	58.9	54.2	50.3	48.9	53.1	55.9	47.4	57	53.6	54	48.4	52.6		
	90°	G _{gl_gem}	1.06	1.37	2.42	2.81	2.78	2.8	2.63	3.26	2.49	1.96	1.19	0.96	2.15	80.2	784.6
			19.49	18.50	35.26	38.36	33.87	27.30	26.09	45.88	31.97	30.93	19.21	18.18			
		G _{dir_gem}	0.63	0.65	1.14	1.28	1.09	0.91	0.84	1.48	1.07	1.00	0.64	0.59	0.94		
		G _{diff_gem}	0.43	0.72	1.28	1.53	1.69	1.89	1.79	1.78	1.42	0.96	0.55	0.37	1.20		
		% diff/gl	40.7	52.2	53	54.5	60.7	67.5	68	54.6	57.2	49.1	46.2	38.9	53.6		
	declinatie _{gem/mnd} (°)			-20.9	-13	-2.4	9.4	18.8	23.1	21.2	13.5	2.2	-9.6	-18.9	-23		
N (uur)			8.1	9.7	11.6	13.6	15.4	16.4	16.0	14.4	12.4	10.3	8.5	7.6			

2

cosinus azimthoek zon

cos θ _z	ω	jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec
11-12&12-13	7.5	0.29	0.42	0.58	0.73	0.83	0.87	0.85	0.78	0.64	0.47	0.32	0.25
10-11&13-14	22.5	0.25	0.38	0.54	0.69	0.79	0.83	0.82	0.74	0.60	0.43	0.28	0.22
9-10&14-15	37.5	0.18	0.30	0.46	0.61	0.72	0.76	0.74	0.66	0.52	0.35	0.21	0.14
8-9&15-16	52.5	0.07	0.19	0.34	0.50	0.61	0.65	0.63	0.55	0.40	0.24	0.10	0.04
7-8&16-17	67.5		0.05	0.20	0.36	0.48	0.53	0.50	0.41	0.27	0.10		
6-7&17-18	82.5			0.05	0.21	0.33	0.38	0.36	0.26	0.11			
5-6&18-19	97.5				0.05	0.18	0.24	0.21	0.11				

3

verhouding G-direct-tracking : G-direct-horizontaal

R _{dir_track}	ω	jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec
11-12&12-13	7.5	3.46	2.40	1.73	1.37	1.20	1.15	1.17	1.29	1.56	2.13	3.10	3.94
10-11&13-14	22.5	4.00	2.65	1.87	1.45	1.26	1.20	1.23	1.36	1.67	2.33	3.54	4.64
9-10&14-15	37.5	5.71	3.35	2.20	1.64	1.40	1.32	1.35	1.52	1.93	2.86	4.83	7.06
8-9&15-16	52.5	14.49	5.32	2.93	2.01	1.64	1.53	1.58	1.82	2.47	4.20	10.07	26.96
7-8&16-17	67.5		19.12	4.94	2.77	2.10	1.90	1.98	2.42	3.76	9.91		
6-7&17-18	82.5			21.15	4.81	3.03	2.61	2.78	3.82	9.05			
5-6&18-19	97.5				20.23	5.62	4.25	4.76	9.45				

4

verhouding G-globaal/uur : G-globaal/dag

verh. G _{gl_uur} /G _{gl_dag}		jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec
11-12&12-13	0.198	0.171	0.145	0.127	0.115	0.11	0.111	0.121	0.137	0.162	0.191	0.223	
10-11&13-14	0.161	0.147	0.13	0.117	0.106	0.103	0.103	0.113	0.124	0.142	0.162	0.175	
9-10&14-15	0.105	0.108	0.105	0.099	0.094	0.091	0.092	0.097	0.103	0.107	0.106	0.1	
8-9&15-16	0.036	0.06	0.072	0.066	0.076	0.075	0.075	0.076	0.074	0.064	0.044	0.02	
7-8&16-17		0.014	0.038	0.05	0.055	0.057	0.056	0.052	0.045	0.023			
6-7&17-18			0.008	0.025	0.035	0.039	0.038	0.03	0.015				
5-6&18-19				0.005	0.017	0.022	0.02	0.01					

5

verhouding G-diffuus/uur : G-diffuus/dag

verh. G _{diff_uur} /G _{diff_dag}		jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec
11-12&12-13	0.186	0.158	0.134	0.116	0.106	0.099	0.102	0.112	0.127	0.15	0.179	0.198	
10-11&13-14	0.161	0.142	0.124	0.11	0.101	0.096	0.097	0.107	0.118	0.137	0.157	0.17	
9-10&14-15	0.112	0.112	0.107	0.098	0.091	0.086	0.088	0.095	0.103	0.101	0.114	0.11	
8-9&15-16	0.041	0.07	0.079	0.079	0.077	0.075	0.076	0.078	0.08	0.075	0.054	0.023	
7-8&16-17		0.018	0.048	0.058	0.060	0.060	0.060	0.058	0.053	0.03			
6-7&17-18			0.011	0.033	0.042	0.044	0.043	0.037	0.022				
5-6&18-19				0.008	0.023	0.027	0.025	0.015					

6

G-diffuus-horizontaal per uur

G _{diff_0°} (kWh/u)		jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec
11-12&12-13	0.080	0.128	0.198	0.224	0.245	0.275	0.269	0.261	0.224	0.155	0.095	0.067	
10-11&13-14	0.069	0.115	0.184	0.212	0.233	0.267	0.256	0.249	0.208	0.141	0.083	0.058	
9-10&14-15	0.048	0.091	0.158	0.189	0.210	0.239	0.232	0.221	0.181	0.104	0.060	0.037	
8-9&15-16	0.018	0.057	0.117	0.152	0.178	0.209	0.201	0.182	0.141	0.077	0.029	0.008	
7-8&16-17		0.015	0.071	0.112	0.139	0.167	0.158	0.135	0.093	0.031			
6-7&17-18			0.016	0.064	0.097	0.122	0.114	0.086	0.039				
5-6&18-19				0.015	0.053	0.075	0.066	0.035					

7

G-globaal-horizontaal per uur

G _{gl_0°} (kWh/u)		jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec
11-12&12-13	0.117	0.190	0.341	0.445	0.534	0.582	0.516	0.540	0.375	0.253	0.136	0.105	
10-11&13-14	0.095	0.163	0.306	0.410	0.492	0.545	0.479	0.504	0.340	0.222	0.115	0.082	
9-10&14-15	0.062	0.120	0.247	0.347	0.436	0.481	0.428	0.433	0.282	0.167	0.075	0.047	
8-9&15-16	0.021	0.067	0.169	0.231	0.353	0.397	0.349	0.339	0.203	0.100	0.031	0.009	
7-8&16-17		0.016	0.089	0.175	0.255	0.302	0.260	0.232	0.123	0.036			
6-7&17-18			0.019	0.088	0.162	0.206	0.177	0.134	0.041				
5-6&18-19				0.018	0.079	0.116	0.093	0.045					

8

G-direct-horizontaal per uur

G _{dir_0°} (kWh/u)		jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec
11-12&12-13	0.037	0.062	0.142	0.221	0.289	0.307	0.247	0.279	0.152	0.098	0.041	0.037	
10-11&13-14	0.026	0.048	0.122	0.197	0.259	0.278	0.223	0.255	0.132	0.080	0.032	0.024	
9-10&14-15	0.014	0.029	0.088	0.157	0.226	0.242	0.195	0.211	0.101	0.063	0.015	0.010	
8-9&15-16	0.004	0.010	0.052	0.079	0.175	0.188	0.148	0.157	0.062	0.023	0.003	0.002	
7-8&16-17		0.001	0.018	0.063	0.117	0.135	0.102	0.097	0.030	0.005			
6-7&17-18			0.003	0.024	0.065	0.084	0.063	0.048	0.002				
5-6&18-19				0.002	0.026	0.041	0.027	0.010					

9

G-direct-tracking per uur

G _{dir_track} (kWh/u)		jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec
11-12&12-13	0.127	0.148	0.247	0.302	0.347	0.352	0.289	0.358	0.237	0.209	0.126	0.148	
10-11&13-14	0.103	0.128	0.228	0.286	0.326	0.334	0.273	0.346	0.221	0.187	0.112	0.113	
9-10&14-15	0.079	0.098	0.194	0.258	0.315	0.319	0.264	0.321	0.195	0.180	0.072	0.068	
8-9&15-16	0.052	0.053	0.153	0.158	0.287	0.288	0.233	0.287	0.153	0.095	0.026	0.043	
7-8&16-17		0.018	0.090	0.175	0.244	0.256	0.202	0.234	0.113	0.049			
6-7&17-18			0.053	0.114	0.198	0.219	0.176	0.182	0.022				
5-6&18-19				0.042	0.145	0.176	0.129	0.091					

10

G-direct-tracking per dag

G _{dir_track} (kWh/d)		jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sep	okt	nov	dec
G _{gl_track} (kWh/d)	1.22	1.78	3.56	4.71	6.08	6.67	5.76	6.02	3.76	2.61	1.31	1.16	

per jaar

G _{dir_track} (kWh/d)	0.72	0.89	1.93	2.67	3.73	3.89	3.13	3.64	1.88	1.44	0.67	0.74	gem/dg/jr. % van 0° (kWh/jr.)
G _{gl_track} (kWh/d)	1.22	1.78	3.56	4.71	6.08	6.67	5.76	6.02	3.76	2.61	1.31	1.16	3.73 139.2 1362.8

11b

verhouding G-direct-tracking-horizontale as : G-direct-horizontaal

verh. $G_{dir_v_1as}/G_{dir_o^*}$	$\omega = \gamma_s$	jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec
11-12&12-13	7.5	3.43	2.38	1.72	1.36	1.19	1.14	1.16	1.28	1.55	2.11	3.08	3.91
10-11&13-14	22.5	3.73	2.46	1.73	1.34	1.18	1.12	1.15	1.26	1.54	2.16	3.30	4.34
9-10&14-15	37.5	4.70	2.70	1.74	1.31	1.14	1.09	1.11	1.22	1.53	2.28	3.95	5.84
8-9&15-16	52.5	9.73	3.38	1.79	1.25	1.08	1.05	1.06	1.16	1.51	2.62	6.65	18.42
7-8&16-17	67.5		8.33	1.90	1.14	1.02	1.00	1.01	1.06	1.45	4.09		
6-7&17-18	82.5			2.90	1.00	1.05	1.07	1.06	1.01	1.23			
5-6&18-19	97.5												

G-direct-tracing-horizontale-as per uur

$G_{dir_v_1as}$ (kWh/u)	jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec
11-12&12-13	0.126	0.147	0.245	0.299	0.344	0.350	0.287	0.356	0.235	0.207	0.125	0.147
10-11&13-14	0.096	0.119	0.211	0.265	0.304	0.313	0.255	0.321	0.204	0.173	0.105	0.106
9-10&14-15	0.065	0.079	0.154	0.206	0.258	0.265	0.217	0.258	0.155	0.144	0.059	0.056
8-9&15-16	0.035	0.033	0.093	0.098	0.190	0.197	0.157	0.182	0.093	0.059	0.017	0.029
7-8&16-17		0.008	0.035	0.072	0.119	0.135	0.103	0.103	0.043	0.020		
6-7&17-18			0.007	0.024	0.068	0.090	0.067	0.048	0.003			
5-6&18-19												

G-direct-tracking-horizontale-as per dag

$G_{dir_v_1as}$ (kWh/d)	jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec
$G_{gl_v_1as}$ (kWh/d)	0.64	0.77	1.49	1.93	2.57	2.70	2.17	2.54	1.47	1.21	0.61	0.68
perc. $G_{gl_v_1as}/G_{gl_o^*}$ (%)	194.1	150.1	132.8	113.4	106.1	103.5	103.2	110.3	122.2	152.6	175.3	232.3
	35.49	47.07	96.76	119.09	152.60	164.24	148.81	152.55	100.43	73.81	37.34	33.85

per jaar

gem/dg/jr. % van 0°	(kWh/jr.)
316	118.7
1162.0	

12a

zonnehoogtehoek

α_s	jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec
11-12&12-13	16.8	24.7	35.2	47.0	56.3	60.5	58.7	51.0	39.8	28.1	18.8	14.7
10-11&13-14	14.5	22.1	32.4	43.6	52.4	56.3	54.6	47.5	36.8	25.4	16.4	12.5
9-10&14-15	10.1	17.4	27.1	37.6	45.8	49.3	47.8	41.2	31.2	20.5	11.9	8.1
8-9&15-16	4.0	10.8	20.0	29.9	37.5	40.8	39.4	33.3	23.9	13.8	5.7	2.1
7-8&16-17		3.0	11.7	21.2	28.5	31.7	30.3	24.4	15.4	5.8		
6-7&17-18				2.7	12.0	19.3	22.5	21.1	15.2	6.3		
5-6&18-19					2.8	10.2	13.6	12.1	6.1			

hellinghoek ontvangend vlak (vast of track, via hor. As)

β	γ	jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec
11-12&12-13	0	73.1	65.1	54.5	42.8	33.5	29.3	31.1	38.7	50.0	61.7	71.1	75.2
10-11&13-14	0	74.4	66.2	55.6	44.1	35.4	31.6	33.3	40.3	51.0	62.8	72.3	76.6
9-10&14-15	0	77.4	68.5	57.2	45.8	37.7	34.3	35.8	42.2	52.6	64.8	75.1	79.8
8-9&15-16	0	83.5	72.6	59.2	46.6	38.4	35.2	36.6	42.9	54.0	68.1	80.7	86.5
7-8&16-17	0		82.2	61.6	44.7	35.2	31.8	33.2	40.2	54.2	75.2		
6-7&17-18	0			70.1	31.5	20.5	17.5	18.7	25.7	49.6			
5-6&18-19	0												

hellinghoek ontvangend vlak (track, via vert. as 30gr.)

β	γ	jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec
11-12&12-13	0	73.1	65.1	54.5	42.8	33.5	29.3	31.1	38.7	50.0	61.7	71.1	75.2
10-11&13-14	15	75.4	67.7	57.4	46.1	37.4	33.4	35.2	42.3	53.0	64.4	73.4	77.4
9-10&14-15	15	79.1	71.3	61.1	50.2	42.0	38.4	40.0	46.5	56.7	68.0	77.1	81.2
8-9&15-16	15	85.0	76.4	65.4	54.1	46.0	42.4	44.0	50.4	60.8	72.8	82.8	87.3
7-8&16-17	15	90.0	85.1	71.2	57.5	48.3	44.6	46.2	53.3	65.6	80.5	90.0	90.0
6-7&17-18	15	90.0	90.0	82.9	69.9	47.6	42.7	44.8	54.6	73.8	90.0	90.0	90.0
5-6&18-19	15	90.0	90.0	90.0	69.2	35.8	28.3	31.3	50.8	90.0	90.0	90.0	90.0

12b

azimuthoek van de zon

θ_z	jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec
11-12&12-13	73.2	65.3	54.8	43.0	33.7	29.5	31.3	39.0	50.2	61.9	71.2	75.3
10-11&13-14	75.5	67.9	57.6	46.4	37.6	33.7	35.4	42.5	53.2	64.6	73.6	77.5
9-10&14-15	79.9	72.6	62.9	52.4	44.2	40.7	42.2	48.8	58.8	69.5	78.1	81.9
8-9&15-16	86.0	79.2	70.0	60.1	52.5	49.2	50.6	56.7	66.1	76.2	84.3	87.9
7-8&16-17	90.0	87.0	78.3	68.8	61.5	58.3	59.7	65.6	74.6	84.2	90.0	90.0
	90.0	90.0	87.3	78.0	70.7	67.5	68.9	74.8	83.7	90.0	90.0	90.0
	90.0	90.0	90.0	87.2	79.8	76.4	77.9	83.9	90.0	90.0	90.0	90.0

verhouding G-direct-tracking-horizontale as + vert. as 30gr : G-direct-horizontaal

verh. $G_{dir_v_1as_30}/G_{dir_o^*}$	jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec
11-12&12-13	3.46	2.40	1.73	1.37	1.20	1.15	1.17	1.29	1.56	2.13	3.10	3.94
10-11&13-14	3.96	2.63	1.86	1.44	1.26	1.20	1.22	1.35	1.66	2.31	3.51	4.60
9-10&14-15	5.29	3.12	2.07	1.56	1.35	1.28	1.31	1.45	1.82	2.67	4.48	6.53
8-9&15-16	11.51	4.27	2.40	1.70	1.44	1.36	1.39	1.57	2.05	3.39	8.01	21.39
7-8&16-17		11.67	3.11	1.86	1.50	1.40	1.44	1.67	2.42	6.09		
6-7&17-18			8.14	2.06	1.48	1.36	1.41	1.73	3.58			
5-6&18-19				2.82	1.23	1.14	1.17	1.58				

G-direct-tracking-horizontale-as+ vert. as 30gr. per uur

$G_{dir_v_1as_30}$ (kWh/u)	jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec
11-12&12-13	0.13	0.15	0.25	0.30	0.35	0.35	0.29	0.36	0.24	0.21	0.13	0.15
10-11&13-14	0.10	0.13	0.23	0.28	0.33	0.33	0.27	0.34	0.22	0.19	0.11	0.11
9-10&14-15	0.07	0.09	0.18	0.25	0.30	0.31	0.26	0.31	0.18	0.17	0.07	0.06
8-9&15-16	0.04	0.04	0.13	0.13	0.25	0.26	0.21	0.25	0.13	0.08	0.02	0.03
7-8&16-17		0.01	0.06	0.12	0.18	0.19	0.15	0.16	0.07	0.03		
6-7&17-18			0.02	0.05	0.10	0.11	0.09	0.08	0.01			
5-6&18-19				0.01	0.03	0.05	0.03	0.02				

G-direct-tracking-horizontale-as+ vert. as 30gr. per dag

$G_{dir_v_1as_30}$ (kWh/d)	jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec
$G_{gl_tr_1as_30}$ (kWh/d)	0.69	0.84	1.68	2.17	2.81	2.88	2.34	2.84	1.68	1.34	0.65	0.71
	1.19	1.73	3.31	4.21	5.16	5.66	4.97	5.22	3.56	2.51	1.28	1.11
	36.83	48.98	102.55	126.26	160.05	169.68	153.99	161.86	106.87	77.88	38.48	35.01

per jaar

gem/dg/jr. % van 0°	(kWh/jr.)
3.34	124.5
1218.4	

12c

azimuthoek van de zon

θ_z	jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec
11-12&12-13	73.2	65.3	54.8	43.0	33.7	29.5	31.3	39.0	50.2	61.9	71.2	75.3
10-11&13-14	75.5	67.9	57.6	46.4	37.6	33.7	35.4	42.5	53.2	64.6	73.6	77.5
9-10&14-15	79.9	72.6	62.9	52.4	44.2	40.7	42.2	48.8	58.8	69.5	78.1	81.9
8-9&15-16	86.0	79.2	70.0	60.1	52.5	49.2	50.6	56.7	66.1	76.2	84.3	87.9
7-8&16-17	90.0	87.0	78.3	68.8	61.5	58.3	59.7	65.6	74.6	84.2	90.0	90.0
	90.0	90.0	87.3	78.0	70.7	67.5	68.9	74.8	83.7	90.0	90.0	90.0
	90.0	90.0	90.0	87.2	79.8	76.4	77.9	83.9	90.0	90.0	90.0	90.0

verhouding G-direct-tracking-horizontale as + vert. as 60gr : G-direct-horizontaal

verh. $G_{dir_v_1as_60}/G_{dir_o^*}$	jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec
11-12&12-13	3.46	2.40	1.73	1.37	1.20	1.15	1.17	1.29	1.56	2.13	3.10	3.94
10-11&13-14	3.96	2.63	1.86	1.44	1.26	1.20	1.22	1.35	1.66	2.31	3.51	4.60
9-10&14-15	5.29	3.12	2.07	1.56	1.35	1.28	1.31	1.45	1.82	2.67	4.48	6.53
8-9&15-16	13.39	4.93	2.73	1.89	1.57	1.46	1.51	1.73	2.31	3.90	9.31	24.91
7-8&16-17		15.18	3.97	2.28	1.77	1.63	1.69	2.01	3.05	7.89		
6-7&17-18			12.90	3.03	2.01	1.78	1.87	2.45	5.56			
5-6&18-19				7.80	2.34	1.87	2.04	3.73				

G-direct-tracking-horizontale-as+ vert. as 60gr. per uur

$G_{dir_v_1as_60}$ (kWh/u)	jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec
11-12&12-13	0.13	0.15	0.25	0.30	0.35	0.35	0.29	0.36	0.24	0.21	0.13	0.15
10-11&13-14	0.10	0.13	0.23	0.28	0.33	0.33	0.27	0.34	0.22	0.19	0.11	0.11
9-10&14-15	0.08	0.10	0.19	0.26	0.31	0.32	0.26	0.32	0.19	0.18	0.07	0.07
8-9&15-16	0.05	0.05	0.14	0.15	0.27	0.28	0.22	0.27	0.14	0.09	0.02	0.04
7-8&16-17	0.00	0.01	0.07	0.14	0.21	0.22	0.17	0.19	0.09	0.04	0.00	0.00
6-7&17-18	0.00	0.00	0.03	0.07	0.13	0.15	0.12	0.12	0.01	0.00	0.00	0.00
5-6&18-19	0.00	0.00	0.00	0.02	0.06	0.08	0.06	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00

G-direct-tracking-horizontale-as+ vert. as 60gr. per dag

$G_{dir_v_1as_60}$ (kWh/d)	jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec
$G_{gl_tr_1as_60}$ (kWh/d)	0.71	0.87	1.83	2.45	3.32	3.45	2.79	3.28	1.80	1.40	0.67	0.73
	1.21	1.77	3.46	4.49	5.67	6.23	5.					

15	berekening tracking 1 as (hor.) aan de gevel												
	jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sep	okt	nov	dec	
diff_u/diff_dg 11-13	0.186	0.158	0.134	0.116	0.106	0.099	0.102	0.112	0.127	0.150	0.179	0.198	
10-11&13-14	0.161	0.142	0.124	0.110	0.101	0.096	0.097	0.107	0.118	0.137	0.157	0.170	
9-10&14-15	0.112	0.112	0.107	0.098	0.091	0.086	0.088	0.095	0.103	0.101	0.114	0.110	
8-9&15-16	0.041	0.070	0.079	0.079	0.077	0.075	0.076	0.078	0.080	0.075	0.054	0.023	
7-8&16-17		0.018	0.048	0.058	0.060	0.060	0.060	0.058	0.053	0.030			
6-7&17-18			0.011	0.033	0.042	0.044	0.043	0.037	0.022				
5-6&18-19				0.008	0.023	0.027	0.025	0.015					
G_diff 90gr	0.43	0.72	1.28	1.53	1.69	1.89	1.79	1.78	1.42	0.96	0.55	0.37	
G_diff 11-13	0.080	0.113	0.172	0.178	0.179	0.187	0.182	0.199	0.181	0.144	0.098	0.074	
10-11&13-14	0.069	0.102	0.159	0.168	0.170	0.181	0.173	0.190	0.168	0.132	0.086	0.063	
9-10&14-15	0.048	0.080	0.137	0.150	0.154	0.163	0.157	0.169	0.147	0.097	0.063	0.041	
8-9&15-16	0.018	0.050	0.101	0.121	0.130	0.142	0.136	0.139	0.114	0.072	0.030	0.009	
7-8&16-17		0.013	0.062	0.089	0.101	0.113	0.107	0.103	0.075	0.029			
6-7&17-18			0.014	0.051	0.071	0.083	0.077	0.066	0.031				
5-6&18-19				0.012	0.039	0.051	0.045	0.027					
G_dir 11-13 track-1as	0.126	0.147	0.245	0.299	0.317	0.285	0.247	0.356	0.235	0.207	0.125	0.147	
10-11&13-14 track-1as	0.096	0.119	0.211	0.265	0.294	0.273	0.234	0.321	0.204	0.173	0.105	0.106	
9-10&14-15 track-1as	0.065	0.079	0.154	0.206	0.258	0.249	0.212	0.258	0.155	0.144	0.059	0.056	
8-9&15-16 track-1as	0.035	0.033	0.093	0.098	0.190	0.189	0.156	0.182	0.093	0.059	0.017	0.029	
7-8&16-17 track-1as		0.008	0.035	0.072	0.114	0.118	0.094	0.103	0.043	0.020			
6-7&17-18 track-1as			0.007	0.021	0.040	0.045	0.036	0.035	0.003				
5-6&18-19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
G_gl 11-13	0.207	0.260	0.417	0.477	0.496	0.472	0.430	0.555	0.416	0.351	0.224	0.220	
10-11&13-14	0.166	0.220	0.370	0.433	0.464	0.454	0.407	0.511	0.372	0.305	0.191	0.170	
9-10&14-15	0.113	0.159	0.291	0.356	0.411	0.411	0.369	0.428	0.301	0.241	0.121	0.097	
8-9&15-16	0.053	0.083	0.195	0.219	0.319	0.331	0.292	0.321	0.207	0.131	0.047	0.038	
7-8&16-17		0.021	0.096	0.161	0.215	0.232	0.201	0.206	0.119	0.049			
6-7&17-18			0.021	0.071	0.111	0.128	0.113	0.101	0.034				
5-6&18-19				0.012	0.039	0.051	0.045	0.027					
G_gl tot/dag	1.08	1.49	2.78	3.46	4.11	4.16	3.71	4.30	2.90	2.16	1.17	1.05	
G_gl tot/maand	33.37	41.98	86.18	103.77	127.43	124.75	115.08	133.20	86.98	66.84	35.01	32.55	
	= G_dir_correctie							gem/dg/jr	2.70		kWh/jaar	987.14	% van 90gr
													125.8
16	berekening tracking 1 as (hor.) + 2e max 30gr. aan de gevel												
	jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sep	okt	nov	dec	
G_dir 11-13 track	0.127	0.148	0.247	0.302	0.319	0.287	0.249	0.358	0.237	0.209	0.126	0.148	
G_diff 90gr	0.43	0.72	1.28	1.53	1.69	1.89	1.79	1.78	1.42	0.96	0.55	0.37	
diff_u/diff_dg 11-13	0.186	0.158	0.134	0.116	0.106	0.099	0.102	0.112	0.127	0.15	0.179	0.198	
G_diff 11-13	0.080	0.113	0.172	0.178	0.179	0.187	0.182	0.199	0.181	0.144	0.098	0.074	
G_gl 11-13	0.208	0.261	0.419	0.479	0.498	0.474	0.431	0.558	0.418	0.353	0.225	0.222	
G_dir:10-11&13-14 tr.1as-30gr.	0.102	0.127	0.226	0.285	0.325	0.306	0.262	0.344	0.219	0.186	0.112	0.112	
9-10&14-15 tr.1as-30gr.	0.073	0.091	0.183	0.246	0.304	0.309	0.255	0.307	0.184	0.168	0.067	0.063	
8-9&15-16 tr.1as	0.035	0.033	0.093	0.098	0.190	0.189	0.156	0.182	0.093	0.059	0.017	0.029	
7-8&16-17 tr.1as		0.008	0.035	0.072	0.114	0.118	0.094	0.103	0.043	0.020			
6-7&17-18 tr.1as			0.007	0.021	0.040	0.045	0.036	0.035	0.003				
5-6&18-19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
diff_u/diff_dg:10-11&13-14	0.161	0.142	0.124	0.11	0.101	0.096	0.097	0.107	0.118	0.137	0.157	0.17	
9-10&14-15	0.112	0.112	0.107	0.098	0.091	0.086	0.088	0.095	0.103	0.101	0.114	0.11	
8-9&15-16	0.041	0.07	0.079	0.079	0.077	0.075	0.076	0.078	0.08	0.075	0.054	0.023	
7-8&16-17		0.018	0.048	0.058	0.06	0.06	0.06	0.058	0.053	0.03			
6-7&17-18			0.011	0.033	0.042	0.044	0.043	0.037	0.022				
5-6&18-19				0.008	0.023	0.027	0.025	0.015					
G_diff:10-11&13-14	0.069	0.102	0.159	0.168	0.170	0.181	0.173	0.190	0.168	0.132	0.086	0.063	
9-10&14-15	0.048	0.080	0.137	0.150	0.154	0.163	0.157	0.169	0.147	0.097	0.063	0.041	
8-9&15-16	0.018	0.050	0.101	0.121	0.130	0.142	0.136	0.139	0.114	0.072	0.030	0.009	
7-8&16-17		0.013	0.062	0.089	0.101	0.113	0.107	0.103	0.075	0.029			
6-7&17-18			0.014	0.051	0.071	0.083	0.077	0.066	0.031				
5-6&18-19				0.012	0.039	0.051	0.045	0.027					
G_gl: 10-11&13-14	0.172	0.228	0.386	0.453	0.496	0.487	0.435	0.535	0.387	0.318	0.198	0.176	
9-10&14-15	0.121	0.171	0.320	0.396	0.458	0.472	0.413	0.476	0.331	0.265	0.129	0.104	
8-9&15-16	0.053	0.083	0.195	0.219	0.319	0.331	0.292	0.321	0.207	0.131	0.047	0.038	
7-8&16-17	0.000	0.021	0.096	0.161	0.215	0.232	0.201	0.206	0.119	0.049	0.000	0.000	
6-7&17-18		0.000	0.021	0.071	0.111	0.128	0.113	0.101	0.034	0.000			
5-6&18-19				0.012	0.039	0.051	0.045	0.027					
G_gl tot/dag	1.11	1.53	2.87	3.56	4.19	4.25	3.77	4.39	2.99	2.23	1.20	1.08	
G_gl tot/maand	34.30	43.21	89.06	106.75	129.99	127.44	116.85	136.20	89.80	69.21	35.94	33.41	
	= G_dir_correctie							gem/dg/jr	2.77		kWh/jaar	1012.18	% van 90gr
	= G_gl												129.8

G-direct-gecorrigeerd (hor. As)					
	april	mei	juni	juli	aug
corr.fac.		0.92	0.81	0.86	
		0.97	0.87	0.91	
			0.94	0.97	
			0.96	0.99	
		0.96	0.88	0.91	
	0.87	0.58	0.50	0.53	0.72
Gdir	0.344	0.350	0.287		
	0.304	0.313	0.255		
		0.265	0.217		
		0.197	0.157		
		0.119	0.135	0.103	
	0.024	0.068	0.090	0.067	0.048
Gdir_corr		0.317	0.285	0.247	
		0.294	0.273	0.234	
			0.249	0.212	
			0.189	0.156	
		0.114	0.118	0.094	
	0.021	0.040	0.045	0.036	0.035

14b

G-direct-gecorr. (hor.+vert as)				
	mei	juni	juli	
corr.fac.	0.92	0.81	0.86	
		0.92	0.96	
Gdir	0.347	0.352	0.289	
		0.333	0.273	
Gdir_corr	0.319	0.287	0.249	
		0.306	0.262	

17

berekening vast 36gr. opt. aan de gevel												
	jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sep	okt	nov	dec
diff_u/diff_dg 11-13	0.186	0.158	0.134	0.116	0.106	0.099	0.102	0.112	0.127	0.15	0.179	0.198
10-11&13-14	0.161	0.142	0.124	0.11	0.101	0.096	0.097	0.107	0.118	0.137	0.157	0.17
9-10&14-15	0.112	0.112	0.107	0.098	0.091	0.086	0.088	0.095	0.103	0.101	0.114	0.11
8-9&15-16	0.041	0.07	0.079	0.079	0.077	0.075	0.076	0.078	0.08	0.075	0.054	0.023
7-8&16-17		0.018	0.048	0.058	0.06	0.06	0.06	0.058	0.053	0.03		
6-7&17-18			0.011	0.033	0.042	0.044	0.043	0.037	0.022			
5-6&18-19				0.008	0.023	0.027	0.025	0.015				
G_diff 36gr	0.50	0.90	1.63	2.04	2.36	2.78	2.63	2.38	1.88	1.17	0.63	0.42
G_diff 11-13	0.093	0.141	0.219	0.237	0.250	0.275	0.268	0.267	0.239	0.176	0.113	0.082
10-11&13-14	0.081	0.127	0.202	0.225	0.238	0.267	0.255	0.255	0.222	0.161	0.099	0.071
9-10&14-15	0.056	0.100	0.175	0.200	0.214	0.239	0.231	0.227	0.194	0.119	0.072	0.046
8-9&15-16	0.021	0.063	0.129	0.161	0.181	0.208	0.200	0.186	0.150	0.088	0.034	0.010
7-8&16-17		0.016	0.078	0.118	0.141	0.167	0.158	0.138	0.100	0.035		
6-7&17-18			0.018	0.067	0.099	0.122	0.113	0.088	0.041			
5-6&18-19				0.016	0.054	0.075	0.066	0.036				
gl_u/gl_dg 11-13	0.186	0.158	0.134	0.116	0.106	0.099	0.102	0.112	0.127	0.15	0.179	0.198
10-11&13-14	0.161	0.142	0.124	0.11	0.101	0.096	0.097	0.107	0.118	0.137	0.157	0.17
9-10&14-15	0.112	0.112	0.107	0.098	0.091	0.086	0.088	0.095	0.103	0.101	0.114	0.11
8-9&15-16	0.041	0.07	0.079	0.079	0.077	0.075	0.076	0.078	0.08	0.075	0.054	0.023
7-8&16-17		0.018	0.048	0.058	0.06	0.06	0.06	0.058	0.053	0.03		
6-7&17-18			0.011	0.033	0.042	0.044	0.043	0.037	0.022			
5-6&18-19				0.008	0.023	0.027	0.025	0.015				
G_gl 36gr	1	1.52	3.01	4.06	4.82	5.23	4.7	5.03	3.3	2.19	1.17	0.86
G_gl 11-13	0.19	0.24	0.40	0.47	0.51	0.52	0.48	0.56	0.42	0.33	0.21	0.17
10-11&13-14	0.16	0.22	0.37	0.45	0.49	0.50	0.46	0.54	0.39	0.30	0.18	0.15
9-10&14-15	0.11	0.17	0.32	0.40	0.44	0.45	0.41	0.48	0.34	0.22	0.13	0.09
8-9&15-16	0.04	0.11	0.24	0.32	0.37	0.39	0.36	0.39	0.26	0.16	0.06	0.02
7-8&16-17		0.03	0.14	0.24	0.29	0.31	0.28	0.29	0.17	0.07		
6-7&17-18			0.03	0.13	0.20	0.23	0.20	0.19	0.07			
5-6&18-19				0.03	0.11	0.14	0.12	0.08				
G_dir 11-13	0.093	0.099	0.185	0.234	0.261	0.243	0.211	0.296	0.180	0.152	0.096	0.088
10-11&13-14	0.081	0.089	0.171	0.222	0.249	0.235	0.201	0.283	0.167	0.139	0.084	0.075
9-10&14-15	0.056	0.070	0.148	0.198	0.224	0.211	0.182	0.251	0.146	0.103	0.061	0.049
8-9&15-16	0.021	0.044	0.109	0.159	0.190	0.184	0.158	0.206	0.114	0.076	0.029	
7-8&16-17		0.011	0.066	0.117	0.148	0.147	0.124	0.153	0.075	0.030		
6-7&17-18			0.015	0.067	0.103	0.108	0.089	0.098	0.031			
5-6&18-19				0.000	0.000	0.000	0.000	0.000				
G_diff 90gr	0.43	0.72	1.28	1.53	1.69	1.89	1.79	1.78	1.42	0.96	0.55	0.37
G_gl tot/dag	0.931	1.340	2.669	3.525	4.037	4.147	3.720	4.357	2.852	1.964	1.092	0.798
G_gl tot/maand	28.87	37.85	82.75	105.75	125.15	124.40	115.32	135.07	85.55	60.89	32.77	24.73
gem/dg/jr									kWh/jaar		% van 90gr	
2.63									959.1		122.2	

Bijlage B voor Rome, Italië: tussenstappen berekeningen H.6

1 gemiddelde zonne-energie per dag van de maand in Rome IT														per jaar		
breedtegraad (N)	42.1	jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sep	okt	nov	dec	gem.	% van 0°	kWh/jr.
n dagen/mnd		31	28.25	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31			
helling	(kWh)															
0°	G _{gl_gem}	1.83	2.53	3.89	5.09	6.17	6.74	6.99	6.10	4.72	3.21	2.05	1.57	4.25	100	1552.1
	G _{dir_gem}	0.89	1.09	1.92	2.81	3.49	4.07	4.39	4.05	2.94	1.58	0.91	0.67	2.66		
	G _{diff_gem}	0.94	1.44	1.97	2.28	2.69	2.68	2.60	2.06	1.78	1.63	1.14	0.90	1.59		
	% diff/gl	51.3	57.0	50.7	44.8	43.5	39.7	37.2	33.7	37.6	50.7	55.6	57.2	37.4		
35°	G _{gl_gem}	3.07	3.57	4.88	5.59	6.13	6.39	6.78	6.49	5.77	4.40	3.22	2.67	4.92	115.8	1796.7
	G _{dir_gem}	1.20	1.70	2.23	2.45	2.75	2.69	2.67	2.22	2.04	1.93	1.41	1.15			
	% diff/gl	39.1	47.7	45.6	43.8	44.8	42.1	39.3	34.3	35.3	43.8	44.0	43.2	41.9		
90°	G _{gl_gem}	3.10	3.13	3.67	3.33	2.98	2.75	3.04	3.50	4.03	3.68	3.11	2.75	3.26	76.6	1189.5
	G _{diff_gem}	1.12	1.45	1.79	1.84	1.91	1.84	1.90	1.76	1.71	1.64	1.60	1.07			
	% diff/gl	36.0	46.2	48.7	55.3	64.2	66.7	62.5	50.4	42.6	44.6	51.5	39.0	50.6		
declinatie _{gem/mnd} (°)		-20.9	-13	-2.4	9.4	18.8	23.1	21.2	13.5	2.2	-9.6	-18.9	-23			
N (uur)		9.3	10.4	11.7	13.1	14.4	15.0	14.7	13.7	12.3	10.8	9.6	9.0			

2 cosinus azimthoek zon												
cos θ _z	jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec
11-12&12-13	7.5	0.45	0.57	0.71	0.84	0.91	0.94	0.93	0.87	0.76	0.61	0.48
10-11&13-14	22.5	0.40	0.52	0.66	0.79	0.86	0.89	0.88	0.82	0.71	0.56	0.43
9-10&14-15	37.5	0.31	0.42	0.56	0.69	0.77	0.80	0.79	0.73	0.61	0.47	0.34
8-9&15-16	52.5	0.18	0.29	0.42	0.56	0.64	0.68	0.66	0.60	0.48	0.33	0.21
7-8&16-17	67.5	0.03	0.13	0.26	0.39	0.48	0.52	0.51	0.43	0.31	0.17	0.05
82.5				0.07	0.21	0.31	0.35	0.33	0.25	0.12		
97.5					0.01	0.12	0.17	0.15	0.06			

3 verhouding G-direct-tracking : G-direct-horizontaal												
verh. G _{dir_track} /G _{dir_0°}	jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec
11-12&12-13	2.23	1.77	1.41	1.20	1.10	1.06	1.08	1.15	1.31	1.63	2.09	2.41
10-11&13-14	2.49	1.93	1.52	1.27	1.16	1.12	1.13	1.21	1.41	1.77	2.32	2.71
9-10&14-15	3.22	2.37	1.79	1.45	1.29	1.24	1.26	1.37	1.63	2.13	2.94	3.57
8-9&15-16	5.47	3.46	2.36	1.80	1.55	1.47	1.51	1.68	2.10	3.00	4.76	6.50
7-8&16-17		7.95	3.91	2.57	2.06	1.91	1.97	2.31	3.23	5.95		
6-7&17-18			14.56	4.88	3.25	2.84	3.01	3.99	8.16			
5-6&18-19					8.04	5.75	6.57	16.04				

4 verhouding G-globaal/uur : G-globaal/dag												
verh. G _{gl_uur} /G _{gl_dag}	jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec
11-12&12-13	0.175	0.158	0.144	0.131	0.120	0.118	0.119	0.127	0.137	0.155	0.170	0.180
10-11&13-14	0.150	0.140	0.130	0.120	0.112	0.110	0.110	0.117	0.125	0.137	0.148	0.156
9-10&14-15	0.109	0.108	0.105	0.100	0.097	0.095	0.097	0.099	0.103	0.106	0.108	0.109
8-9&15-16	0.057	0.067	0.072	0.076	0.075	0.075	0.076	0.076	0.073	0.069	0.060	0.053
7-8&16-17	0.008	0.025	0.038	0.048	0.052	0.053	0.053	0.050	0.043	0.030	0.014	
6-7&17-18			0.010	0.022	0.030	0.033	0.032	0.026	0.016			
5-6&18-19				0.002	0.012	0.015	0.013	0.005				

5 verhouding G-diffuus/uur : G-diffuus/dag												
verh. G _{diff_uur} /G _{diff_dag}	jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec
11-12&12-13	0.163	0.148	0.134	0.12	0.111	0.108	0.11	0.116	0.127	0.142	0.158	0.17
10-11&13-14	0.145	0.135	0.124	0.113	0.105	0.102	0.104	0.11	0.118	0.131	0.143	0.15
9-10&14-15	0.113	0.11	0.105	0.1	0.093	0.092	0.093	0.097	0.103	0.108	0.112	0.114
8-9&15-16	0.067	0.075	0.079	0.08	0.078	0.078	0.077	0.078	0.08	0.078	0.07	0.063
7-8&16-17	0.01	0.032	0.045	0.055	0.058	0.06	0.059	0.057	0.051	0.04	0.017	
6-7&17-18			0.01	0.028	0.037	0.04	0.038	0.033	0.022			
5-6&18-19				0.002	0.016	0.02	0.018	0.008				

6 G-diffuus-horizontaal per uur												
G _{diff} (kWh/u)	jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec
11-12&12-13	0.153	0.213	0.264	0.274	0.298	0.289	0.286	0.239	0.225	0.231	0.180	0.153
10-11&13-14	0.136	0.194	0.245	0.258	0.282	0.273	0.270	0.226	0.209	0.213	0.163	0.135
9-10&14-15	0.106	0.158	0.207	0.228	0.250	0.246	0.242	0.200	0.183	0.176	0.128	0.102
8-9&15-16	0.063	0.108	0.156	0.182	0.210	0.209	0.200	0.161	0.142	0.127	0.080	0.057
7-8&16-17	0.009	0.046	0.089	0.125	0.156	0.161	0.153	0.117	0.091	0.065	0.019	0.000
6-7&17-18	0.000	0.000	0.020	0.064	0.099	0.107	0.099	0.068	0.039	0.000	0.000	0.000
5-6&18-19	0.000	0.000	0.000	0.005	0.043	0.054	0.047	0.016	0.000	0.000	0.000	0.000

7 G-globaal-horizontaal per uur												
G _{GL0°} (kWh/u)	jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec
11-12&12-13	0.320	0.399	0.560	0.666	0.741	0.796	0.832	0.775	0.646	0.497	0.348	0.283
10-11&13-14	0.274	0.354	0.506	0.610	0.691	0.742	0.769	0.714	0.590	0.439	0.303	0.245
9-10&14-15	0.199	0.273	0.409	0.509	0.599	0.641	0.678	0.604	0.486	0.340	0.221	0.171
8-9&15-16	0.104	0.169	0.280	0.386	0.463	0.506	0.532	0.464	0.344	0.221	0.123	0.083
7-8&16-17	0.015	0.063	0.148	0.244	0.321	0.357	0.371	0.305	0.203	0.096	0.029	0.000
6-7&17-18	0.000	0.000	0.039	0.112	0.185	0.223	0.224	0.159	0.075	0.000	0.000	0.000
5-6&18-19	0.000	0.000	0.000	0.010	0.074	0.101	0.091	0.031	0.000	0.000	0.000	0.000

8 G-direct-horizontaal per uur												
G _{dir_0°} (kWh/u)	jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec
11-12&12-13	0.167	0.186	0.296	0.393	0.442	0.507	0.546	0.536	0.421	0.266	0.168	0.130
10-11&13-14	0.138	0.159	0.261	0.353	0.409	0.469	0.499	0.488	0.380	0.226	0.140	0.110
9-10&14-15	0.093	0.115	0.201	0.281	0.349	0.394	0.437	0.405	0.303	0.164	0.094	0.069
8-9&15-16	0.041	0.061	0.124	0.204	0.253	0.297	0.331	0.303	0.202	0.094	0.043	0.027
7-8&16-17	0.005	0.017	0.059	0.119	0.165	0.197	0.217	0.188	0.112	0.031	0.009	0.000
6-7&17-18	0.000	0.000	0.019	0.048	0.086	0.116	0.125	0.091	0.036	0.000	0.000	0.000
5-6&18-19	0.000	0.000	0.000	0.006	0.031	0.048	0.044	0.014	0.000	0.000	0.000	0.000

9 G-direct-tracking per uur												
G _{dir_track} (kWh/u)	jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec
11-12&12-13	0.373	0.329	0.419	0.470	0.485	0.539	0.589	0.615	0.553	0.434	0.351	0.313
10-11&13-14	0.345	0.308	0.398	0.449	0.473	0.525	0.566	0.593	0.535	0.401	0.325	0.299
9-10&14-15	0.300	0.271	0.360	0.406	0.451	0.490	0.552	0.555	0.494	0.350	0.276	0.246
8-9&15-16	0.226	0.212	0.294	0.368	0.394	0.438	0.499	0.509	0.424	0.283	0.205	0.173
7-8&16-17	0.000	0.136	0.231	0.305	0.341	0.376	0.428	0.434	0.363	0.185	0.000	0.000
6-7&17-18	0.000	0.000	0.279	0.234	0.279	0.328	0.376	0.362	0.297	0.000	0.000	0.000
5-6&18-19	0.000	0.000	0.000	0.000	0.250	0.274	0.290	0.225	0.000	0.000	0.000	0.000

10 G-direct-tracking per dag													per jaar		
G _{dir_track} (kWh/d)	2.490	2.513	3.961	4.463	5.343	5.939	6.600	6.589	5.331	3.306	2.315	2.062	gem/dg/jr.	% van 0°	(kWh/jr.)
G _{gl_track} (kWh/d)	3.688	4.217	6.187	6.913	8.093	8.626	9.267	8.812	7.368	5.233	3.729	3.216	6.29	148.0	2297.6

11a	verhouding G-direct-tracking-horizontale-as : G-direct-horizontaal													
	verh. $G_{dir, tr, 1as}/G_{dir, 0^\circ}$	$\omega = \gamma_s$	jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec
	11-12&12-13	7.5	2.22	1.75	1.40	1.19	1.09	1.06	1.07	1.14	1.30	1.62	2.07	2.39
	10-11&13-14	22.5	2.33	1.79	1.41	1.18	1.08	1.05	1.06	1.13	1.30	1.64	2.16	2.54
	9-10&14-15	37.5	2.65	1.90	1.42	1.16	1.06	1.03	1.04	1.11	1.29	1.71	2.41	2.96
	8-9&15-16	52.5	3.67	2.19	1.44	1.12	1.03	1.01	1.01	1.07	1.28	1.87	3.14	4.44
	7-8&16-17	67.5		3.46	1.50	1.06	1.00	1.01	1.00	1.02	1.24	2.45		
	6-7&17-18	82.5			1.99	1.01	1.12	1.17	1.15	1.06	1.11			
	5-6&18-19	97.5												
11b	G-direct-tracking-horizontale-as per uur													
	$G_{dir, tr, 1as}$ (kWh/u)		jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec
	11-12&12-13		0.370	0.326	0.415	0.466	0.481	0.535	0.584	0.610	0.548	0.430	0.349	0.311
	10-11&13-14		0.322	0.286	0.368	0.416	0.441	0.491	0.529	0.550	0.494	0.371	0.303	0.280
	9-10&14-15		0.247	0.218	0.286	0.325	0.369	0.406	0.454	0.447	0.392	0.280	0.225	0.204
	8-9&15-16		0.152	0.134	0.179	0.229	0.260	0.299	0.336	0.324	0.258	0.176	0.136	0.118
	7-8&16-17		0.000	0.059	0.089	0.125	0.165	0.198	0.218	0.191	0.139	0.076	0.000	0.000
	6-7&17-18				0.038	0.049	0.096	0.135	0.143	0.096	0.040	0.000		
	5-6&18-19													
11c	G-direct-tracking-horizontale-as per dag													
	$G_{dir, tr, 1as}$ (kWh/d)		2.18	2.05	2.75	3.22	3.62	4.13	4.53	4.44	3.75	2.67	2.03	1.82
	$G_{gl, tr, 1as}$ (kWh/d)		3.38	3.75	4.97	5.67	6.37	6.82	7.20	6.66	5.78	4.60	3.44	2.98
	perc. $G_{dir, tr, 1as}/G_{gl, 0^\circ}$ (%)		184.8	148.5	127.8	111.5	103.2	101.1	102.9	109.1	122.6	143.3	168.0	189.6
12a	zonnehoogtehoek													
	α_s		jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec
	11-12&12-13		26.6	34.5	45.0	56.6	65.8	70.0	68.2	60.7	49.5	37.8	28.6	24.5
	10-11&13-14		23.7	31.1	41.1	51.8	59.9	63.3	61.8	55.4	45.3	34.3	25.6	21.7
	9-10&14-15		18.1	25.0	34.1	43.6	50.7	53.6	52.3	46.8	37.9	27.9	19.9	16.3
	8-9&15-16		10.5	16.8	25.0	33.7	40.1	42.7	41.6	36.6	28.5	19.5	12.1	8.8
	7-8&16-17			7.2	14.8	22.9	29.0	31.6	30.5	25.6	18.0	9.7		
	6-7&17-18				3.9	11.8	17.9	20.6	19.4	14.5	7.0			
	5-6&18-19					0.8	7.1	10.0	8.8	3.6				
12b	hellinghoek ontvangend vlak (vast of track, via hor. As)													
	β	γ	jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec
	11-12&12-13	0	63.2	55.3	44.8	33.1	24.0	19.8	21.7	29.1	40.2	51.9	61.2	65.3
	10-11&13-14	0	64.6	56.8	46.7	36.0	28.2	24.9	26.3	32.5	42.4	53.5	62.6	66.7
	9-10&14-15	0	67.6	59.5	49.6	39.7	33.0	30.4	31.5	36.7	45.6	56.2	65.5	69.8
	8-9&15-16	0	73.0	63.6	52.5	42.4	35.9	33.4	34.5	39.4	48.3	59.8	70.6	75.7
	7-8&16-17	0		71.7	55.4	42.1	34.6	31.9	33.0	38.6	49.6	66.0		
	6-7&17-18	0			62.2	31.9	22.0	19.1	20.3	26.8	46.6			
	5-6&18-19	0												
12c	hellinghoek ontvangend vlak (track, via vert. as 30gr.)													
	β	γ	jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec
	11-12&12-13	0	63.2	55.3	44.8	33.1	24.0	19.8	21.7	29.1	40.2	51.9	61.2	65.3
	10-11&13-14	15	66.2	58.6	48.7	38.0	29.9	26.5	28.0	34.4	44.5	55.4	64.3	68.2
	9-10&14-15	15	70.5	63.2	53.8	44.1	37.1	34.3	35.5	41.0	49.9	60.1	68.6	72.5
	8-9&15-16	15	76.8	69.1	59.5	49.9	43.3	40.7	41.8	46.9	55.6	66.0	74.8	78.9
	7-8&16-17	15		78.2	66.5	55.2	47.7	44.7	46.0	51.8	61.9	74.3		
	6-7&17-18	15			79.8	61.3	49.8	45.5	47.3	55.9	72.1			
	5-6&18-19	15				83.9	46.2	36.5	40.3	64.4				
12d	azimuthoek van de zon													
	θ_z		jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec
	11-12&12-13		63.4	55.5	45.0	33.4	24.2	20.0	21.8	29.3	40.5	52.2	61.4	65.5
	10-11&13-14		66.3	58.9	48.9	38.2	30.1	26.7	28.2	34.6	44.7	55.7	64.4	68.3
	9-10&14-15		71.9	65.0	55.9	46.4	39.3	36.4	37.7	43.2	52.1	62.1	70.1	73.7
	8-9&15-16		79.5	73.2	65.0	56.3	49.9	47.3	48.4	53.4	61.5	70.5	77.9	81.2
	7-8&16-17		90.0	82.8	75.2	67.1	61.0	58.4	59.5	64.4	72.0	80.3	90.0	90.0
	6-7&17-18		90.0	90.0	86.1	78.2	72.1	69.4	70.6	75.5	83.0	90.0	90.0	90.0
	5-6&18-19		90.0	90.0	90.0	89.2	82.9	80.0	81.2	86.4	90.0	90.0	90.0	90.0
12e	verhouding G-direct-tracking-horizontale-as + vert. as 30gr : G-direct-horizontaal													
	verh. $G_{dir, tr, 1as, 30^\circ}/G_{dir, 0^\circ}$		jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec
	11-12&12-13		2.23	1.77	1.41	1.20	1.10	1.06	1.08	1.15	1.31	1.63	2.09	2.41
	10-11&13-14		2.47	1.92	1.52	1.27	1.15	1.12	1.13	1.21	1.40	1.76	2.30	2.69
	9-10&14-15		3.00	2.22	1.69	1.39	1.25	1.21	1.23	1.32	1.55	2.01	2.75	3.32
	8-9&15-16		4.38	2.81	1.97	1.55	1.37	1.32	1.34	1.46	1.77	2.46	3.82	5.19
	7-8&16-17			4.90	2.51	1.75	1.49	1.41	1.44	1.62	2.12	3.71		
	6-7&17-18				5.65	2.08	1.55	1.43	1.48	1.78	3.26			
	5-6&18-19					9.41	1.44	1.24	1.31	2.32				
12f	G-direct-tracking-horizontale-as+ vert. as 30gr. per uur													
	$G_{dir, tr, 1as, 30^\circ}$ (kWh/u)		jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec
	11-12&12-13		0.37	0.33	0.42	0.47	0.48	0.54	0.59	0.62	0.55	0.43	0.35	0.31
	10-11&13-14		0.34	0.31	0.40	0.45	0.47	0.52	0.56	0.59	0.53	0.40	0.32	0.30
	9-10&14-15		0.28	0.25	0.34	0.39	0.44	0.48	0.54	0.54	0.47	0.33	0.26	0.23
	8-9&15-16		0.18	0.17	0.25	0.32	0.35	0.39	0.44	0.44	0.36	0.23	0.17	0.14
	7-8&16-17			0.08	0.15	0.21	0.25	0.28	0.31	0.30	0.24	0.12		
	6-7&17-18				0.11	0.10	0.13	0.16	0.18	0.16	0.12			
	5-6&18-19					0.05	0.04	0.06	0.06	0.03				
12g	per jaar													
	$G_{dir, tr, 1as, 30^\circ}$ (kWh/d)		2.35	2.29	3.10	3.67	3.98	4.42	4.89	4.98	4.31	3.02	2.19	1.95
	$G_{gl, tr, 1as, 30^\circ}$ (kWh/d)		3.55	4.00	5.32	6.11	6.73	7.10	7.56	7.20	6.34	4.95	3.61	3.11
	gem/dg/jr. % van 0° (kWh/jr.)		5.47	128.8	1998.9									
13a=12a	hellinghoek ontvangend vlak (track, via vert. as 60gr.)													
	β	γ	jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec
	10-11&13-14	15	66.2	58.6	48.7	38.0	29.9	26.5	28.0	34.4	44.5	55.4	64.3	68.2
	9-10&14-15	30	71.7	64.8	55.7	46.1	39.1	36.2	37.5	43.0	51.9	61.9	70.0	73.6
	8-9&15-16	30	78.6	71.9	63.2	54.2	47.7	45.0	46.2	51.2	59.6	69.0	76.9	80.4
	7-8&16-17	30	90.0	80.9	71.6	61.9	55.1	52.2	53.4	58.8	67.7	77.9	90.0	90.0
	6-7&17-18	30	90.0	90.0	83.5	71.0	62.0	58.3	59.9	67.0	78.5	90.0	90.0	90.0
	5-6&18-19	30	90.0	90.0	90.0	87.9	71.9	65.2	68.1	80.7	90.0	90.0	90.0	90.0
13c=12c	verhouding G-direct-tracking-horizontale-as + vert. as 60gr : G-direct-horizontaal													
	verh. $G_{dir, tr, 1as, 60^\circ}/G_{dir, 0^\circ}$		jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec
	11-12&12-13		2.23	1.77	1.41	1.20	1.10	1.06	1.08	1.15	1.31	1.63	2.09	2.41
	10-11&13-14		2.47	1.92	1.52	1.27	1.15	1.12	1.13	1.21	1.40	1.76	2.30	2.69
	9-10&14-15		3.19	2.35	1.78	1.44	1.29	1.24	1.26	1.37	1.62	2.12	2.92	3.54
	8-9&15-16		5.07	3.22	2.22	1.71	1.49	1.41	1.44	1.60	1.9			

berekening tracking 1 as (hor.) aan de gevel													
15		jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sep	okt	nov	dec
	diff_u/diff_dg 11-13	0.163	0.148	0.134	0.12	0.111	0.108	0.11	0.116	0.127	0.142	0.158	0.17
	10-11&13-14	0.145	0.135	0.124	0.113	0.105	0.102	0.104	0.11	0.118	0.131	0.143	0.15
	9-10&14-15	0.113	0.11	0.105	0.1	0.093	0.092	0.093	0.097	0.103	0.108	0.112	0.114
	8-9&15-16	0.067	0.075	0.079	0.08	0.078	0.078	0.077	0.078	0.08	0.078	0.07	0.063
	7-8&16-17	0.01	0.032	0.045	0.055	0.058	0.06	0.059	0.057	0.051	0.04	0.017	
	6-7&17-18			0.01	0.028	0.037	0.04	0.038	0.033	0.022			
	5-6&18-19				0.002	0.016	0.02	0.018	0.008				
	G_diff 90gr	1.12	1.45	1.79	1.84	1.91	1.84	1.90	1.76	1.71	1.64	1.60	1.07
	G_diff 11-13	0.182	0.214	0.239	0.221	0.212	0.198	0.209	0.204	0.218	0.233	0.253	0.182
	10-11&13-14	0.162	0.195	0.221	0.208	0.201	0.187	0.198	0.194	0.202	0.215	0.229	0.161
	9-10&14-15	0.126	0.159	0.187	0.184	0.178	0.169	0.177	0.171	0.177	0.177	0.180	0.122
	7-8&16-17	0.011	0.046	0.080	0.101	0.111	0.110	0.112	0.100	0.087	0.066	0.027	
	6-7&17-18			0.018	0.051	0.071	0.073	0.072	0.058	0.038			
	5-6&18-19				0.004	0.031	0.037	0.034	0.014				
	G_dir 11-13 track-1as	0.370	0.326	0.415	0.425	0.326	0.303	0.359	0.495	0.548	0.430	0.349	0.311
	10-11&13-14 track-1as	0.322	0.286	0.368	0.407	0.347	0.345	0.391	0.493	0.494	0.371	0.303	0.280
	9-10&14-15 track-1as	0.247	0.218	0.286	0.325	0.335	0.342	0.396	0.446	0.392	0.280	0.225	0.204
	8-9&15-16 track-1as	0.152	0.134	0.179	0.229	0.254	0.275	0.317	0.324	0.258	0.176	0.136	0.118
	7-8&16-17 track-1as		0.059	0.089	0.125	0.156	0.174	0.198	0.191	0.139	0.076		
	6-7&17-18 track-1as			0.038	0.043	0.060	0.074	0.083	0.072	0.040			
	5-6&18-19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	G_gl 11-13	0.552	0.540	0.654	0.645	0.538	0.501	0.569	0.699	0.766	0.663	0.602	0.493
	10-11&13-14	0.484	0.481	0.589	0.615	0.548	0.532	0.589	0.686	0.697	0.586	0.532	0.441
	9-10&14-15	0.373	0.377	0.473	0.509	0.513	0.511	0.573	0.616	0.568	0.457	0.405	0.326
	8-9&15-16	0.227	0.243	0.320	0.376	0.403	0.418	0.463	0.461	0.396	0.304	0.248	0.186
	7-8&16-17	0.011	0.105	0.169	0.226	0.267	0.284	0.310	0.291	0.227	0.142	0.027	
	6-7&17-18			0.056	0.094	0.131	0.147	0.155	0.130	0.078			
	5-6&18-19				0.004	0.031	0.037	0.034	0.014				
	G_gl tot/dag	3.30	3.50	4.52	4.93	4.80	4.79	5.32	5.77	5.46	4.30	3.63	2.89
	G_gl tot/maand	102.2	98.7	140.2	147.9	148.8	143.6	164.8	178.8	163.9	133.4	108.9	89.6
									gem/dg/jr		kWh/jaar		% van 90gr
									4.44		1621.0		136.3

= G_dir_correctie

gem/dg/jr

4.44

kWh/jaar

1621.0

% van 90gr

136.3

berekening tracking 1 as (hor.) + 2e max 30gr. aan de gevel													
16		jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sep	okt	nov	dec
	G_dir 11-13 track	0.373	0.329	0.419	0.428	0.328	0.305	0.362	0.499	0.553	0.434	0.351	0.313
	G_diff 90gr	1.117	1.447	1.785	1.838	1.914	1.837	1.902	1.760	1.715	1.639	1.604	1.073
	diff_u/diff_dg 11-13	0.163	0.148	0.134	0.12	0.111	0.108	0.11	0.116	0.127	0.142	0.158	0.17
	G_diff 11-13	0.182	0.214	0.239	0.221	0.212	0.198	0.209	0.204	0.218	0.233	0.253	0.182
	G_gl 11-13	0.555	0.543	0.658	0.649	0.541	0.503	0.571	0.703	0.771	0.666	0.605	0.495
	G_dir:10-11&13-14 tr.1as-30gr.	0.342	0.306	0.396	0.447	0.392	0.389	0.442	0.556	0.533	0.399	0.323	0.297
	9-10&14-15 tr.1as-30gr.	0.280	0.254	0.341	0.391	0.438	0.448	0.520	0.536	0.470	0.330	0.257	0.229
	8-9&15-16 tr.1as	0.152	0.134	0.179	0.229	0.254	0.275	0.317	0.324	0.258	0.176	0.136	0.118
	7-8&16-17 tr.1as		0.059	0.089	0.125	0.156	0.174	0.198	0.191	0.139	0.076		
	6-7&17-18 tr.1as			0.038	0.043	0.060	0.074	0.083	0.072	0.040			
	diff_u/diff_dg:10-11&13-14	0.145	0.135	0.124	0.113	0.105	0.102	0.104	0.11	0.118	0.131	0.143	0.15
	9-10&14-15	0.113	0.11	0.105	0.1	0.093	0.092	0.093	0.097	0.103	0.108	0.112	0.114
	8-9&15-16	0.067	0.075	0.079	0.08	0.078	0.078	0.077	0.078	0.08	0.078	0.07	0.063
	7-8&16-17	0.01	0.032	0.045	0.055	0.058	0.06	0.059	0.057	0.051	0.04	0.017	
	6-7&17-18			0.01	0.028	0.037	0.04	0.038	0.033	0.022			
	G_diff:10-11&13-14	0.162	0.195	0.221	0.208	0.201	0.187	0.198	0.194	0.202	0.215	0.229	0.161
	9-10&14-15	0.126	0.159	0.187	0.184	0.178	0.169	0.177	0.171	0.177	0.177	0.180	0.122
	8-9&15-16	0.075	0.109	0.141	0.147	0.149	0.143	0.146	0.137	0.137	0.128	0.112	0.068
	7-8&16-17	0.011	0.046	0.080	0.101	0.111	0.110	0.112	0.100	0.087	0.066	0.027	
	6-7&17-18			0.018	0.051	0.071	0.073	0.072	0.058	0.038			
	G_gl: 10-11&13-14	0.504	0.502	0.617	0.655	0.593	0.577	0.639	0.750	0.735	0.613	0.552	0.458
	9-10&14-15	0.406	0.413	0.529	0.574	0.616	0.617	0.697	0.706	0.647	0.507	0.437	0.351
	8-9&15-16	0.227	0.243	0.320	0.376	0.403	0.418	0.463	0.461	0.396	0.304	0.248	0.186
	7-8&16-17	0.011	0.105	0.169	0.226	0.267	0.284	0.310	0.291	0.227	0.142	0.027	
	6-7&17-18			0.056	0.094	0.131	0.147	0.155	0.130	0.078			
	G_gl tot/dag	3.41	3.61	4.70	5.15	5.10	5.09	5.67	6.08	5.71	4.46	3.74	2.98
	G_gl tot/maand	105.6	102.1	145.7	154.5	158.1	152.8	175.8	188.6	171.2	138.4	112.2	92.4
									gem/dg/jr		kWh/jaar		% van 90gr
									4.65		1697.36		142.7

= G_dir_correctie

gem/dg/jr

4.65

kWh/jaar

1697.36

% van 90gr

142.7

G-direct-gecorrigeerd (hor. As)					
14	april	mei	juni	juli	
Corr.fac	0.91	0.68	0.57	0.62	0.81
	0.98	0.79	0.70	0.74	0.90
		0.91	0.84	0.87	1.00
		0.98	0.92	0.94	
		0.95	0.88	0.91	
	0.88	0.62	0.55	0.58	0.75
G-dir	0.466	0.481	0.535	0.584	0.610
	0.416	0.441	0.491	0.529	0.550
		0.369	0.406	0.454	0.447
		0.260	0.299	0.336	
		0.165	0.198	0.218	
	0.049	0.096	0.135	0.143	0.096
G_dir_corr	0.42	0.33	0.30	0.36	0.50
	0.41	0.35	0.34	0.39	0.49
		0.34	0.34	0.40	0.45
		0.25	0.27	0.32	
		0.16	0.17	0.20	
	0.04	0.06	0.07	0.08	0.07

14b

G-direct-gecorr. (hor. +vert. as)						
	april	mei	juni	juli		
Corr.fac	0.91	0.68	0.57	0.62	0.81	
		0.83	0.74	0.78	0.94	
			0.94	0.97		
G-dir	0.470	0.485	0.539	0.589	0.615	
		0.472	0.524	0.565	0.591	
			0.477	0.537		
G_dir_corr	0.43	0.33	0.31	0.36	0.50	
		0.39	0.39	0.44	0.56	
			0.45	0.52		

17

berekening vast 35gr. opt. aan de gevel												
	jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sep	okt	nov	dec
diff_u/diff_dg 11-13	0.163	0.148	0.134	0.12	0.111	0.108	0.11	0.116	0.127	0.142	0.158	0.17
10-11&13-14	0.145	0.135	0.124	0.113	0.105	0.102	0.104	0.11	0.118	0.131	0.143	0.15
9-10&14-15	0.113	0.11	0.105	0.1	0.093	0.092	0.093	0.097	0.103	0.108	0.112	0.114
8-9&15-16	0.067	0.075	0.079	0.08	0.078	0.078	0.077	0.078	0.08	0.078	0.07	0.063
7-8&16-17	0.01	0.032	0.045	0.055	0.058	0.06	0.059	0.057	0.051	0.04	0.017	
6-7&17-18			0.01	0.028	0.037	0.04	0.038	0.033	0.022			
5-6&18-19				0.002	0.016	0.02	0.018	0.008				
G_diff 35gr	1.20	1.70	2.23	2.45	2.75	2.69	2.67	2.22	2.04	1.93	1.41	1.15
G_diff 11-13	0.195	0.252	0.298	0.294	0.305	0.290	0.293	0.258	0.259	0.274	0.223	0.196
10-11&13-14	0.174	0.230	0.276	0.277	0.289	0.274	0.277	0.245	0.240	0.252	0.202	0.173
9-10&14-15	0.135	0.187	0.234	0.245	0.256	0.247	0.248	0.216	0.210	0.208	0.158	0.132
7-8&16-17	0.012	0.055	0.100	0.135	0.160	0.161	0.157	0.127	0.104	0.077	0.024	
6-7&17-18			0.022	0.069	0.102	0.107	0.101	0.073	0.045			
5-6&18-19				0.005	0.044	0.054	0.048	0.018				
gl_u/gl_dg 11-13	0.163	0.148	0.134	0.12	0.111	0.108	0.11	0.116	0.127	0.142	0.158	0.17
10-11&13-14	0.145	0.135	0.124	0.113	0.105	0.102	0.104	0.11	0.118	0.131	0.143	0.15
9-10&14-15	0.113	0.11	0.105	0.1	0.093	0.092	0.093	0.097	0.103	0.108	0.112	0.114
8-9&15-16	0.067	0.075	0.079	0.08	0.078	0.078	0.077	0.078	0.08	0.078	0.07	0.063
7-8&16-17	0.01	0.032	0.045	0.055	0.058	0.06	0.059	0.057	0.051	0.04	0.017	
6-7&17-18			0.01	0.028	0.037	0.04	0.038	0.033	0.022			
5-6&18-19			0	0.002	0.016	0.02	0.018	0.008				
G_gl 35gr	3.07	3.57	4.88	5.59	6.13	6.39	6.78	6.49	5.77	4.40	3.22	2.67
G_gl 11-13	0.500	0.528	0.654	0.670	0.681	0.690	0.746	0.753	0.733	0.625	0.508	0.454
10-11&13-14	0.445	0.482	0.605	0.631	0.644	0.652	0.705	0.714	0.681	0.577	0.460	0.400
9-10&14-15	0.347	0.393	0.512	0.559	0.570	0.588	0.631	0.629	0.595	0.475	0.360	0.304
8-9&15-16	0.205	0.268	0.385	0.447	0.478	0.498	0.522	0.506	0.462	0.343	0.225	0.168
7-8&16-17	0.031	0.114	0.219	0.307	0.356	0.383	0.400	0.370	0.294	0.176	0.055	
6-7&17-18			0.049	0.156	0.227	0.255	0.258	0.214	0.127			
5-6&18-19				0.011	0.098	0.128	0.122	0.052				
G_dir 11-13	0.305	0.276	0.355	0.376	0.376	0.400	0.452	0.495	0.475	0.351	0.285	0.257
10-11&13-14	0.271	0.252	0.329	0.355	0.355	0.377	0.428	0.469	0.441	0.324	0.258	0.227
9-10&14-15	0.211	0.205	0.278	0.314	0.315	0.340	0.383	0.414	0.385	0.267	0.202	0.173
8-9&15-16	0.125	0.140	0.210	0.251	0.264	0.289	0.317	0.333	0.299	0.193	0.126	0.095
7-8&16-17	0.019	0.060	0.119	0.173	0.196	0.222	0.243	0.243	0.191	0.099	0.031	
6-7&17-18			0.027	0.088	0.125	0.148	0.156	0.141	0.082			
5-6&18-19				0.000	0.000	0.000	0.000	0.000				
G_diff 90gr	1.12	1.45	1.79	1.84	1.91	1.84	1.90	1.76	1.71	1.64	1.60	1.07
G_gl tot/dag	2.98	3.31	4.42	4.95	5.18	5.39	5.86	5.95	5.46	4.11	3.41	2.58
G_gl tot/maand	92.34	93.60	137.08	148.50	160.44	161.67	181.63	184.36	163.78	127.39	102.17	79.93
									gem/dg/jr	kWh/jaar		% van 90gr
									4.47	1632.89		137.3

Bijlage B voor Karthoum, Sudan: tussenstappen berekeningen H.6

1 gemiddelde zonne-energie per dag van de maand in de Bilt NL															per jaar																												
breedtegraad (N)		18												jan		feb		mrt		apr		mei		jun		jul		aug		sep		okt		nov		dec		gem.		% van 0° kWh/jr.			
aantal dagen helling		(kWh)												31		28.25		31		30		31		30		31		31		30		31		30		31							
0°		Ggl_gem												5.83		6.59		7.25		7.56		7.11		6.83		6.81		6.67		6.49		6.10		5.95		5.73		6.57		100		2401.4	
		Gdir_gem												4.40		5.05		5.49		5.66		4.96		4.50		4.52		4.42		4.07		4.34		4.34		4.98							
		Gdiff_gem												1.43		1.54		1.76		1.90		2.15		2.33		2.29		2.15		2.08		2.02		1.60		1.39		1.59					
		% diff/gl												24.6		23.3		24.3		25.2		30.2		34.2		33.7		32.2		32.0		33.2		27.0		24.3		24.2					
18°		Ggl_gem												7.01		7.50		7.67		7.39		6.56		6.13		6.20		6.36		6.64		6.70		7.04		7.03		6.85		104.2		2501.9	
		Gdir_gem												1.67		1.74		1.90		1.95		2.11		2.25		2.22		2.14		2.17		2.17		1.84		1.64		29.3					
		% diff/gl												23.8		23.2		24.8		26.4		32.2		36.6		35.8		33.7		32.6		32.4		26.2		23.4		29.3					
90°		Ggl_gem												5.57		4.86		3.45		1.74		0.95		1.03		1.01		1.27		2.50		3.87		5.32		5.92		3.12		47.4		1138.4	
		Gdir_gem												1.80		1.78		1.68		1.36		0.95		1.03		1.01		1.17		1.59		1.85		1.87		1.83		63.8					
		% diff/gl												32.3		36.7		48.9		78.2		100.0		100.0		100.0		92.1		63.5		47.8		35.2		30.9		63.8					
declinatie _{gem/mnd} (°)														-20.9		-13		-2.4		9.4		18.8		23.1		21.2		13.5		2.2		-9.6		-18.9		-23							
N (uur)														11.0		11.4		11.9		12.4		12.8		13.1		13.0		12.6		12.1		11.6		11.1		10.9							

2 cosinus azimthoek zon														
cos θz	jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec		
11-12&12-13	7.5	0.77	0.85	0.93	0.98	0.99	0.99	0.99	0.99	0.95	0.88	0.79	0.75	
10-11&13-14	22.5	0.71	0.79	0.86	0.92	0.93	0.93	0.93	0.93	0.89	0.81	0.73	0.69	
9-10&14-15	37.5	0.59	0.67	0.74	0.79	0.81	0.82	0.82	0.81	0.77	0.69	0.61	0.57	
8-9&15-16	52.5	0.43	0.49	0.57	0.62	0.65	0.65	0.65	0.64	0.59	0.52	0.45	0.41	
7-8&16-17	67.5	0.23	0.29	0.35	0.41	0.44	0.46	0.45	0.43	0.38	0.31	0.24	0.21	
	82.5			0.11	0.17	0.22	0.24	0.23	0.19	0.14	0.07			
	97.5													

3 verhouding G-direct-tracking : G-direct-horizontaal														
verh. G _{dir_track} /G _{dir_0°}	jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec		
11-12&12-13	1.30	1.18	1.08	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01	1.05	1.14	1.26	1.34		
10-11&13-14	1.41	1.27	1.16	1.09	1.07	1.08	1.07	1.08	1.12	1.23	1.37	1.45		
9-10&14-15	1.68	1.50	1.35	1.26	1.23	1.23	1.23	1.24	1.31	1.44	1.63	1.74		
8-9&15-16	2.32	2.02	1.77	1.61	1.54	1.53	1.53	1.57	1.69	1.93	2.23	2.43		
7-8&16-17	4.35	3.51	2.85	2.44	2.25	2.19	2.22	2.35	2.66	3.25	4.09	4.67		
			9.00	5.78	4.61	4.25	4.40	5.19	7.36					

4 verhouding G-globaal/uur : G-globaal/dag														
verh. G _{gl_uur} /G _{gl_dag}	jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec		
11-12&12-13	0.151	0.147	0.141	0.136	0.132	0.131	0.131	0.135	0.14	0.145	0.15	0.153		
10-11&13-14	0.136	0.131	0.128	0.124	0.121	0.121	0.121	0.123	0.127	0.13	0.134	0.137		
9-10&14-15	0.106	0.106	0.104	0.103	0.101	0.101	0.101	0.103	0.104	0.105	0.108	0.106		
8-9&15-16	0.07	0.072	0.074	0.074	0.077	0.076	0.076	0.075	0.074	0.072	0.071	0.07		
7-8&16-17	0.032	0.037	0.04	0.044	0.047	0.047	0.046	0.044	0.042	0.038	0.033	0.032		
6-7&17-18		0.005	0.011	0.017	0.02	0.022	0.021	0.017	0.013	0.008				
5-6&18-19				0	0	0.001	0	0						

5 verhouding G-diffuus/uur : G-diffuus/dag														
verh. G _{diff_uur} /G _{diff_dag}	jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec		
11-12&12-13	0.14	0.136	0.131	0.126	0.122	0.119	0.12	0.125	0.13	0.134	0.139	0.141		
10-11&13-14	0.131	0.127	0.122	0.118	0.116	0.113	0.105	0.118	0.12	0.125	0.13	0.131		
9-10&14-15	0.108	0.108	0.105	0.103	0.101	0.1	0.1	0.102	0.104	0.106	0.109	0.109		
8-9&15-16	0.078	0.079	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.079	0.078	0.078		
7-8&16-17	0.041	0.046	0.049	0.051	0.054	0.055	0.056	0.052	0.05	0.047	0.042	0.04		
6-7&17-18		0.006	0.014	0.022	0.027	0.03	0.029	0.023	0.017	0.01	0.001			
5-6&18-19				0.003										

6 G-diffuus-horizontaal per uur														
G _{diff_0°} (kWh/u)	jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec		
11-12&12-13	0.200	0.209	0.231	0.240	0.263	0.278	0.275	0.268	0.270	0.271	0.223	0.196		
10-11&13-14	0.188	0.195	0.215	0.225	0.250	0.264	0.241	0.253	0.249	0.253	0.208	0.182		
9-10&14-15	0.155	0.166	0.185	0.196	0.217	0.233	0.229	0.219	0.216	0.214	0.175	0.151		
8-9&15-16	0.112	0.121	0.141	0.152	0.172	0.187	0.183	0.172	0.166	0.160	0.125	0.108		
7-8&16-17	0.059	0.071	0.086	0.097	0.116	0.128	0.128	0.112	0.104	0.095	0.067	0.056		
6-7&17-18	0.000	0.009	0.025	0.042	0.058	0.070	0.066	0.049	0.035	0.020	0.002	0.000		
5-6&18-19	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.007	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000		

7 G-globaal-horizontaal per uur														
G _{gl_0°} (kWh/u)	jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec		
11-12&12-13	0.880	0.969	1.023	1.029	0.939	0.894	0.892	0.900	0.909	0.884	0.892	0.876		
10-11&13-14	0.793	0.863	0.928	0.938	0.861	0.826	0.824	0.820	0.825	0.792	0.797	0.785		
9-10&14-15	0.618	0.699	0.754	0.779	0.719	0.690	0.688	0.687	0.675	0.640	0.642	0.607		
8-9&15-16	0.408	0.474	0.537	0.560	0.548	0.519	0.518	0.500	0.481	0.439	0.422	0.401		
7-8&16-17	0.186	0.244	0.290	0.333	0.334	0.321	0.313	0.293	0.273	0.232	0.196	0.183		
6-7&17-18	0.000	0.033	0.080	0.129	0.142	0.150	0.143	0.113	0.084	0.049	0.000	0.000		
5-6&18-19	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.007	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000		

8 G-direct-tracking per uur														
G _{dir_0°} (kWh/u)	jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec		
11-12&12-13	0.679	0.760	0.791	0.789	0.676	0.617	0.617	0.632	0.639	0.613	0.669	0.680		
10-11&13-14	0.605	0.668	0.713	0.713	0.611	0.563	0.583	0.567	0.575	0.540	0.588	0.603		
9-10&14-15	0.463	0.533	0.569	0.583	0.501	0.456	0.459	0.468	0.459	0.426	0.467	0.456		
8-9&15-16	0.296	0.353	0.396	0.407	0.376	0.332	0.334	0.328	0.314	0.279	0.297	0.293		
7-8&16-17	0.128	0.173	0.204	0.236	0.218	0.193	0.185	0.182	0.169	0.137	0.129	0.128		
6-7&17-18	0.000	0.024	0.055	0.087	0.084	0.080	0.077	0.064	0.049	0.029	-0.002	0.000		
5-6&18-19	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000		

9 G-direct-tracking per uur														
G _{dir_track} (kWh/u)	jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec		
11-12&12-13	0.882	0.895	0.852	0.804	0.682	0.624	0.623	0.639	0.670	0.698	0.845	0.910		
10-11&13-14	0.851	0.850	0.824	0.778	0.656	0.605	0.627	0.612	0.647	0.662	0.804	0.876		
9-10&14-15	0.779	0.800	0.768	0.733	0.616	0.560	0.563	0.581	0.600	0.615	0.761	0.794		
8-9&15-16	0.688	0.714	0.699	0.655	0.580	0.508	0.513	0.517	0.532	0.538	0.664	0.710		
7-8&16-17	0.556	0.607	0.581	0.576	0.491	0.422	0.410	0.427	0.450	0.445	0.528	0.596		
6-7&17-18	0.000	0.000	0.496	0.501	0.388	0.341	0.336	0.332	0.36					

11a	verhouding G-direct-tracking-horizontale as : G-direct-horizontaal														
verh. $G_{dir_tr_1as}/G_{dir_0^\circ}$	$\omega = \gamma_s$	jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec		
11-12&12-13	7.5	1.29	1.17	1.07	1.01	1.00	1.00	1.00	1.00	1.04	1.13	1.25	1.33		
10-11&13-14	22.5	1.31	1.18	1.07	1.01	1.00	1.01	1.00	1.00	1.04	1.14	1.27	1.36		
9-10&14-15	37.5	1.38	1.21	1.07	1.01	1.00	1.02	1.01	1.00	1.04	1.16	1.33	1.44		
9-10&14-15	52.5	1.56	1.28	1.08	1.00	1.02	1.05	1.03	1.00	1.03	1.20	1.48	1.66		
7-8&16-17	67.5	2.20	1.53	1.10	1.00	1.09	1.16	1.13	1.03	1.02	1.34	1.99	2.46		
6-7&17-18	82.5			1.23	1.20	1.59	1.74	1.68	1.38	1.00	2.97				
5-6&18-19	97.5														
11b	G-direct-tracking-horizontale-as per uur														
$G_{dir_tr_1as}$ (kWh/u)		jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec		
11-12&12-13	0.875	0.888	0.845	0.798	0.677	0.620	0.618	0.634	0.664	0.692	0.838	0.904			
10-11&13-14	0.795	0.788	0.762	0.720	0.612	0.567	0.585	0.568	0.598	0.613	0.750	0.820			
9-10&14-15	0.641	0.644	0.610	0.586	0.503	0.464	0.463	0.468	0.476	0.492	0.622	0.658			
8-9&15-16	0.462	0.453	0.426	0.408	0.383	0.348	0.345	0.329	0.325	0.335	0.438	0.485			
7-8&16-17	0.281	0.265	0.223	0.237	0.238	0.223	0.208	0.187	0.173	0.183	0.256	0.314			
6-7&17-18			0.068	0.104	0.134	0.140	0.128	0.088	0.049	0.085					
5-6&18-19															
11c	G-direct-tracking-horizontale-as per dag														
$G_{dir_tr_1as}$ (kWh/d)		6.11	6.08	5.87	5.71	5.09	4.72	4.70	4.55	4.57	4.80	5.81	6.36		
$G_{gl_tr_1as}$ (kWh/d)		7.78	7.81	7.77	7.66	7.21	6.97	6.92	6.69	6.73	6.97	7.65	8.00		
		241.08	220.76	240.93	229.77	223.39	208.95	214.52	207.44	202.02	216.07	229.50	248.05		
perc. $G_{gl_tr_1as}/G_{gl_0^\circ}(\%)$		133.4	118.6	107.2	101.3	101.3	102.0	101.6	100.3	103.7	114.3	128.7	139.7		
12a	zonnehoogtehoek														
α_s		jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec		
11-12&12-13		50.4	58.1	68.3	78.7	82.8	81.3	82.2	81.5	72.6	61.4	52.4	48.4		
10-11&13-14		45.3	51.9	59.9	66.5	68.6	68.3	68.6	67.9	62.9	54.6	47.0	43.5		
9-10&14-15		36.5	41.7	47.8	52.6	54.5	54.6	54.6	53.7	50.0	43.8	37.9	35.0		
8-9&15-16		25.5	29.6	34.4	38.4	40.4	40.8	40.7	39.4	36.2	31.3	26.6	24.3		
7-8&16-17		13.3	16.6	20.5	24.2	26.4	27.1	26.8	25.2	22.1	17.9	14.1	12.4		
6-7&17-18				6.4	10.0	12.5	13.6	13.1	11.1	7.8					
5-6&18-19															
12b	hellinghoek ontvangend vlak (vast of track. via hor. as)														
β	γ	jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec		
11-12&12-13	0	39.3	31.7	21.5	11.2	7.1	8.6	7.7	8.4	17.3	28.4	37.4	41.4		
10-11&13-14	0	42.5	35.9	28.2	21.8	19.9	20.1	19.9	20.6	25.3	33.3	40.8	44.3		
9-10&14-15	0	47.0	41.6	35.7	31.2	29.5	29.4	29.4	30.2	33.7	39.6	45.6	48.6		
8-9&15-16	0	51.9	46.9	41.6	37.5	35.6	35.2	35.3	36.5	39.8	45.1	50.6	53.4		
7-8&16-17	0	58.3	52.1	45.6	40.4	37.7	36.8	37.1	39.1	43.4	49.8	56.6	60.2		
6-7&17-18	0			49.4	36.6	30.4	28.3	29.2	33.6	43.6					
5-6&18-19	0														
12c	hellinghoek ontvangend vlak (track. via vert. as 30gr.)														
β	γ	jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec		
11-12&12-13	0	39.3	31.7	21.5	11.2	7.1	8.6	7.7	8.4	17.3	28.4	37.4	41.4		
10-11&13-14	15	44.5	37.9	29.9	23.3	21.2	21.5	21.3	21.9	26.9	35.2	42.8	46.3		
9-10&14-15	15	51.3	46.0	39.9	35.2	33.4	33.3	33.3	34.2	37.8	43.9	49.9	52.8		
8-9&15-16	15	59.0	54.3	49.2	45.0	43.0	42.6	42.7	44.0	47.3	52.5	57.7	60.3		
7-8&16-17	15	68.8	64.0	58.4	53.6	50.8	49.9	50.3	52.3	56.4	62.1	67.5	70.2		
6-7&17-18	15			73.7	65.4	59.8	57.7	58.6	62.8	70.3					
5-6&18-19	15														
12d	azimuthoek van de zon														
θ_z		jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec		
10-11&13-14		39.6	31.9	21.7	11.3	7.2	8.7	7.8	8.5	17.4	28.6	37.6	41.6		
9-10&14-15		44.7	38.1	30.1	23.5	21.4	21.7	21.4	22.1	27.1	35.4	43.0	46.5		
8-9&15-16		53.5	48.3	42.2	37.4	35.5	35.4	35.4	36.3	40.0	46.2	52.1	55.0		
7-8&16-17		64.5	60.4	55.6	51.6	49.6	49.2	49.3	50.6	53.8	58.7	63.4	65.7		
6-7&17-18		76.7	73.4	69.5	65.8	63.6	62.9	63.2	64.8	67.9	72.1	75.9	77.6		
5-6&18-19		90.0	90.0	83.6	80.0	77.5	76.4	76.9	78.9	82.2	90.0	90.0	90.0		
12e	verhouding G-direct-tracking-horizontale as + vert. as 30gr : G-direct-horizontaal														
verh. $G_{dir_tr_1as_30^\circ}/G_{dir_0^\circ}$		jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec		
11-12&12-13	1.30	1.18	1.08	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.05	1.14	1.26	1.34		
10-11&13-14	1.40	1.27	1.15	1.09	1.07	1.07	1.07	1.08	1.12	1.22	1.36	1.45			
9-10&14-15	1.60	1.44	1.30	1.22	1.20	1.20	1.20	1.21	1.27	1.39	1.55	1.65			
8-9&15-16	1.94	1.72	1.53	1.41	1.37	1.36	1.36	1.39	1.48	1.64	1.87	2.02			
7-8&16-17	2.77	2.28	1.91	1.68	1.58	1.55	1.57	1.63	1.80	2.13	2.62	2.95			
6-7&17-18			3.57	2.40	1.99	1.87	1.92	2.19	2.96						
5-6&18-19															
12f	G-direct-tracking-horizontale-as+ vert. as 30gr. per uur														
$G_{dir_tr_1as_30^\circ}$ (kWh/u)		jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec		
11-12&12-13	0.88	0.89	0.85	0.80	0.68	0.62	0.62	0.64	0.67	0.70	0.84	0.91			
10-11&13-14	0.85	0.85	0.82	0.78	0.66	0.60	0.63	0.61	0.65	0.66	0.80	0.87			
9-10&14-15	0.74	0.77	0.74	0.71	0.60	0.55	0.55	0.57	0.58	0.59	0.73	0.75			
8-9&15-16	0.57	0.61	0.60	0.58	0.51	0.45	0.45	0.46	0.46	0.46	0.56	0.59			
7-8&16-17	0.35	0.39	0.39	0.40	0.35	0.30	0.29	0.30	0.30	0.29	0.34	0.38			
6-7&17-18			0.20	0.21	0.17	0.15	0.15	0.14	0.15						
5-6&18-19															
12g	G-direct-tracking-horizontale-as+ vert. as 30gr. per dag														
$G_{dir_tr_1as_30^\circ}$ (kWh/d)		6.80	7.02	6.82	6.53	5.59	5.05	5.08	5.14	5.33	5.40	6.53	7.01		
$G_{gl_tr_1as_30^\circ}$ (kWh/d)		8.47	8.76	8.73	8.49	7.71	7.29	7.31	7.28	7.50	7.57	8.37	8.65		
		262.5	247.4	270.5	254.6	238.9	218.8	226.5	225.7	224.9	234.6	251.1	268.1		
12a	hellinghoek ontvangend vlak (track. via vert. as 60gr.)														
13b	β	γ	jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec	
10-11&13-14	15	44.5	37.9	29.9	23.3	21.2	21.5	21.3	21.9	26.9	35.2	42.8	46.3		
9-10&14-15	30	53.3	48.0	41.9	37.1	35.3	35.2	35.2	36.1	39.8	45.9	51.9	54.8		
8-9&15-16	30	62.7	58.4	53.4	49.3	47.4	46.9	47.1	48.3	51.6	56.7	61.5	63.9		
7-8&16-17	30	73.4	69.4	64.7	60.5	58.0	57.1	57.5	59.3	62.9	67.9	72.4	74.5		
6-7&17-18	30	90.0	90.0	79.6	73.9	69.9	68.3	69.0	72.1	77.3	90.0	90.0	90.0		
5-6&18-19	30	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0		
12c	verhouding G-direct-tracking-horizontale as + vert. as 60gr : G-direct-horizontaal														
verh. $G_{dir_tr_1as_60^\circ}/G_{dir_0^\circ}$		jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sept	okt	nov	dec		
11-12&12-13	1.30	1.18	1.08	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.05	1.14	1.26	1.34		
10-11&13-14	1.40	1.27	1.15	1.09	1.07	1.07	1.07	1.08	1.12	1.22	1.36	1.45			
9-10&14-15	1.67	1.50	1.34	1.25	1.23	1.22	1.22	1.24	1.30	1.44	1.62	1.73			
8-9&15-16	2.18	1.91	1.68	1.53	1.48	1.46	1.47	1.50	1.61	1.82	2.10	2.27			
7-8&16-17	3.51	2.85	2.34	2.03	1.89	1.84	1.86	1.96	2.20	2.65	3.30	3.75			

14b

G-direct-gecorr. (hor. + vert. as)										
	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sep	okt	
corr.fac	0.796	0.586	0.319	0.205	0.248	0.222	0.243	0.482	0.735	
		0.764	0.627	0.578	0.585	0.580	0.596	0.706	0.854	
			0.854	0.826	0.824	0.824	0.838			
G-dir	0.895	0.852	0.804	0.682	0.624	0.623	0.639	0.670	0.698	
		0.823	0.776	0.655	0.605	0.626	0.611	0.646	0.661	
			0.713	0.600	0.546	0.549	0.566			
G-dir-con	0.712	0.499	0.257	0.140	0.155	0.138	0.155	0.323	0.513	
		0.629	0.487	0.379	0.354	0.363	0.364	0.456	0.564	
			0.609	0.496	0.450	0.452	0.474			

berekening vast 18gr. opt. aan de gevel													
17	jan	feb	mrt	apr	mei	jun	jul	aug	sep	okt	nov	dec	
diff_u/diff_dg 11-13	0.14	0.136	0.131	0.126	0.122	0.119	0.12	0.125	0.13	0.134	0.139	0.141	
10-11&13-14	0.131	0.127	0.122	0.118	0.116	0.113	0.105	0.118	0.12	0.125	0.13	0.131	
9-10&14-15	0.108	0.108	0.105	0.103	0.101	0.1	0.1	0.102	0.104	0.106	0.109	0.109	
8-9&15-16	0.078	0.079	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.079	0.078	0.078	
7-8&16-17	0.041	0.046	0.049	0.051	0.054	0.055	0.056	0.052	0.05	0.047	0.042	0.04	
6-7&17-18		0.006	0.014	0.022	0.027	0.03	0.029	0.023	0.017	0.01	0.001		
5-6&18-19						0.003							
G_diff 18gr	1.67	1.74	1.90	1.95	2.11	2.25	2.22	2.14	2.17	2.17	1.84	1.64	
G_diff 11-13	0.234	0.237	0.250	0.246	0.258	0.267	0.267	0.268	0.282	0.291	0.256	0.232	
10-11&13-14	0.219	0.221	0.232	0.230	0.245	0.254	0.233	0.253	0.260	0.271	0.239	0.215	
9-10&14-15	0.180	0.188	0.200	0.201	0.213	0.225	0.222	0.219	0.225	0.230	0.201	0.179	
8-9&15-16	0.130	0.137	0.152	0.156	0.169	0.180	0.178	0.171	0.173	0.171	0.143	0.128	
7-8&16-17	0.068	0.080	0.093	0.100	0.114	0.123	0.125	0.111	0.108	0.102	0.077	0.066	
6-7&17-18			0.027	0.043	0.057	0.067	0.064	0.049	0.037	0.022	0.002		
5-6&18-19						0.007							
gl_u/gl_dg 11-13	0.151	0.147	0.141	0.136	0.132	0.131	0.131	0.135	0.14	0.145	0.15	0.153	
10-11&13-14	0.136	0.131	0.128	0.124	0.121	0.121	0.121	0.123	0.127	0.13	0.134	0.137	
9-10&14-15	0.106	0.106	0.104	0.103	0.101	0.101	0.101	0.103	0.104	0.105	0.108	0.106	
8-9&15-16	0.07	0.072	0.074	0.074	0.077	0.076	0.076	0.075	0.074	0.072	0.071	0.07	
7-8&16-17	0.032	0.037	0.04	0.044	0.047	0.047	0.046	0.044	0.042	0.038	0.033	0.032	
6-7&17-18		0.005	0.011	0.017	0.02	0.022	0.021	0.017	0.013	0.008			
5-6&18-19						0.001							
G_gl 18gr	7.01	7.50	7.67	7.39	6.56	6.13	6.20	6.36	6.64	6.70	7.04	7.03	
G_gl 11-13	1.059	1.103	1.081	1.005	0.866	0.804	0.812	0.859	0.930	0.972	1.055	1.076	
10-11&13-14	0.954	0.983	0.982	0.917	0.794	0.742	0.750	0.783	0.844	0.871	0.943	0.963	
9-10&14-15	0.744	0.795	0.797	0.761	0.663	0.620	0.626	0.655	0.691	0.704	0.760	0.745	
8-9&15-16	0.491	0.540	0.567	0.547	0.505	0.466	0.471	0.477	0.492	0.482	0.499	0.492	
7-8&16-17	0.224	0.278	0.307	0.325	0.308	0.288	0.285	0.280	0.279	0.255	0.232	0.225	
6-7&17-18		0.038	0.084	0.126	0.131	0.135	0.130	0.108	0.086	0.054			
5-6&18-19						0.006							
G_dir 11-13	0.825	0.866	0.832	0.759	0.608	0.536	0.546	0.591	0.649	0.681	0.800	0.844	
10-11&13-14	0.735	0.762	0.749	0.686	0.549	0.489	0.517	0.530	0.584	0.600	0.704	0.748	
9-10&14-15	0.563	0.607	0.597	0.560	0.449	0.395	0.404	0.437	0.466	0.474	0.559	0.566	
8-9&15-16	0.361	0.403	0.415	0.391	0.336	0.287	0.293	0.306	0.318	0.311	0.356	0.364	
7-8&16-17	0.156	0.198	0.213	0.226	0.194	0.165	0.161	0.169	0.171	0.153	0.155	0.159	
6-7&17-18		0.038	0.058	0.083	0.074	0.068	0.066	0.059	0.050	0.032			
5-6&18-19													
G_diff 90gr	1.80	1.78	1.68	1.36	0.95	1.03	1.01	1.17	1.59	1.85	1.87	1.83	
G_gl tot/dag	7.083	7.528	7.412	6.767	5.374	4.906	4.981	5.354	6.063	6.351	7.019	7.195	
G_gl tot/maand	219.6	212.7	229.8	203.0	166.6	147.2	154.4	166.0	181.9	196.9	210.6	223.0	
								gem/dg/jr	kWh/jaar		% van 90gr		
								6.3	2311.6		203.1		

Bijlage C: Berekening financiële waarde bij afschrijvingsperiode

kWh-prijs	0.22	
systeemrendement	10%	
infl	1.8%	
prijsstijging kWh /jr	10%	14%

break-even investering (Euro) bij 10% prijsst.					
kWh/jr:	47,1				
jaar	kWh	kWh-prijs	€/jr	€/jr na infl.	tot. 10/12 jr.
1	47,1	0,220	10,36	10,17	
2	94,1	0,242	11,39	10,99	
3	141,2	0,266	12,53	11,88	
4	188,3	0,293	13,78	12,83	
5	235,4	0,322	15,16	13,87	
6	282,4	0,354	16,68	14,99	
7	329,5	0,390	18,35	16,19	
8	376,6	0,429	20,18	17,50	
9	423,7	0,472	22,20	18,91	
10	470,7	0,519	24,42	20,43	147,76
11	517,8	0,571	26,86	22,08	
12	564,9	0,628	29,55	23,85	193,69

break-even investering (Euro) bij 14% prijsst.					
kWh/jr:	47,1				
jaar	kWh	kWh-prijs	€/jr	€/jr na infl.	tot. 10/12 jr.
1	47,1	0,220	10,36	10,17	
2	94,1	0,251	11,81	11,39	
3	141,2	0,286	13,46	12,76	
4	188,3	0,326	15,34	14,29	
5	235,4	0,372	17,49	16,00	
6	282,4	0,424	19,94	17,92	
7	329,5	0,483	22,73	20,06	
8	376,6	0,550	25,91	22,47	
9	423,7	0,628	29,54	25,16	
10	470,7	0,715	33,68	28,18	178,39
11	517,8	0,816	38,39	31,55	
12	564,9	0,930	43,77	35,33	245,28

Bijlage D: Sterkte – en stijfheids/vervormingsberekening koker- en U-profielen

bepalen dimensies aluminium profielen					
q-wind (kN/m ²) (max.15m)	1.19	kokerprofiel		U-profiel	
windvormfactor	0.8	d (mm)	4	d (mm)	3
b/drager (m)	1.75	b (mm)	50	b (mm)	50
		h (mm)	100	h (mm)	125
q (kN/m)	1.666	Sz (mm ³)	56800	Sz (mm ³)	47073
I (drager) (mm)	3100	Zc (mm)	50	Zc (mm)	53.4
E (N/mm ²)	70000	Izz (mm ³)	1441259	Izz (mm ³)	1394325
M (kNm)	2.00	A (mm ²)	1136	A (mm ²)	882
σ-max alu (N/mm ²)	140	W (mm ³)	28825	W (mm ³)	19466
sterkte- en vervormingseisen		w [mm]	7.9	w [mm]	8.2
W (mm ³)	14295				
w-max (m/m-gevel)	0.003				
w-max (mm)	9.3				

Bijlage E: Berekening kabel/transportverlies voor serie- en PV-wirefree-parallelschakeling

berekening transportverlies					
PV-serie (conventioneel)			PV-wirefree (parallel)		
ρ ($\Omega/\text{m}^2\text{mm}$)	0.017	P travee	1087	Pv-situ1 (W)	1.296
A (mm^2)	4	N panelen	7	Pv (%)	0.12
I (A)	7.4			Pv-situ2 (W)	5.808
h	3.2	h (m)	3.2	Pv (%)	0.53
b	1.8	a	0.46	Pv-situ3 (W)	12.890
I-tot	19	ρ ($\Omega/\text{m}^2\text{mm}$)	0.028	Pv (%)	0.59
R	0.081	A (mm^2)	850		
Pverlies (W)	4.4				
verlies (%)	0.41	aantal pan.	I	R	Pv, traject
		1	14.8	0.0000	0.003
voor 2 traveeën		2	29.6	0.0000	0.026
R	0.16	3	44.4	0.0000	0.089
Pverlies (W)	8.8	4	59.2	0.0001	0.211
verlies (%)	0.41	5	74.0	0.0001	0.412
		6	88.8	0.0001	0.712
voor 4 traveeën		7	103.6	0.0001	1.131
R	0.32	8	118.4	0.0001	1.689
Pverlies (W)	17.7	9	133.2	0.0001	2.405
verlies (%)	0.41	10	148.0	0.0002	3.298
		11	162.8	0.0002	4.390
		12	177.6	0.0002	5.700
		13	192.4	0.0002	7.247
		14	207.2	0.0002	9.051
		15	222.0	0.0002	11.132
		16	236.8	0.0002	13.511
		17	251.6	0.0003	16.205
		18	266.4	0.0003	19.237
		19	281.2	0.0003	22.624
		20	296.0	0.0003	26.388
		21	310.8	0.0003	30.547
		22	325.6	0.0003	35.122
		23	340.4	0.0003	40.133
		24	355.2	0.0004	45.598
		25	370.0	0.0004	51.539
		26	384.8	0.0004	57.974
		27	399.6	0.0004	64.924
		28	414.4	0.0004	72.408

Bijlage G: dikteberekening glaspanelen

bepalen dimensies glaspanelen/lamellen					
σ -glas, max (N/mm^2)		afmetingen		sterkte-eisen	
	50	I-midden (m)	1.75	d-midden (mm)	1.6
q-wind (kN/m^2)	1.19	I-eind (m)	0.85	d-eind (mm)	6.4
(max 15m)		breedte (m)	0.45		
windvormfactor	0.8	lengte tot. (m)	3.6	W	307200
q (kN/m)	0.428	A (m^2)	1.5525	G-glas (kg)	41.0
E (N/mm^2)	70000				
ρ (kg/m^3)	1650	Doorbuigingseisen		Doorbuiging	
I (mm^4)	153600	w-max (m/m-gevel)	0.003	w E1	4.9
M-I2 (kNm)	0.164			w E2	2.8
M-eind (I1)(kNm)	0.155	w-max midden (mm)	5.3	w-tot E	2.1
M-midden	0.009			w A1	7.6
W-midden (mm^3)	185			w A2	7.1
W-eind (mm^3)	3095	w-max eind (mm)	2.55	w A3	2.6
				w-tot A	2.2
				d-glas (mm)	16