

2011
2012

BEDRIJFSECONOMISCHE WETENSCHAPPEN

*master in de toegepaste economische wetenschappen:
beleidsmanagement*

Masterproef

*De rendabiliteit van particuliere fotovoltaïsche
installaties op een noord-zuid as doorheen Europa*

Promotor :
Prof.dr.ir Steven VAN PASSEL

Dennis Bollen

*Masterproef voorgedragen tot het bekomen van de graad van master in de toegepaste
economische wetenschappen , afstudeerrichting beleidsmanagement*

2011
2012

BEDRIJFSECONOMISCHE WETENSCHAPPEN

*master in de toegepaste economische wetenschappen:
beleidsmanagement*

Masterproef

*De rendabiliteit van particuliere fotonvoltaïsche
installaties op een noord-zuid as doorheen Europa*

Promotor :
Prof.dr.ir Steven VAN PASSEL

Dennis Bollen

*Masterproef voorgedragen tot het bekomen van de graad van master in de toegepaste
economische wetenschappen , afstudeerrichting beleidsmanagement*

Woord vooraf

Ter voltooiing van de opleiding Toegepaste Economische Wetenschappen, met als afstudeerrichting Beleidsmanagement, aan de Universiteit Hasselt, heb ik als onderwerp voor mijn masterproef gekozen voor de rendabiliteit van particuliere fotovoltaïsche installaties op een noord-zuid as doorheen Europa.

De interesse voor hernieuwbare energie en specifiek fotovoltaïsche energie, heb ik meegekregen van mijn ouders. Dit in combinatie met de populariteit van deze markt, leek het me interessant om deze richting uit te gaan voor mijn eindverhandeling.

Graag zou ik hier enkele personen willen bedanken voor hun hulp tijdens het schrijven van deze masterproef. Eerst en vooral gaat mijn dank uit naar Prof.dr.ir Steven Van Passel, de promotor van deze masterproef, die me de mogelijkheid heeft gegeven om dit onderwerp te kiezen en uit te werken. Daarnaast wil ik ook graag de heer Sebastien Lizin bedanken voor zijn deskundig advies, opbouwende kritiek en zijn rol als contactpersoon waar ik steeds terecht kon voor alle vragen en een passend antwoord kon verwachten.

Ten slotte wil ik ook mijn ouders bedanken. Zij hebben me de mogelijkheid gegeven verder te studeren in de richting die ik voor ogen had.

Samenvatting

De afgelopen jaren zijn hernieuwbare energiebronnen enorm in populariteit toegenomen. Mede door een groeiend publiek bewustzijn inzake de milieuproblematiek en zowel nationale als internationale maatregelen om milieuproblemen aan te pakken, zijn hernieuwbare energiebronnen in een nieuw, positief daglicht geplaatst. Een van deze hernieuwbare energiebronnen, waarvan de markt de afgelopen jaren enorm is gegroeid, is fotovoltaïsche zonne-energie. Ondanks de groei die deze markt de afgelopen jaren heeft doorgemaakt, stellen particulieren vragen over de rendabiliteit van een investering in PV. Aangezien een PV zonne-installatie het beschikbare zonlicht omzet in elektriciteit, is er nood aan voldoende zonlicht. Er is echter niet overal in Europa evenveel zonlicht beschikbaar, wat de investering in PV bemoeilijkt. Hierdoor zal een investering in PV niet in alle landen eenzelfde uitkomst hebben. In deze masterproef wordt de rendabiliteit van particuliere fotovoltaïsche zonne-installaties, in een selectie van Europese landen op een noord-zuid as, besproken. De centrale onderzoeksvraag is dan ook 'In welk Europees land, gelegen op een noord-zuid as, is een fotovoltaïsche installatie het meest rendabel voor particulieren en is dit veranderd doorheen de tijd?'. De landen op deze as zijn Zweden, Nederland, België, Frankrijk en Spanje. De bespreking van de rendabiliteit gebeurt aan de hand van een verandering in de tijd, namelijk een verschil in de situaties tussen 2009 en 2012 wordt nader onderzocht. De energieproblematiek en de onderzoeksvraag, samen met deelvragen, worden verder toegelicht in hoofdstuk 1.

Deze masterproef is opgedeeld in twee delen en verschillende hoofdstukken. Het eerste deel geeft een beter beeld over de fotovoltaïsche markt. Om dit beeld te schetsen is gebruik gemaakt van wetenschappelijke artikels en rapporten van internationale en nationale instellingen. In het tweede hoofdstuk wordt er dieper ingegaan op de opkomst van hernieuwbare energiebronnen en de wetgeving hieromtrent en dit laatste zowel op internationaal als Europees vlak. Daarnaast worden de voor- en nadelen van RES en de investeringsbeslissing van particulieren besproken.

In hoofdstuk 3 wordt de Europese markt voor fotovoltaïsche energie besproken. De evolutie door de jaren heen, met de nadruk op de enorme groei in het laatste decennia, en de visie naar de toekomst worden hier besproken.

Een fotovoltaïsche zonne-installatie bestaat uit verschillende onderdelen om opgebouwd te kunnen worden. Voor deze onderdelen bestaan er ook nog verschillende mogelijke technologieën die gebruikt kunnen worden, zoals onder meer voor de zonnepanelen en omvormers. Daarnaast wordt er ook aandacht besteed aan opkomende technologieën voor zonnepanelen die naar de toekomst toe in grote schaal op de markt beschikbaar zouden moeten worden. Ook wordt er hier ingegaan op de factoren die een invloed hebben op een fotovoltaïsche installatie en het concept *Performance Ratio*. Dit alles is terug te vinden in hoofdstuk 4.

Aangezien overheden particulieren willen aanzetten tot het investeren in hernieuwbare energiebronnen stellen ze vaak subsidies ter beschikking van investeerders. Deze subsidies zorgen ervoor dat particulieren worden aangezet om dergelijke investeringen te realiseren. Landen hebben hier echter geen conforme regelgeving voor, waardoor de toegekende subsidies verschillen van land tot land en op een lager bestuursniveau zijn er zelfs regionale verschillen. De verschillende

mogelijkheden die landen hebben om investeringen in RES te promoten worden besproken in hoofdstuk 5, samen met een overzicht van de (verandering in de) regelgeving in de belangrijkste landelijke PV markten op wereldniveau.

Na deze achtergrond te hebben geschetst wordt er overgegaan op de gevalstudie van deze masterproef in deel 2. In hoofdstuk 6 wordt de gebruikte methodiek besproken, gaande van het gebruikte private kosten-baten model, tot de opgenomen factoren. Deze factoren bepalen de investering in zijn geheel en bestaan uit de grootte van de installatie, samen met de kostprijs (en andere kosten), de te schatten energieopbrengst, de (projectie van) elektriciteitsprijzen in de verschillende landen, de veronderstelling van de *Performance Ratio*, de beschikbare subsidieregelingen op nationaal en regionaal niveau, evenals de waarde van de discontovoet en inflatie. Daarna komen de gebruikte evaluatiemaatstaven aan bod.

Na het model te hebben besproken, worden de bekomen resultaten weergegeven. Eerst worden de resultaten van de afzonderlijke landen besproken, waarbij er een onderscheid wordt gemaakt tussen de situaties met en zonder subsidies, evenals een vergelijking door de tijd, namelijk de verschillende situaties in de jaren 2009 en 2012. Ook de regionale resultaten, afhankelijk van de ondersteunende maatregelen genomen door regionale overheden, worden hier besproken. Daarna wordt er een vergelijking gemaakt tussen de verschillende geselecteerde landen, op basis van de resultaten van de evaluatiemaatstaven. De verschillen die naar voren komen bij het volgen van de noord-zuid as komen ook aan bod, evenals enkele ideeën en mogelijkheden voor verder onderzoek naar dit onderwerp.

Ten slotte worden de resultaten gebundeld in een algemeen besluit in hoofdstuk 8. Hierbij wordt ook een antwoord gegeven op de centrale onderzoeksvraag. Hierbij kan gezegd worden dat Spanje ver boven de nationale resultaten van de andere landen uitsteekt. Ondanks de hogere instraling in zuidelijk gelegen landen wil dit niet noodzakelijk zeggen dat fotonvoltaïsche energie in die landen veel rendabeler is dan in noordelijke landen. Zo behaalt Zweden betere resultaten dan meer zuidelijk gelegen landen, zoals onder meer Frankrijk. Daarnaast wordt het ook duidelijk dat er hoe langer hoe minder nood is aan steunmaatregelen van de overheid. De PV markt is de laatste jaren zo sterk gegroeid dat ze in steeds meer landen competitief wordt met andere energiebronnen, zo is *grid-parity* al in enkele landen, onder de omstandigheden geldende in deze gevalstudie, bereikt.

Inhoudsopgave

Hoofdstuk 1: Energieproblematiek.....	1
1.1 Probleemstelling.....	1
Deel 1. Literatuurstudie.....	7
Hoofdstuk 2: Opkomst hernieuwbare energie	9
2.1 Opkomst op internationaal politiek vlak.....	9
2.2 Een stijgend aandeel RES in de energiemix	10
2.3 Voor- en nadelen RES	12
2.4 De investeringsbeslissing van particulieren	15
Hoofdstuk 3: De (Europese) markt voor PV.....	17
3.1 Verschillende markten voor zonne-energie.....	17
3.2 De PV markt.....	17
3.3 Toekomst van de PV markt	21
Hoofdstuk 4: De fotovoltaïsche installatie	25
4.1 Onderdelen van een PV installatie	25
4.2 Factoren met invloed op een PV installatie	30
4.3 Performance Ratio	36
Hoofdstuk 5: Overheidssubsidies.....	39
5.1 Achtergrond	39
5.2 Soorten maatregelen	41
5.3 Subsidierelingen in de belangrijkste PV markten	43
Deel 2. Gevalstudie	49
Hoofdstuk 6: Methodiek.....	51
6.1 Private kosten-batenanalyse	51
6.2 Factoren cashflowtabel	52
6.3 Evaluatiemaatstaven.....	71
Hoofdstuk 7: Resultaten	75
7.1 Resultatenbespreking afzonderlijke landen.....	75
7.2 Vergelijking van landen	95
7.3 Noord-zuid-as.....	98
7.4 Ideeën voor verder onderzoek.....	100

Hoofdstuk 8: Algemeen besluit	103
Bronnenlijst	105
Appendix	a

Inhoudsopgave figuren

Figuur 1-1: Jaarlijkse evolutie van de PV markt.....	2
Figuur 1-2: Geselecteerde landen op kaart Europese Unie	4
Figuur 2-1: Jaarlijkse groei van hernieuwbare bronnen van 1971 tot 2004.....	11
Figuur 2-2: Gemiddelde jaarlijkse nominale prijzen van fossiele brandstoffen over de periode 1950 tot 2008.....	13
Figuur 3-1: Trend van geïnstalleerd vermogen van PV in de wereld	19
Figuur 3-2: Evolutie van gecumuleerd geïnstalleerd PV vermogen in Europa.....	19
Figuur 3-3: Gemiddelde prijs van een PV-module van 1976 tot 1998	20
Figuur 3-4: Evolutie van gemiddelde prijs van een PV module in Europa van 2000 tot 2011.....	21
Figuur 3-5: Evolutie van PV systeem prijzen in Europa tot 2020.....	22
Figuur 3-6: Projectie van soorten hernieuwbare electriciteitsconsumptie tegen 2050	23
Figuur 4-1: Dwarsdoorsnede module	25
Figuur 4-2: Globale irradiatie per jaar.....	31
Figuur 4-3: Jaarlijkse PV output naar oriëntatie en hellingshoek ten opzichte van maximale PV output.....	32
Figuur 4-4: Inkomen- en vermogensverlies per jaar in functie van stofdichtheid op PV modules ..	34
Figuur 5-1: Overzicht evolutie van RES subsidies van 1997 tot 2012.....	40
Figuur 5-2: Globaal cumulatief geïnstalleerd PV vermogen in 2011 (in MW; %)	44
Figuur 6-1: Photovoltaic Solar Electricity Potential in European Countries	55
Figuur 6-2: Klimaatzones in Spanje.....	68
Figuur 7-1: Kaart resultaten 2009 zonder subsidies	76
Figuur 7-2: Kaart resultaten 2009 met subsidies	77
Figuur 7-3: Kaart resultaten 2012 zonder subsidies	78
Figuur 7-4: Kaart resultaten 2012 met subsidies	79
Figuur 7-5: Nationale IRR in 2009.....	80
Figuur 7-6: Nationale IRR in 2012.....	80
Figuur 7-7: Nationale BTC in 2009	81
Figuur 7-8: Nationale BTC in 2012	81
Figuur 7-9: Totaalopbrengst na 20 jaar (kWh) in 2009 en 2012	99
Figuur 7-10: Totaalopbrengst na 20 jaar (in €) voor 2009 en 2012.....	99
Figuur 7-11: YUC (€/kWh) in 2009 en 2012.....	100

Inhoudsopgave tabellen

Tabel 2-1: SWOT analyse voor hernieuwbare energiebronnen.....	14
Tabel 3-1: Geschat jaarlijks geïnstalleerde vermogen PV in IEA-PVPS landen (1995-2010)	18
Tabel 3-2: Raming van geïnstalleerd - en gecumuleerd vermogen aan PV in 2010.....	19
Tabel 4-1: Overzicht efficiëntie dunne film technologie	27
Tabel 6-1: BTW tarieven in geselecteerde landen.....	53
Tabel 6-2: Geschatte aankoop prijs (in Euro) van een PV installatie van 5 kWp in de geselecteerde landen.	54
Tabel 6-3: Gemiddelde irradiatie per land (in kWh/m ²).....	56
Tabel 6-4: Jaarlijkse energieproductie in 2012 (kWh/kWp)	57
Tabel 6-5: Elektriciteitsprijzen België in Euro/kWh exclusief BTW	57
Tabel 6-6: Elektriciteitsprijzen Frankrijk in Euro/kWh exclusief BTW	58
Tabel 6-7: Elektriciteitsprijzen Nederland in Euro/kWh exclusief BTW	58
Tabel 6-8: Elektriciteitsprijzen Spanje in Euro/kWh exclusief BTW	59
Tabel 6-9: Elektriciteitsprijzen Zweden in Euro/kWh exclusief BTW	59
Tabel 6-10: Geschatte jaarlijkse energieopbrengst (in kWh) in het eerste jaar van een installatie van 5kWp in 2009.....	60
Tabel 6-11: Geschatte jaarlijkse energieopbrengst (in kWh) in het eerste jaar van een installatie van 5kWp in 2012.....	60
Tabel 6-12: Geschatte besparingen (in Euro) in het eerste jaar van een installatie van 5kWp in 2009.....	61
Tabel 6-13: Geschatte besparingen (in Euro) in het eerste jaar van een installatie van 5kWp in 2012.....	61
Tabel 6-14: Gemiddelde inflatie in geselecteerde landen	70
Tabel 6-15: Gebruikte verdisconteringsfactor van de investering	71

Lijst gebruikte afkortingen

AC: *Alternating Current*

a-Si: amorf silicium

BAPV: *Building Applied PV system*

B.H.G.: Brussels Hoofdstedelijk Gewest

BIM: Brussels Instituut voor Milieubeheer

BIPV: *Building Integrated PV system*

Brugel: Brusselse regulator voor energie

BTC: *Break-even Turnkey Cost*

BTW: Belasting op Toegevoegde Waarde

CdS: Cadmium Sulfide

CdTe: Cadmium Telluride

CiGS: *Copper Indium Gallium (di)Selenide*

CiS: *Copper Indium (di)Selenide*

CNT: *Carbon Nanotubes*

CPI: *Consumer Price Index*

CRW: *Combustible Renewables and Waste*

CWaPE: *Commission Wallone pour l'énergie*

c-Si: mono-kristallijn silicium

DC: *Direct Current*

DSSC: *Dye-Sensitized Solar Cells*

EC: Europese Commissie

EEG: *Erneuerbare Energien Gesetz*

ENERPLAN: *Association Professionnelle de l'Energie Solaire*

EPIA: *European Photovoltaic Industry Association*

EPR: Energiepremie regeling

EREC: *European Renewable Energy Council*

EU: Europese Unie

EVA: Ethyleen Vinyl Acetaat

FiT: *Feed-in tariff*

GMPV: *Ground mounted PV system*

GW: Gigawatt

GWp: Gigawattpiek

GWh: Gigawattuur
GSC: Groenestroomcertificaten
IEA: Internationaal Energie Agentschap
IOV: Interne opbrengstvoet
IRR: *Internal rate of return*
kWh: kilowattuur
M: Midden van het land
MER: Milieukwaliteit van energieproductie
MW: Megawatt
MWh: Megawattuur
MWp: Megawattpiek
N: Noorden van het land
NCW: Netto Contante Waarde
NPV: Net Present Value
ODE: Organisatie voor Duurzame Energie Vlaanderen
OPV: Organische zonnecellen
PR: *Performance Ratio*
PV: Fotovoltaïsche zonne-energie
pc-Si: Poly-kristallijn silicium
QD: *Quantum Dot*
RES: *Renewable Energy Sources*
RPS: *Renewable Portfolio Standard*
SDE: Stimulering Duurzame Energieproductie
STC: *Standard Testing Conditions*
STPV: Semi-transparante zonnepanelen
TPES: *Total Primary Energy Supply*
TVT: Terugverdientijd
TWh: Terawattuur
UNCED: *United Nations Conference on Environment and Development*
UNFCCC: *United Nations Framework Convention on Climate Change*
VREG: Vlaamse regulator van de elektriciteits- en gasmarkt
VS: Verenigde Staten van Amerika
VTVT: Verdisconteerde terugverdientijd

W: Watt

WCED: *World Commission on Environment and Development*

Wp: Wattpiek

YUC: *Yield Unit Cost*

Z: Zuiden van het land

Hoofdstuk 1: Energieproblematiek

1.1 Probleemstelling

In de 20ste eeuw was er volgens het Internationaal Energie Agentschap (IEA) een enorme groei van de wereldwijde energieconsumptie. De belangrijkste energiebronnen die tijdens deze groei gebruikt werden (en nog steeds gebruikt worden) zijn olie en gas (IEA 2011). Doordat deze grondstoffen de vraag aan energie niet blijvend zullen aankunnen, zijn er bijkomende energiebronnen vereist (Shafiee and Topal 2009). De laatste jaren is men zich steeds meer gaan richten op hernieuwbare energiebronnen, zoals windenergie, waterkracht en zonne-energie.

Hernieuwbare energiebronnen zijn de laatste jaren in aantal toegenomen, de gemiddelde jaarlijkse stijging tussen 1971 en 2004 ligt op 2,30% (IEA 2007). Dit komt mede door hun 'groene' karakter. Ze zorgen immers voor een vermindering van CO₂ uitstoot en zijn dus bijgevolg beter voor het milieu dan hun niet-hernieuwbare tegenhangers. Dit 'groene' aspect heeft aan belang gewonnen door de aandacht die wordt gegeven aan de opwarming van de aarde en internationale protocol gesloten om dit effect te bestrijden, het Kyoto-protocol. Met deze overeenkomst uit 1997 willen industrielanden onder andere de uitstoot van broeikasgassen met gemiddeld 5,00% verminderen ten opzichte van de uitstoot van het jaar 1990 tegen de periode 2008-2012 (UNFCCC 2012). Er komen zo steeds meer initiatieven van landen uit om meer hernieuwbare energie te ge- en verbruiken, met het oog op het behalen van de doelstellingen gezet in dit protocol.

Ook de Europese Unie heeft een richtlijn uitgebracht 'ter bevordering van het energiegebruik uit hernieuwbare bronnen'(Richtlijn 2009/28/EG). "Elke lidstaat dient ervoor te zorgen dat zijn aandeel energie uit hernieuwbare bronnen in het bruto-eindverbruik van energie in 2020 minstens gelijk is aan zijn nationaal algemeen streefcijfer voor het aandeel energie uit hernieuwbare bronnen voor dat jaar. Zulke bindende nationale algemene streefcijfers stemmen overeen met een streefcijfer van een aandeel energie uit hernieuwbare bronnen van minstens 20% in het communautaire bruto-eindverbruik van energie in 2020" (Richtlijn 2009/28/EG Artikel 3, §1).

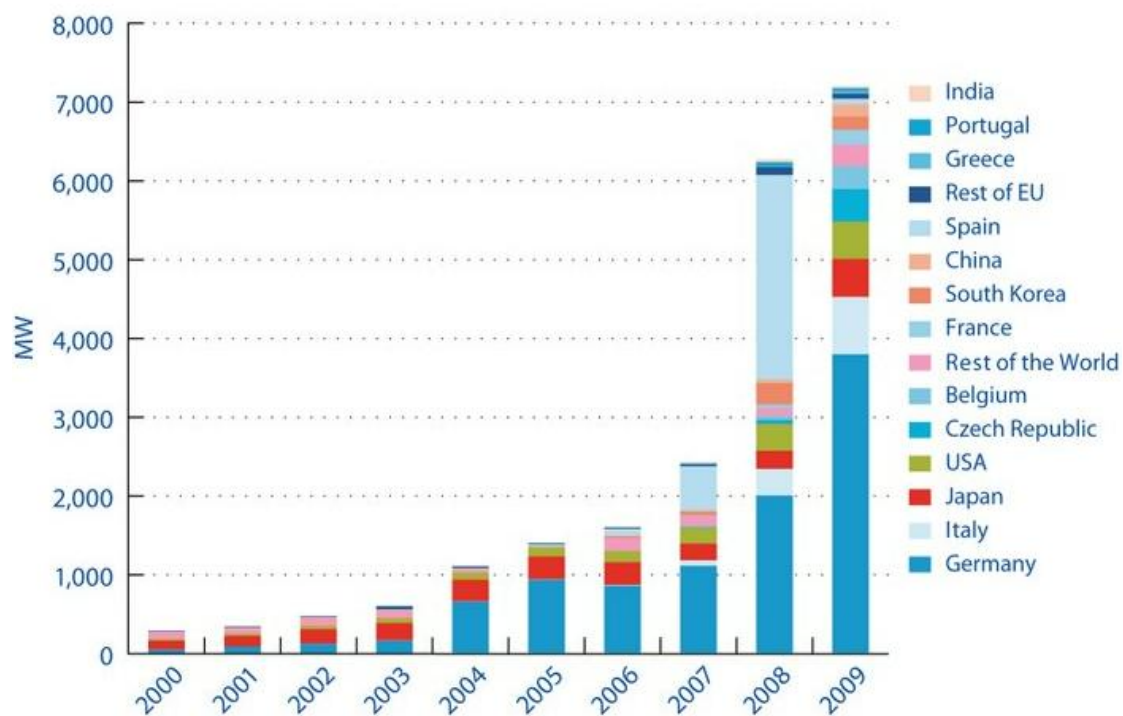
Vanuit de Europese Unie moeten de leden een actieplan opmaken om het aandeel hernieuwbare energie ten opzichte van het totale energieverbruik te vergroten, dit is vastgelegd in artikel 4 van dezelfde richtlijn. Deze actieplannen zijn voor elke lidstaat afzonderlijk ingediend voor juli 2009 bij de Europese Commissie.

Om het afgesproken aandeel hernieuwbare energie te vergroten zijn er echter investeringen nodig. Groene technologieën aan het begin van hun ontwikkelingsproces zijn echter niet kostencompetitief in vergelijking met reeds gevestigde waardes. Overheden dienen daarom de financiële haalbaarheid van hernieuwbare energie te ondersteunen. In de voornoemde actieplannen komen deze maatregelen tot uiting. De stimulantia zijn bedoeld voor zowel ondernemingen als particulieren. De lidstaten zijn echter vrijgelaten om zelf te kiezen welke maatregelen ze hiervoor aanwenden en hoever ze hierin gaan.

Aangezien de lidstaten van de Europese Unie zelf een keuze moeten maken welke *incentives* ze gebruiken om hernieuwbare energievormen te promoten, zijn deze vaak verschillend van land tot

land. Een overzicht van de maatregelen dringt zich daarom op en laat toe een vergelijkende analyse te maken.

In deze masterproef staat fotovoltaïsche zonne-energie (PV) centraal, meerbepaald er wordt gefocust op particuliere fotovoltaïsche installaties. De markt voor fotovoltaïsche energie is steeds nadrukkelijker aanwezig. Deze sector heeft immers de laatste jaren een grote groei doormaakt. Dit is niet alleen in België het geval, maar over de hele wereld (Figuur 1-1). Deze groei gaat gepaard met subsidies en andere steunmaatregelen die als stimulering van deze markt dienen en toegekend worden door de overheden van verschillende landen. Voor beleidsmakers en producenten is het interessant om te weten welke landen welk soort steun verlenen aan particulieren en of dit een belangrijke invloed heeft op de rendabiliteit van een fotovoltaïsche installatie.



Figuur 1-1: Jaarlijkse evolutie van de PV markt

Bron: European Photovoltaic Industry Association (EPIA), 2011

Deze groei doet vermoeden dat de investering in PV rendabel is. Het al dan niet ontvangen van steun van de overheden zou hierin een rol kunnen spelen. Deze (en andere) factoren kunnen belangrijk zijn bij de investeringsbeslissing die particulieren moeten maken, maar zijn niet altijd even duidelijk voor particulieren.

Met deze thesis wordt betracht een vergelijking te maken van particuliere investeringen in PV in een selectie van West-Europese landen, rekening houdend met situaties waarbij PV al dan niet gesteund wordt door de overheid. Door te kijken naar de resultaten binnen een land kunnen

particulieren zien of hun installatie rendabel (genoeg) is om een investering te overwegen. Een vergelijking tussen de landen en zelfs tussen verschillende regio's binnen een land, kan meer inzicht bieden in het beleid van overheden. Overheden kunnen op deze manier nagaan wat de impact van hun beleid is en of hun gevoerde beleid zorgt voor rendabele investeringen. Er kan worden afgeleid welk land of regio het grootste voordeel haalt uit zijn beleid, maar ook of landen hun beleid beter kunnen aanpassen om deze markt verder te stimuleren om zo PV systemen rendabeler te maken voor particulieren. Door rekening te houden met veranderingen in het beleid, kan men ook bekijken welke veranderingen het meeste kunnen opbrengen en welke men beter zou kunnen vermijden.

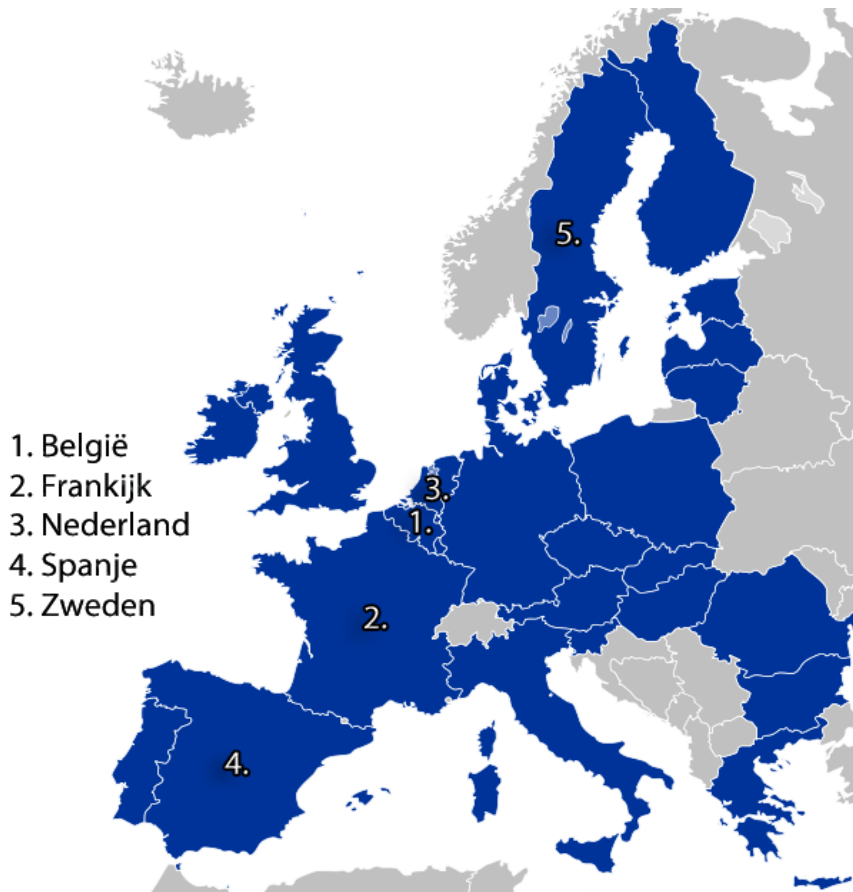
1.2 Onderzoeksopzet

1.2.1 Centrale onderzoeksvraag

Zoals al vermeld in de probleemstelling zijn de *incentives*, die Europese landen gebruiken om particuliere investeringen in zonne-energie te promoten, verschillend van land tot land. Daarbij komt nog dat er andere factoren zijn die de rendabiliteit van een fotovoltaïsche installatie beïnvloeden. Dit zorgt er allemaal voor dat er grote verschillen kunnen ontstaan als men kijkt naar de opbrengst van eenzelfde fotovoltaïsche installatie geplaatst in verschillende landen of zelfs regio's.

De centrale onderzoeksvraag die in deze masterproef gesteld wordt, is: 'In welk Europees land, gelegen op een noord-zuid as, is een fotovoltaïsche installatie het meest rendabel voor particulieren en is dit veranderd doorheen de tijd?'. Er wordt met andere woorden onderzocht waar in Europa een investering in fotovoltaïsche energie het meest opbrengt voor particulieren en dit zowel voor de een investering in 2009 als in 2012. Op deze manier wordt het ook duidelijk of particuliere investeringen in fotovoltaïsche energie wel rendabel zijn en in welke mate.

De landen op deze noord-zuid as zijn Spanje, Frankrijk, België, Nederland en Zweden (Figuur 1-2). De eerste vier van deze gekozen landen liggen op een directe 'lijn' van het zuiden van Europa naar het noorden. Zweden komt hierbij als Scandinavisch land dat lid is van de Europese Unie en vervolledigd bijgevolg een noord-zuid 'lijn' binnen de Europese Unie. Spanje (samen met Duitsland) heeft al meerdere jaren een grote groei gekend in de PV markt en is daarmee een van de belangrijkste spelers op de Europese markt. Frankrijk daarentegen is slechts in de laatste jaren erg actief geworden in deze markt en heeft nog niet zo een grote groei gekend als Spanje (of Duitsland). België is al reeds enkele jaren actief bezig met steunmaatregelen voor particulieren en heeft (ondanks zijn kleinere oppervlakte) een redelijke groei gekend in de laatste jaren. Zweden en Nederland ten slotte investeren al jaren in groene energie, maar richten zich meer op andere vormen en het aandeel van fotovoltaïsche energie is bijgevolg in deze landen klein. (Energy Research Center of the Netherlands 2010)



Figuur 1-2: Geselecteerde landen op kaart Europese Unie

Bron: Eigen aanpassing kaart Europese Unie van worldofmaps.net

Om deze centrale onderzoeksvraag te kunnen beantwoorden zijn er verdere deelvragen geformuleerd. De deelvragen worden beantwoord doorheen de volgende hoofdstukken.

1.2.2 Waarom hernieuwbare energie?

Eerst wordt de opkomst van hernieuwbare energie (RES) besproken. Er wordt hier een antwoord gegeven op vragen als 'Waarom groene energie?' en 'Wat zijn de voordelen van groene energie?'. De rol die overheden hebben gespeeld in deze opkomst is ook van belang. Hier zijn de vele internationale akkoorden en besluiten, zoals het Kyoto Protocol en de EU Richtlijn 2009/28/EG voorbeelden van. Daarnaast wordt er gekeken naar de motivatie van particulieren om te investeren in hernieuwbare energiebronnen. Ook het aandeel van hernieuwbare energie in de totale energieproductie wordt hier besproken. Op deze vragen gaat een antwoord gegeven worden door middel van literatuurstudie.

1.2.3 Hoe ziet de (Europese) markt voor PV eruit?

Na de opkomst van hernieuwbare energie, wordt er dieper ingegaan op de markt van fotovoltaïsche energie. Hier wordt er gekeken naar de totstandkoming van deze markt en de evolutie ervan. Hierdoor wordt er een beeld gegeven van de huidige situatie waarin de markt zich bevindt. Naast de wereldwijde markt, wordt er dieper ingegaan op de Europese markt, omdat dit

van groter belang is voor deze masterproef. De toekomst van de PV markt zal hier ook besproken worden. Ook dit hoofdstuk is een onderdeel van de literatuurstudie.

1.2.4 Hoe werkt een fotovoltaïsche installatie?

In een volgend hoofdstuk wordt de fotovoltaïsche installatie besproken. Eerst wordt er hier gekeken naar de onderdelen waaruit een installatie is opgebouwd. Componenten als de zonnepanelen zelf, alsook de omvormer en bevestigingsmaterialen komen hierin aan bod. Aangezien er verschillende soorten technologieën bestaan binnen de PV markt gaan deze ook hier worden toegelicht, samen met de toekomstmogelijkheden van fotovoltaïsche energie. Naast deze onderdelen zijn er ook nog factoren die een invloed uitoefenen op de opbrengst van een installatie. Hierbij komen het zonlicht, de hellingshoek en oriëntatie aan bod, maar ook schaduwvorming, warmte en andere factoren kunnen een invloed uitoefenen. Het spreekt natuurlijk voor zich dat niet elke factor eenzelfde invloed uitoefent. Door deze factoren na te gaan en te weten wat hun invloed is op de rendabiliteit wordt er een veel beter beeld gecreëerd over een investering in zonne-energie. Deze komen allemaal aan bod in dit hoofdstuk en worden ondersteund door literatuurstudie.

1.2.5 Welke subsidiemaatregelen zijn er beschikbaar?

In dit hoofdstuk wordt er dieper ingegaan op de subsidiemaatregelen door overheden. Zoals al vermeld in de probleemstelling, geeft Richtlijn 2009/28 van de Europese Gemeenschap aan, dat het verbruik van energie uit groene bronnen moet gaan stijgen tegen het jaar 2020. De verschillende overheidsinstanties aanwezig in de lidstaten van de Europese Unie zijn vrij om te kiezen uit een waaier aan mogelijkheden om aan deze richtlijn gaan voldoen. Door de jaren heen hebben overheden vaak hun steunmaatregelen moeten aanpassen om te voldoen aan veranderingen in de markt. Deze worden in dit hoofdstuk besproken, samen met de keuze die de verschillende landen hebben gemaakt en worden beantwoordt met behulp van een literatuurstudie.

1.2.6 Welke methodiek is geschikt om de rendabiliteit van een PV installatie te berekenen

Nu de nodige basiskennis verzameld werd in de vorige hoofdstukken, komt de gevalstudie aan bod. Een eerste punt hierbij is de opbouw van de cashflowtabellen. Hierbij gaat eerst besproken worden waarom de keuze is gevallen op private kosten-baten analyse. Daarnaast worden de waarden van de factoren besproken die opgenomen zijn in deze analyse en een invloed uitoefenen op de rendabiliteit van de investering. Hier wordt een verschil gemaakt tussen de situatie in 2009 en die in 2012. De veronderstellingen die hierbij gemaakt zijn komen hier nadrukkelijk aan bod. De benodigde cijfers hiervoor zullen afkomstig zijn uit wetenschappelijke artikels en van bedrijven actief in de PV sector. De gebruikte evaluatiemaatstaven in de gevalstudie is een laatste punt dat besproken gaat worden in dit hoofdstuk.

1.2.7 Wat zijn de resultaten van de gevalstudie?

Na de opbouw te hebben besproken komen de resultaten aan bod. De eerste vraag die hier beantwoordt gaat worden is 'In welke landen is een investering in PV rendabel?'. Vanuit deze vraag kan worden overgegaan naar andere vragen. Zo wordt er gekeken naar de verschillen tussen de landen en binnen de landsgrenzen zelf. Daarnaast wordt er gekeken waar een PV installatie het

meest opbrengt en waar deze het minst zal opbrengen. Hiernaast worden ook de verschillen in de resultaten tussen 2009 en 2012 besproken en kunnen verschillen naar voren komen bij een verandering van het beleid van overheden. Ook de situatie zonder subsidies wordt hierbij betrokken, zodat hieruit conclusies kunnen worden getrokken over de noodzakelijkheid hiervan. Door dit te vergelijken met de huidige situaties in de verschillende landen kan besloten worden welke landen of regio's het meest hebben gehaald uit hun beleid.

Deel 1. Literatuurstudie

Hoofdstuk 2: Opkomst hernieuwbare energie

2.1 Opkomst op internationaal politiek vlak

2.1.1 Op internationaal vlak

Vanaf de jaren '70 in de vorige eeuw, was er een steeds groeiend bewustzijn inzake het milieu. Een beginpunt van deze evolutie kan gezien worden bij de 'United Nations Conference on the Human Environment', de zogenaamde 'Stockholm conference' uit 1972. Het was de eerste internationale milieu conferentie, georganiseerd door de Verenigde Naties, met wetenschappers en wereldleiders die de problematiek rond het milieu aankaarten. Veel gevolg werd er niet gegeven aan de besluiten die hier genomen werden, maar toch werd het milieu bewustzijn hierdoor aangewakkerd. (Seyfang 2003)

In 1984 werd de World Commission on Environment and Development (WCED) opgericht en het was deze Commissie die in 1987 de term 'sustainable development' oftewel duurzame ontwikkeling over de hele wereld heeft geïntroduceerd (Seyfang 2003). Het duurde tot 1992 voordat er een tweede grote milieu conferentie werd gehouden, de 'United Nations Conference on Environment and Development' (UNCED), beter bekend als de 'Earth Summit'. Deze werd gehouden in Rio de Janeiro in Brazilië. De eerdere erkende problemen uit de Stockholm conferentie werden hier opnieuw besproken en er werden oplossingen uitgewerkt in termen van duurzame ontwikkeling. Geen van de besluiten die genomen zijn op de Earth Summit heeft echter een directe invloed op gebied van energie. Een van de verdragen die in Rio de Janeiro in 1992 gesloten zijn, is het 'United Nations Framework Convention on Climate Change' (UNFCCC). Klimaatsverandering is het dichtstbijzijnde onderwerp waar energie bij aanleunt, door uitstoot van broeikasgassen (zoals CO₂, SO_x, NO_x, ...) (Najam and Cleveland 2004). Dit kwam verder tot uiting toen het UNFCCC in 1997 het Kyoto-protocol had opgesteld. Volgens dit protocol moeten industrielanden de uitstoot van broeikasgassen met gemiddeld 5,00% verminderen ten opzichte van de uitstoot van het jaar 1990 tegen de periode 2008-2012 (UNFCCC 2012). Deze broeikasgassen worden vaak verantwoordelijk geacht voor zowel 'zure regen', ozonproblemen als klimaatverandering (Dincer 1999). Door de vermindering van deze broeikasgassen wordt dit protocol vaak bekeken vanuit het standpunt van energie. Zo is er sinds dit protocol een verhoogde aandacht aan de verantwoordelijkheden van de landen om hun energieproductie en -consumptie aan te passen en op deze manier broeikasgassen te reduceren (Najam and Cleveland 2004). Hernieuwbare energiebronnen worden hier, samen met energiebehoud en verhoogde energie efficiëntie, voor voren geschoven als mogelijke oplossing van dit probleem (Dincer and Rosen 1999).

2.1.2 Op Europees vlak

Niet alleen binnen de Verenigde Naties, maar ook in de Europese Unie (EU) zijn er verdragen en richtlijnen opgesteld om het aandeel hernieuwbare energie te vergroten. Een eerste stap in deze richting is gezet in 1997, in de nasleep van het opstellen van het Kyoto-protocol, met een '*White Paper for a Community Strategy and Action Plan*' van de Europese Commissie. Een *White Paper* is een document van een overheid dat probeert een antwoord te vormen op een bepaalde probleemstelling en kan dienen als voorbereiding op een nieuwe wet. Het doel hiervan was basis te

leggen voor een opkomst van hernieuwbare energie in de Europese Unie. Op deze manier wou de EU zorgen voor een verminderde afhankelijkheid van energie import en een grotere zekerheid voor energie aanbod. Daarnaast kon men hierbij ook nog rekenen op een verminderde uitstoot van broeikasgassen en werkgelegenheid in deze markten. Het aandeel hernieuwbare energie wou men optrekken van 6,00% in 1996 naar 12,00% tegen 2010. Drie jaar later bracht de Europese Commissie een *Green Paper* uit, om een debat te starten en informatie in te winnen. Deze '*Green Paper towards a European Strategy for the Security of Energy Supply*' richtte zich opnieuw op de afhankelijkheid van traditionele energiebronnen en de nood om het energie aanbod te diversifiëren. (EC 1997; Jäger-Waldau 2007; Jäger-Waldau, Szabó et al. 2011)

In 2001 werden deze *White and Green Paper* omgezet in een eerste richtlijn van de EU die zich direct richtte op hernieuwbare energie. Het gaat hier over Richtlijn 2001/77/EG 'betreffende de bevordering van elektriciteitsopwekking uit hernieuwbare energiebronnen op de interne elektriciteitsmarkt'. Het doel van deze richtlijn is de lidstaten van de EU aan te zetten om het aandeel hernieuwbare energiebronnen in de elektriciteitsproductie te bevorderen en een grondslag te leggen voor een toekomstige kaderregeling (Art. 1 Richtlijn 2001/77/EG). Volgens artikel 2 van deze richtlijn moeten de lidstaten zelf passende maatregelen nemen en streefcijfers bepalen, die passen binnen het kader van het Kyoto-protocol. Deze richtlijn heeft het gemeenschappelijk doel een aandeel van hernieuwbare elektriciteitsproductie van 22,10% van de totale elektriciteitsproductie binnen de EU tegen 2010 te behalen, terwijl dit niveau in 1999 nog op 14,50% lag. Voor de totale energie consumptie was een streefcijfer van 6,00 tot 12,00% vooropgesteld. In 2012 bedraagt dit tussen de 7,80 en 8,00% en kan men spreken van een gemiddeld succes (Menegaki 2012).

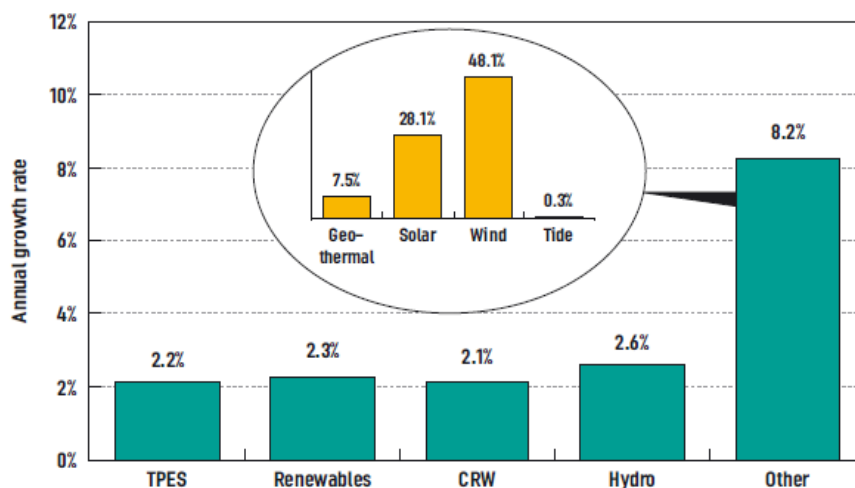
Richtlijn 2001/77/EG is in 2009 echter vervangen door Richtlijn 2009/28/EG 'ter bevordering van het energiegebruik uit hernieuwbare bronnen'. De eerste ideeën van deze richtlijn stammen uit 2007 met het *European Council Act 7224/1/07*, maar de volledige uitwerking ervan liet op zich wachten tot 2009 (Campoccia, Dusonchet et al. 2009). Deze richtlijn gaat verder op de richtlijn uit 2001 en stelt ook een minimum bindend streefcijfer op waar de landen zich aan moeten houden. Tegen het jaar 2020 is het de bedoeling dat ten minste 20,00% van het bruto eindverbruik van energie afkomstig is van hernieuwbare energiebronnen (Richtlijn 2009/28/EG). De manier waarop deze streefcijfers gehaald worden, is vrij te bepalen door de lidstaten zelf, maar ze worden wel aangezet om eigen steunmaatregelen hiervoor uit te werken (Jäger-Waldau, Szabó et al. 2011). Volgens artikel 4 van deze richtlijn moeten de lidstaten een actieplan opmaken om het aandeel hernieuwbare energie te vergroten. Deze actieplannen moesten elk afzonderlijk ingediend zijn voor juli 2009 bij de Europese Commissie. De inwerkingtreding hiervan ligt echter bij de landen zelf, de Europese Commissie ziet er enkel op toe dat de streefcijfers gehaald worden.

2.2 Een stijgend aandeel RES in de energiemix

De drie belangrijkste types energie die tegenwoordig gebruikt worden zijn fossiele brandstoffen, hernieuwbare energie en kernenergie. De fossiele brandstoffen zijn de afgelopen eeuw de belangrijkste bron van energie geweest voor de hele wereld, maar ze worden gekenmerkt door hun beperkte voorraad en de verontreiniging die ze met zich meebrengen. Kernenergie brengt geen verontreiniging met zich mee tijdens het opwekken van de nodige energie, maar het afval dat

hiervan overblijft na de energieopwekking is voor lange tijd schadelijk. Bij hernieuwbare energie daarentegen wordt er gebruik gemaakt van steeds wederkerende aanwezige energie die men gaat omzetten naar onder andere elektriciteit. (IEA 2007)

Volgens het Internationaal Energie Agentschap was het aandeel hernieuwbare energie op wereldvlak in 2009 ongeveer goed voor 13,10% van de totale energieproductie. Voor de globale elektriciteitsproductie bedroeg dit 19,50%. De meest voorkomende soorten van hernieuwbare energie zijn bio-energie, geothermische energie, energie gehaald uit golven en getijden, waterkracht, wind energie en zonne-energie (fotovoltaïsche, geconcentreerde en thermische, deze komen aan bod in hoofdstuk 3) (Panwar, Kaushik et al. 2011). Deze verschillende soorten hebben de laatste jaren een enorme toename in gebruik gekend. Een voorbeeld hiervan is windenergie waarvan er in 2000 slechts een totale geïnstalleerde capaciteit 18 Gigawatt (GW) was, terwijl dit eind 2010 195 GW bedroeg. Dit is een stijging van 177 GW op slechts 10 jaar tijd. De PV markt is op dezelfde tijd gegroeid van 1,5 GW naar 40 GW (IEA 2011). Volgens het IEA was er tussen 1971 en 2004 een jaarlijkse groei van 2,20% van de primaire energiebronnen (TPES), zoals het verbruik van gas, olie, kernenergie en hernieuwbare energiebronnen (Figuur 2.1). Als men tijdens deze periode enkel kijkt naar de hernieuwbare energiebronnen, ligt deze groei op 2,30%, wat hoger is dan de totale groei. De zogenaamde 'Combustible Renewables and Waste' (CRW), zoals onder meer biomassa, kenden gedurende deze periode een groei van 2,10% en waterkracht kende een groei van 2,60%. Andere hernieuwbare energiebronnen zoals zonne-energie en windenergie kenden een groei van maar liefst 8,20%. De oorzaak hieraan kan gevonden worden in het lage basisniveau van deze energiebronnen in 1971 en de enorme groei die deze bronnen hebben doorgemaakt in het laatste decennium. (IEA 2007)



Figuur 2-1: Jaarlijkse groei van hernieuwbare bronnen van 1971 tot 2004

Bron: IEA Energy Statistics

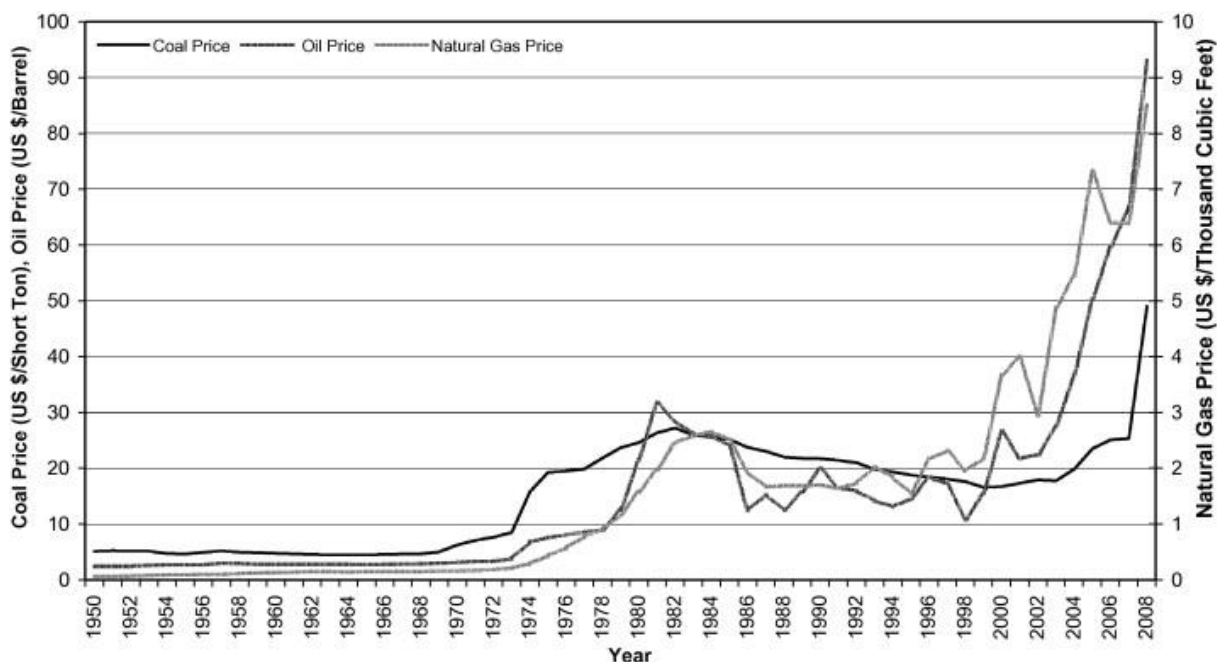
Mede door deze groei in hernieuwbare energiebronnen is de uitstoot van broeikasgassen de laatste jaren fel gedaald. Zo was de uitstoot van deze gassen in de EU-15 landen (dit was de samenstelling van de 15 lidstaten van de EU op 1 januari 1995) tussen 2008 en mei 2011 gedaald met gemiddeld 6,90%. In 2009 was er in de EU een vermindering in de CO₂ uitstoot van 340 miljoen ton, wat 7,00% lager ligt dan de emissie in het jaar 1990 (EREC 2010). Verder zitten de EU-15 landen op koers om hun vooropgestelde Kyoto-doelstellingen te behalen (European Environment Agency 2011). België had in 1990 een CO₂ uitstoot van 135,03 Miljoen ton (Mt), deze was tegen 1998 gestegen tot 151,04 Mt, maar tegen 2009 was deze terug gedaald tot bijna het niveau van 1990, namelijk 135,45 Mt. De uitstoot van CO₂ in Frankrijk ligt in 2009 zelfs lager dan in 1990, 397,20 ten opzichte van 410,05 Mt. Hetzelfde geldt voor de meeste Europese landen. In totaal is er in de 27 EU landen een afname van de CO₂ uitstoot van meer dan 500 Mt ten opzichte van 1990. (EC 2011)

2.3 Voor- en nadelen RES

Door middel van een SWOT analyse heeft Menegaki de belangrijkste sterke en zwakke punten van hernieuwbare energiebronnen samen met de mogelijkheden en gevaren kunnen bundelen (Tabel 2.1) (Menegaki 2012). De sterke punten kunnen gezien worden als de belangrijkste voordelen die altijd aanwezig zijn bij RES. Hernieuwbare bronnen zorgen voor een decentralisatie van de productie van energie. Men gaat zichzelf voorzien van de eigen energiebehoeften en is daardoor minder afhankelijk van het distributienet en andere factoren die een invloed hebben op de energietoevoer en -productie, zoals onder meer politieke problemen (Boeters and Koornneef 2011). Daarnaast valt RES binnen het kader van duurzame ontwikkeling. RES zorgen voor een uitbreiding van de voorzieningen voor energieproductie terwijl er tegelijk gezorgd wordt voor een vermindering van de uitstoot van broeikasgassen. Verder helpt investeren in RES om te voldoen aan de opgelegde regels door de Europese Unie, zoals de eerder vermelde Richtlijn 2009/28/EG.

Naast deze sterke punten zijn er mogelijkheden die kunnen leiden tot voordelen voor hernieuwbare energie, indien ze op de juiste manier worden benaderd. De grote verscheidenheid van soorten RES, zoals windenergie, waterkracht, zonne-energie, e.d. zorgen ervoor dat er voor verschillende soorten situaties en oplossingen mogelijk is. Men is met andere woorden niet beperkt tot één enkele oplossing. Daarnaast kan men het gebruik van RES koppelen aan andere ecologische aspecten. Een voorbeeld hiervan is het gebruik van gerecycleerd metaalafval voor de productie van onderdelen van RES. Door de toename van bronnen van groene energie gaat men ook minder afhankelijk zijn van fossiele brandstoffen zoals olie, gas en kolen. De prijzen hiervan zijn vanaf midden jaren 1990 enorm gestegen (Figuur 2.2) (Shafiee and Topal 2010). Daar hangt ook nog aan vast dat fossiele brandstoffen binnen afzienbare tijd volledig zullen worden opgebruikt. Olievoorraden zullen opgedroogd zijn binnen 75 jaar, gas zal er nog iets meer dan een eeuw beschikbaar zijn en de voorraden kolen zullen nog enkele eeuwen toekomen, maar zullen uiteindelijk ook opgeraken (Shafiee and Topal 2009). Daarnaast zorgt de groei in de RES-markt ook voor werkgelegenheid. Men verwacht tegen 2030 dat deze markt goed zal zijn voor ongeveer 8,50 miljoen jobs wereldwijd (Menegaki 2012). In Europa was de RES markt goed voor ongeveer 200.000 jobs, tegen 2010 was dit al meer dan verdubbeld, naar 550.000 jobs (EREC 2010). Ook de mogelijkheid van

steunmaatregelen door de overheden zorgt ervoor dat RES verder aantrekkelijker gemaakt kunnen worden voor zowel investeerders als onderzoekers en geeft de markt verder kansen om te groeien.



Figuur 2-2: Gemiddelde jaarlijkse nominale prijzen van fossiele brandstoffen over de periode 1950 tot 2008

Bron: Shafee and Topal, 2010

Tegenover deze positieve invalshoeken staan echter wel een aantal negatieve punten. Zo zijn er enkele zwaktes waar rekening mee moet gehouden worden. Deze punten zullen vooral aangepakt moeten worden om verdere groei in de RES markt mogelijk te maken. Zo zal er nood zijn aan diepgaander onderzoek naar de verdere mogelijkheden die de verschillende energiebronnen hebben. Op deze manier kan de efficiëntie van onder meer fotovoltaïsche energie verder vergroot worden (dit komt verder aan bod in hoofdstuk 4). Verder zijn de elektriciteitsnetten vaak onvoldoende aangepast aan het dubbele gebruik ervan. Bij dubbel gebruik wordt er zowel elektriciteit afgenomen als elektriciteit geleverd door eenzelfde aansluiting. Door een gebrekkig uitbouwen van de infrastructuur hiervoor, kan er zich sneller een overbelasting van het net voordoen, waardoor een bepaald deel hiervan kan uitvallen. Daarnaast vormen de hoge investerings- en onderzoekskosten vaak een obstakel om over te gaan tot de eigenlijke overgang naar een investering of onderzoek. Indien ze hier naar overgaan, worden ze nog geconfronteerd met administratieve belemmeringen en hoge voorwaarden waaraan men moet voldoen. Denk hierbij aan bijvoorbeeld bouwvoorschriften en milieuvergunningen (Painuly 2001). Door de overheden is er vaak een gebrek aan controle en handhaving van de opgelegde regels. Zo is het mogelijk dat steunmaatregelen beschikbaar worden voor projecten die niet aan de nodige regels voldoen.

Verder zijn er ook nog bedreigingen op de RES-markt die snel aangepakt moeten worden opdat de markt zich soepeler en sneller zou kunnen ontwikkelen. Zo is er vaak een gebrek aan informatie overdracht en verspreiding tussen verschillende partijen, waardoor er vaak opportuniteiten mis worden gelopen. De mogelijkheid bestaat ook dat overheden vertraagd hun besluiten en wetten omtrent hernieuwbare energie kunnen uitvoeren, wat op zich weer meebrengt dat ook het behalen van doelstellingen bemoeilijkt. Doordat de EU-lidstaten hun eigen beleid inzake hernieuwbare energie moeten uitwerken, ontstaan hier verschillen in tussen de landen. Deze verschillen in beleid zorgen ervoor dat sommige landen een groter aandeel hernieuwbare energie hebben dan andere landen, waardoor er een ongelijke verdeling ontstaat. Het is namelijk de bedoeling van de Europese Unie om in alle lidstaten tot eenzelfde aandeel hernieuwbare energie te komen, zoals gesteld in de eerder vernoemde Richtlijn 2009/28/EG.

	Intern	Extern
	Sterkte punten	Mogelijkheden
Positief	<ul style="list-style-type: none"> - Gedecentraliseerde productie - Vermindering koolstofverbruik bij energieconsumptie <ul style="list-style-type: none"> - <i>Sustainability</i> - Conform Europese wetgeving <ul style="list-style-type: none"> - Zekerheid van energievoorziening 	<ul style="list-style-type: none"> - <i>Co-existing, co-promoting & co-branding</i> met andere ecologische concepten - Grote verscheidenheid aan RES - Stijgende prijzen van fossiele brandstoffen <ul style="list-style-type: none"> - Bouwvoorschriften - Ontwikkeling van de markt zorgt voor werkgelegenheid tijdens economische crisis <ul style="list-style-type: none"> - Subsidiereregelingen
	Zwakke punten	Bedreigingen
Negatief	<ul style="list-style-type: none"> - Onvoldoende aangepast elektriciteitsnet - Hoge investeringskosten - Onvoldoende onderzoek - Gebrek aan handhaving en controle - Technologische barrières in landen - Verstoringen in de markt - Administratieve barrières 	<ul style="list-style-type: none"> - Vertragingen in deregularisatie van energiemarkten - Vertragingen in bereiken van doelstellingen <ul style="list-style-type: none"> - Ongelijke en onvoldoende exploitatie in verschillende EU landen - Onvoldoende institutionele capaciteit - Onvoldoende verspreiding van informatie

Tabel 2-1: SWOT analyse voor hernieuwbare energiebronnen

Bron: Menegaki, 2012

2.4 De investeringsbeslissing van particulieren

Binnen de Europese Unie spelen particulieren een belangrijke rol in de energieconsumptie. Zo was 25,89% van de totale energieconsumptie in de EU in 2006 afkomstig van huishoudens. Dit zorgt ervoor dat particulieren een belangrijke rol spelen in de rol in de energiemarkt en bijgevolg ook voor hernieuwbare energiebronnen. De steeds nadrukkelijker aanwezigheid van een groeiend milieubewustzijn bij particulieren zorgt voor een sociale erkenning van zowel de problemen als oplossingen die hiervoor beschikbaar zijn. Ze verlangen dan ook van hun overheden dat ze op de hoogte gehouden worden van de stand van milieu problemen en dat de overheid de nodige maatregelen neemt om RES te promoten (Zografakis, Sifaki et al. 2010). Het is zelfs zo dat steeds meer en meer particulieren bereid zijn een hogere prijs te betalen voor hun elektriciteit als ze weten dat het afkomstig is uit een groene bron. De belangrijkste redenen die ze hiervoor geven zijn hun bewustzijn en bezorgdheid inzake klimaatsverandering en de vermindering van uitstoot van broeikasgassen die RES met zich meebrengen (Menegaki 2012).

Particulieren kiezen er steeds vaker voor om zelf te investeren in hernieuwbare energie. Op deze manier kunnen ze zelf in hun elektriciteit voorzien en zijn ze minder afhankelijk van het elektriciteitsnet (Wüstenhagen, Wolsink et al. 2007). De stijging van de traditionele elektriciteitsprijzen spelen ook een rol in de investeringsbeslissing. Door te investeren in hernieuwbare energie gaat men minder elektriciteit van het net af moeten nemen en kan met op deze manier stijgende elektriciteitsprijzen vermijden en op deze manier besparen (Marques, Fuinhas et al. 2010). Particulieren hebben wel af te rekenen met de hoge aankoop prijs van RES. Er zijn wel enkele factoren die ervoor zorgen dat deze hoge prijs kan worden gerelativeerd. Zo is er de hogere bereidheid tot betalen van bepaalde particulieren om te investeren in RES. Ze zijn met andere woorden bereid om een bepaalde som meer te betalen, in ruil voor een verlaging in de uitstoot van broeikasgassen. Daarnaast hebben de stimuleringsmaatregelen opgezet door verschillende overheden ook een invloed in deze investeringsbeslissing (Menegaki 2012). Door de stimulering van de overheden kan de aankoop prijs worden verlaagd of de opbrengst van de investering kan worden verhoogd, waardoor het voor particulieren interessanter wordt om te investeren. Een derde en laatste factor hier is de financiering van de investering. Particulieren kunnen voor een investering in hernieuwbare energie in verschillende landen een beroep doen op een zogenaamde 'groene lening'. Dit is een lening met een verlaagde interest, waardoor de uiteindelijke kosten van de lening lager uitvallen dan die van een traditionele lening. Het kan zelfs zo ver gaan dat de intrestkosten van een lening zelfs volledig wegvallen (Gutermuth 1998).

Hoofdstuk 3: De (Europese) markt voor PV

3.1 Verschillende markten voor zonne-energie

Een onderdeel van de groep van hernieuwbare energiebronnen is zonne-energie. Zonne-energie is de verzamelnaam voor energie afkomstig van zowel het zonlicht als de warmte die de zon uitstraalt. Door de geschiedenis heen is ze veelvuldig gebruikt geweest door de mens, voornamelijk op gebied van warmte (bijvoorbeeld opvangen van de warmte gegeven door de zon voor het opwarmen van water). Het heeft echter geduurd tot de jaren 1950 voordat er een belangrijke technologische doorbraak kwam op het gebied van fotonvoltaïsche zonne-energie. In 1954 is de eerste silicium fotonvoltaïsche cel ontwikkeld, waardoor zonlicht rechtstreeks omgezet kon worden naar elektriciteit. Sinds de verhoogde aandacht die wordt gegeven aan hernieuwbare energiebronnen heeft de markt voor zonne-energie een enorme groei gekend. Deze markt is echter niet beperkt tot alleen fotonvoltaïsche zonne-energie. Naast PV, waarbij zonne-energie direct wordt omgezet naar elektriciteit, zijn er ook nog geconcentreerde zonne-energie en thermische zonne-energie. In het geval van geconcentreerde zonne-energie gaat men opgevangen zonnestrallen concentreren door middel van spiegels of lenzen. Deze warmte wordt vervolgens benut om elektriciteit op te wekken in een conventionele stoomgenerator. Deze markt was goed voor een totaal geïnstalleerd vermogen van 14,50 GW tegen 2010. In het geval van thermische zonne-energie wordt ook de warmte van de zonnestrallen gebruikt, maar deze wordt niet gebruikt voor de productie van elektriciteit, maar voor het verwarmen van water. Een voorbeeld waarvoor dit type wordt gebruikt is de opwarming van een zwembad en water voor huishoudelijk gebruik. In 2010 was de totale geïnstalleerde capaciteit in de wereld 185 GW, waarvan 80,30% in China. Aangezien deze masterproef zich specifiek richt op fotonvoltaïsche zonne-energie, wordt er verder in deze thesis geen rekening meer gehouden met geconcentreerde en thermische zonne-energie. (Timilsina, Kurdgelashvili et al. 2012)

3.2 De PV markt

De fotonvoltaïsche markt kent een grote verscheidenheid aan deelmarkten. Een van de eerste nichemarkten die gebruik maakten van PV was de ruimtevaart. Hierbij gebruikte men PV voor het opwekken van elektriciteit voor onder meer satellieten. Ook wordt er al geruime tijd gebruik gemaakt van PV-cellen in kleine elektronische apparaten, zoals telmachines, speelgoed of horloges. Daarnaast werd PV ook gebruikt om afgelegen huizen (of groepen huizen) en industriële installaties die niet gekoppeld zijn aan het net, te voorzien van elektriciteit. Dit deel van de PV markt wordt ook wel off-grid PV-markt genoemd. Deze term slaat op het niet gekoppeld zijn van de installatie aan het elektriciteitsnet. Bij off-grid systemen wordt er gebruik gemaakt van batterijen om de elektriciteit in op te slaan om zich op deze manier te voorzien van elektriciteit in periodes met een te laag of gebrek aan zonlicht. Tegen het einde van de 20^{ste} eeuw en begin 21^{ste} eeuw kon ook grid-connected fotonvoltaïsche zonne-energie rekenen op een verhoogde belangstelling. Deze markt is ongeveer midden jaren 1990 de off-grid markt voorbijgestoken (Tabel 3-1) (voor opsomming leden IEA-PVPS, zie appendix 1) (Oliver and Jackson 1999).

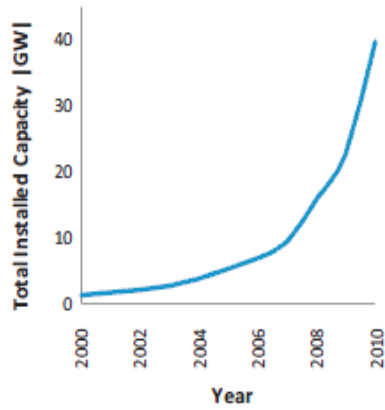
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Off-grid*	20	26	29	29	28	33	42	35	56	40	35	50	128	78	142	97
Grid-connected	10	12	33	45	88	174	246	336	425	1018	1332	1589	2337	6068	6123	14098

* Some off-grid capacity, installed since the 1970's, has been de-commissioned in various countries but is difficult to quantify.

Tabel 3-1: Geschat jaarlijks geïnstalleerde vermogen PV in IEA-PVPS landen (1995-2010)

Bron: IEA-PVPS 2011

De markt voor PV heeft de jongste jaren een enorme groei doorgemaakt (Figuur 3-1 en Tabel 3-1). Zo is het totale geïnstalleerde vermogen aan PV in 2010 verdubbeld, van ongeveer 20 GW tot 40 GW, terwijl er in het jaar 2000 slechts 1,40 GW was geïnstalleerd. In het jaar 2011 was het geïnstalleerde vermogen nog groter geworden. Er werd een totaal vermogen geplaatst van 29,70 GW, waarvan 21,9 GW geïnstalleerd werd in Europa. Deze groei heeft ervoor gezorgd dat PV de snelst groeiende markt is binnen de sector van de hernieuwbare energie. Het grootste deel (ongeveer 70,00 tot 75,00 %) van het totale geïnstalleerde vermogen in de wereld is ook terug te vinden in de lidstaten van de Europese Unie. Dit komt neer op een totaal vermogen van ongeveer 28 – 30 GW in Europa, wat goed is voor een geschatte elektriciteitsproductie van 30 TWh. Dit is echter nog maar steeds ongeveer 1,00% van de totale energieproductie in Europa in 2010. Duitsland is veruit de grootste markt voor PV ter wereld. In 2010 was er een totaal gecumuleerd vermogen van 17,37 GW, wat neerkomt op ongeveer 43,00% van het totale PV vermogen in de wereld. In 2010 werd er in Duitsland een vermogen van 7,40 GW geïnstalleerd. In 2011 lag dit nog iets hoger, namelijk op 7,50 GW. Spanje was na 2011 nog het tweede land binnen Europa als men kijkt naar het totale vermogen van PV, met 3,90 GW. Het merendeel (2,70 GW) hiervan werd al geïnstalleerd voor 2009. Italië is een sterk opkomende markt met 2,50 GW aan nieuwe installaties in 2010, wat het totaal bracht op 3,70 GW. In 2011 heeft Italië Spanje echter ingehaald, door nieuwe installaties in gebruik te nemen die goed zijn voor een vermogen van 9,30 GW. In Frankrijk heeft men de kaap van 1 GW gecumuleerd vermogen bereikt in 2010, door in totaal rond de 720 MW aan nieuwe PV installaties te plaatsen in dat jaar. In België is er bijna de helft van dit vermogen bijgekomen in 2010. Er werd rond de 350 MW aan nieuwe installaties in gebruik genomen, wat leidde tot een totaal van ongeveer 740 MW. Buiten België, Frankrijk en Spanje zijn ook nog Nederland en Zweden geselecteerd. Deze markten zijn echter aanzienlijk kleiner. In 2010 werd er in Nederland voor ongeveer 21 MW aan nieuwe installaties in gebruik genomen, wat het totaal brengt op ongeveer 88 MW. Zweden is een nog kleinere markt, met een totaal van 11,40 MW en een geïnstalleerd vermogen van 2,70 MW in 2010 (Tabel 3-2). Figuur 3-2 geeft een duidelijke weergave van de evolutie van het totale vermogen aan PV in Europa. Er is ook duidelijk te zien dat Duitsland sinds het begin koploper is geweest en verantwoordelijk was voor het grootste deel van de PV energie in Europa. Ook het in het geval van Spanje is hierop goed te zien dat er in 2008 een enorme groei was in de PV sector, maar dat deze daarna gestagneerd is. Italië heeft, zoals hierboven vermeld, vooral in 2010 en 2011 een enorme groei gekend en heeft Spanje achter zich gelaten als men kijkt naar de grootte van het vermogen. (IEA-PVPS 2011; Jäger-Waldau, Szabó et al. 2011; EPIA 2012; Timilsina, Kurdgelashvili et al. 2012)

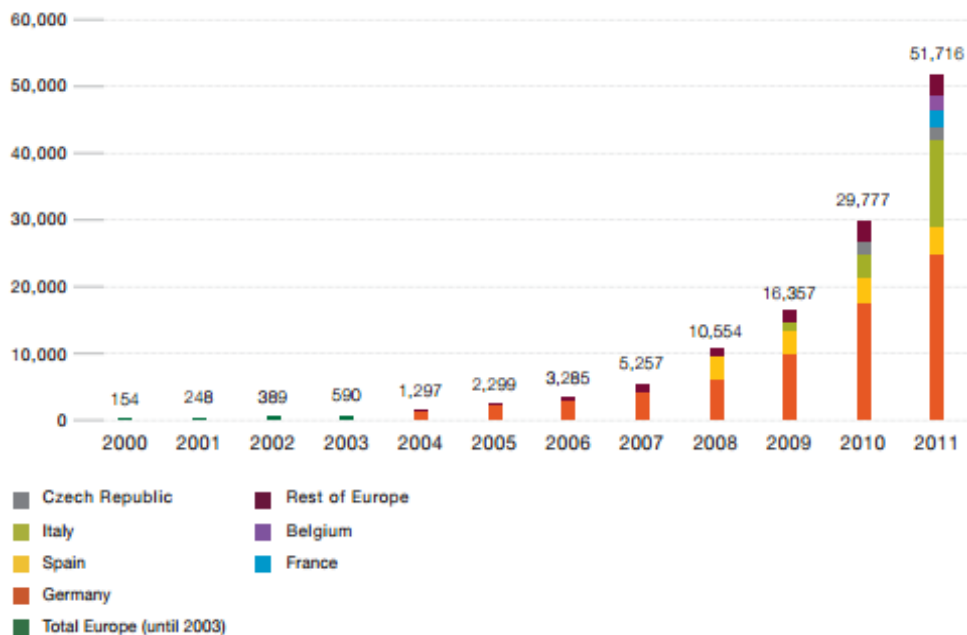


Figuur 3-1: Trend van geïnstalleerd vermogen van PV in de wereld

Bron: Timilsina, Kurdgelashvili et al. 2012

	Geïnstalleerde vermogen (2010)	Gecumuleerd vermogen (2010)
België	350,00 MW	740,00 MW
Frankrijk	720,00 MW	1053,30 MW
Nederland	21,00 MW	88,00 MW
Spanje	380,00 MW	3900,00 MW
Zweden	2,70 MW	11,40 MW

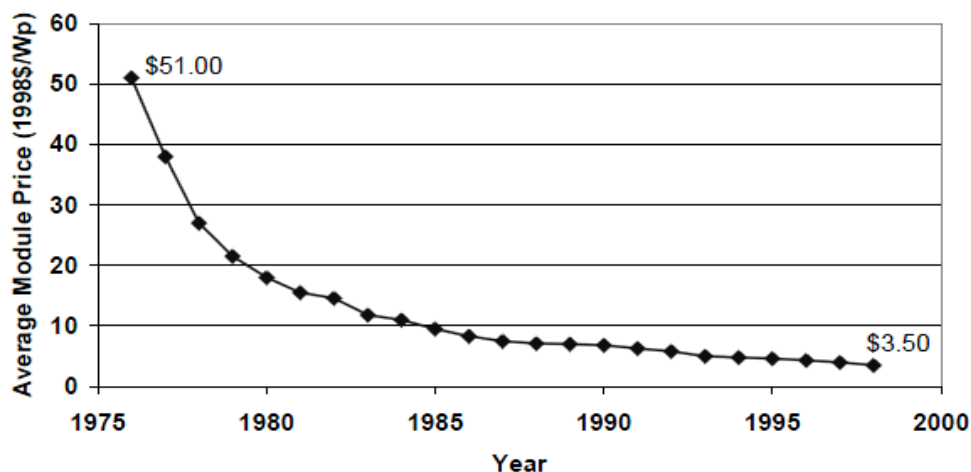
Tabel 3-2: Raming van geïnstalleerd - en gecumuleerd vermogen aan PV in 2010



Figuur 3-2: Evolutie van gecumuleerd geïnstalleerd PV vermogen in Europa

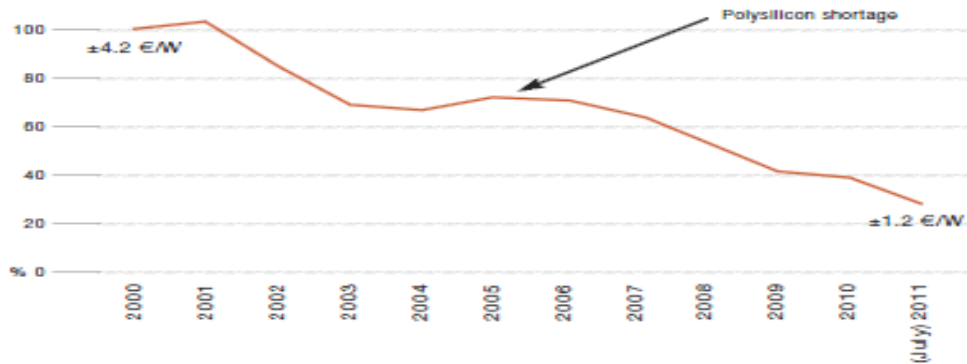
Bron: EPIA 2012

Redenen voor deze sterke groei zijn terug te vinden in het verhoogde milieubewustzijn van de bevolking, evenals technologische vooruitgang (zoals hogere efficiëntie, wat later aan bod komt in hoofdstuk 4), stimulering van deze markt door overheden (hoofdstuk 5) en daling van de prijs van een PV installatie. Een duidelijk beeld van deze prijsdaling kan verkregen worden door te kijken naar de prijzen van PV modules, deze maken immers ongeveer 57,00% uit van de totale kostprijs van een PV installatie (Bollen Energy BVBA). Zoals je kan zien in Figuur 3-2 is er een enorme daling (meer dan 90,00%) van de prijs geweest tussen 1976 en de jaren 1990. Als men kijkt naar de prijsevolutie van PV modules (zonnepanelen) vanaf het jaar 2000, heeft deze trend zich voortgezet. In 2000 betaalde men nog € 4,20/W voor een zonnepaneel, terwijl men in 2011 nog maar € 1,20/W betaald, wat neerkomt op een daling van 71,43%. Deze daling werd echter nog getemperd door een tekort aan grondstoffen voor productie tussen 2004 en 2008 (Figuur 3-3). Deze prijsdalingen zijn mogelijk geweest door een combinatie van verschillende factoren. Massaproductie van onderdelen, met de bijbehorende schaalvoordelen, in combinatie met 'leerervaringen' zijn hiervan een onderdeel. Schaalvoordelen zorgen ervoor dat de prijzen van productie gaan dalen, door de hoeveelheid van productie. Dit gebeurt doordat de vaste kosten van productie over meer geproduceerde eenheden verdeeld kunnen worden. In het geval van 'leerervaringen' is er een verschuiving over de *learning curve*. Door de opgedane ervaring in het productieproces, zal men efficiënter kunnen produceren en zullen ook de kosten gaan dalen (Harmon 2000). Dit is mogelijk door o.a. een beter gebruik van materialen en grondstoffen en een grotere doeltreffendheid van arbeid. De efficiëntie van zonnepanelen heeft ook een invloed op de prijs, Door efficiëntere zonnepanelen is er een kleinere oppervlakte nodig om een bepaald vermogen te behalen. Op deze manier zijn er minder materialen nodig voor bekabeling, montage en dergelijke. (EPIA 2011; EPIA and Greenpeace ; Razykov, Ferekides et al. 2011)



Figuur 3-3: Gemiddelde prijs van een PV-module van 1976 tot 1998

Bron: Harmon, 2000



Figuur 3-4: Evolutie van gemiddelde prijs van een PV module in Europa van 2000 tot 2011

Bron: EPIA, 2011

Ondanks deze positieve factoren, zijn er ook enkele barrières die de groei nog belemmeren. De efficiëntie van PV modules is ondanks de technologische vooruitgang nog altijd beperkt tot ongeveer 20% (Hoofdstuk 4). Ook de te grote vraag naar grondstoffen kan leiden tot een barrière, zo was er tussen 2004 en 2008 een tekort aan silicium wat leidde tot beperking van de groei in de sector, ook de beperkte beschikbaarheid van zink en koper kunnen hier een invloed op hebben. De hoge aankooprijke die investeerders moeten betalen vormt ook nog altijd een struikelblok, samen met de financiering ervan. Het aangaan van een lening brengt extra kosten met zich mee en financiële instellingen zijn sinds de economische crisis minder snel geneigd om een grote lening toe te staan voor projecten waar ze weinig tot geen ervaring mee hebben. Daarnaast zijn er ook nog institutionele belemmeringen en is er nood aan educatie. In het geval van nieuwe technologieën moeten werknemers opgeleid worden zodat deze er gepast mee kunnen omgaan. Deze opleidingen moeten beschikbaar worden gesteld zodat dit op korte termijn mogelijk wordt. Daarnaast kunnen bestaande wetten en regelgevingen ook de uitrol van nieuwe technologieën beperken, de aanpassing hiervan kan daarom noodzakelijk zijn, maar is niet altijd in korte termijn mogelijk. Een voorbeeld hiervan uit België was de verplichting van het indienen van een bouwaanvraag voor de installatie van alle particuliere PV installaties, wat later werd afgeschaft. (Timilsina, Kurdgelashvili et al. 2012)

3.3 Toekomst van de PV markt

Als men naar de toekomst van de PV markt wil kijken, moet men zeker rekening houden met de doelstellingen die gezet zijn in Europa door Richtlijn 2009/28/EG. Zoals eerder al gezegd in hoofdstuk 1, wordt er in deze richtlijn een streefcijfer opgelegd van ten minste 20,00% van het bruto eindverbruik van energie dat afkomstig moet zijn van hernieuwbare energiebronnen tegen 2020. Volgens een studie van de European Photovoltaic Industry Association (EPIA) is het tegen 2020 noodzakelijk dat Europa zijn aandeel PV fel omhoog moet trekken, om te kunnen voldoen aan de doelstelling uit de richtlijn. Dit is geen onmogelijke opdracht. Aangezien PV de snelst groeiende markt binnen de sector van hernieuwbare energie is, zullen de prijzen verder kunnen dalen door o.a. leerervaringen en schaalvoordelen. Door rekening te houden met verdere

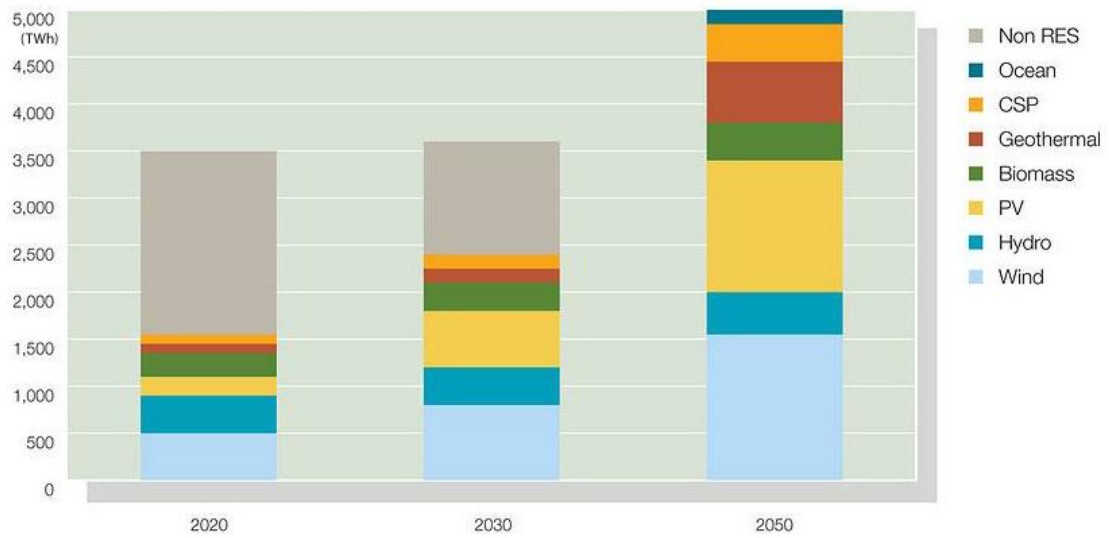
prijzdaling zou PV een volledig competitieve energiebron kunnen zijn in 75 % van de Europese energiemarkt (EPIA and Greenpeace 2011). In projecties van prijzen van een PV systeem wordt er rekening gehouden met een daling van 36 tot 51% tegen 2020 (Figuur 3-5)(EPIA 2011).



Figuur 3-5: Evolutie van PV systeem prijzen in Europa tot 2020

Bron: EPIA, 2011

Naast de voornoemde richtlijn heeft Europa nog een tweede plan bekendgemaakt. Volgens dit plan wil men tegen 2050 de volledige energiemarkt hervormen en enkel nog gebruik maken van hernieuwbare energiebronnen. Op deze manier is men in de EU niet langer afhankelijk van importeren van energiebronnen (zoals de steeds duurder wordende fossiele brandstoffen) en kan men zichzelf volledig van energie voorzien. De voordelen voor het milieu spelen ook een belangrijke rol hierin. Zo wil men tegen 2050 ook de emissie van broeikasgassen terugdringen tot 80-95% onder het niveau van 1995. Verder zorgt de uitbouw van de markt voor hernieuwbare energie voor meer werkgelegenheid. Waar deze markt in 2009 goed was voor 550.000 jobs, hoopt men tegen 2050 meer dan 6 miljoen mensen tewerk te kunnen stellen in deze sector. De *European Renewable Energy Council* (EREC) heeft een rapport uitgewerkt, onder de naam '*Rethinking 2050*', dat richting moet geven aan dit ambitieus plan. Figuur 3-5 geeft een weergave van de te verwachten uitbouw van de elektriciteitsconsumptie tegen 2050. Het is duidelijk dat de EREC veel belang hecht aan fotovoltaïsche zonne-energie voor de opwekking van elektriciteit. Ze wil dat PV de tweede grootste bron van elektriciteit gaat zijn, goed voor 1347 TWh aan geconsumeerde elektriciteit, tegen een totale consumptie van 4987 TWh, wat goed is voor ongeveer 27,00%. Het geïnstalleerde PV capaciteit zou volgens dit rapport komen op een totaal van 962 GW (EREC 2010). Andere berekeningen stellen dat de wereldwijde markt voor PV tegen 2050 zal groeien tot 1.082 of dat zelfs 1.845 GW aan vermogen mogelijk is (EPIA and Greenpeace 2011).



Figuur 3-6: Projectie van soorten hernieuwbare electriciteitsconsumptie tegen 2050

Bron: EREC, 2010

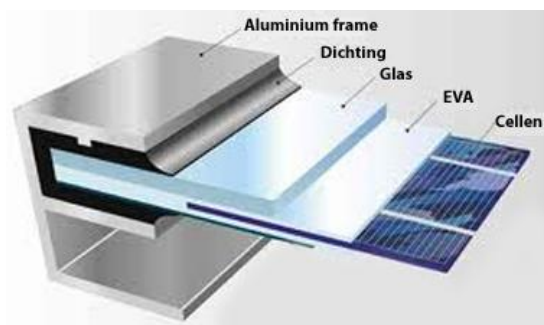
Hoofdstuk 4: De fotovoltaïsche installatie

In dit hoofdstuk wordt er dieper ingegaan op de fotovoltaïsche installatie. Eerst worden de verschillende onderdelen waaruit een installatie is opgebouwd (zonnepanelen, omvormer, ...) belicht. Vervolgens worden verschillende types systemen en technologieën behandeld. Daarna wordt er besproken welke factoren een invloed hebben op de werking van een installatie, zoals oriëntatie en schaduw.

4.1 Onderdelen van een PV installatie

4.1.1 Zonnepanelen

Zoals aangegeven in het vorige hoofdstuk, wordt er bij fotovoltaïsche zonne-energie zonlicht omgezet naar elektriciteit. De zonnepanelen of modules zijn het onderdeel van de installatie dat voor deze omzetting zorgt. Door de instraling van zonlicht op fotovoltaïsche cellen worden vrije elektronen gecreëerd. Deze elektronen worden steeds in eenzelfde richting gestuurd, door de aanwezigheid van een intern elektrisch veld. Zij worden vervolgens verzameld aan de elektrische contacten en doorheen een extern circuit gestuurd, wat zorgt voor het ontstaan van een gelijkstroom of *Direct Current* (DC) (Parida, Iniyam et al. 2011). Op een zonnepaneel is een seriële aaneenkoppeling van cellen terug te vinden, die (in het geval van een vaste module) op een laag Ethyleen Vinyl Acetaat (EVA) zijn aangebracht door laminatie, waarna deze achter een laag glas zijn bevestigd in een metalen frame (zie figuur 4-1). De efficiëntie (van het omzetten van zonlicht naar elektriciteit) van modules is sinds de productie van de eerste silicium cellen, in 1954, sterk gegroeid, door technologische vooruitgang ten gevolge van het vele onderzoek. Waar de eerste cellen een efficiëntie van ongeveer 6% hadden, zitten bepaalde cellen op basis van silicium nu voorbij de kaap van 20% (El Chaar, lamont et al. 2011). De efficiëntie kan echter veel verschillen als men kijkt naar andere bestaande technologieën. Deze verschillende technologieën worden hierna uitgewerkt onder 4.1.1.1. Het vermogen van zonnepanelen wordt uitgedrukt in Wattpiek (Wp). Dit is het vermogen dat een module genereert onder standaard test condities (STC). Onder deze STC verstaat men een lichtinval van 1.000 W/m^2 , tegen een AM 1,50 spectrum en een temperatuur van de zonnecellen van 25°C . Het totale vermogen van de hele PV installatie is de som van de individuele vermogen van de panelen.



Figuur 4-1: Dwarsdoorsnede module

Bron: aluminum-solar-frame.com

De productie van fotovoltaïsche cellen gebeurt voornamelijk in China, Taiwan, de Europese Unie (Duitsland, Tsjechische Republiek, Italië), de Verenigde Staten van Amerika en Japan. In 2009 werd het merendeel van de cellen in China en Taiwan geproduceerd, deze productie was goed voor ongeveer 5,19 GW. De tweede grootste markt was de EU, met een productie van 1,93 GW. Een nadeel van de grote groei binnen de PV sector de jongste jaren, was de beperkte beschikbaarheid van bepaalde grondstoffen, zoals onder meer silicium (gebruikt in kristallijne en amorfe zonnecellen) en tellurium (gebruikt in CdTe dunne film zonnecellen). Tussen 2004 en het begin van 2008 was er steeds een hogere vraag naar bruikbaar silicium dan dat er aanbod was (EC 2011). Zoals besproken in vorig hoofdstuk (Figuur 3-4) leidde dit tot een stijging van de prijs van modules tussen 2004 en 2006.

4.1.1.1 Huidige meest gebruikte technologieën

Er zijn verschillende soorten technologieën beschikbaar om zonlicht om te zetten in elektriciteit. Kristallijn silicium heeft vanaf het begin, met de eerste fotovoltaïsche zonnecel in 1954, de markt gedomineerd. Dit was mogelijk door onderzoek naar en ontwikkeling van silicium zonnecellen met een hogere efficiëntie en de optimalisatie van productiemethoden, waardoor de kostprijs van productie kon dalen. Ze maken ongeveer 80,00% uit van de PV markt, met een productie van 8.678 MW in 2009 (Razykov, Ferekides et al. 2011). Binnen de kristallijne cellen zijn de belangrijkste spelers de mono-kristallijne (c-Si) en poly-kristallijne cellen (pc-Si). Mono-kristallijne modules kennen een efficiëntie van 15 tot 22%, maar in laboratoria haalt men tot 24,70%. Poly-kristallijne modules halen een efficiëntie van 12 tot 15%. Modules met cellen gebaseerd op de mono-kristallijne technologie kennen bijgevolg een hoger vermogen dan een poly-kristallijne module voor eenzelfde oppervlak. Het voordeel van de poly-kristallijne technologie is dat deze goedkoper is dan zijn variant, door een eenvoudiger (en goedkoper) productieproces en de mogelijkheid om dit op grotere schaal te produceren dan het geval is voor mono-kristallijne zonnecellen (El Chaar, lamont et al. 2011). Hierdoor is het voor consumenten uit prijs-rendement standpunt vaak interessanter is voor deze optie te kiezen. Een standaard module (1,4 tot 1,7 m² oppervlakte) op basis van kristallijne technologie bestaat uit 60 tot 72 zonnecellen (met een standaardgrootte van 12,70 op 12,70 cm of 15 op 15 cm), goed voor een vermogen van 120 tot 300 Wp (EPIA and Greenpeace 2011).

Een tweede belangrijke technologie in de PV markt is de dunne film technologie. Deze is op de markt gekomen in het begin van de jaren 1960, maar door een te snelle degradatie van de cellen achtte men dat verder onderzoek hiernaar niet nodig was (Razykov, Ferekides et al. 2011). Net zoals bij andere bronnen van hernieuwbare energie is het onderzoek hiernaar echter opnieuw in gang geschoten in de jaren 1990. Net zoals bij de kristallijne technologie moet ook hier een onderscheiding gemaakt worden van verschillende soorten. Een eerste soort zijn de dunne film modules op basis van silicium, met de naam amorf silicium (a-Si). Dit is de meest populaire soort binnen de dunne film technologie (Parida, Iniyani et al. 2011). Amorf silicium is in staat om meer zonlicht op te vangen dan kristallijn silicium, door gebruik te maken van een breder lichtspectrum, maar met de huidige commerciële stand van de technologie wordt er nog maar een beperkte stroom van elektronen gegenereerd hierbij, waardoor de efficiëntie van ervan momenteel nog beperkt is tot ongeveer 8%. Door gebruik te maken van meerdere lagen amorf silicium

(zogenaamde tandemcellen, in 2 of *triple-junction* cellen in 3 lagen) kan de efficiëntie verder verhoogt worden. Een combinatie van een laag amorf silicium en een dunne laag kristallijn silicium (micro-kristallijn silicium, μ -Si), ook wel een hybride fotovoltaïsche cel genoemd, kan eveneens zorgen voor een efficiëntie tot 10% (EPIA and Greenpeace 2011). Een tweede soort van dunne film PV is op basis van Cadmium, *Cadmium Telluride* (CdTe) en *Cadmium Sulphide* (CdS). Deze technologie leidt tot een iets hogere efficiëntie voor PV modules, namelijk boven de 10% (Razykov, Ferekides et al. 2011). Er zijn echter nadelen verbonden aan de technologie. Een eerste is de beperkte beschikbaarheid van tellurium. Dit is een bijproduct van het bewerken van koper, maar is slechts in beperkte mate voorradig. Een tweede nadeel dat zwaarder doorweegt is het gebruik van Cadmium. Dit is een metaal dat vrijkomt bij het verwerken van zink. Cadmium is een uiterst giftige stof, wat problemen met zich meebrengt bij zowel de productie van de cellen als de recyclage bij het verstrijken van de levensduur (El Chaar, lamont et al. 2011). Toch is deze technologie gegroeid van een marktaandeel van 2% in 2005, tot een aandeel van 13% in 2010. Een laatste soort dunne film PV technologie is op basis van het metaal koper. De meest voorkomende cellen hier zijn op basis van *Copper Indium (di)Selenide* (CIS) en *Copper Indium Gallium (di)Selenide* (CIGS). Deze modules behalen een efficiëntie van 7 tot 12%. Onder laboratorische omstandigheden is echter gebleken dat deze soort een efficiëntie kan behalen van 19,50%. Het nadeel van deze twee cellen is de afhankelijkheid van de stof Indium, wat voornamelijk wordt gebruikt in de productie van onder meer LCD schermen (goed voor 85% van de vraag). Modules die op basis van CdTe en CI(G)S hebben een grootte van 0,60 tot 1 m², terwijl modules op basis van dunne film silicium een grootte van 1,40 tot 5,70 m² hebben. Het vermogen van deze zonnepanelen schommelt tussen de 60 W en 350 W output (EPIA and Greenpeace 2011). Een beknopt overzicht van deze technologie wordt gegeven in tabel 4-1.

Thin Film Technology	Record Commercial Module efficiency	Record Lab Efficiency
a-Si	7,10%	10,40%
a-Si/ μ -Si	10%	13,20%
CdTe	11,20%	16,50%
CIGS/CIS	12,10%	20,30%

Tabel 4-1: Overzicht efficiëntie dunne film technologie

Bron: EPIA and Greenpeace, 2011

De bestaande fotovoltaïsche technologieën kunnen ook worden aangepast, zodat deze voor meerdere toepassingen bruikbaar worden. Een van deze aanpassingen is het gebruik van dunne film technologie voor de productie van flexibele modules (op plastic of een metaalfolie), in plaats van modules met een vaste, rigide kader. Deze flexibele modules bieden het voordeel dat ze ook gebruikt kunnen worden op oneven en golvende oppervlaktes. Ook de productiekosten voor flexibele cellen liggen vaak lager, doordat men geen beschermde glaslaag aan moet brengen zoals het geval is bij modules met een vaste kader. In laboratoria is er voor flexibele CIGS cellen al

enkele jaren geleden een efficiëntie behaald tot 14,80% (Kessler and Rudmann 2004). Voor commerciële modules ligt dit op 6 tot 11%. Voor flexibele CdTe cellen behaalde men een efficiëntie van 11,40% in een laboratorium (Romeo, Khrypunov et al. 2006). Ook amorfe silicium kan gebruikt worden voor flexibele cellen, maar de efficiëntie van modules hiervan schommelt tussen de 3 en 8% (Razykov, Ferekides et al. 2011). Een tweede aanpassing is het gebruik van semitransparante zonnepanelen (STPV). Hierbij worden de zonnecellen ingewerkt in glas, dat gebruikt wordt voor ramen (Park, Kang et al. 2010). STPV is populairder aan het worden en wordt dan ook steeds meer gebruikt in nieuwe gebouwen. Het zorgt niet alleen voor de productie van elektriciteit, maar door het opvangen van het zonlicht op de cellen wordt er ook warmte gecreëerd, wat op zich ook weer kan leiden tot energie efficiëntere gebouwen, doordat er minder nood is aan warmteopwekking uit andere bronnen (Lu and Law 2012).

4.1.1.2 Opkomende technologieën voor de toekomst

Naast de traditionele kristallijne en dunne film technologieën, zijn er ook nog andere soorten die steeds nadrukkelijker op de poort zullen kloppen van de fotovoltaïsche markt. Een eerste voorbeeld hiervan is de organische PV (OPV). Deze technologie bestaat al langer, maar is pas in de afgelopen jaren uitgegroeid tot een beloftevolle optie. OPV cellen bezitten meestal een dunne, vaste, actieve laag, bestaande uit een dunne film van organische halfgeleiders, zijnde polymeren of kleine molecules. Hoewel de module-efficiëntie momenteel nog ligt tussen 3 en 5% en de gemiddelde levensduur ver onder die van de traditionele technologieën ligt, biedt OPV grote mogelijkheden naar de toekomst toe. Zo verwacht men dat deze efficiëntie snel zou kunnen stijgen met de nodige onderzoek en ontwikkeling. Het productieproces is kosteneffectief, leent zich goed voor massaproductie en de gebruikte materialen zijn relatief goedkoop en licht in gewicht (ten opzichte van de andere technologieën) (Razykov, Ferekides et al. 2011). Daarnaast biedt deze technologie zich ook uitstekend voor het gebruik in flexibele toepassingen van PV (Kaltenbrunner, White et al. 2012). De toepassing ervan op ramen is een andere optie waar OPV geschikt voor is gebleken (Bullis 2012). De productie van organische fotovoltaïsche cellen lag in 2009 op ongeveer 5 MW. Tegen 2012 is men van plan om deze capaciteit drastisch te verhogen naar een productie van 1 GW (EPIA and Greenpeace 2011).

Een andere organische technologie die aan een opmars bezig is, zijn *Dye-Sensitized Solar Cells* (DSSC). Deze zonnecellen bestaan uit een organische halfgeleider, zijnde een kleurstof, en een elektrolytische vloeistof. Deze organische zonnecel technologie is reeds het langst op de markt. De grootste doorbraken voor deze technologie zijn gekomen na 1991. Toch zijn er nog problemen waar DSSC mee af te rekenen heeft, zoals oplosmiddelen in de elektrolytische vloeistof die door plastic kunnen dringen waardoor het soms moeilijk wordt om cellen af te dichten (El Chaar, lamont et al. 2011). De efficiëntie van DSSC modules liggen rond de 3 tot 5%, maar deze zullen onder invloed van het nodige onderzoek nog de hoogte in gaan. Zo zijn in laboratoria efficiënties behaald van 8 tot 12% (Kroon, Sommeling et al. 2010). Net zoals bij OPV met een vaste actieve laag, kunnen ook DSSC gebruikt worden voor de productie van flexibele PV modules. Daarnaast is DSSC technologie ook geschikt om het potentieel van zonne-energie door middel van verf uit te werken. Naast deze mogelijkheden blijft DSSC ook interessant vanwege zijn relatief simpele en goedkope productieproces (El Chaar, lamont et al. 2011). In 2009 was er een productie van 30 MW

aan DSSC, maar men hoopt in 2012 voor een totaal aan 200 MW te produceren (EPIA and Greenpeace 2011).

Een laatste opkomende technologie voor het opvangen van zonnestrallen maakt gebruik van nanotechnologie. Men gebruikt deze technologie voor de verdere verhoging van de efficiëntie van verschillende types van cellen (Razykov, Ferekides et al. 2011). Een voorbeeld hiervan zijn *Quantum Dots* (QDs). Dit zijn kristalvormige halfgeleiders ter grootte van enkele nanometers. Hetzelfde kan bereikt worden door gebruik te maken van *Carbon Nanotubes* (CNT). Deze kunnen echter ook dienen voor zelf licht op te vangen en om te zetten in elektrische stroom. Men is echter nog niet lang bezig met het onderzoek van CNT in de PV sector, maar toch is het onderzoek veelbelovend en verwacht men na verloop van tijd hoge commerciële efficiënties te kunnen behalen met deze technologie (El Chaar, Lamont et al. 2011).

4.1.2 Omvormer

De *inverter* of omvormer is het onderdeel van de installatie die de gelijkstroom, opgewekt door de zonnepanelen, omzet naar bruikbare *Alternating Current* (AC) of wisselstroom. Om de omvormers beter te laten werken, wordt hun grootte bepaald op het vermogen van de panelen. Hierdoor kunnen zij momenteel de DC input met een efficiëntie van 95 tot 97% omzetten naar AC output (Notton, Lazarov et al. 2010). In het geval van een verkeerde combinatie tussen het vermogen van de panelen en de omvormer, kan er een extra verlies in de output optreden van 1 tot 3%. Om dit te vermijden is het mogelijk om de modules in te delen in verschillende parallele groepen (zogenaamde '*strings*') en elke groep op een afzonderlijke omvormer aan te sluiten, in plaats van alles op één centrale omvormer aan te sluiten (James, Bahaj et al. 2006). Daarnaast is er ook de mogelijkheid om op elke module een aparte omvormer te plaatsen. Op deze manier kan de opgewekte elektriciteit meteen in AC omgezet worden. Dit systeem heeft het voordeel dat er minder verliezen zijn door een minder efficiënte combinatie van een string van panelen en een omvormer. Ook de verminderde aanwezigheid van DC bedrading zorgt ervoor dat deze verliezen beperkt worden (zie 4.1.3) (Marsh 2011). Zowel module-omvormers als string-omvormers zijn duurder dan één centrale omvormer, maar bieden een hogere efficiëntie en is er minder (duurdere) DC bedrading nodig (Norton, Eames et al. 2011).

4.1.3 Elektrische bekabeling

Om de opgewekte elektriciteit tot aan de omvormer te krijgen is er elektrische bekabeling nodig. In een PV installatie met een centrale omvormer worden alle modules in serie aan elkaar gekoppeld. Wanneer een installatie is opgebouwd uit verschillende parallele strings, worden alle modules binnen eenzelfde string ook in serie gekoppeld. Deze aaneenkoppeling van de modules gebeurt door speciale DC bekabeling, die door hun weerstand leiden tot verliezen. Afhankelijk van de afstand van de bekabeling kunnen deze verliezen, voor een installatie met een centrale omvormer en een installatie bestaande uit verschillende strings, 1 tot 3% bedragen (Norton, Eames et al. 2011). Wanneer de omvormer op de modules zelf geplaatst worden, kunnen deze verliezen echter teruggedrongen worden tot ongeveer 0,10%. Deze systemen hebben echter wel nog af te rekenen met extra AC bekabeling, maar deze verliezen liggen lager dan bij DC bekabeling. Hierdoor kan het

totale verlies voor bekabeling bij een installatie met module-omvormers beperkt worden tot 2% (Rohouma, Molokhia et al. 2007).

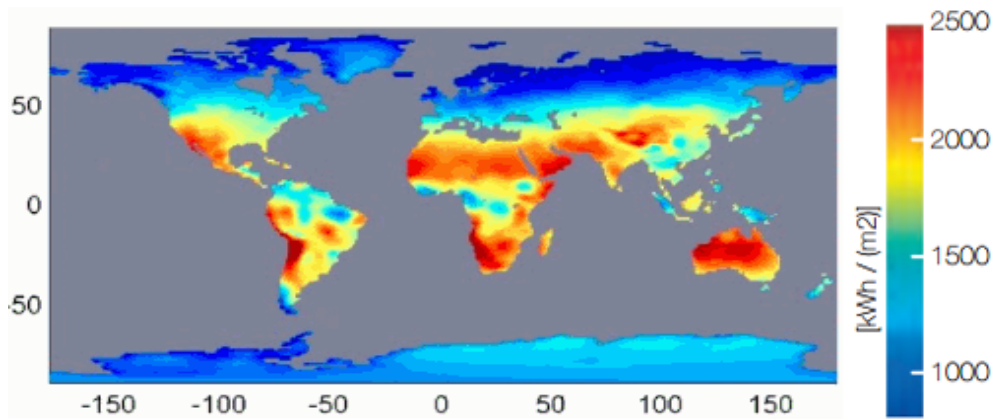
4.1.4 Montagesysteem

Er zijn verschillende manieren om de PV installatie te plaatsen. Een eerste mogelijkheid is om de PV installatie te plaatsen op een bestaande constructie, de zogenaamde *Building Applied PV* (BAPV). Voorbeelden hiervan zijn het plaatsen op een hellend dak van een woning, op een plak dak, tegen de gevel van een gebouw, e.a. Dit soort constructies moet bestand zijn tegen de weersomstandigheden waaraan het montagesysteem en de modules bloot komen te staan, zoals wind, extra gewicht door sneeuw, ... Een tweede mogelijkheid is dat de modules worden geïntegreerd in de constructie zelf, de *Building Integrated PV* (BIPV). Met deze optie kan men zonnepanelen in het dak of gevel inwerken. Nog een voorbeeld hiervan is het gebruik van semi-transparante modules voor ramen. BIPV geeft de mogelijkheid om PV architectonisch en esthetisch in gebouwen te verwerken. Fotovoltaïsche zonnepanelen kunnen ook in een *Ground Mounted PV* (GMPV) installatie verwerkt worden. Hierbij worden de modules op een nieuwe constructie geplaatst die als enkel doel heeft deze modules te ondersteunen. Een typisch voorbeeld van een GMPV is een zogenaamde 'tracker'. Deze zorgt ervoor dat de modules altijd onder een optimale hoek de zonnestralen op kunnen vangen en bijgevolg draaien met de stand van de zon. (Green Rhino Energy 2012)

4.2 Factoren met invloed op een PV installatie

4.2.1 Zonlicht, oriëntatie en hellingshoek

Het doel van een fotovoltaïsche zonne-installatie is om zonlicht om te zetten in bruikbare elektriciteit. Het is dan ook belangrijk om ten tijde van de investering rekening te houden met de hoeveelheid beschikbaar zonlicht, aangezien deze verantwoordelijk is voor de *output* van het systeem. In theorie zijn de zonnestralen die de aarde bereiken voldoende om 10.000 keer aan de huidige wereldwijde energieconsumptie te voldoen. Het is echter zo dat niet overal in de wereld het zonlicht in gelijke mate beschikbaar is (Figuur 4-2). Zoals je op deze kaart kan zien ligt de gemiddelde inval van zonlicht, oftewel irradiatie, in Europa lager dan in Australië. Een installatie in Australië zal meer zonlicht op kunnen vangen en bijgevolg ook meer elektriciteit genereren. (EPIA and Greenpeace 2006)

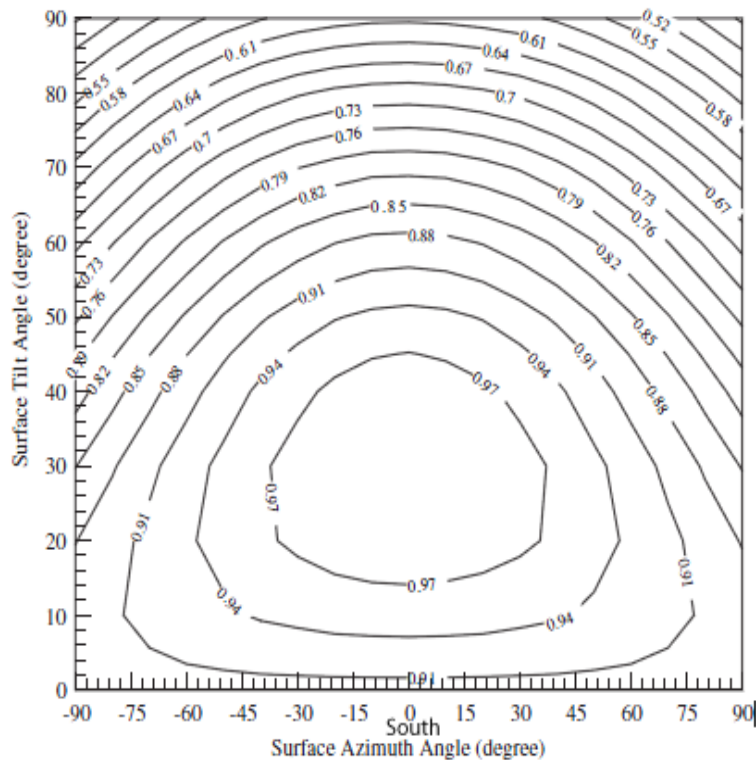


Figuur 4-2: Globale irradiatie per jaar

Bron: Gregor Czisch, ISET, Kassel, Germany

Bij het installeren van fotovoltaïsche zonne-installatie wil men een zo hoog mogelijke output van elektriciteit behalen. Een installatie op een gegeven plaats zou daardoor zoveel mogelijk zonlicht op moeten kunnen vangen. Dit wordt pas mogelijk als ze in een juiste positie wordt geplaatst. Voor vast gemonteerde PV installaties in het noordelijke halfrond wordt algemeen aangenomen dat ze direct op het zuiden gericht moet zijn. Hierdoor kan de installatie op dagelijkse basis genieten van het meeste lichtinval. PV zonne-installaties worden daardoor ook zoveel mogelijk in zuidelijke richting geïnstalleerd. Hierdoor zal ze het meeste zonlicht op kunnen vangen en een hogere opbrengst geven (Mehleri, Zervas et al. 2010).

Ook de hellingshoek waaronder de modules geplaatst worden zorgt ervoor dat er meer zonlicht opgevangen kan worden. De optimale hellingshoek is afhankelijk van de breedtegraad waarop de installatie zich bevindt (Mehleri, Zervas et al. 2010). De (hoogte)positie van de zon verschilt immers naar gelang men naar het zuiden of het noorden gaat en daarbij verandert ook de optimale hellingshoek. Ook de seizoenen hebben een invloed op de optimale hellingshoek van een PV installatie. De stand van de zon wisselt immers met de seizoenen mee. Zo zal een hogere hellingshoek in de winter zorgen voor een grotere opbrengst, terwijl er in de zomer een lagere hellingshoek noodzakelijk is voor een optimale opbrengst. Voor een vaste installatie in Noord-Ierland (met ongeveer eenzelfde breedtegraad, 52°N, als België, 51°N) zouden de panelen onder een hellingshoek van 30°, direct op het zuiden geplaatst moeten worden om een optimale opbrengst te kunnen verkrijgen (Mondol, Yohanis et al. 2007). Figuur 4-3 geeft een overzicht van de output van een PV installatie ten opzichte van de maximale output, rekening houdend met de oriëntatie en de hellingshoek.



Figuur 4-3: Jaarlijkse PV output naar oriëntatie en hellingshoek ten opzichte van maximale PV output

Bron: Mondol, Yohanis et al., 2007

Zoals al aangehaald in 4.1.4, bestaan er ook systemen die de stand van de zon volgen, zogenaamde *trackers*. Deze installaties zorgen ervoor dat de modules altijd onder een optimale hoek geplaatst staan, om de zonnestrallen zo goed mogelijk op te kunnen vangen. Dit zorgt ervoor dat de output op deze systemen hoger ligt dan die van systemen waar de modules onder een vaste hoek en oriëntatie geplaatst zijn. Aangezien dit systeem een duurder alternatief is en dit niet altijd toepasbaar is (mede door de ruimte die het nodig heeft), is het minder populair dan systemen die onder een vaste hellingshoek en oriëntatie worden geïnstalleerd (Mondol, Yohanis et al. 2007).

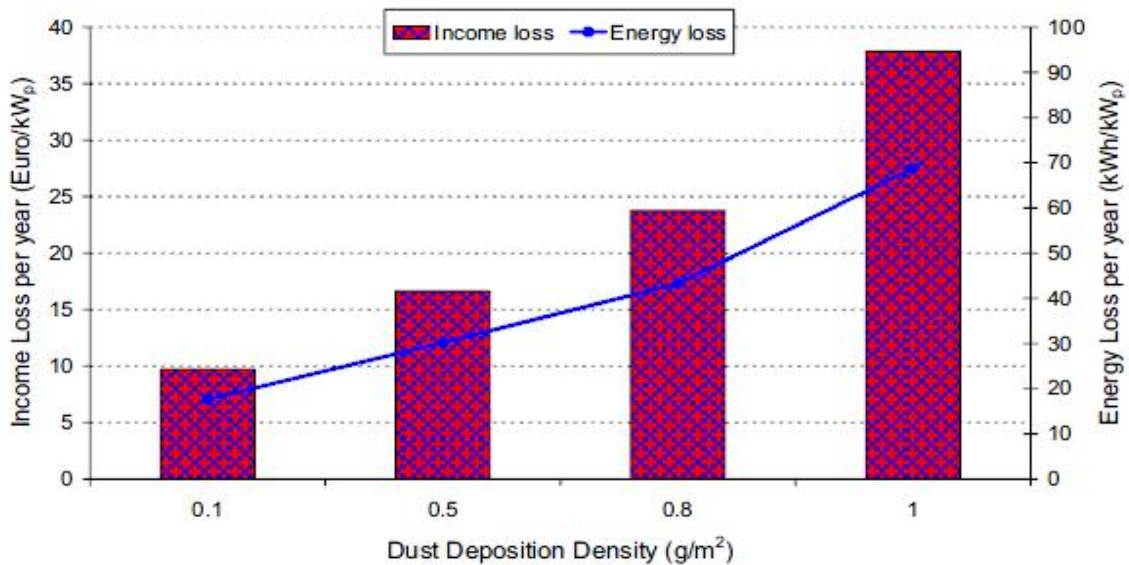
4.2.2 Schaduw

Een andere factor die de opbrengst van een fotovoltaïsche zonne-installatie kan beïnvloeden is de schaduw die op de modules kan vallen. Hierdoor wordt de hoeveelheid direct zonlicht dat op de zonnepanelen valt verminderd en bijgevolg zal ook de opgewekte elektriciteit minder zijn. De daling in elektriciteitsopwekking kan veroorzaakt worden doordat niet alle aaneengekoppelde modules dezelfde hoeveelheid zonnestraling te verwerken krijgen. De hele 'string' zal hier hinder van ondervinden en dus minder opbrengen (Alonso-García, Ruiz et al. 2006). Als men kijkt naar de efficiëntie van een enkele zonnecel met schaduw, kan de opbrengst hiervan dalen met maximaal 79% (Alonso-García, Ruiz et al. 2006). De totale opbrengstvermindering op jaarbasis is afhankelijk van de hoeveelheid schaduwvorming dat er zich voordoet op een installatie. Norton, Eames et al (2011) geeft een voorbeeld van een verlies van 27% van de output op jaarbasis voor een BIPV installatie in het Verenigd Koninkrijk. Een oplossing om de gevolgen van schaduwvorming te

verminderen is het gebruik van module-omvormers. Deze zorgen ervoor dat modules die schaduw ondervinden de opbrengst van andere modules niet kunnen beïnvloeden (Norton, Eames et al. 2011).

4.2.3 Stof en andere bevuildingen

Naast de eerder besproken factoren hebben ook stof en andere bevuildingen (zoals onder andere sneeuw) een invloed op de opbrengst van een fotovoltaïsche zonne-installatie. Deze komen vooral voor als gevolg van verschillende milieu- en weersomstandigheden, zoals onder meer luchtvervuiling. De aanwezigheid van bevuilding op zonnepanelen is te verklaren door neerslag van luchtvervuiling en de wind, die bijvoorbeeld zand verplaatst naar de modules. De gevolgen hiervan zijn uiteenlopend en afhankelijk van verschillende factoren. Zo zal een kleinere hellingshoek waaronder de modules geplaatst zijn zorgen voor een groter verlies aan opbrengst dan wanneer de modules onder een grotere hoek geïnstalleerd zijn (Mekhilef, Saidur et al. 2012). Ook de samenstelling van stof en vuil kan een impact hebben. Voor eenzelfde hoeveelheid van verschillende stoffen kan de verandering in opbrengst toch verschillen. Assen zullen bijvoorbeeld minder invloed hebben dan stof van kalksteen of rode aarde (Kaldellis and Kapsali 2011). De hoeveelheid stof en dichtheid zal ook een rol spelen. Hoe meer stof er aanwezig is op een module, hoe lager de output van die module zal zijn (Figuur 4-4) (Kaldellis and Kokala 2010). Daarnaast heeft ook de geografische ligging van de fotovoltaïsche zonne-installatie samen met het plaatselijke klimaat een invloed. Zo zal een installatie op een locatie met veel regen minder hinder ondervinden van stof dan wanneer er geen of amper regen valt. De regen spoelt namelijk het aanwezige stof weg, wat kan gezien worden als een soort reiniging van de modules. In het geval er regelmatig regen valt kunnen de jaarlijkse verliezen oplopen van 1,50% tot 6,20%. Op locaties waar er weinig tot geen regen valt, kunnen de verliezen oplopen van 0,10% tot 0,30% per dag (Thevenard and Pelland 2012). Over een langere periode van zes maanden werd er bijvoorbeeld in Saudi-Arabië verliezen gemeten tot 40% door de aanwezigheid en ophoping van stof op de modules (Mekhilef, Saidur et al. 2012). De oplossing voor de aanwezigheid van stof op zonnepanelen is deze panelen tijdig te reinigen, waardoor de effecten van stof worden beperkt. In het geval dat er weinig tot geen regen valt, is het aangeraden om de modules wekelijks te reinigen om de opbrengst ervan te kunnen blijven garanderen. In sommige gevallen is het zelfs aangeraden om dit meerdere keren per week te doen. Als de installatie geplaatst is in een klimaat waar er regelmatig regen valt, moeten de zonnepanelen minder frequent gereinigd worden. Enkele keren per jaar, afhankelijk van de hoeveelheid stof die zich op de modules bevindt, zou hierbij voldoende moeten zijn om het gegenereerde vermogen van de installatie te blijven garanderen (Mani and Pillai 2010).



Figuur 4-4: Inkomen- en vermogensverlies per jaar in functie van stofdichtheid op PV modules

Bron: Kaldellis and Kokala, 2010

Afhankelijk van de locatie waar de PV zonne-installatie geplaatst is, kan deze ook hinder ondervinden van sneeuw. In het geval van sneeuwval kan de productie van elektriciteit door zonnepanelen volledig stilvallen en kan bijgevolg zorgen voor hoge verliezen van productie in de winter. De aanwezigheid van sneeuw en de gevolgen ervan is heel erg afhankelijk van de locatie en verschilt elk jaar. Zo zijn er in de Oostenrijkse Alpen verliezen gemeten van 1% tot 3,30% op jaarbasis, terwijl er in de Verenigde Staten in de Sierra Nevada jaarlijkse verliezen werden gemeten van 12% tot 18%. In Japan zouden de jaarlijkse verliezen dan weer beperkt worden tot 2,20% (Thevenard and Pelland 2012). Door de sterke geografische afhankelijkheid van deze factor is het moeilijk om een gemiddelde te voorspellen dat geldig is voor een algemene installatie. Om de gevolgen omtrent de elektriciteitsproductie te beperken is het nodig om ook in het geval van sneeuw de modules te reinigen en het sneeuw zo snel mogelijk te ruimen (Mani and Pillai 2010).

4.2.4 Warmte

Zonlicht wordt in een PV installatie gebruikt voor de productie van elektriciteit. Niet al het beschikbare zonlicht kan echter in elektriciteit omgezet worden. Een deel wordt gereflecteerd, een ander deel wordt geabsorbeerd maar bevat onvoldoende energie om een elektronenstroom te genereren en wordt bijgevolg als warmte vrijgegeven. Ook bij de productie van vrije elektronen komt warmte vrij. Dit zorgt ervoor dat zonnecellen kunnen blootgesteld worden aan hoge temperaturen. Als de temperatuur te hoog oploopt, zorgt dit echter voor een vermindering van de efficiëntie van de zonnecellen. Een hogere temperatuur van de zonnecellen zorgt er namelijk voor dat de elektronen zich minder snel gaan kunnen voortbewegen en bijgevolg ook de opgewekte elektriciteit lager gaat zijn (Skoplaki and Palyvos 2009). Daarnaast zijn niet alle gebruikte technologieën even vatbaar voor warmte. Zo zijn amorfe silicium zonnecellen veel minder vatbaar dan mono- of poly-kristallijne silicium zonnecellen. CdTe zonnecellen werken dan weer beter dan CI(G)S zonnecellen en de zonnecellen op basis van kristallijn silicium (Mattei, Notton et al. 2006).

Wind kan een temperende rol spelen in de temperatuur van de zonnecellen en de modules. Hogere windsnelheden hebben een verkoelend effect en zorgen ervoor dat de temperatuur kan afnemen, wat de efficiëntie dan weer ten goede kan komen (Mekhilef, Saidur et al. 2012).

4.2.5 Vermindering van opbrengst van de module

De zonnepanelen zelf kunnen ook onderhevig zijn aan vermindering in de elektriciteitsproductie. Dit kan gebeuren op verschillende manieren. Een eerste manier waarbij dit voor kan komen is wanneer een module een verkeerde *rating* mee krijgt van de producent. Het eigenlijke vermogen van de module verschilt ten opzichte van het aangegeven vermogen. Het gemiddelde verschil dat zich hierbij voordoet is echter niet in het voordeel van de investeerders. Dit gemiddelde ligt 3 tot 5% onder het aangegeven vermogen van de zonnepanelen. De huidige gebruikte standaarden voor de productie van zonnepanelen houden hier geen rekening mee, maar dit zou veranderen in de toekomst, waardoor de gevolgen van dit probleem beperkt zullen worden. (Thevenard and Pelland 2012)

In de eerste jaren na de inwerkingtreding van de installatie, zijn er ook enkele factoren die bij kunnen dragen aan een vermindering in de opbrengst. Zo is er bij de eerste blootstelling aan zonlicht ook een vermindering aan opbrengst merkbaar. Deze ligt gemiddeld tussen de 1,30 en 3,90% van het vermogen (Thevenard and Pelland 2012). Er kunnen ook productiefouten in de zonnecellen merkbaar worden na de inwerkingtreding. Zonnecellen met productiefouten kunnen niet altijd gedetecteerd worden en kunnen in sommige gevallen door een controle geraken, of deze productiefouten manifesteren zich pas na de inwerkingtreding van de installatie. Na verloop van tijd beginnen deze zich steeds verder te ontwikkelen en kan hun invloed steeds groter worden. Vergeling of verbruining van de (oorspronkelijk witte) EVA-laag zorgt ervoor dat er minder zonlicht doorgelaten wordt, waardoor de output van de zonnecellen daalt. Dit kan voorkomen door een combinatie van UV-straling, blootstelling aan vochtigheid en een temperatuur van minstens 50°C. Daarnaast kunnen ook de gelamineerde lagen van elkaar loskomen, zogenaamde '*delamination*'. De zonnecellen met hun EVA-laag kunnen loskomen van het glas of de EVA-laag en de zonnecellen kunnen van elkaar gescheiden worden (Dhere and Raravikar 2001). In extreme gevallen kan dit leiden tot een volledig defecte module. Dit komt voornamelijk voor in warme en vochtige klimaten. Ook luchtbubbel die zich bevinden tussen de glaslaag, de zonnecellen en/of de EVA-laag kunnen leiden tot een vermindering van de productie. Ze zorgen voor een onevenwichtige verspreiding van de warmte, wat kan leiden tot oververhitting van de zonnecel, waardoor deze zijn levensduur gaat verminderen (Munoz, Alonso-García et al. 2011). Breuken in de zonnecellen leiden ook in een verlies van efficiëntie. Op deze breukenlijnen zelf wordt er niets geproduceerd, door een samenloop van verschillende breuklijnen is het mogelijk dat een bepaald deel van de zonnecel volledig van productie wordt weerhouden. Door de productie van steeds dunnere zonnecellen worden deze ook steeds vatbaarder voor dit fenomeen (Köntges, Kunze et al. 2011). Om de lichtinval op de zonnecellen te vergroten wordt er vaak een antireflectie laag aangebracht op het glas. Deze laag kan echter na een tijd gaan verkleuren, waardoor deze laag zijn antireflectieve eigenschap kan verliezen. Gevolg hiervan is dat de lichtinval verminderd en de output zal dalen. Zonnecellen die door hun werking een hogere temperatuur genereren kunnen zorgen voor zogenaamde '*hot spots*'

op de module. Door de hoge temperatuur kan de zonnecel beschadigd worden, wat leidt tot een vermogensverlies (Simon and Meyer 2010).

De zojuist vermelde factoren kunnen zich voordoen in de beginjaren van de werking van de installatie, maar kunnen zich ook op langere termijn voordoen en zelfs verder evolueren (Dechthummarong, Wiengmoon et al. 2010; Kaplanis and Kaplani 2011). Op lange termijn hebben de zonnecellen ook nog af te rekenen met een verlies in efficiëntie door hun ouderdom. De zonnecellen werken immers non-stop tijdens periodes van zonlicht en zullen hierdoor een zekere vorm van slijtage ondervinden. Deze bevindt zich tussen de 0,30% en 0,80% per jaar en is vaak het gevolg van degradatie van silicium en verbindingen (Thevenard and Pelland 2012).

4.3 Performance Ratio

Al de factoren die een invloed hebben op de werking van een PV installatie kunnen worden samengebracht in één factor, de '*Performance Ratio*' (PR) (zie vergelijking 1). De PR geeft met andere woorden het verlies weer ten gevolge van alle factoren die een invloed hebben op de productie van elektriciteit van een bepaalde PV installatie ten opzichte van een ideaal referentiesysteem. De *Performance Ratio* kan bijgevolg verschillen voor een identieke installatie op een andere locatie. Mede door rekening te houden met schaduw, sneeuw, e.d. kan de PR tot 30% verschillen van een soortgelijke installatie met dezelfde zonnepanelen en omvormer(s) (Norton, Eames et al. 2011). Door middel van technologische vooruitgang en vernieuwingen aan onderdelen is de *Performance Ratio* de afgelopen 2 decennia continu gestegen. Eind vorige eeuw zat de PR nog gemiddeld rond de 75%. Voor installaties die in het jaar 2000 geïnstalleerd zijn bedroeg deze voor silicium zonnecellen gemiddeld 78%, maar tegen 2009 was dit opgelopen tot gemiddeld 85% voor nieuwe installaties. Voor 2010 zit meer dan de helft van de installaties met silicium zonnecellen met een *Performance Ratio* van boven de 83%. Er zijn zelfs installaties die met de grens van de 90% flirtten (Reich, Mueller et al. 2012). In de gevalstudie gaat er gebruik gemaakt worden van de PR om de globale effecten die een invloed uitoefenen op een fotovoltaïsche zonne-installatie in rekening te brengen in een private kosten-batenanalyse. Door dezelfde PR te gebruiken worden deze effecten gestandaardiseerd over de verschillende landen. Er wordt met andere woorden een standaardinstallatie gecreëerd die in dezelfde opstelling en onder dezelfde omstandigheden geplaatst wordt in verschillende landen (zelfde oriëntatie, hellingshoek, type panelen, omvang installatie, hoeveelheid bevuiling, ...). In elk land wordt er uitgegaan van dezelfde effecten en zullen ze dezelfde grootte hebben. Dit heeft echter als gevolg dat locatiegebonden verschillen niet in rekening worden gebracht, zoals onder meer sneeuwval in Zweden en hogere temperaturen en aanwezigheid van stof in Spanje.

Vergelijking 1: Performance Ratio

$$PR = \frac{E_{Feed-in}/P_{STC}}{H_{POA}/G_{STC}} \times 100\%$$

Met:

PR = *Performance Ratio*

$E_{Feed-in}$ = Geproduceerde elektriciteit (in kWh)

P_{STC} = Te verwachten elektriciteitsopbrengst onder STC (in kWh)

H_{POA} = Werkelijke hoeveelheid instraling van zonlicht (in kWh/m²)

G_{STC} = Ingevallen zonlicht onder STC (in kWh/m²)

Bron: Reich, Mueller et al., 2012

Hoofdstuk 5: Overheidssubsidies

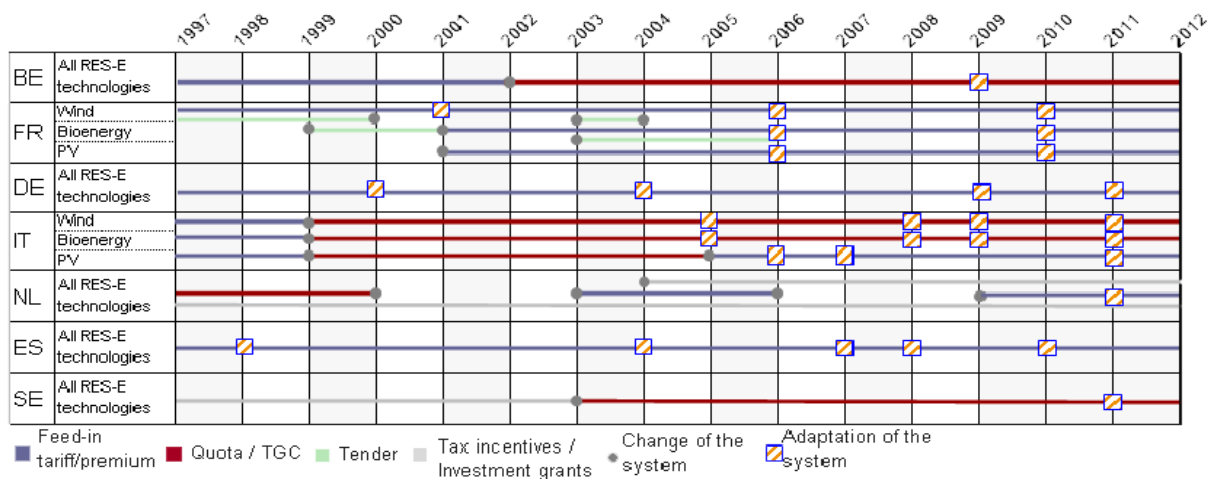
5.1 Achtergrond

Eerder werd er in hoofdstuk 2 gesproken over de voor- en nadelen van hernieuwbare energiebronnen. Een van de aangehaalde nadelen die het sterkst doorweegt bij een investering hierin is de hoge aankoopprijs. Dit geldt ook voor investeringen in fotonvoltaïsche energiesystemen. Door hun hoge aankoopprijs zijn ze niet in staat om te concurreren met traditionele energiebronnen. Oorspronkelijk werden ze, om onder andere deze reden, enkel gebruikt in nichemarkten waar traditionele energiebronnen niet mogelijk waren, zoals in de ruimtevaart, bij gebrek aan een elektriciteitsnet en voor kleine elektronica (telmachines, ...). Door het verhoogde milieubewustzijn en de opkomst van hernieuwbare energiebronnen kwam ook PV nadrukkelijker in beeld als alternatief systeem voor het opwekken van elektriciteit. Er was hier echter sprake van een vicieuze cirkel. Enerzijds bleven de investeringen in PV beperkt door de (te) hoge aankoopprijs. Anderzijds bleef deze prijs hoog doordat de markt niet genoeg tot ontwikkeling kon komen (met schaalvoordelen, leerontwikkelingen, ...), door het lage aantal investeringen (Sandén 2005). Door middel van subsidies kan de overheid zorgen voor een 'boost' om de markt uit deze vicieuze cirkel te halen. Op deze manier kan het proces van 'self-sustained growth' (zelf onderhoudende groei) in gang worden gezet. De markt zal dan op zichzelf kunnen groeien en na verloop van tijd in staat zijn om te kunnen concurreren met de traditionele energiebronnen (Menanteau, Finon et al. 2003).

De eerste subsidies (vanaf midden de jaren 1970) werden door overheden in het leven geroepen om demonstratoren te financieren. Dergelijke projecten lieten toe om te laten zien dat milieuproblemen op de agenda stonden. Deze regelingen waren echter niet bedoeld om de vraag naar netgekoppelde PV-installaties op gang te trekken, hoewel ze de vraag wel stimuleerden (Mints 2011). Een eerste belangrijke subsidieregeling, die stimulering van de vraag voor ogen had, kwam er in Duitsland in 1989 met het '1000 Dächer Program' en duurde tot 1993. Dit systeem was een combinatie van een kapitaalsubsidie, samen met een *feed-in tariff* (FIT) (meer uitleg over deze termen in 5.2). Het Duitse voorbeeld werd vanaf het begin van de jaren 1990 gevolgd door enkele andere Europese landen, zoals Zweden (in 1991), Oostenrijk, Zwitserland en Italië in 1992 en Griekenland en Spanje in 1994 (Lopez-Polo, Auer et al. 2005). Ook buiten Europa begonnen landen in die periode de PV markt te stimuleren. Zo startte Japan in 2004 hun eerste subsidieprogramma en waren er ook in de Verenigde Staten (in Californië vanaf 1998) subsidies te verkrijgen. Deze eerste stappen naar het stimuleren van de netgekoppelde PV markt kunnen gezien worden als een soort van experimenteren welke soort van subsidie het meest efficiënt is (Mints 2011). Sinds dit begin hebben landen verschillende keren hun systeem veranderd of aangepast, om zo een groter stimulerings-effect te bekomen.

Het opstellen van het Kyoto-protocol in 1997 zorgde ervoor dat ook andere landen, die nog geen subsidiemaatregelen voor PV in werking hadden, aangezet werden om een systeem op te zetten. Ook die voordien wel al maatregelen hadden genomen werden aangezet om deze aan te passen en te verbeteren. Hier was Duitsland weer een voorloper met hun '100.000 Dächer Program', dat werd ingevoerd in 1999. Duitsland zorgde er op deze manier voor dat de netgekoppelde PV markt in

eigen land goed gestimuleerd werd en dat deze enorm kon groeien (Figuur 3-2). De landen uit de Europese Unie werden aangezet om stimuleringsmaatregelen te nemen voor hernieuwbare energiebronnen met de aanneming van Richtlijn 2001/77/EG in het jaar 2001 (Hoofdstuk 2). De *European Council Act 7224/1/07* uit 2007 en Richtlijn 2009/28/EG uit 2009 zorgden elk op zich voor een verandering in het internationale politieke klimaat. Parallel met een verandering van de wetgeving binnen de Europese Unie, waren de lidstaten hun eigen wetgeving hieromtrent ook aan het aanpassen. Dit proces van verandering werd het 'Brussels effect' gedoopt (Agnolucci 2008). De Europese Unie heeft haar lidstaten daarnaast de vrijheid gegeven om zelf de keuze te maken welke maatregelen ze moeten nemen indien ze nog niet aan de regelgeving voldoen (Hoofdstuk 2). Figuur 5-1 geeft een overzicht van de veranderingen van subsidiesystemen die zich in de afgelopen 15 jaar hebben voorgedaan. De landen die hier zijn opgenomen zijn de geselecteerde landen die later in de gevalstudie aan bod komen (België, Frankrijk, Nederland, Spanje en Zweden), samen met de twee landen waar PV het sterkst aanwezig is in de Europese Unie, Duitsland en Italië. Zoals je kan zien in deze figuur doen er zich vanaf 2004 tot 2011 een enorm aantal veranderingen voor binnen de subsidiesystemen. Meestal zijn het aanpassingen van al bestaande systemen, maar voornamelijk in Nederland is het systeem meerdere keren volledig veranderd in deze periode (Teckenburg, Rathmann et al. 2011). Oorzaken van veranderingen in de regelgeving zijn onder meer het eerder vernoemde 'Brussels effect', de economische efficiëntie van de technologieën en het politieke klimaat (bijvoorbeeld veel voor- of tegenstanders voor een specifieke regeling) (Agnolucci 2008).



Figuur 5-1: Overzicht evolutie van RES subsidies van 1997 tot 2012

Bron: Eigen selectie uit Teckenburg, Rathmann et al., 2011

Een probleem dat zich heeft voorgedaan in enkele landen is de oversubsidiëring van de markt. De toegekende *incentives* waren zo hoog dat de vraag te snel groeide en de overheid op korte termijn te veel geld verloor. In de laatste jaren zijn subsidiesystemen dan ook vaak herzien, waarbij men de beschikbare subsidies gaat verminderen en het systeem gaat optimaliseren. Een tweede reden dat subsidiesystemen worden herzien is dat ze na verloop van tijd immers zorgen voor dalende

kosten (door een groeiende markt, schaalvoordelen, ...), waardoor de subsidies ook kunnen gaan dalen (Sandén 2005). Een goed voorbeeld van veranderingen in een systeem zijn de verschillende aanpassingen in het groenestroomcertificaten systeem van België in de afgelopen jaren. Telkens men voor een dergelijke herziening of aanpassing van een systeem staat, zal de vraag opnieuw stijgen om nog te kunnen genieten van het gunstigere systeem (Mints 2011). Op lange termijn zullen de subsidies echter volledig afgeschaft worden, ten laatste als de PV markt op zichzelf kan concurreren met de traditionele energiebronnen.

5.2 Soorten maatregelen

5.2.1 Feed-in tariff

Een eerste systeem is dat van de *feed-in tariffs* (FIT). Hierbij wordt er gekeken naar de geproduceerde hoeveelheid aan groene elektriciteit en wordt er een vast bedrag (bepaald door de overheid) per opgebrachte kWh output betaald door nutsbedrijven aan de producent gedurende een vooraf bepaalde periode, vaak 15 tot 20 jaar (Cory, Couture et al. 2009). FITs zorgen ervoor dat de duurdere productie van hernieuwbare energie gecompenseerd wordt en dat er een bonus wordt gegeven voor de productie van 'groene' elektriciteit (Ringel 2006). Het is wel noodzakelijk dat de PV installatie aangesloten is op het elektriciteitsnet.

Er zijn twee soorten FIT systemen mogelijk. In het eerste geval wordt er een vast tarief betaald voor de eigenlijke productie van groene elektriciteit. Deze prijs ligt boven de eigenlijke marktprijs van elektriciteit, maar verandert niet mee met een wijziging in deze prijs. De tweede mogelijkheid is dat er premium wordt betaald bovenop de eigenlijke marktprijs voor de output van elektriciteit. In dit geval schommelt de totale prijs mee met de marktprijs (Held, Haas et al. 2006).

Het FIT systeem geldt als het meest efficiënte en is ook het systeem dat het meest geïmplementeerd is. In 2009 gebruikten 20 van de 27 lidstaten van Europese Unie FITs om investeringen in fotonvoltaïsche energie te promoten. Onder deze landen bevonden zich Duitsland, Frankrijk, Italië, Nederland en Spanje. België is één van de zeven landen die geen gebruik maken van *feed-in tariffs*. (Campoccia, Dusonchet et al. 2009)

5.2.2 Groenestroomcertificaten

Een tweede populair systeem is de implementatie van groenestroomcertificaten (GSC), buiten Europa (zoals in Amerika en Japan) zijn deze ook bekend onder de naam *Renewable Portfolio Standards* (RPS) (Haas, Panzer et al. 2011). Hierbij draagt de overheid energieleveranciers op om jaarlijks een bepaald minimum aan hernieuwbare elektriciteit te produceren. Indien ze niet aan dit opgelegde quota komen, krijgen ze hiervoor een boete. Daarnaast wordt er een markt opgezet waarbij producenten een groenestroomcertificaat verkrijgen voor elke vooraf bepaalde hoeveelheid geproduceerde 'groene' elektriciteit (in Vlaanderen bedraagt dit 1 MWh). De producenten die deze GSC ontvangen kunnen deze verder verkopen op de daarvoor gecreëerde markt, of ze kunnen deze tegen een vooraf bepaalde prijs verkopen aan daarvoor bepaalde instanties. De overheidssteun wordt dus beschikbaar gesteld door het verkopen van de certificaten. De minimum verkoopprijs van de GSC is zo bepaald dat deze de prijs van de duurdere geproduceerde 'groene' elektriciteit compenseert. Het is mogelijk om GSC toe te passen op afzonderlijke markten van hernieuwbare

energiebronnen of men kan ervoor kiezen om één GSC systeem toe te passen op de gehele markt voor hernieuwbare energiebronnen (Held, Haas et al. 2006). Het eerste systeem wordt bijvoorbeeld gebruikt in België, terwijl het tweede van toepassing is in Zweden.

Groenestroomcertificaten worden minder gebruikt dan een feed-in tariff, maar zijn sinds het begin van de jaren 2000 opgekomen in enkele landen. Voorbeelden van landen die dit systeem hebben geïmplementeerd zijn België, Zweden (Bertoldi and Huld 2006). Nederland had in 1998 een vrijwillig GSC systeem ingesteld, waarbij energieleveranciers geen quota opgelegd kregen, maar heeft dit al snel verlaten in 2000 (figuur 5-1) wegens onder andere de beperkte interesse van het doelpubliek en het gebrek aan verplichtingen ten opzichte van de energieleveranciers, wat leidde tot het uitblijven van succes.

5.2.3 Kapitaalsubsidies

Een kapitaalsubsidie is een derde populaire maatregel dat veelvuldig gebruikt wordt door overheden. In de literatuur worden deze samen gezet met '*grants*' en '*rebates*', wat neerkomt op subsidies (toekenning van een som geld) en kortingen (ten opzichte van de aankoopprijs). Deze worden vaak gebruikt in combinatie met andere systemen, zoals GSC of FIT. Deze subsidie is een bedrag dat wordt toegekend op het investeringsbedrag, met de opzet om deze te drukken (Talavera, Nofuentes et al. 2010). Ze kunnen een percentage zijn op het aankoopbedrag, of een vast vooraf bepaald bedrag (Held, Haas et al. 2006). Dit soort subsidies wordt ook vaak gebruikt door lokale overheden om de markt naast de nationaal toegekende steunmaatregelen verder te stimuleren. Voorbeelden hiervan komen aan bod in hoofdstuk 6.

Japan gebruikte in 1994 als een van de eerste landen in de wereld kapitaalsubsidies om de PV markt te stimuleren. Deze bedroegen 50% van het initiële investeringsbedrag (Talavera, Nofuentes et al. 2010). In 2008 kon men kapitaalsubsidies ontvangen in 15 van de 27 lidstaten van de Europese Unie. Onder deze landen bevonden zich België en Zweden (Campoccia, Dusonchet et al. 2009). In België is deze kapitaalsubsidie ondertussen afgeschaft (hoofdstuk 6).

5.2.4 Belastingvoordelen

Belastingvoordelen worden net als kapitaalsubsidies vaak gebruikt in combinatie met andere systemen. Ook hier zijn er verschillende mogelijkheden waarbij dit tot uiting kan worden gebracht. Een eerste is dat men een percentage van het aankoopbedrag in mindering kan brengen van het bedrag dat de investeerder aan personenbelasting (of bedrijfsbelasting) moet betalen. Een voorbeeld hiervan was België (ondertussen is dit afgeschaft), waar men 40% van het investeringsbedrag in mindering kon brengen en spreiden over meerdere jaren (hoofdstuk 6). In Italië en Spanje hebben lokale overheden de mogelijkheid om kortingen toe te kennen op vermogensbelasting van personen die investeren in een fotonvoltaïsche zonne-installatie. Een laatste belastingvoordeel waar particulieren van kunnen genieten is een verlaagd BTW tarief. Hier kan men van genieten bij de aankoop van materialen, gebruikt voor de PV installatie. Men schakelt dan over van het normale BTW tarief naar het vaak al aanwezige verlaagd BTW tarief. Een voorbeeld hiervan is Frankrijk, waar men onder bepaalde omstandigheden een verlaagd tarief van 5,50% gebruikt in plaats van het normale 19,60%. (Cansino, Pablo-Romero et al. 2010)

5.2.5 Overige systemen

Naast deze vier vaak voorkomende *incentives*, zijn er ook nog enkele systemen die minder vaak voorkomen. Een ervan is de mogelijkheid voor particulieren om leningen aan te gaan tegen verlaagde interesten. Deze interesten liggen 1 tot 2 procentpunten lager dan die van normale leningen en gelden specifiek voor het helpen bij het aangaan van een investering in hernieuwbare energiebronnen. Dit is mogelijk gemaakt door de overheid, die tussenkomt in de intrestkosten van de lening. Voorbeelden van landen die hier gebruik van maken zijn Japen en Nederland (Talavera, Nofuentes et al. 2010).

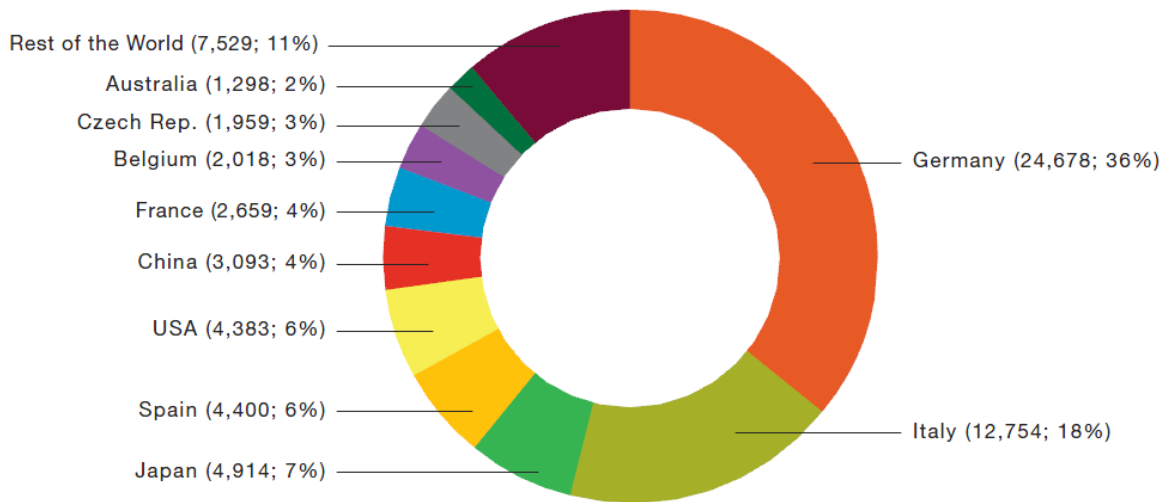
Hiernaast zijn er ook nog de '*tendering*' systemen. Hier zijn twee mogelijkheden beschikbaar. Een eerste is dat de overheid een quota van fotovoltaïsche energieproductie (of hernieuwbare energie) bepaald en daarna investeerders laat inschrijven om dit quota te behalen. De ingeschrevenen kunnen hierna genieten van subsidies om de eigenlijke investeringen door te voeren. Deze subsidie is een vastgelegd bedrag per eenheid geïnstalleerd vermogen (een bedrag per kWp). Daar waar de eerste optie de nadruk legt op de investering, is de tweede mogelijkheid meer gericht op de eigenlijke productie van de investering. Hier wordt met andere woorden een vast subsidiebedrag toegekend per kWh geproduceerde elektriciteit (Held, Haas et al. 2006).

Een laatste *incentive* is '*net metering*', waarbij de overschot aan geproduceerde elektriciteit terug wordt 'verkocht' aan het elektriciteitsnet. Dit gebeurt tegen de marktprijs van traditionele elektriciteit. Op jaarbasis leidt dit tot een vermindering van het totale energieverbruik van een gebouw met de totale verkochte elektriciteit aan het net, waardoor de energiefactuur ook zal verminderen. Hiervoor is een elektriciteitsmeter nodig die in beide richtingen kan 'draaien', waardoor zowel afname van het net, wat zorgt voor een lopende meter, als levering aan het net, wat zorgt voor een terugdraaiende meter, kan registreren (Campoccia, Dusonchet et al. 2009; Talavera, Nofuentes et al. 2010).

5.3 Subsidiereregelingen in de belangrijkste PV markten

In dit deel gaat er een overzicht gegeven worden van de subsidiemaatregelen, die de nationale overheden hebben genomen, in enkele vooraanstaande landen op vlak van PV. Deze landen zijn Duitsland, Italië, Japan, de Verenigde Staten van Amerika (VS) en China. Marktleider Duitsland, samen met Italië zijn samen goed voor meer dan 50% van de globale PV markt. Buiten Europa zijn Japan, de VS en China de belangrijkste spelers op de wereldmarkt, samen goed voor ongeveer 17% . Samen zijn deze vijf landen goed voor ongeveer 71% van de wereldmarkt (figuur 5-2).

De subsidiesystemen van de vooraf geselecteerde landen (België, Frankrijk, Nederland, Spanje en Zweden) voor de gevalstudie zullen aan bod komen in hoofdstuk 6.



Figuur 5-2: Globaal cumulatief geïnstalleerd PV vermogen in 2011 (in MW; %)

Bron: EPIA, 2012

5.3.1 Duitsland

Duitsland heeft op het vlak van fotovoltaïsche zonne-energie een leidersrol op zich genomen. Zoals al eerder vermeld onder punt 5.1, was Duitsland als eerste Europees land begonnen met het stimuleren van deze markt in 1989. Het '1000 daken programma' duurde vier jaar en was een systeem van kapitaalsubsidies in combinatie met een feed-in tarief. Dit was het eerste systeem in een serie van 'proefprojecten' van de Duitse overheid. In 1990 werd er een nieuw FIT systeem geïmplementeerd, het '*Einspeisetarif*' en vanaf 1992 werd er, samen met Oostenrijk en Zwitserland een ander FIT systeem ingevoerd, onder de noemer '*Kostendeckende Vergütung*' (Lopez-Polo, Auer et al. 2005).

Vanaf 1999 werd er weer een nieuw systeem ingevoerd, ditmaal geen FIT systeem, maar een systeem waarbij investeerders gebruik konden maken van leningen met verlaagde interesten voor de financiering van hun investering. Dit systeem kreeg de naam '*100.000 Dächer Program*' en liep tot juni 2003. De leningen kon men afsluiten voor een periode van 10 jaar, tegen een intrestvoet van 0%. Het doel hiervan was het stimuleren van 100.000 investeringen in PV installaties met een minimum vermogen van 1 kWp. Bij het opstellen van dit programma hield men rekening met een gemiddeld vermogen van 3 kWp per installatie, wat in totaal goed zou zijn voor 300 MWp aan fotovoltaïsch vermogen. Tegen het einde van het programma was er echter voor 467 MWp aan vermogen geïnstalleerd (Lopez-Polo, Auer et al. 2005). In eerste instantie was dit programma echter niet zo populair als voorgaande cijfers doen vermoeden. Dit gebeurde pas na de inwerkingtreding van het '*Erneuerbare Energien-Gesetz*' (EEG), het hernieuwbare energie decreet, in 2000. Met dit decreet heeft de Duitse overheid doelstellingen gezet voor de productie van hernieuwbare energie in eigen land. Tegen 2010 was een aandeel van 12,50% hernieuwbare energie, ten opzichte van de totale energieproductie, vooropgesteld, en tegen 2020 was 20% vooropgesteld. Dit decreet zorgde voor een vernieuwd FIT systeem, dat in combinatie werkte met het '100.000 daken programma', om deze doelstellingen te kunnen behalen. Het FIT werd gegarandeerd voor een periode van 20 jaar en begon met een tarief van ongeveer €0,50/kWh

geproduceerde elektriciteit. Deze prijs zou jaarlijks gaan dalen met 5%, gedurende deze hele periode (Lopez-Polo, Haas et al. 2007). Daar waar het '100.000 daken programma' afliep in juni 2003, liep het FIT systeem door en werden de tarieven in 2004 verhoogd om de weggeven subsidie te compenseren (Held, Ragwitz et al. 2007). In 2005 werd er opnieuw een systeem in gebruik genomen dat gecombineerd werd met het FIT systeem. Het 'Solarstromerzeugen' programma is te vergelijken met zijn voorganger en geeft de mogelijkheid tot het aangaan van leningen met een verlaagde intrest voor particuliere investeerders (Lopez-Polo, Haas et al. 2007).

Zowel in 2009 als in 2011 waren er opnieuw aanpassingen aan het EEG decreet, waarbij de overheid de tarieven heeft laten dalen, rekening houdend met de dalende kostprijs van de investering. Daarnaast zijn de tarieven ook variabel naar gelang de markt evolueert. Zo wordt het mogelijk dat de tarieven verhogen wanneer de markt zich niet verder ontwikkelt, maar de tarieven dalen als de ontwikkeling snel genoeg gaat zodat subsidies minder noodzakelijk worden. Een gevolg hiervan was een prijsdaling van het FIT tarief met ongeveer 33% tussen 2009 en 2011 (IEA-PVPS 2011).

Ondanks deze daling in het FIT tarief is de Duitse PV markt de afgelopen jaren enorm gegroeid. Zo is er in 2010 voor 7,40 GW en in 2011 voor 7,50 GW geïnstalleerd (hoofdstuk 3). Naast de nationale subsidies kunnen particulieren ook nog een beroep doen op subsidies van regionale overheden en, onder bepaalde voorwaarden, van belastingsverlagingen (Dusonchet and Telaretti 2010).

5.3.2 Italië

Hoewel de PV markt in Italië zich pas in de laatste jaren echt door heeft kunnen zetten, met een geïnstalleerd vermogen van 2,30 GW in 2010 en 9,30 GW in 2011 (ten opzichte van een totaal gecumuleerd vermogen van 12,75 GW in 2011), zijn er toch al gedurende twee decennia subsidies beschikbaar (IEA-PVPS 2011; EPIA 2012). Het eerste systeem werd gebruikt vanaf 1992 tot eind 2000 en was een FIT systeem, onder de naam 'CIP 6/92' (Lopez-Polo, Auer et al. 2005). Vanaf 2001 tot 2005 was er het 'Tetti fotovoltaici' programma, waarbij de autonome regio's subsidies ter beschikking stelden van particuliere investeerders. Dit werd gecoördineerd door de Italiaanse overheid, de uitwerking van de specifieke subsidies werd overgelaten aan de regionale overheden, maar bleef onderhevig aan bepaalde voorwaarden. Zo mocht de maximum toegelaten subsidie de grens van 70% van het investeringsbedrag niet overschrijden (Held, Ragwitz et al. 2007).

Nadat ook dit programma afgelopen was in 2005, greep de Italiaanse overheid terug naar een FIT systeem in combinatie met 'net metering', door de in werking treding van het '(Primo) Conto Energia' in september 2005. Net zoals in Duitsland werden de FIT tarieven gedurende een periode van 20 jaar gegarandeerd, met een jaarlijkse daling van het tarief met 5%. Jaarlijks kon er voor 85 MW aan nieuwe installaties genieten van deze subsidie, met een maximum van 20 kWp per installatie (Held, Ragwitz et al. 2007). Zowel in 2006 als in 2007 werden er echter al aanpassingen aan dit decreet doorgevoerd, wat leidde tot het 'Nuovo Conto Energia' uit 2007. Hierin werd er een onderscheid gemaakt tussen BIPV, BAPV en GMPV. Daarnaast werden de tarieven vanaf 2008 ook jaarlijks aangepast met een daling van 2% in plaats van de 5% uit het oorspronkelijke '(Primo) Conto Energia' (Campoccia, Dusonchet et al. 2009; Focacci 2009). Daarnaast is er ook nog een

belastingsverlaging van de BTW toegestaan en zoals eerder onder 5.2.4 al de verlaging van de vermogensbelasting. Deze bedraagt 10% in plaats van de gebruikelijke 20% (dit is ondertussen verhoogd naar 21%)(Dusonchet and Telaretti 2010).

Na de '*Primo Conto Energia*' en de '*Nuovo Conto Energia*' werd er in 2009 een derde fase van deze regeling in gang gezet. In deze fase werd een daling van het FIT bekendgemaakt voor de periode 2011 tot 2013. Dit leidde tot een enorme toename van de vraag, waardoor het vooropgestelde doel van 8 GW geïnstalleerd vermogen tegen 2020 al midden 2010 behaald werd. Daarom besloot de Italiaanse overheid om een vierde fase van het '*Conto Energia*' in te luiden in mei 2011, waarbij een nieuwe doelstelling van 23 GW geïnstalleerd vermogen tegen 2016 werd vooropgesteld, in combinatie met een daling van het FIT tarief gedurende de periode tot 2016 (IEA-PVPS 2011; EPIA 2012).

5.3.3 Japan

Net als Duitsland en Italië is ook Japan in het begin van de jaren 1990 begonnen met subsidieregelingen uit te werken voor het promoten van fotovoltaïsche zonne-energiesystemen. Het eerste Japanse programma werd in gebruik genomen in 1994 en duurde tot 2005. Dit systeem bestond uit een combinatie van verschillende maatregelen. Zo werden er kortingen toegekend op de aankoop van PV installaties, die gedurende de looptijd van het systeem zijn gedaald. In de periode van 1994 tot 1999 was de korting een vast percentage op de aankoopprijs. Deze korting bedroeg in 1994 50%, maar was in 1999 gedaald tot 33% van de kostprijs. In 2000 werd dit systeem herzien en kreeg men voor de periode 2000 tot 2005 een korting op basis van het geïnstalleerde vermogen, namelijk een vast bedrag per geïnstalleerd kWp vermogen. Het maximum vermogen van een installatie waarvoor men een beroep kon doen op deze regeling bedroeg 4 kWp. Tegen het einde van deze regeling bedroeg de verkregen subsidie nog € 150,00/kWp geïnstalleerd vermogen. Daarnaast was het voor investeerders mogelijk een lening met verlaagde intrestvoet af te sluiten voor de financiering. Ook zorgde de overheid voor opleidingen en voerde ze campagnes voor het milieubewustzijn bij de bevolking te verbeteren. (Lopez-Polo, Haas et al. 2007)

Na het aflopen van dit eerste programma besloot de Japanse overheid om geen nieuw subsidiesysteem te implementeren. Op het einde van het eerste programma was Japan nog marktleider, maar door een gebrek aan stimulantia werd het land snel ingehaald door Duitsland (Movellan 2012). In 2009 werd er een nieuw systeem in Japan geïmplementeerd en vond er een herstart plaats van de stimulatie van de PV markt. In het nieuwe systeem werd de overproductie van geproduceerde elektriciteit opgekocht door de overheid tegen een prijs dubbel zo hoog als de normale elektriciteitsprijs. In systeem is enkel geldig voor installaties met een vermogen dat kleiner is dan 10 kWp (IEA-PVPS 2011). Dit nieuw systeem zorgde voor een enorme toename in het geïnstalleerde PV vermogen van het land. In 2011 bedroeg het gecumuleerde vermogen 4,91 GW. Bijna de helft hiervan (46,63%) werd geïnstalleerd in 2010 (990 MW) en 2011 (1,30 GW) (EPIA 2011; EPIA 2012).

5.3.4 Verenigde Staten van Amerika

Daar waar de meeste landen in de jaren 1990 begonnen met nationale subsidiemaatregelen, is dit in de VS uitgebleven. Het tot dusver enige nationale systeem werd ingevoerd in 2005. Hierbij konden particuliere investeerders 30% van het factuurbedrag (met een maximum van \$2.000,00) in mindering brengen op hun inkomstenbelasting. Oorspronkelijk was dat systeem enkel geldig voor de periode 2006 tot 2008, maar deze periode is verlengd door de Amerikaanse overheid en het systeem op zich is aangepast. Door deze aanpassing is het mogelijk voor investeerders om 30% van het factuurbedrag in de vorm van een kapitaalsubsidie te ontvangen, in de plaats van deze in mindering te brengen op de inkomstenbelasting (IEA-PVPS 2011).

Naast deze federale maatregel worden er nog maatregelen genomen op het niveau van de afzonderlijke staten in de VS. Hier zijn vooral de staten Californië en New Jersey actief. Deze 2 vormen het grootste deel van de PV markt in de VS. Zo waren ze in 2010 samen goed voor meer dan 50% van het nieuw geïnstalleerde vermogen. Naast zijn 2 hoofdspelers zijn vooral de staten Arizona, Colorado en Florida actief (EPIA and Greenpeace 2011; IEA-PVPS 2011). In totaal was er in 2011 een gecumuleerd vermogen van 4,38 GW in de VS, waarmee ze de vijfde grootste markt in de wereld is. Net zoals in de eerder besproken landen heeft er zich ook hier in de laatste twee jaren een enorme groei voorgedaan, met 878 MW geïnstalleerd vermogen in 2010 en 1,90 GW in 2011, wat samen neerkomt op 63,42% van het totale vermogen in 2011 (EPIA 2011; EPIA 2012).

5.3.5 China

China is de grootste producent van PV cellen en modules, maar desondanks is de markt voor geïnstalleerde PV relatief klein. Er waren op regionaal niveau wel een (beperkt) aantal stimuleringsmiddelen beschikbaar, maar het duurde tot 2009 voordat de Chinese overheid kwam met een nationaal subsidiesysteem voor de promotie van fotovoltaïsche energiesystemen (EPIA and Greenpeace 2011). Dit systeem, het '*Golden Sun Programme*', voorziet in een kapitaalsubsidie van 50% op de kostprijs van een PV systeem. Daarnaast heeft de Chinese overheid haar doelstellingen van geïnstalleerd PV vermogen aangepast, van de oorspronkelijke 5 GW in 2015 en 20 GW tegen 2020, is dit omhooggetrokken naar 10 GW tegen 2015 en 50 GW geïnstalleerd PV vermogen tegen 2020 (IEA-PVPS 2011). De ingebruikname van de nationale subsidies zorgde voor een toename in het aantal installaties en het geïnstalleerde vermogen. In 2010 werden er nieuwe fotovoltaïsche installaties met een totaal vermogen van 520 MW in gebruik genomen. In 2011 is dit gegroeid tot 2,20 GW aan nieuwe installaties. Dit bracht het totaal gecumuleerde vermogen in China op 3,09 GW in 2011. In de laatste twee jaren is er met andere woorden 88% van het totale vermogen in gebruik genomen (EPIA 2011; EPIA 2012).

Deel 2. Gevalstudie

Hoofdstuk 6: Methodiek

Het doel van dit hoofdstuk is een overzicht te geven van hoe de verschillende kosten-batenanalyses tot stand zijn gekomen en hoe deze zijn opgebouwd. Eerst wordt er overlopen waarom er gekozen is voor een private kosten-batenanalyse, gevolgd door een uiteenzetting van de verschillende factoren die in het model voorkomen. Waarom er voor deze factoren gekozen is en wat de gemaakte veronderstellingen hiervoor zijn komt hierin duidelijk aan bod. Ten slotte wordt de keuze voor de evaluatiemaatstaven besproken.

6.1 Private kosten-batenanalyse

Een eerste stap in het uitwerken van deze gevalstudie is de keuze van een instrument voor de beoordeling van een investering. De keuze is hierbij gevallen op een private kosten-batenanalyse omdat dit het meest overzichtelijke beeld geeft van de kosten en opbrengsten die gepaard gaan met specifieke investering. Een kosten-batenanalyse wordt gezien als een kwantitatief analyse instrument. Eerst wordt er gekeken welke soorten kosten en baten een invloed gaan hebben op de investering. Daarna worden de verschillende kosten en baten gekwantificeerd in bruikbare, monetaire termen, rekening houdend met de tijds waarde van geld. Hieropvolgend kan men de eigenlijke analyse aanvangen. Door alle stromen in monetaire termen uit te drukken, is er een duidelijk meetbare weergave van zowel de inputs als de outputs van een model en kan men vergelijkingen maken tussen de verschillende resultaten van aparte analyses. (Commonwealth of Australia 2006)

De uitwerking van deze kosten-batenanalyse gebeurt door middel van kasstroomanalyses. Op deze manier wordt er een duidelijk beeld gegeven van de jaarlijkse kasstromen gedurende de hele periode waarvoor deze van toepassing zijn. Aangezien de kasstromen afkomstig zijn van verschillende jaren, moet er ook rekening gehouden worden met de tijds waarde van het geld. Daarom worden de jaarlijkse kasstromen verdisconteerd door middel van een discontovoet (Anthony E. Boardman 2011) (zie 6.2.10: Discontovoet en inflatie).

Er zijn enkele algemene assumpties die de omvang van het model bepalen. Een eerste is de periode waarvoor het model wordt opgemaakt, deze is vastgelegd op 20 jaar. Dit komt overeen met de gemiddelde te verwachten levensduur van de investering (He, Zhao et al. 2012). Een tweede veronderstelling is het gebruik van twee verschillende referentiejaren. Een eerste is het jaar 2009, wanneer men zich bevond op het hoogtepunt van een zogenaamde 'hype'. Investeren in fotovoltaïsche energie werd op dat moment aangemoedigd door de vele subsidies van de overheden. Het tweede referentiejaar is 2012, de huidige situatie waarin de markt zich bevindt.

Door gebruik te maken van verschillende assumpties en rekening houdend met onzekerheid van de toekomst, komt men tot een prognose van de gehele investering. Het is in geen geval dat de gebruikte waarden een perfecte weergave van de investering zullen geven, ze geven hier enkel een mogelijke schatting van.

Daarnaast zullen er verschillende factoren zijn die ook samenhangen met de investering en er een invloed op uitoefen, maar die moeilijk te kwantificeren zijn en bijgevolg niet zijn opgenomen in

deze analyse. Voorbeelden hiervan zijn het groene imago dat een meerwaarde kan geven, samen met de vermindering van uitstoot zoals CO₂ en de verminderde afhankelijkheid van het elektriciteitsnet.

6.2 Factoren cashflowtabel

Na de keuze van het instrument dat zal worden toegepast, moeten de verschillende factoren bepaald worden. Dit gaat van de aankoopprijs en grootte van de installatie, naar de te schatten opbrengst tot de verschillende subsidies die worden toegekend door de verschillende overheden. Hier komen de verschillende kosten en baten van de investering tot uiting. Al de factoren samen bepalen de specifieke uitkomst van elk uitgewerkt model, voor elk specifiek land of regio. Om tot deze uitkomsten te komen, moet er echter enkele veronderstellingen gemaakt worden, ook deze komen hier verder aan bod.

6.2.1 Grootte installatie

Een factor die een invloed heeft op een investering in PV, is het vermogen van de installatie, oftewel de grootte. Het heeft een directe invloed op een heel deel andere factoren en het kan gezien worden als een centraal punt waaruit alles vertrekt. Het vermogen bepaalt in grote mate de kostprijs van de investering, net als de uiteindelijke opbrengst er ook van afhankelijk is. Ook moet er bij de subsidies vaak rekening mee gehouden worden.

Het vermogen van particuliere fotovoltaïsche installaties is vaak beperkt ten opzichte van die van bedrijven. Het maximum van een dergelijke investering ligt rond de 10.000 wattpiek. Bijgevolg ligt het gemiddelde vermogen van een privé-installatie veel lager. De gemiddelde grootte van een installatie kan fel verschillen van regio tot regio. In de regio Noord-Limburg heeft een gemiddelde particuliere installatie een vermogen van 5309 Wp (Bollen Energy BVBA), terwijl in heel België de meeste installaties zich bevinden tussen de 3 en de 5 kWp groot (Leloux, Narvarte et al. 2012). In Frankrijk bevindt het gemiddelde vermogen zich tussen de 2,6 en de 3 kWp (Leloux, Narvarte et al. 2012).

Voor deze gevalstudie heb ik gekozen voor een vermogen van 5.000 Wp. Op deze manier wordt de elektriciteitsconsumptie van een gemiddeld gezin volledig gedekt.

6.2.2 Kostprijs

Een van de factoren die mee de kosten van een investering bepalen, is de aankoopprijs. Dit is de prijs die de particulieren betalen voor hun investering. Als aankoopprijs wordt het volledige pakket van kosten die de verkoper de particulier zal aanrekenen geteld. Het is de verzameling van kosten van de zonnepanelen, de omvormer, het montagesysteem, het klein materieel, arbeidskosten, evenals de kosten voor administratie en een winstmarge van de verkoper. De zonnepanelen zelf zijn veruit de grootste kosten van een installatie, ze maken ongeveer 57,00% van de totale kostprijs uit. De kosten van de omvormer bedragen ongeveer 18,50% van het factuurbedrag uit, terwijl het montagesysteem 8,50% hiervan uitmaakt. De kosten voor arbeid en administratie bedragen ongeveer 12,50% van de totale aankoopprijs. Tenslotte is er ook nog het klein materieel, wat ongeveer 3,50% uitmaakt van het factuurbedrag. (Bollen Energy BVBA)

De kostprijs wordt berekend op basis van een prijs per wattpiek, exclusief BTW. Om een duidelijke vergelijking te kunnen maken tussen de landen op basis van de prijs, is er voor gekozen de aankoopprijs per wattpiek constant te houden over de verschillende landen heen. Hierdoor wordt er echter geen rekening gehouden met de mogelijkheid dat er verschillen kunnen zijn in de aankooprijzen tussen de landen, wat op zich ook weer een invloed kan hebben op de investering. In deze gevalstudie heb ik bedragen gebruikt uit facturen van de firma Bollen Energy BVBA. De cijfers zijn gemiddelde verkoopprijzen, uit de geselecteerde referentie jaren 2009 en 2012, exclusief de BTW. Voor 2009 bedroeg de gemiddelde aankoopprijs voor een particulier €4,70 per Wattpiek. Deze prijs was tegen 2012 gedaald tot €2,10/Wp (figuren 3-3 en 3-4).

Om tot de totaalprijs te komen moet er ook rekening gehouden worden met het BTW tarief van de landen. Aangezien deze verschillen van land tot land is er hier ook al een eerste verschil. In België zijn er zelfs twee verschillende BTW tarieven van toepassing op fotovoltaïsche installaties. Een eerste tarief van 6% is van toepassing op huizen die ouder zijn dan vijf jaar. Het tweede tarief, van 21%, is dan weer van toepassing op nieuwbouw woningen, jonger dan vijf jaar (FOD Financiën 2012). Hetzelfde principe geldt voor Frankrijk. Zo had men in 2009 een tarief van 5,50% voor een installatie minder dan 3.000 Wp en voor een huis ouder dan twee jaar. Voor de overige installatie was er een BTW tarief van 19,60% (Ministère du budget 2007). In 2012 is het verlaagde tarief veranderd naar 7% voor PV installaties die aan dezelfde voorwaarden voldoen (L'Association Hespul 2012). In Nederland, Spanje en Zweden zijn de BTW tarieven constant gebleven de laatste jaren en zijn ze geldig voor alle PV installaties. Voor Nederland bedraagt de BTW 19%, voor Spanje 18% en in Zweden bedraagt dit 25% (TMF Group 2012).

	BTW tarieven	
België	6,00%	21,00%
Frankrijk	19,60%	5,50%/7,00%
Nederland	19,00%	
Spanje	18,00%	
Zweden	25,00%	

Tabel 6-1: BTW tarieven in geselecteerde landen

Door de daling van de prijzen en de verschillen in BTW, zijn er ook verschillen terug te vinden in de totale aankoopprijs van een installatie tussen de verschillende landen. Door het hoge BTW tarief in Zweden is hier de kostprijs merkbaar hoger dan in de overige landen. In België ligt de aankoopprijs dan weer een stuk lager dan in de andere landen, door het gunstige BTW tarief van 6%.

	2009	2012
België (6% BTW)	24.910,00	11.130,00
Frankrijk (19,6% BTW)	28.106,00	12.558,00
Nederland	27.965,00	12.495,00
Spanje	27.730,00	12.390,00
Zweden	29.375,00	13.125,00

Tabel 6-2: Geschatte aankooprijks (in Euro) van een PV installatie van 5 kWp in de geselecteerde landen.

Buiten de aankooprijks is er nog een bijkomende investering nodig. Aangezien de omvormer een maximale levensduur heeft van ongeveer 15jaar en de levensduur van een fofovoltaïsche installatie ongeveer 20 jaar bedraagt, is er een herinvestering nodig na deze termijn. De kost die men heeft om een omvormer voor een installatie van 5.000 Wp te vervangen, ligt op €1.680,00 (Bollen Energy BVBA).

6.2.3 Onderhoudskosten

Een laatste onderdeel van de kosten is de onderhoudskost. Dit is een variabele kost die jaarlijks terugkomt. Het zijn kosten die gemaakt worden om het systeem werkende te houden, evenals het proper houden van de panelen zelf om de opbrengst te blijven garanderen. Voor particulieren is deze kost vaak klein, wegens de, relatief gezien, beperkte grootte van de installatie. Bij grote installaties is het te onderhouden oppervlak een stuk groter, waardoor deze kosten ook gaan oplopen. Toch is er hier gekozen om wel rekening te houden met de onderhoudskosten, ondanks hun beperkte omvang. Volgens Hüsser komen de kosten voor onderhoud ongeveer neer op 1,50 eurocent per wattpiek per jaar (Hüsser 2011). Deze kosten zijn echter meer van toepassing voor grote installaties. Voor particulieren ligt deze kost echter hoger, dan komt men ongeveer neer op een gemiddelde kost van 0,12 % van het investeringsbedrag per jaar (He, Zhao et al. 2012). In dit model heb ik gekozen voor de tweede optie, omdat dit een meer realistische weergave is voor particulieren.

6.2.4 Overige kosten

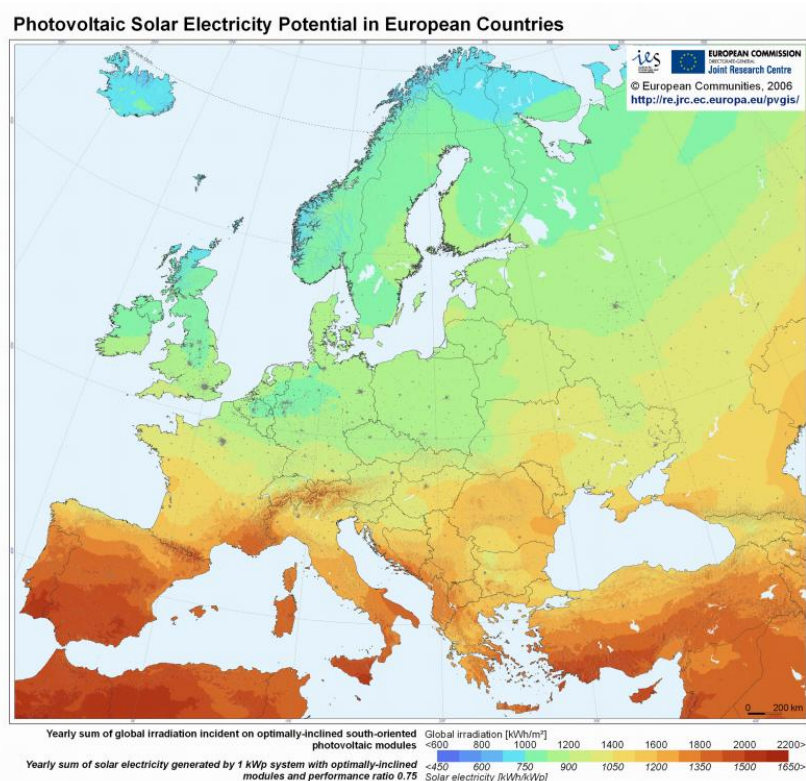
Naast onderhoudskosten zijn er nog andere kosten die jaarlijks kunnen terugkeren. Zo is het mogelijk dat er een aanpassing nodig is in de brandverzekering van de particulier na de plaatsing van de installatie. Dit is echter niet altijd het geval, aangezien PV in een aantal verzekeringen al is opgenomen. In deze gevalstudie ben ik er van uit gegaan dat dit laatste het geval is en deze verzekeringskosten niet zullen worden opgenomen.

In België is er door van minister van energie Freya Van den Bossche een voorstel uitgewerkt om PV installaties op laag- en middenspanning, dus voornamelijk kleine en particuliere installaties, jaarlijks extra te belasten met een netvergoeding. Deze netvergoeding zouden particulieren, met een fofovoltaïsche installatie, moeten betalen de netbeheerders, voor het dubbele gebruik van het distributie net. Dit dubbele gebruik ontstaat doordat men naast het afnemen van elektriciteit van het net, de gecreëerde overproductie van de PV installatie op dit net gaat zetten. Deze netvergoeding is echter nog niet in werking getreden en is volgens advies van de VREG in strijd

met de huidige wetgeving, waardoor deze inwerkingtreding nog op zich kan laten wachten. (VREG 2012)

6.2.5 Te schatten energieopbrengst

Na de kosten te hebben besproken, is het nu de beurt aan de opbrengsten. De opbrengsten van een PV installatie bestaan in dit model uit de toekomstige besparingen aan elektriciteitskosten, samen met de door de overheid toegekende voordelen. Andere voordelen die een gevolg zijn van deze investering, zoals een vermindering van de CO₂ uitstoot en het samenhangende groene imago, evenals de verminderde afhankelijkheid van energieleveranciers, worden niet opgenomen in dit model, aangezien er hier enkel rekening wordt gehouden met factoren met een directe financiële impact op de investering van particulieren en deze verder moeilijk te kwantificeren zijn. Doordat de installatie elektriciteit voorziet, moet het huishouden minder afnemen van de energieleveranciers. Verder worden de toegekende subsidies door de verschillende overheden ook als opbrengsten gezien. Deze worden uitvoerig besproken in sectie 6.2.9.



Figuur 6-1: Photovoltaic Solar Electricity Potential in European Countries

Bron: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmmaps/eur.htm>

Zoals eerder al besproken in hoofdstuk vier, haalt een fotovoltaïsche installatie zijn energie uit het zonlicht. Aangezien zonlicht een heel veranderlijke variabele is, is het heel moeilijk in te schatten wat de exacte energieopbrengst gaat zijn. Er wordt om die reden vaak gebruik gemaakt van jaarlijkse gemiddelden, om op lange termijn een betrouwbaar beeld te krijgen van de irradiatie en

op die manier de opbrengst van een fotovoltaïsche installatie benaderend in te kunnen schatten (Huld, Müller et al. 2012). Tussen landen en zelfs regio's zijn er ook verschillen, zo is er in Zweden minder zonlicht dan in Frankrijk en heeft Zuid-Spanje het meeste zonlicht van alle bekeken regio's en landen (Figuur 6.1). Door gebruik te maken van irradiatiekaarten (zie bijlage) is het mogelijk om een gemiddelde bestraling voor landen te vinden. Voor kleine landen, zoals België en Nederland zijn er slechts kleine verschillen in zonnestraling tussen de regio's, daarom is ervoor gekozen om voor deze landen één gemiddelde te nemen, in beide landen bedraagt dit 1.125 kWh/m². In Zweden zijn de verschillen tussen het noorden en het zuiden groot genoeg om hier een onderscheid tussen te maken. In het noorden bedraagt de gemiddelde jaarlijkse zonnestraling ongeveer 1.000 kWh/m², terwijl dit in het zuiden rond de 1.075 kWh/m² is. In de grote landen Frankrijk en Spanje zijn de verschillen in de zonnestraling zo groot, dat er hiervoor gekozen is om een verschil te maken tussen het noorden van het land, het midden en het zuiden. In Frankrijk gaat dit van 1.300 kWh/m² in het noorden, naar 1.400 kWh/m² in het midden van het land en 1.700 kWh/m² in het zuiden. In Spanje liggen deze getallen een stuk hoger, van 1.600 kWh/m² in het noorden, in de regio rond Madrid bedraagt dit 1.850 kWh/m² en in het zuiden gaat de bestraling tot 1.950 kWh/m². Door gebruik te maken van de voornoemde irradiatiekaarten is het ook mogelijk om de gemiddelde irradiatie na te gaan voor de specifieke regio's die verder nog besproken gaan worden (zie appendix 2). (Šúri, Huld et al. 2007)

	Noorden	Midden	Zuiden
België		1.125	
Frankrijk	1.300	1.400	1.700
Nederland		1.125	
Spanje	1.600	1.850	1.950
Zweden	1.000		1.075

Tabel 6-3: Gemiddelde irradiatie per land (in kWh/m²)

Om te komen tot een bruikbare factor voor de eigenlijke besparingen aan elektriciteit weer te geven, is het nodig de eigenlijke energieproductie te kunnen voorspellen. Dit is mogelijk door de irradiatie (in kWh) te vermenigvuldigen met de 'performance ratio' (PR) van een standaard PV installatie met kristallijne cellen. De PR is een factor (%) die de globale verliezen weergeeft die een invloed hebben op de output van de PV installatie. Het houdt rekening met verliezen door temperatuur, bekabeling, omvormer, evenals schaduwvorming, enz. Door technologische verbeteringen aan de verschillende onderdelen van een PV installatie, zoals de omvormer, panelen en betere bekabeling, is de PR de voortdurend gestegen. Zo bedroeg de performance ratio in de jaren 1990 tot 2000 gemiddeld 75,00%, terwijl deze in 2004 gestegen was tot 82,00% en in 2009 zelfs 85,00% bedroeg (Reich, Mueller et al. 2012). Door middel van een toekomstprojectie is er ook voor 2012 een PR bekomen die hoger ligt dan de vorige jaren, namelijk 87,00% (zie appendix 3). Zowel de performance ratio voor 2009, 85,00%, als die van 2012, 87,00%, worden gebruikt in de verschillende modellen.

De jaarlijkse energieproductie per kilowattpiek van de installatie geeft weer welke energieproductie (kWh) men kan verwachten bij een installatie van één kWp. Deze factor wordt bekomen door de jaarlijkse irradiatie te vermenigvuldigen met de performance ratio. In het jaar 2012 komt dit voor België en Nederland komt men zo aan een te verwachten energieproductie van 978,75 kWh/kWp. In Zweden bedraagt dit 870,00 in het noorden en 935,25 kWh/kWp in het zuiden. Voor Frankrijk loopt dit van 1.131,00 kWh/kWp in het noorden, 1.218,00 kWh/kWp in het midden van het land, tot 1.479,00 kWh/kWh in het zuiden. In Spanje ligt de te verwachten energieproductie een stuk hoger dan in de andere geselecteerde landen. In het noorden ligt dit gemiddeld op 1.392,00 kWh/kWp, in het midden van het land ligt dit op 1.609,50 kWh/kWh en in het zuiden bedraagt de te verwachten opbrengst in 2012 ongeveer 1.696,50 kWh/kWp. Voor installaties die geplaatst zijn in 2009 liggen deze waarden iets lager, doordat de performance ratio voor dat jaar 85,00% bedroeg in plaats van de 87,00% die het in 2012 bedraagt.

	Noorden	Midden	Zuiden
België		978,75	
Frankrijk	1.131,00	1.218,00	1.479,00
Nederland		978,75	
Spanje	1.392,00	1.609,50	1.696,50
Zweden	870,00		935,25

Tabel 6-4: Jaarlijkse energieproductie in 2012 (kWh/kWp)

6.2.6 Elektriciteitsprijzen

Om te komen tot de financiële besparingen die de opgebrachte elektriciteit met zich meebrengen, moet men rekening houden met de particuliere elektriciteitsprijzen. Ook deze prijzen zijn verschillend van land tot land en kunnen worden teruggevonden met behulp van EUROSTAT, het statistisch centrum van de Europese Unie. De gebruikte cijfers zijn nationale gemiddelden, voor een gemiddeld gezin, maar exclusief BTW. De BTW tarieven die van toepassing zijn op elektriciteit in deze landen zijn de maximumtarieven (zie 6.2.2). De afgelopen jaren zijn de particuliere prijzen voor elektriciteit in alle landen gestegen, maar niet overal in dezelfde mate. Deze cijfers worden gebruikt om een schatting te maken van de toekomstige prijzen die in de periode van 20 jaar van toepassing kunnen zijn. Hieronder volgt een overzicht van de verschillende landen. De gemaakte projecties van de elektriciteitsprijzen zijn terug te vinden in de bijlage.

6.2.6.1 België

2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
0,117	0,118	0,114	0,112	0,115	0,112	0,112	0,123	0,150	0,143	0,145	0,157

Tabel 6-5: Elektriciteitsprijzen België in Euro/kWh exclusief BTW

Bron: ec.europa.eu/eurostat/

Bovenstaande tabel geeft de gemiddelde elektriciteitsprijzen weer voor particulieren in België voor de periode van 2000 tot 2011. Op deze termijn is de prijs gestegen met € 0,04 voor elke kWh. Deze stijging komt neer op een gemiddelde jaarlijkse stijging van 2,71%, wat in vergelijking met de andere geselecteerde landen, met uitzondering van Frankrijk, een lage stijging is. Tegen 2031, het laatste jaar in de vooraf bepaalde periode, zal de prijs opgelopen zijn tot € 0,269/kWh, exclusief BTW (zie appendix 4). De prijs die particulieren moeten betalen ligt nog hoger, doordat er rekening moet worden gehouden met de BTW.

6.2.6.2 Frankrijk

2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
0,093	0,091	0,092	0,089	0,091	0,091	0,091	0,092	0,091	0,091	0,094	0,099

Tabel 6-6: Elektriciteitsprijzen Frankrijk in Euro/kWh exclusief BTW

Bron: ec.europa.eu/eurostat/

In Frankrijk ligt de elektriciteitsprijs een stuk lager dan in andere Europese landen en is de stijging ook het laagste, met gemiddeld 0,63% per jaar. De reden voor deze lage kost, is de grote hoeveelheid nucleaire energie die wordt geproduceerd in Frankrijk (zie appendix 5).

6.2.6.3 Nederland

2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
0,094	0,098	0,092	0,097	0,103	0,110	0,121	0,140	0,127	0,144	0,127	0,130

Tabel 6-7: Elektriciteitsprijzen Nederland in Euro/kWh exclusief BTW

Bron: ec.europa.eu/eurostat/

Nederland produceert voornamelijk energie met behulp van aardgas. Deze productie is mogelijk door het grote aantal aardgasvelden in het noorden van het land en in de Noordzee (NLOG 2010). Door hun eigen voorraden te beheren, kan de Nederlandse overheid de stijging van de elektriciteitsprijzen in de hand houden, deze bedroeg dan ook gemiddeld 3,01% in de periode van 2000 tot 2011. Verder moet er ook rekening gehouden worden met de BTW die men op elektriciteit moet betalen (zie appendix 6). In Nederland bedraagt deze 19% (Woonenergie 2012).

6.2.6.4 Spanje

2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
0,090	0,086	0,086	0,087	0,089	0,090	0,094	0,100	0,112	0,129	0,142	0,160

Tabel 6-8: Elektricitetsprijzen Spanje in Euro/kWh exclusief BTW

Bron: ec.europa.eu/eurostat/

De prijzen in Spanje zijn in de geselecteerde periode enorm gestegen, van € 0,09/kWh in 2000, tot € 0,16/kWh in 2011, wat neerkomt op een gemiddelde stijging van 5,41% per jaar. Mede door dit grote stijgingspercentage is de prijs gestegen van het tweede laagste, in de geselecteerde landen, in 2000, naar het hoogst in 2011. Uiteindelijk zal de prijs/kWh, in 2031, € 0,54 bedragen, wat een enorme kost gaat zijn voor de inwoners van het land (zie appendix 7). Spanje zal hierin bij moeten springen om deze prijs niet zo hoog op te laten lopen, maar wanneer en hoe ze dit gaan doen is momenteel moeilijk in te schatten.

6.2.6.5 Zweden

2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2010
0,064	0,063	0,070	0,084	0,090	0,085	0,088	0,109	0,109	0,104	0,120	0,138

Tabel 6-9: Elektricitetsprijzen Zweden in Euro/kWh exclusief BTW

Bron: ec.europa.eu/eurostat/

In Zweden is er meer dan een verdubbeling geweest van de prijs voor elektriciteit. Dit wordt dan ook weergegeven door de grote gemiddelde stijging van 7,25%/jaar. Ook in Zweden zal de overheid maatregelen moeten nemen om de prijzen te matigen, anders zal de prijs tegen 2031 ongeveer € 0,80/kWh gaan bedragen (zie appendix 8).

6.2.7 Verlies aan opbrengst

Een belangrijke beperking waar rekening mee gehouden met worden als men kijkt naar de opbrengst is het verlies ervan. Doordat een installatie continu aan het werken is als er licht is, en dit gedurende een periode van 20 jaar, moet er rekening gehouden worden met een verlies van vermogen van de panelen, door slijtage. Producenten van zonnepanelen, zoals Bauer of Sunpower, geven standaard een vermogensgarantie van 80,00% van het vermogen op 20 jaar. Dit komt neer op een verlies van 1,00% van het oorspronkelijk vermogen per jaar dat de installatie actief is. In de praktijk liggen deze verliezen echter tussen de 0,30% en de 0,80% per jaar (Thevenard and Pelland 2012). In deze gevalstudie heb ik gekozen hiervan het midden te nemen en een jaarlijks verlies in opbrengst van de installatie van 0,55% in rekening te brengen.

6.2.8 Te schatten besparingen

Een belangrijke reden waarom particulieren investeren in een PV installatie is de besparing aan elektriciteitskosten die zij met zich meebrengt. Als er niet voldoende opbrengsten of besparingen zouden zijn, zou een particulier niet snel geneigd zijn een dergelijke investering aan te gaan. Deze besparing is meetbaar door rekening te houden met de voorgaande factoren. Het vermogen van de installatie is ook hier weer, net zoals bij de kostprijs, een belangrijke factor. Samen met de te schatten energieopbrengst, maar rekening houdend met de slijtage, bepalen deze factoren de totale geschatte jaarlijkse opbrengst van de investering.

Zoals je op figuur 6.1 en tabellen 6.2 en 6.3 al kon zien, zijn er verschillen in irradiatie en bijgevolg ook in de jaarlijkse energieproductie per wattpiek. In het noorden van Europa, Zweden, is deze beduidend lager dan in het zuiden, Spanje. Deze verschillen worden zeker merkbaar als men de te verwachten opbrengst gaat bekijken van een hele installatie (tabellen 6.10 en 6.11). Zo bedraagt de geschatte opbrengst in het noorden van Zweden 4.250 kWh in het eerste jaar, terwijl deze in het zuiden van Spanje bijna het dubbele bedraagt, namelijk 8.287,50 kWh in het jaar 2009 (tabel 6.10).

De verandering van de performance ratio moet ook in rekening gebracht worden voor de installaties die in werking zijn getreden in de verschillende referentie jaren. Doordat de performance ratio in het jaar 2009 2 procentpunten minder bedraagt dan in het jaar 2012 ontstaan ook hier merkbare verschillen. Deze verschillen in geschatte opbrengst tussen de geplaatste installaties in 2009 en 2012 gaan van 100 kWh in het noorden van Zweden, tot bijna 200 kWh in het zuiden van Spanje (tabellen 6.10 en 6.11).

	Noorden	Midden	Zuiden
België		4.781,25	
Frankrijk	5.525,00	5.950,00	7.225,00
Nederland		4.781,25	
Spanje	6.800,00	7.862,50	8.287,50
Zweden	4.250,00		4.568,75

Tabel 6-10: Geschatte jaarlijkse energieopbrengst (in kWh) in het eerste jaar van een installatie van 5kWp in 2009

	Noorden	Midden	Zuiden
België		4.893,75	
Frankrijk	5.655,00	6.090,00	7.395,00
Nederland		4.893,75	
Spanje	6.960,00	8.047,50	8.482,50
Zweden	4.350,00		4.676,25

Tabel 6-11: Geschatte jaarlijkse energieopbrengst (in kWh) in het eerste jaar van een installatie van 5kWp in 2012

Na de geschatte jaarlijkse energieopbrengst te hebben berekend en een projectie te hebben gemaakt voor de elektriciteitsprijzen van de verschillende landen, kunnen de financiële besparingen aan elektriciteitskosten berekend worden. Tabellen 6.12 en 6.13 zijn hiervan voorbeelden voor het eerste jaar. Verdere uitwerking hiervan is opnieuw terug te vinden in de bijlage en worden verder besproken in het volgende hoofdstuk.

	Noorden	Midden	Zuiden
België		827,88	
Frankrijk	621,14	668,92	812,26
Nederland		720,31	
Spanje	1.137,00	1.314,66	1385,72
Zweden	634,84		682,46

Tabel 6-12: Geschatte besparingen (in Euro) in het eerste jaar van een installatie van 5kWp in 2009

	Noorden	Midden	Zuiden
België		956,08	
Frankrijk	680,73	733,09	890,19
Nederland		803,35	
Spanje	1.457,20	1.684,89	1.775,97
Zweden	649,78		698,51

Tabel 6-13: Geschatte besparingen (in Euro) in het eerste jaar van een installatie van 5kWp in 2012

6.2.9 Subsidies

De laatste jaren hebben zowel nationale als regionale overheden grote inspanningen geleverd om particulieren aan te zetten om te investeren in hernieuwbare energiebronnen, zo ook PV. Mede hierdoor is investeren in PV ook enorm populair geworden. De verschillende overheden hebben echter nooit een gemeenschappelijke regeling uitgewerkt. Zo zijn er veel regelingen en subsidies ontstaan, die fel verschillen van land tot land. Hieronder wordt een overzicht gegeven van de verschillende subsidiemaatregelen die de nationale en regionale overheden hebben toegepast om particuliere investeringen in fotovoltaïsche energie te promoten. Eerst wordt er gekeken welke nationale regelingen er van toepassing zijn, waarna er verder zal worden ingegaan op de specifieke regio's.

6.2.9.1 België

De Belgische overheden kenden de afgelopen jaren verschillende soorten subsidies toe om particuliere investeringen in PV aan te moedigen. Zo kon men, tot eind 2011, na de plaatsing van een PV installatie van een federale belastingvermindering genieten. Deze belastingvermindering bedroeg 40,00% van het totale factuurbedrag. Rekening houdend met het feit dat er elk jaar slecht een bepaald maximumbedrag van de belastingen kon worden afgetrokken, kon dit gespreid worden

over meerdere jaren. Voor investeringen in het jaar 2009 bedroeg dit € 3.600,00. Eind 2011 heeft de federale overheid echter de beslissing genomen om deze maatregel af te schaffen (Vlaamse Overheid 2012), waardoor deze steun vanaf 2012 niet meer te verkrijgen is. Een tweede belastingsvoordeel is het verlaagde Btw-tarief dat van toepassing is op sommige installaties.

Zoals eerder al vermeld, is er het normale BTW-tarief van 21% voor nieuwbouwwoningen. Voor woningen ouder dan vijf jaar, is het verlaagde tarief van 6% van toepassing (Financiën 2012).

Een tweede nationale maatregel is het gebruik van groenestroomcertificaten (GSC). Een GSC staat garant voor een waarde van 1.000 kWh geproduceerde groene stroom. Dit werd ingevoerd door de federale overheid, maar de uitwerking ervan ligt bij de overheden van de verschillende gewesten (Verbruggen 2004). De Belgische netbeheerders moeten verplicht de aan particulieren toegekende GSC overkopen. Nadien verkopen ze deze aan de energieleveranciers, opdat deze aan het hun opgelegde quota voor op te wekken groene stroom kunnen voldoen. Daarnaast zijn de certificaten gebonden aan gegarandeerde minimumprijzen, die bepaald zijn door de gewestelijke overheden. De federale overheid heeft echter ook een gegarandeerde minimumprijs ingesteld van € 150,00 per geproduceerde MWh elektriciteit, gedurende een periode van 10 jaar (ELIA 2012). Doordat de gewesten deze regelingen verder hebben uitgewerkt, zijn deze ook verschillend tussen de gewesten zelf, waardoor er ook geen uniforme nationale certificatenmarkt is ontstaan. Om de nodige GSC te bekomen, moet de particulier zijn installatie laten keuren en registreren bij de bevoegde instantie. Voor Vlaanderen is deze instantie de 'Vlaamse regulator van de elektriciteits- en gasmarkt', de Vreg. In Wallonie is de 'Commission Wallonne pour l'énergie', de CWaPE, hiervoor bevoegd. In Brussel is dit de 'Brusselse regulator voor energie', Brugel.

In Vlaanderen worden de certificaten gegarandeerd voor een periode van 20 jaar, vanaf september 2012 wordt deze periode echter verlaagd tot 10 jaar. De waarde van een GSC bedroeg van 2006 tot en met 2009 € 450,00. In 2010 werd deze verlaagd tot een waarde van € 350,00. Sinds 2011 is er drie maal per jaar een verlaging van de waarde van GSC voor nieuwe installaties. In het begin van 2011 was de waarde nog € 330,00, daarna deze gedaald naar € 300,00 om 2011 af te sluiten met een waarde van € 270,00. Begin dit jaar is de waarde verder gedaald naar € 250,00 om vanaf april tot juni 2012 een waarde van € 230,00 te waarborgen. Vanaf juni is dit nog € 210,00. Eind mei 2012 heeft het Vlaamse Parlement besloten om de steun verder af te bouwen naar €90,00 per certificaat, gedurende een periode van 10 jaar. Deze regeling is echter nog niet goedgekeurd, maar zou op korte termijn in voegen treden. (VREG 2012)

Wallonië heeft een andere regeling uitgewerkt dan Vlaanderen. In 2009 werden de GSC nog gegarandeerd voor een periode van 15 jaar, maar voor het jaar 2012 is dit nog slechts 10 jaar. Ook regeling van de groenestroomcertificaten zelf verschilt ten opzichte van Vlaanderen. In Vlaanderen wordt er één certificaat gegeven bij een productie van 1MWh. In Wallonië worden er echter zeven certificaten uitgeraakt bij eenzelfde productie van 1 MWh, wat ongeveer neerkomt op één certificaat voor elke 143 kWh die de installatie opbrengt (CREG 2010). De minimumprijs voor een dergelijk certificaat bedraagt € 65,00, maar aangezien de marktprijs hoger ligt dan deze minimumprijs, verkiezen particulieren vaak om deze op de markt te verkopen. In 2009 schommelde de marktprijs rond € 88,12, wat meer dan een derde boven de minimumprijs ligt

(CWAPE 2011). Door historische prijzen te gebruiken, kon er een projectie gemaakt worden voor toekomstige prijzen, zo zal de gemiddelde prijs in 2012 gezakt zijn tot ongeveer € 81,30 (zie appendix 9).

In het Brussels Hoofdstedelijk Gewest (B.H.G.) is er nog een ander certificatenstelsel dan in Wallonië of Vlaanderen. Ook hier wordt er gewerkt met meerdere groenestroomcertificaten per geproduceerde MWh groene stroom. Een certificaat wordt hier berekend op basis van de vermindering in CO₂ uitstoot. Voor elke 217 kg vermeden CO₂ uitstoot wordt er een GSC toegekend. Volgens de berekeningen van de BIM zal een installatie 1,818 GSC/MWh ontvangen (BIM 2011). Hier werd echter wel nog een vermenigvuldigingscoëfficiënt voor voorzien die gebruikt wordt voor de berekening van de toekenning van de GSC voor particulieren. Voor een installatie die in 2009 was geplaatst, was het aantal certificaten afhankelijk van de totale oppervlakte van de zonnepanelen (BIM 2009). Voor de eerste 20 m² oppervlakte was er een vermenigvuldigingscoëfficiënt van 4, wat neerkwam op 7,27 toegekende certificaten per MWh. Voor de oppervlakte van 20 tot 60 m² ontving men 5,45 GSC/MWh (een coëfficiënt van 3). Een oppervlakte van meer dan 60 m² was goed voor 3,64 groenestroomcertificaten per geproduceerde MWh (BIM 2010). Rekening houdend met een gemiddeld vermogen van 135 Wp/m² komt dat voor een installatie van 5.000 Wp neer op een oppervlakte van ongeveer 37 m² (Bollen Energy BVBA). Voor de eerste 20 m² van de installatie worden dus 7,27 GSC/MWh geleverd en voor de volgende 17 m² worden 5,45 GSC/MWh toegekend, wat neerkomt voor deze installatie op een totaal van 6,43 toegekende certificaten per MWh geproduceerde stroom. De periode waarvoor dit geldig was, was 10 jaar. Op 1 juli 2011 is het systeem echter veranderd. Sindsdien is er een vaste vermenigvuldigingscoëfficiënt in gebruik en wordt er geen rekening meer gehouden met de oppervlakte van de zonnepanelen (Brugel 2010). Voor particulieren bedraagt deze coëfficiënt 2,75. Dit komt dan neer op een totaal van 5 GSC/MWh (BIM 2011). De periode in deze regeling is hetzelfde gebleven, namelijk 10 jaar. De prijs van een certificaat in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest verschilt weinig tot niets met de prijs in Wallonië, mede doordat ook deze vrij kunnen worden verhandeld door de particulieren (Brugel 2010).

Buiten de nationale maatregelen, hadden ook de verschillende gewesten nog aparte subsidieregelingen uitgewerkt in 2009, met uitzondering van Vlaanderen. Voor 2012 heeft geen enkel van de drie gewesten nog extra maatregelen genomen om particuliere investeringen in fotovoltaïsche zonne-energie verder te promoten. Zowel voor 2009 als voor 2012 had Vlaanderen geen extra subsidieregelingen in werking. In 2005 bedroeg de investeringssteun voor PV nog 50% van de kosten (incl. BTW) (ODE 2004). Vanaf 2006 is deze geleidelijk aan afgebouwd en tegen 2009 was deze zelfs volledig afgeschaft.

Het Waals gewest had voor 2009 een kapitaalsubsidie uitgewerkt. Deze bedroeg 20% van het factuurbedrag, met een maximum van € 3.500,00 (Dusonchet and Telaretti 2010). In deze gevalstudie, rekening houdend met een kostprijs van € 4,98 /Wp (incl. 6% BTW), komt deze 20% overeen met een bedrag van € 4.982,00. Bijgevolg zou een installatie van 5 kWp in 2009 een subsidie van het Waalse gewest ontvangen ter waarde van € 3.500,00. Dit komt neer op ongeveer 14,05% van het totale factuurbedrag. Samen met het belastingsvoordeel, wat 40% bedraagt, komt

dit neer op een investeringssteun van 54,05% van het factuurbedrag, zonder rekening te houden met de groenestroomcertificaten.

In het Brussels Hoofdstedelijk Gewest werd er in 2009 ook een kapitaalsubsidie gebruikt voor het promoten van PV energie bij particulieren. Deze bedroeg maar liefst 50% van het totale factuurbedrag, met een maximum van € 3,00/Wp geïnstalleerd vermogen (Dusonchet and Telaretti 2010). Rekening houdend met een grootte van 5 kWp, bedroeg de maximum subsidie in dit geval € 15.000,00. Bij een prijs van € 4,98 /Wp (incl. 6% BTW), ontving men een subsidie van € 12.455,00, wat dus overeenkomt met de volle 50% van het factuurbedrag. In totaal kreeg men in Brussel, in het jaar 2009, een totale investeringssteun van 90% van het factuurbedrag, dankzij de kapitaalsubsidie en het belastingsvoordeel. De groenestroomcertificaten moeten hier echter nog bij worden geteld.

Buiten de nationale en gewestelijke subsidies, konden particulieren ook nog aanspraak maken op tegemoetkomingen op provinciaal en gemeentelijk niveau. Deze waren voornamelijk verkrijgbaar in 2009. Tegen 2012 waren de meeste van deze subsidies echter ook afgeschaft. In deze gevalstudie worden de provinciale en gemeentelijke ondersteuningsmaatregelen niet besproken.

6.2.9.2 Frankrijk

Ook in Frankrijk werden er verschillende maatregelen genomen, door de verschillende overheden, om PV te promoten. Net als in België is er ook in Frankrijk op nationaal niveau een belastingsvoordeel toegekend voor particulieren die in PV investeren. In 2009 bedroeg dit voordeel 50% van het totale factuurbedrag, exclusief de kosten van installatie. Het maximumbedrag was afhankelijk van de gezinssamenstelling. Een alleenstaande kon maximaal genieten van een voordeel van € 8.000,00, terwijl een koppel van het dubbele kon genieten, €16.000,00 (Jacquin 2010). Op 1 oktober 2010 is dit percentage verlaagd naar 25% en in 2011 bedroeg dit belastingsvoordeel nog slechts 23% (Jacquin 2011). Vanaf 1 januari 2012 was er, voor een PV installatie, nog een belastingsvoordeel van 11% op het factuurbedrag, exclusief installatiekosten. (ENERPLAN 2012)

In 2009 en 2010 waren er ook nog verlaagde Btw-tarieven van kracht. In de plaats van de normale 19,60%, kon men voor een installatie in 2009 met een maximaal vermogen van 3 kWp, geïnstalleerd op een huis ouder dan twee jaar, genieten van een tarief van 5,50% (Ministère du budget 2007). In 2012 is dit tarief verlaagd naar 7% (L'Association Hespul 2012).

Naast deze fiscale regelingen, heeft de Franse overheid een *feed-in tariff* (FIT) ingevoerd. Deze regeling werd ingevoerd in 2002 maar werd in 2006 aangepast (M. Pasetti 2010). Dit subsidiestelsel geeft een vast tarief voor elke kWh die een installatie opwekt, gedurende een periode van 20 jaar. Indien men investeert in een Building Integrated PV systeem (BIPV), dat in het gebouw wordt ingewerkt, ligt het tarief hoger dan een installatie die boven op het dak of op de grond wordt geplaatst. Bij een BIPV systeem was dit tarief in 2009 € 0,45/kWh, terwijl een installatie gemonteerd op het dak, zoals in deze gevalstudie van toepassing is, een tarief had van ongeveer € 0,33/kWh (Jacquin 2010). Net zoals in België zijn ook in Frankrijk de prijzen van de subsidies gezakt. In 2010 bedroeg het tarief nog gemiddeld € 0,32/kWh (Jacquin 2011). Vanaf

2011 worden er elk kwartaal nieuwe tarieven aangekondigd. Zo is de prijs al gezakt naar € 0,2249/kWh in het eerste kwartaal van 2012 (ENERPLAN 2011-2012). Door gebruik te maken van historische prijzen, is het mogelijk om ook hier weer een projectie te maken voor de toekomstige tarieven (zie appendix 10).

Naast de nationale regelingen zijn er ook subsidies mogelijk op het regionale niveau. Het merendeel van de regio's heeft echter geen dergelijke regelingen getroffen. Aangezien er in deze gevalstudie wordt gekeken naar Europese landen, komen de overzeese gebieden van Frankrijk niet in aanmerking om hier besproken te worden. In 2009 hadden tien van de 22 regio's een subsidieregeling beschikbaar voor individuele particuliere PV investeringen. Enkele andere regio's, zoals Franche-Comté, geven wel nog ondersteuning bij het aangaan van een lening om de investering aan te gaan, maar geen directe subsidies. In Laag-Normandië kon men genieten van een subsidie van 40% op de installatiekosten, met een maximum van €700,00. De installatiekosten bedragen ongeveer 10% van het totale factuurbedrag. Rekening houdend met de andere voorwaarden die in deze gevalstudie van toepassing zijn, komt 40% van de installatiekosten neer op een som van €1.124,24. Bijgevolg zal de subsidie in dit model het maximale bedrag van € 700,00 bedragen. In Bourgondië was er enkel een vergoeding voorzien voor installaties met een vermogen minder dan 3 kWp. Deze subsidie bedroeg € 1,00/Wp geïnstalleerd vermogen. Aangezien hier een referentievermogen van 5 kWp gebruikt wordt, is de regio Bourgondië weggelaten uit het model. Op het eiland Corsica kende men een subsidie toe ter waarde van € 2,00/Wp, tot een maximum van 2 kWp. Dit geeft een totaalbedrag van € 4.000,00 voor die regio. In Hoog-Normandië is er net als in het naburige Laag-Normandië een tegemoetkoming van de overheid voor de installatiekosten. Dit is een forfaitair bedrag van € 1.600,00. Een vijfde regio die PV ondersteunt is het Île-de-France, de regio waarin de hoofdstad Parijs zich bevindt. Ook hier kunnen particulieren rekenen op een forfaitair bedrag voor de installatiekosten. Hier ligt de regeling echter iets lager dan in de vorige regio, namelijk €1.300,00. In de Zuid-Franse regio Languedoc-Roussillon kent men een bedrag van € 1,00/Wp toe, met een maximum van 3 kWp. Aangezien we hier werken met een vermogen van 5 kWp, wordt er ook hier het maximum bedrag toegekend, € 3.000,00. In Lotharingen geeft men € 1,8/Wp, met een maximum van € 5.000,00. Hier is er nog een tweede beperking toegevoegd, deze subsidie is enkel geldig voor de installatiekosten. Rekening houdend dat deze ongeveer 10% van het factuurbedrag bedragen, komt dit neer op een som van € 2.810,60. In de meest noordelijke regio van Frankrijk, Nord-Pas-de-Calais, gaf de overheid in 2009 een subsidie van € 1,00/WP. Het maximum werd gesteld op een vermogen van 5.000 Wp, wat neerkomt op een bedrag van € 5.000. Een achtste regio is Picardië. Deze komt echter niet in aanmerking om opgenomen te worden in deze gevalstudie, aangezien de regeling enkel van toepassing was op installaties met een vermogen van 1 kWp tot maximaal 3 kWp. Het bedrag dat hier werd toegekend was € 2,00 /kWp geïnstalleerd vermogen. De laatste regio die particuliere PV investeringen ondersteunt, is de regio Poitou-Charentes. Hier wordt er een bedrag van € 0,30/kWh/jaar toegekend gedurende de eerste vier jaren na de ingebruikname van de installatie. Dit bedrag werd echter wel begrensd tot een maximum van 3 kWp van het vermogen van de installatie. (ENERPLAN 2009)

Van de tien regio's die directe subsidies gaven in 2009, blijven er in 2012 nog slechts drie regio's over, namelijk Corsica, Île-de-France en Poitou-Charentes. In Corsica is het toegekende bedrag hetzelfde gebleven, namelijk € 2,00/Wp, maar het maximum is verhoogd van 2 kWp naar 3 kWp. Dit komt neer op een maximaal toegekend bedrag van €6.000,00. In de regio Île-de-France wordt er, net als in 2009, een forfaitair bedrag toegekend voor de installatiekosten. Deze zijn in 2012 echter verlaagd tot de som van € 750,00. In Poitou-Charentes tenslotte, is de regeling ook veranderd ten opzichte van 2009. Hier krijgt men in 2012 nog een forfaitair bedrag van € 1.000,00, indien de aankoop prijs van de installatie minder dan €5,50/Wp (excl. BTW) bedraagt. (ENERPLAN 2012)

Net als in België geven ook verschillende gemeenten in Frankrijk een subsidie om PV te promoten. Ook deze zijn minder talrijk in 2012 dan in 2009 en worden niet verder besproken in deze gevalstudie.

6.2.9.3 Nederland

In tegenstelling tot België en Frankrijk, is er in Nederland één nationale maatregel genomen door de overheid. Deze maatregelen heeft de benaming Stimulering Duurzame Energieproductie (SDE) gekregen en is ingevoerd in 2008. De voorlopers van de SDE waren de Energie Premie Regeling (EPR), afgeschaft in 2003, en de subsidieregeling Milieukwaliteit van de Elektriciteitsproductie (MEP). Deze laatste kende twee aanvraagperiodes, juli 2003 en augustus 2006. Beide regelingen promoten hernieuwbare energie in het algemeen, zo vallen naast fotovoltaïsche energie ook o.a. windenergie, biomassa en waterkracht hieronder. De regeling Stimulering Duurzame Energieproductie is een FIT mechanisme, dat gedurende een periode van 15 jaar wordt toegekend (Roosdorp 2010). De toe te kennen subsidie wordt jaarlijks berekend door een basisbedrag, dat afhankelijk is van de categorie van investering en neerkomt op de kosten voor de productie van de groene stroom, aan te passen met een correctiebedrag, dat berekend wordt op basis van de kosten voor grijze energie. Met andere woorden deze regeling komt tegemoet in het verlies dat de investering maakt door zijn productie (X. van Tilbrug 2008). Binnen de SDE-regeling wordt er een onderscheid gemaakt tussen grote en kleine installaties. Onder een kleine installatie verstaat men een vermogen van 1 kWp tot maximaal 15 kWp. Een grote installatie heeft een vermogen van 15 kWp tot maximaal 100 kWp (P. Lako 2012). Rekening houdend met een basisbedrag van € 0,526/kWh en met de geschatte elektriciteitsprijzen voor particulieren, komt men uit op een jaarlijks veranderend bedrag dat varieert tussen € 0,355/kWh en € 0,313/kWh gedurende een periode van 15 jaar (zie appendix 11). Vanaf 1 januari 2011 zijn er grondige aanpassingen gebeurd aan de SDE-regeling, die sindsdien ook de benaming SDE+ draagt. In de SDE+ regeling is er geen ruimte meer voor subsidies voor kleinere particuliere PV installaties, men heeft hier de nadruk gelegd op grootschalige projecten, voornamelijk voor overheden en bedrijven (Verhagen 2010). Bijgevolg zijn er voor particulieren, die vanaf 2011 hebben geïnvesteerd in fotovoltaïsche energie, geen nationale subsidies meer beschikbaar.

Nederland is ingedeeld in twaalf provincies. In 2009 hadden er van die twaalf provincies, zeven maatregelen genomen om investeringen in PV te promoten. De noordelijke provincies Drenthe, Groningen en Friesland hebben besloten om samen te werken om hernieuwbare energie te

promoten, onder het programma 'Subsidie Energiebesparing Bestaande Bouw particulieren'. Drenthe en Groningen hebben hiervoor eenzelfde regeling uitgewerkt, namelijk een tegemoetkoming ter waarde van 20% van het factuurbedrag, met een maximum van € 3.200,00, indien de investering meer bedraagt dan € 5.000,00 (Drenthe 2009; Groningen 2009). Friesland heeft deze regeling overgenomen in 2010, maar met een minimum investeringsbedrag van €4.000,00 (Fryslân 2010). In 2009 kende zij een subsidie toe van € 0,50/Wp, met een maximum van € 3.000,00 (KEMA Nederland BV 2010). De provincie Limburg kende in 2009 een subsidie toe van € 2,50/Wp, met een maximum van € 1.500,00. De subsidie werd echter niet toegekend indien de som lager was dan €300,00 (Limburg 2008). Noord-Brabant heeft voor de promotie van hernieuwbare energie een apart fonds opgericht, het Vlagheidefonds. De verschillende gemeenten van de provincie konden vrij kiezen om tot dit fonds toe te treden. Voor PV bedroeg de subsidie € 2,00/Wp, met een maximum van €1.600,00 (Vlagheidefonds 2009). Een zesde provincie met ondersteuning voor particuliere PV installaties is Noord-Holland. Deze provincie gaf, onder de actie 'Zonnesteek', ook in samenwerking met enkele gemeenten, een subsidie van € 2,50/Wp. Het maximumbedrag bedroeg hiervoor € 1.500,00 (Alkmaar 2009). De laatste provincie die PV subsidies gaf in 2009 is Zeeland. Zij gaven een subsidie van € 1,00/Wp geïnstalleerd vermogen, met een maximum van € 2.500,00 (KEMA Nederland BV 2010).

Net als in de eerder besproken landen, is ook in Nederland het aantal regionale subsidies afgenomen. Zo zijn er van de zeven provincies, die in 2009 nog subsidies gaven, nog slechts vier over, Drenthe, Friesland, Limburg en Zeeland. Daarnaast zijn ook in de overgebleven provincies de toegekende sommen verlaagd. In Limburg kent men 30% toe van het factuurbedrag, met een maximum van € 1.000,00. In de provincies Drenthe en Groningen is de subsidie veranderd naar een forfaitair bedrag van € 1.000,00 en ook in Zeeland is er een vast bedrag van €1.400,00. (MMM 2012)

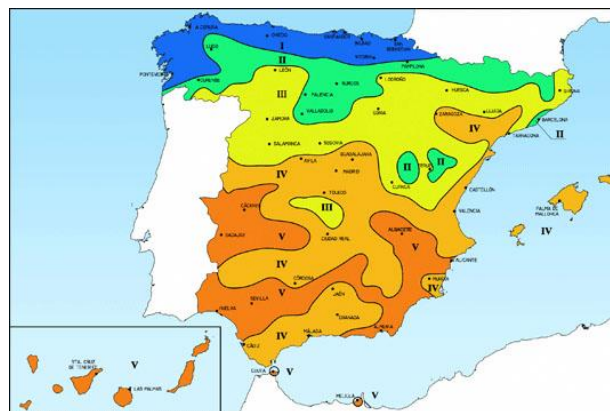
Naast de subsidies op nationaal en provinciaal niveau, geven ook enkele gemeenten nog bijkomende vergoedingen en zijn er extra voordelen verbonden aan het aangaan van een groene lening (MMM 2012). Deze worden echter niet besproken in deze gevalstudie.

6.2.9.4 Spanje

Net als Frankrijk en Nederland had ook de Spaanse overheid enkele jaren geleden gekozen voor een Feed-in-Tariff om particulieren aan te zetten om te investeren in PV. In 2008 heeft men het Royal Decreto 1578/2008 goedgekeurd, ter vervanging van het eerdere Royal Decreto 661/2007. Hierbij is er een onderscheid gemaakt in de classificaties van installaties. Waar men eerst enkel keek naar de grootte en hier een verschil tussen heeft gemaakt (< 100 kW, tussen 100 kW en 10 MW en groter dan 10 MW), keek men in de nieuwe regeling ook naar de plaats waar het geïnstalleerd werd. Zo werd er een verschil gemaakt tussen installaties op daken, en soortgelijke ondergronden, en installaties op de grond. Daarna is er een verschil gemaakt, voor het eerste type daken, naar het vermogen van de investering, namelijk installaties met een maximum vermogen van 20 kW en deze groter dan 20 kW. Het maximale vermogen van een investering waarvoor men nog subsidies kon ontvangen bedroeg twee megawatt. Voor particulieren (installaties < 20kW), bedroeg de FIT € 0,34/kWh geproduceerde groene stroom en dit voor een periode van 25 jaar

(Salas 2009). Deze prijs is constant gebleven tot en met het tweede kwartaal van 2010. Sindsdien zijn de prijzen gezakt tot € 0,266208/kWh in het eerste kwartaal van 2012 (Suelosolar 2012).

Op 23 december 2010 is er echter een nieuw decreet goedgekeurd, Royal Decreto 14/2010, dat ervoor moet zorgen dat het opgelopen tekort, door de vele subsidie-uitgaven van vorige regelingen, kan worden weggewerkt. Het is van toepassing op alle installaties die al geplaatst zijn en al een subsidie ontvangen, evenals nieuwe installaties die in werking zijn getreden na de invoering van het decreet. Het beperkt het aantal te subsidiëren vermogensuren van een PV installatie, maar de periode waarin men subsidies ontvangt is verlengd van 25 naar 28 jaar (Boletín Oficial Del Estado 2010; Ristau 2010). Er wordt ook gebruik gemaakt van een overgangsmaatregel. Vanaf de ingebruikname van dit systeem in 2011 tot 31 december 2013, is het totaal aantal uren, waarvoor men subsidies kan ontvangen, in heel Spanje gelijk, namelijk 1250. Vanaf 2014 wordt er een onderscheid gemaakt naar de klimaatzone waar men zich in bevindt samen met de mogelijkheid tot verschillende soorten van solar-tracking (zonder tracking, op een enkele of op een dubbele as) die gebruikt kunnen worden bij de installatie van een PV systeem (PV Magazine 2011). Het land is volgens RD 314/2006 opgedeeld in vijf verschillende klimaatzones, elk met een verschillend aantal maximum subsidieerbare uren (Figuur 7.2). In deze gevalstudie wordt geen rekening gehouden met de mogelijkheid van solar-tracking, enkel met een vast systeem. Hierdoor variëren de maximale PV uren van 1.232 in Zone 1, tot 1.753 uren in zone 5 (zie appendix 12).



Figuur 6-2: Klimaatzones in Spanje

Bron: www.pv-magazine.com

Op 28 januari 2012 heeft de Spaanse overheid het koninklijk decreet 1/2012 uitgevaardigd, waarbij de subsidies voor nieuwe PV systemen worden stopgezet (Boletín Oficial Del Estado 2012). Dit is een tijdelijke maatregel die ervoor moet zorgen dat het tekort, dat zich momenteel op de balans van het subsidieprogramma bevindt, niet verder gaat toenemen in de periode dat men dit systeem gaat herzien. Dit decreet is enkel van toepassing op nieuwe investeringen. Particulieren die eerder al een PV systeem hadden geplaatst en van subsidies konden genieten, blijven deze dus ontvangen gedurende de volledige periode waar ze recht op hebben.

Net als op het nationale niveau zijn momenteel ook op het niveau van de autonome regio's geen subsidies te verkrijgen voor particulieren die willen investeren in fotovoltaïsche energie. Verder is er tot het beste van onze kennis geen interpreteerbare informatie beschikbaar over de regionale subsidiëringmaatregelen. De grote taalbarrière speelt hierbij een grote rol.

6.2.9.5 Zweden

Zweden heeft gebruik gemaakt van 2 verschillende soorten subsidiemaatregelen. Een eerste is net als in België een systeem van groenestroomcertificaten. Het systeem is ingevoerd in 2003 en geldt voor alle soorten hernieuwbare energie, voor een periode van vijftien jaar. Net als in België worden er ook in Zweden certificaten uitgekeerd per MWh groene stroom, maar de manier van berekening ervan is anders dan de verschillende systemen in België. Waar men in België rekening houdt met de totale hoeveelheid geproduceerde groene stroom, houdt men in Zweden ook rekening met het verbruik van het huishouden. Zo staat de meter tussen het huis en het elektriciteitsnet, bijgevolg wordt enkel het verschil tussen geproduceerde elektriciteit en de afname van het net geregistreerd. Daarnaast heeft een gemiddeld Zweeds gezin, dat geen gebruik maakt van elektrische verwarming, een jaarverbruik van ongeveer 4.500 kWh. Bij een gezin dat hier wel gebruik van maakt, ligt het jaarverbruik nog een stuk hoger. Om deze redenen is het vaak onmogelijk voor particulieren om in aanmerking te komen om groenestroomcertificaten te ontvangen (Hultqvist 2010; Lindahl 2011). De prijzen van de certificaten zijn de eerste jaren fel geschommeld (appendix 13), maar sinds 2008 bevonden deze zich in een dalende lijn tot 2010. De prijs ligt echter nog altijd hoger dan de oorspronkelijke prijs in 2003 (Swedish Energy SEA 2011). Net als in de voorgaande gevallen, zijn ook hier de historische prijzen gebruikt om een projectie te maken van de toekomstige prijzen van groenestroomcertificaten (zie appendix 13). In tegenstelling tot de andere landen, waar de prijs van groenestroomcertificaten zijn gedaald (België) en de prijzen van de FIT-tarieven ook zijn gedaald (Frankrijk, Nederland en Duitsland), zijn de geschatte toekomstige prijzen gestegen. Deze gaan van € 34,91 per certificaat in 2009 naar € 39,59 in 2026, wat neerkomt op een gemiddelde procentuele stijging van 2,07% per jaar.

Een tweede beschikbare maatregel van de Zweedse overheid is een kapitaalsubsidie. Onder Verordening 2009:689 konden investeerders vanaf 1 juli 2009 60% van het factuurbedrag terugvorderen (55% voor grote bedrijven) van de Zweedse overheid. Oorspronkelijk was deze subsidie gepland tot eind 2011, maar de overheid heeft op 1 november 2011 beslist om deze met een jaar te verlengen (RES Legal 2011). Bij deze beslissing is het percentage gedaald van de oorspronkelijke 60% naar 45% van het factuurbedrag. Verder is er ook nog een maximumbedrag ingevoerd van SEK 40,00/Wp, wat neerkomt op ongeveer € 4,44/Wp (RES Legal 2011).

Door de omvangrijke nationale maatregelen, is het aantal lokale regelingen beperkt. De lokale overheden kiezen er voor om investeringen in andere hernieuwbare energiebronnen aan te moedigen, terwijl dit voor PV heel beperkt is. Voor PV is er één regio die wel een eigen FIT-regeling heeft, maar dit is niet onder leiding van de lokale overheid, maar energieproducent Sala Heby Energi AB (Hultqvist 2010). Om deze reden is deze regeling niet opgenomen in de gevalstudie.

6.2.10 Discontovoet en inflatie

Zoals eerder al werd vermeld, is het belangrijk om in een kosten-baten analyse rekening te houden met de tijdswaarde van geld. De reden hiervoor is dat een som geld dat men nu bezit, meer waard is dan diezelfde som geld in de toekomst. Voor de toekomstige kasstromen moet men rekening houden met deze tijdswaarde, daarom worden deze verdisconteerd. Op deze manier worden deze kasstromen omgezet naar de huidige waarde ervan. Bij deze verdiscontering wordt er zowel rekening gehouden met het vereiste rendement, als de inflatie.

De gebruikte discontovoeten zijn vaak verschillend van onderzoek tot onderzoek, deze gaan van twee, drie percent tot tien percent. In deze gevalstudie heb ik besloten om als rendementseis 5,00% te kiezen. Dit bevindt zich tussen de 4,00% en 5,80%, wat vaker is voorgekomen in verschillende onderzoeken (Lazou and Papatsoris 2000; Focacci 2009; He, Zhao et al. 2012).

Voor de inflatie in rekening te brengen heb ik gebruik gemaakt van historische data, op basis van de 'Consumer Price Index' (CPI). Deze CPI meet de veranderingen in de prijzen van consumentengoederen en diensten en wordt berekend door de nationale statistische bureaus. Het is ook een standaardmethode om de inflatie te meten in de meeste landen (Inflation.eu 2012). De gebruikte inflatie in deze gevalstudie is de gemiddelde inflatie van elk afzonderlijk land, gedurende de periode van 1993 tot en met 2011 (zie appendix 14). Door dit op lange termijn te bekijken, bekomt men een nauwkeuriger gemiddelde dat gebruikt kan worden. De inflatie kan fel verschillen van land tot land, zo heeft deze in Spanje een hoogte van 3,07%, terwijl Frankrijk en Zweden zich rond de 1,60% bevinden. Zowel België als Nederland bevinden zich dan weer rond de 2,10% (tabel 7.14).

	Inflatie
België	2,07%
Frankrijk	1,62%
Nederland	2,13%
Spanje	3,07%
Zweden	1,56%

Tabel 6-14: Gemiddelde inflatie in geselecteerde landen

De berekende inflatie en de rendementseis zijn daarna in één factor omgezet. Voor de landen bevindt deze factor zich tussen 1,87% (Spanje) en 3,39% (Zweden). Zoals al viel af te leiden uit de voorgaande tabel bevinden Nederland (2,81%) en België (2,87%) zich in het midden hiervan (tabel 7.15). Een duidelijk overzicht van deze factoren zijn terug te vinden in de appendix, nummer 15.

	Discontovoet
België	2,87%
Frankrijk	3,33%
Nederland	2,81%
Spanje	1,87%
Zweden	3,39%

Tabel 6-15: Gebruikte verdisconteringsfactor van de investering

6.3 Evaluatiemaatstaven

Om een duidelijk beeld te krijgen over de investering in zijn geheel worden er meerdere evaluatiemaatstaven gebruikt. Deze verduidelijken telkens specifieke aspecten die daardoor zorgen voor een overzichtelijkere beoordeling. De gebruikte maatstaven in deze gevalstudie zijn de terugverdientijd, de verdisconteerde terugverdientijd, de netto contante waarde, de yield unit cost en de interne opbrengstvoet.

6.3.1 Terugverdientijd

Deze eerste maatstaf is heel bekend en populair bij investeringsbeslissingen. Het stelt de periode voor die nodig is om de investering terug te verdienen via de toekomstige inkomende kasstromen. Een korte terugverdientijd houdt bijgevolg minder risico in voor de investeerders, terwijl een terugverdientijd langer dan de levensduur van het product niet acceptabel gaat zijn. De grootste nadelen aan deze maatstaf is dat er geen rekening wordt gehouden met de tijds waarde van geld, of met de kasstromen die zich voordoen nadat de investering zichzelf heeft terugverdient (Mercken 2004). Aangezien het in deze gevalstudie gaat over vergelijkbare investeringsprojecten, kan de terugverdientijd een duidelijker beeld creëren van de verschillen die zich tussen de projecten bevinden. Onderstaande formule geeft weer hoe de terugverdientijd (TVT) berekend wordt. C_0 is hierbij gelijk aan de aankoopprijs van de investering. B_t is gelijk aan de jaarlijkse netto opbrengsten, dit wil zeggen de som van alle jaarlijkse opbrengsten (in Euro) verminderd met de jaarlijkse kosten door gebruik van de investering.

Vergelijking 2: Terugverdientijd

$$\sum_{t=1}^{TVT} B_t - C_0 = 0$$

Met:

TVT = Terugverdientijd

C_0 = Aankoopprijs van investering

B_t = Jaarlijkse netto opbrengsten

6.3.2 Verdisconteerde terugverdientijd

In tegenstelling tot de gewone terugverdientijd, wordt er bij de verdisconteerde terugverdientijd wel rekening gehouden met de tijdswaarde van het geld. Bij deze methode wordt de breakeven leeftijd nauwkeurig berekend. Net zoals de terugverdientijd gaat ook hier een kortere periode minder risico inhouden en gaat voor een periode langer dan 20 jaar (levensduur) de investering niet renderen (Mercken 2004). Door deze maatstaf naast de gewone terugverdientijd te zetten, kan men het verschil zien dat de tijdswaarde van het geld met zich meebrengt.

Vergelijking 3: Verdisconteerde terugverdientijd

$$\sum_{t=1}^{VTVT} \frac{B_t}{(1+r)^t} - C_0 = 0$$

Met:

VTVT = Verdisconteerde Terugverdientijd

C_0 = Aankoopprijs van investering

B_t = Jaarlijkse netto opbrengsten uitleggen

r = Verdisconteringfactor

6.3.3 Netto Contante Waarde

De Netto Contante Waarde (NCW) berekent de huidige waarde van alle kasstromen van een investering, door de toekomstige kasstromen te verdisconteren. Het wordt gezien als de te verwachten opbrengst van een project. Een investering met een positieve NCW brengt geld op, terwijl een investering met een negatieve NCW niet aanvaardbaar is. In tegenstelling tot de terugverdientijd en de verdisconteerde terugverdientijd, wordt er hier wel rekening gehouden met de kasstromen gedurende de hele periode van de investering. Het nadeel bij deze methode is dat het risico gelijkloopt met de gebruikte discountvoet. Indien men kiest voor een hogere rendementseis, zal het risico ook hoger liggen (Mercken 2004).

Vergelijking 4: Netto Contante Waarde

$$NCW = \sum_{t=1}^n \frac{B_t}{(1+r)^t} - C_0$$

Met:

NCW = Netto Contante Waarde

r = Verdisconteringfactor

B_t = Jaarlijkse netto opbrengsten

C_0 = Aankoopprijs van investering

6.3.4 Break-even Turnkey Cost

Bij de berekening van de *Break-even Turnkey Cost* (BTC), kijkt men hoe hoog de aankoopprijs per kWp van de investering moet zijn, opdat de Netto Contante Waarde gelijk zou zijn aan nul. Met andere woorden is dit de aankoopprijs waarvoor er noch winst, noch verlies gemaakt gaat worden op de investering (Nofuentes, Aguilera et al. 2002). In deze gevalstudie gaat het over de aankoopprijs inclusief de BTW van het land.

Vergelijking 5: Break-even Turnkey Cost

$$BTC = \sum_{t=0}^n \frac{B_c}{(1+r)^t} - C_0$$

Met:

BTC = Break-even Turnkey Cost

B_c = Netto opbrengsten in functie van de aankoopprijs (in €/Wp)

C_0 = Aankoopprijs van investering

r = Verdisconteringsfactor

6.3.5 Interne Opbrengstvoet

De voorlaatste evaluatiemaatstaf die in deze gevalstudie gebruikt gaat worden is de Interne Opbrengstvoet (IOV), oftewel de *Internal Rate of Return* (IRR). De IOV is gelijk aan de discontovoet waarbij de Netto Contante Waarde gelijk is aan nul. In andere woorden komt de IOV overeen met het rendement dat de investering haalt. Het is verder ook een weergave van de veiligheidsmarge van de investering. Deze marge is het verschil tussen de IRR en de rendementseis. Het is ook mogelijk dat er voor een investering geen IOV bestaat, wanneer een investering altijd een positieve of een negatieve NCW heeft, ongeacht de gebruikte discontovoet (Mercken 2004).

Vergelijking 6: Interne Opbrengstvoet

$$\sum_{t=1}^n \frac{B_t}{(1+IOV)^t} - C_0 = 0$$

Met:

IOV = Interne opbrengstvoet

B_t = Jaarlijkse netto opbrengst

C_0 = Aankoopprijs van investering

6.3.6 Yield Unit Cost

De *Yield Unit Cost* (YUC) berekent de gemiddelde verdisconteerde elektriciteitsprijs per kWh die de installatie opbrengt. Het wordt berekend door de kosten die gemaakt worden gedurende de

levensduur van de investering te delen door de eigenlijke elektriciteitsopbrengst ervan. (Nofuentes, Aguilera et al. 2002)

Vergelijking 7: Yield Unit Cost

$$YUC = \sum_{t=0}^n \frac{C_t / (1+r)^t}{E_t}$$

Met:

YUC = Yield Unit Cost

C_t = Jaarlijkse kosten

E_t = Jaarlijkse opbrengst aan elektriciteit in kWh

r = Verdisconteringfactor

Hoofdstuk 7: Resultaten

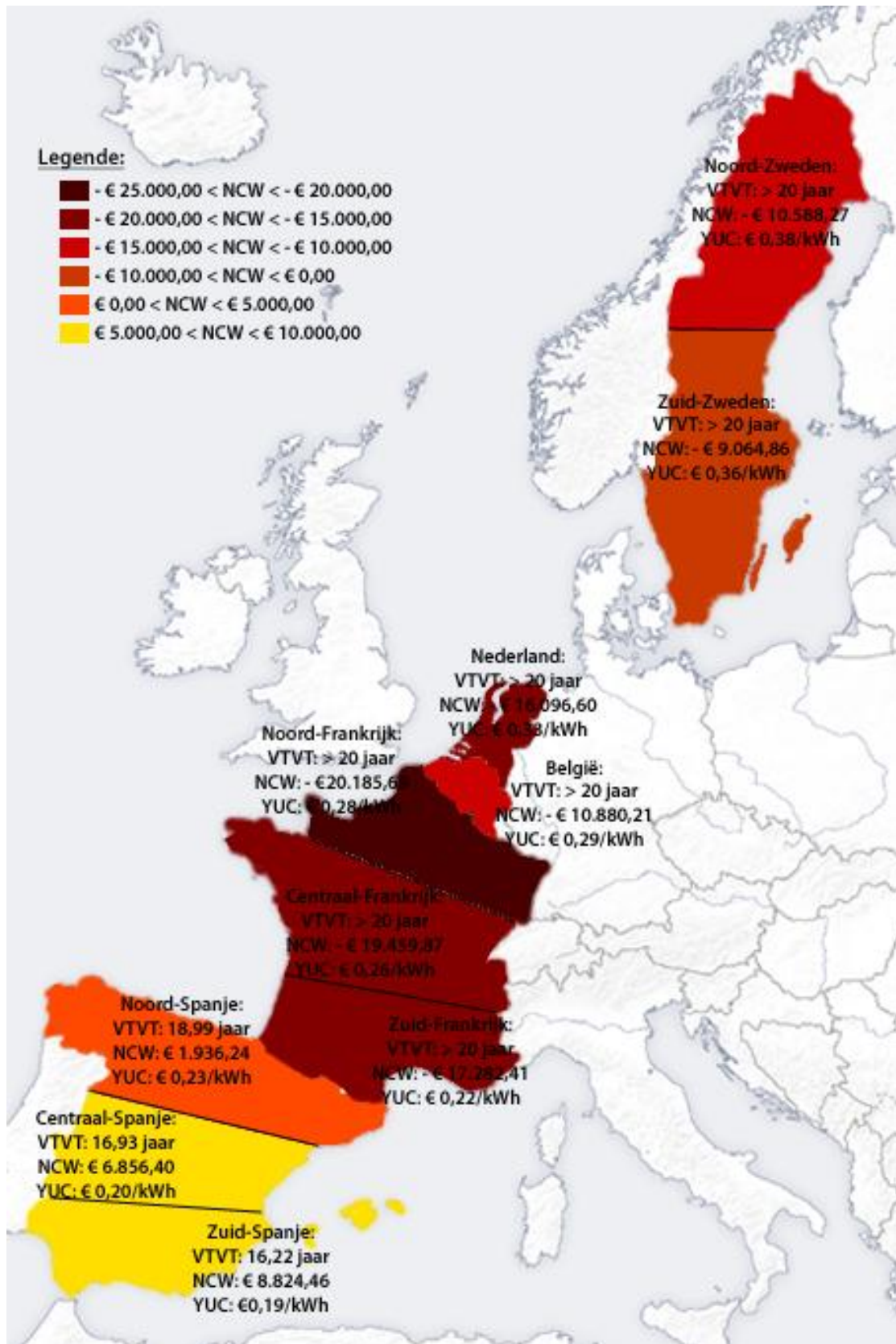
Na de nodige informatie te hebben verzameld in het vorige hoofdstuk en deze te hebben verwerkt in een private kosten-batenanalyse (een voorbeeld hiervan is terug te vinden in appendix 16), worden hier de bekomen resultaten besproken. Eerst wordt er een overzicht gegeven van de resultaten van de afzonderlijke landen, zowel op nationaal als op regionaal niveau. Daarna wordt er een vergelijking gemaakt van de landen en regio's, rekening houdend met de verschillende omstandigheden die hierin terug te vinden zijn en wordt er een vergelijking gemaakt kijkend naar de noord-zuid as die getrokken werd bij de selectie van de verschillende landen. Ten slotte worden er nog ideeën gegeven voor verder onderzoek.

7.1 Resultatenbespreking afzonderlijke landen

Alvorens in te gaan op de resultaten op nationaal en regionaal vlak, worden de nationale resultaten eerst verduidelijkt door middel van enkele kaarten en figuren. Er zijn vier kaarten (van 2009 en 2012, elk met en zonder rekening te houden met nationale subsidies) waarbij de verschillen tussen de Netto Contante Waarden (NCW) van de landen duidelijk wordt weergegeven. Hiernaast worden ook de Verdisconteerde Terugverdientijd (VTVT) en de Yield Unit Cost (YUC) weergegeven. Dit zijn figuren 7-1 tot en met 7-4.

In figuren 7-5 en 7-6 wordt de Interne Opbrengstvoet, oftewel *Internal Rate of Return* (IRR), weergegeven voor de afzonderlijke landen. Ter verduidelijking is in deze figuren ook de discontovoet opgenomen om een beter onderscheid te kunnen maken tussen aanvaardbare (boven de discontovoet) en niet aanvaardbare resultaten (onder de discontovoet).

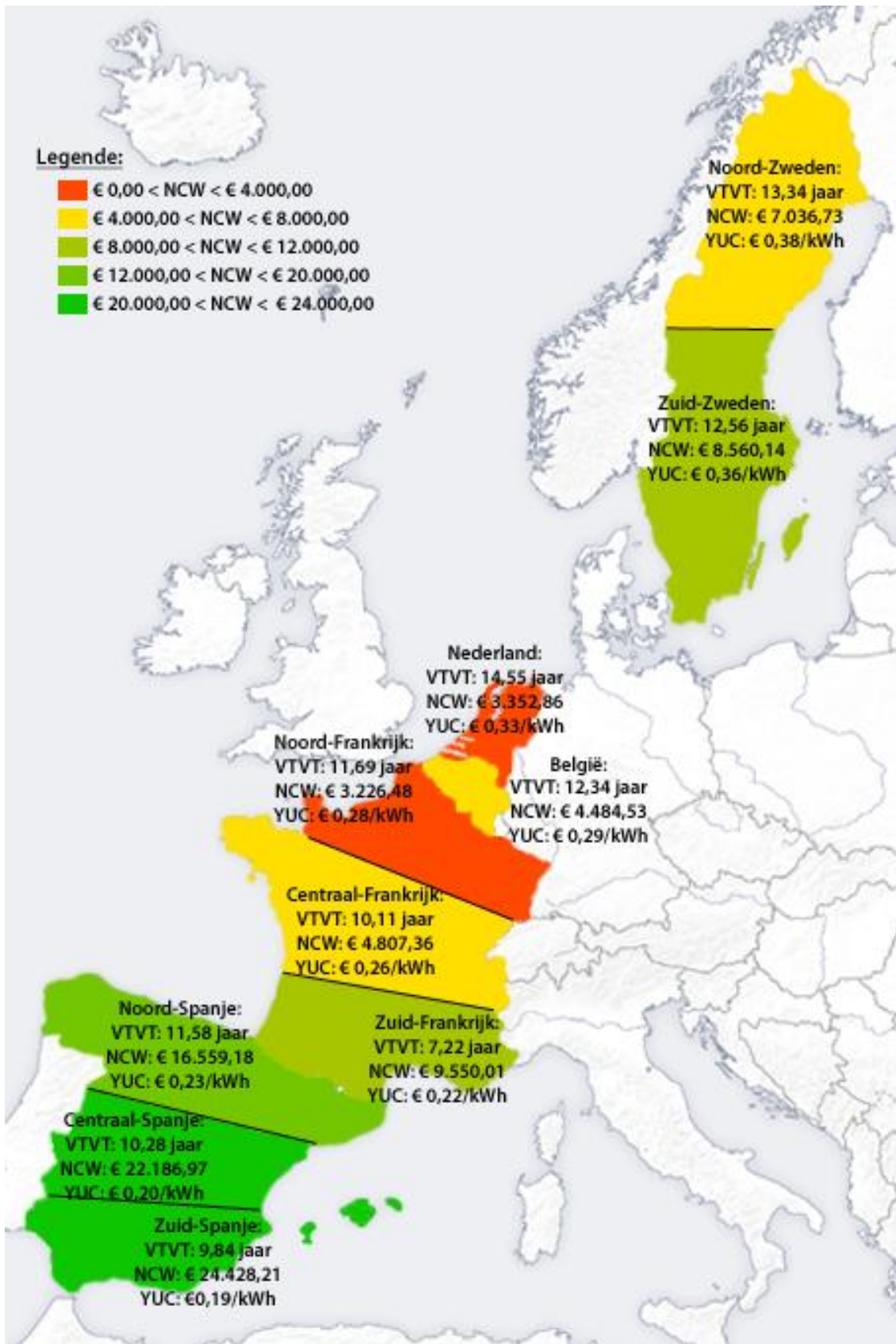
De *Break-even Turnkey Cost* (BTC) wordt weergegeven in figuren 7-7 en 7-8. Deze geeft, zoals in hoofdstuk 6 vermeld, de aankoopprijs weer waarvoor de NCW gelijk is aan nul. Indien de eigenlijke aankoopprijs hoger ligt dan de BTC zal investering een verlies genereren, wat wordt verduidelijkt door een negatieve NCW van het project. In deze figuren is de aankoopprijs van de installatie ook opgenomen om, net zoals bij de IRR, een beter onderscheid te kunnen maken over de aanvaardbaarheid van de resultaten.



Figuur 7-1: Kaart resultaten 2009 zonder subsidies

Bron: Eigen bewerking van

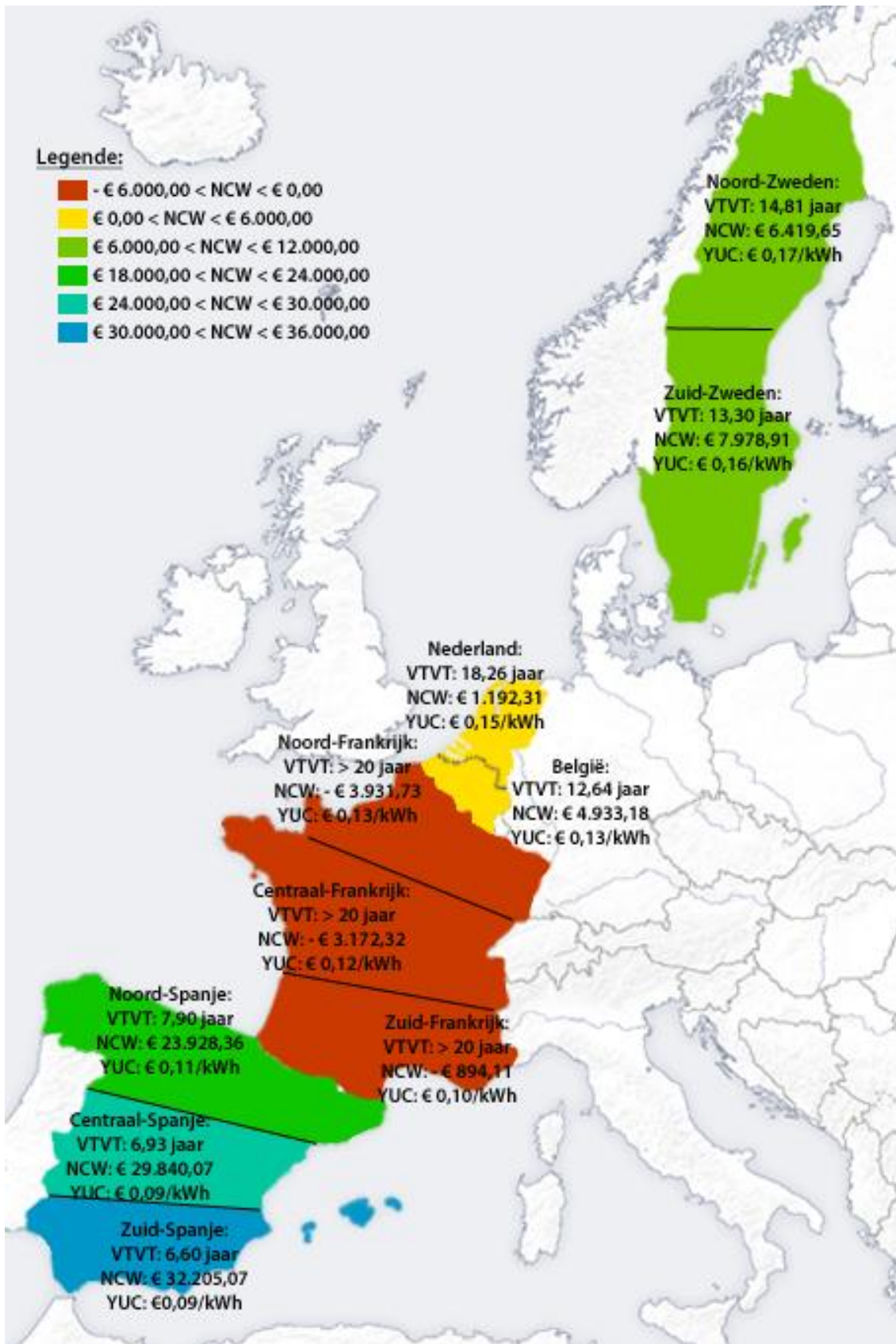
http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/f/f4/Template_europe_map.png?uselang=es



Figuur 7-2: Kaart resultaten 2009 met subsidies

Bron: Eigen bewerking van

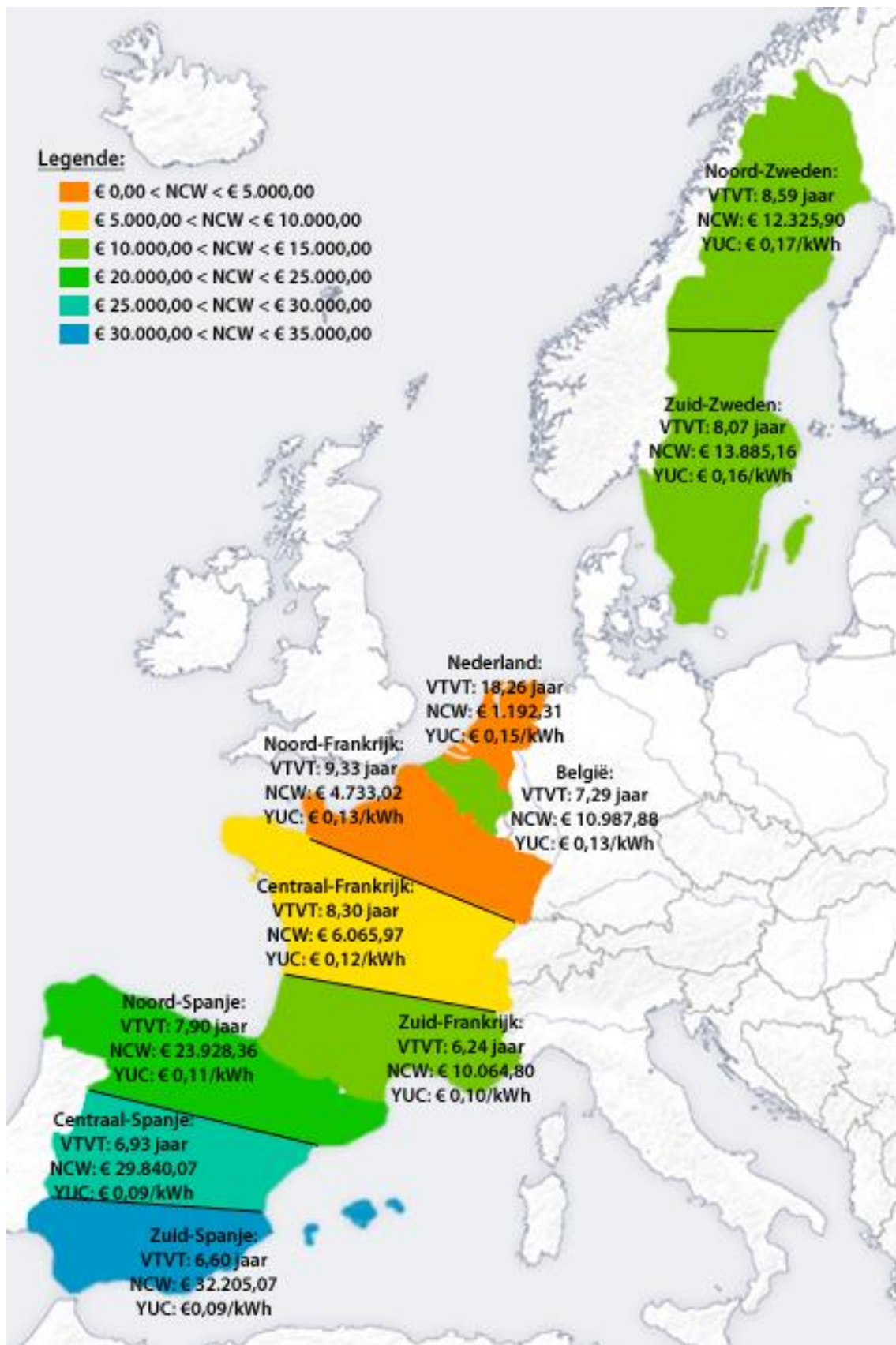
http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/f/f4/Template_europe_map.png?uselang=es



Figuur 7-3: Kaart resultaten 2012 zonder subsidies

Bron: Eigen bewerking van

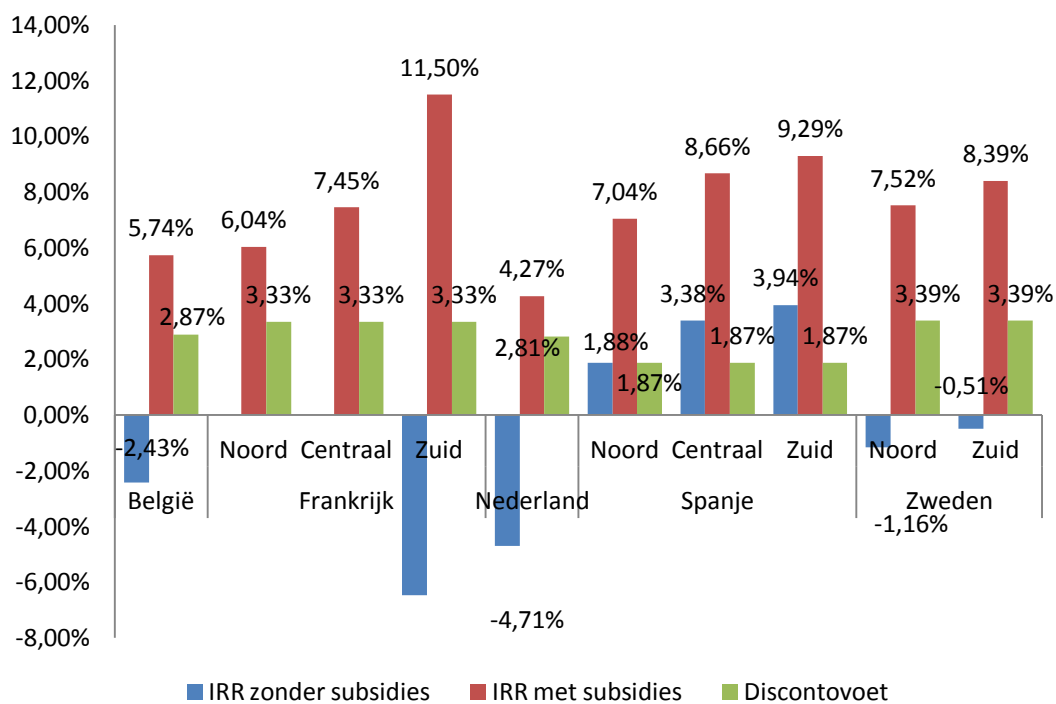
http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/f/f4/Template_europe_map.png?uselang=es



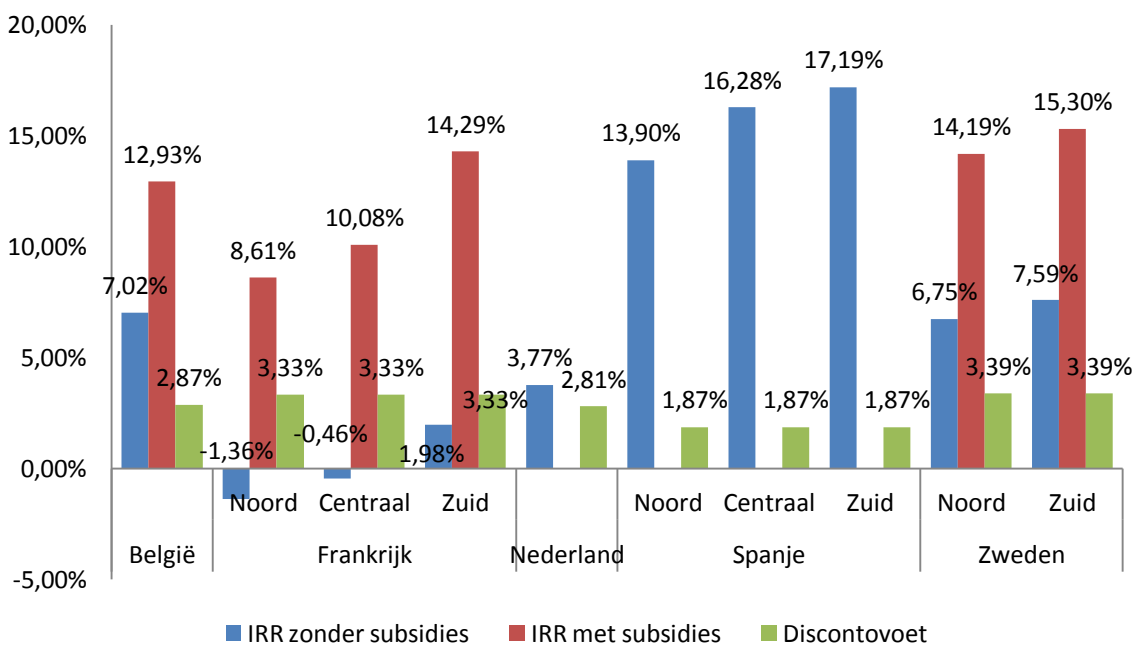
Figuur 7-4: Kaart resultaten 2012 met subsidies

Bron: Eigen bewerking van

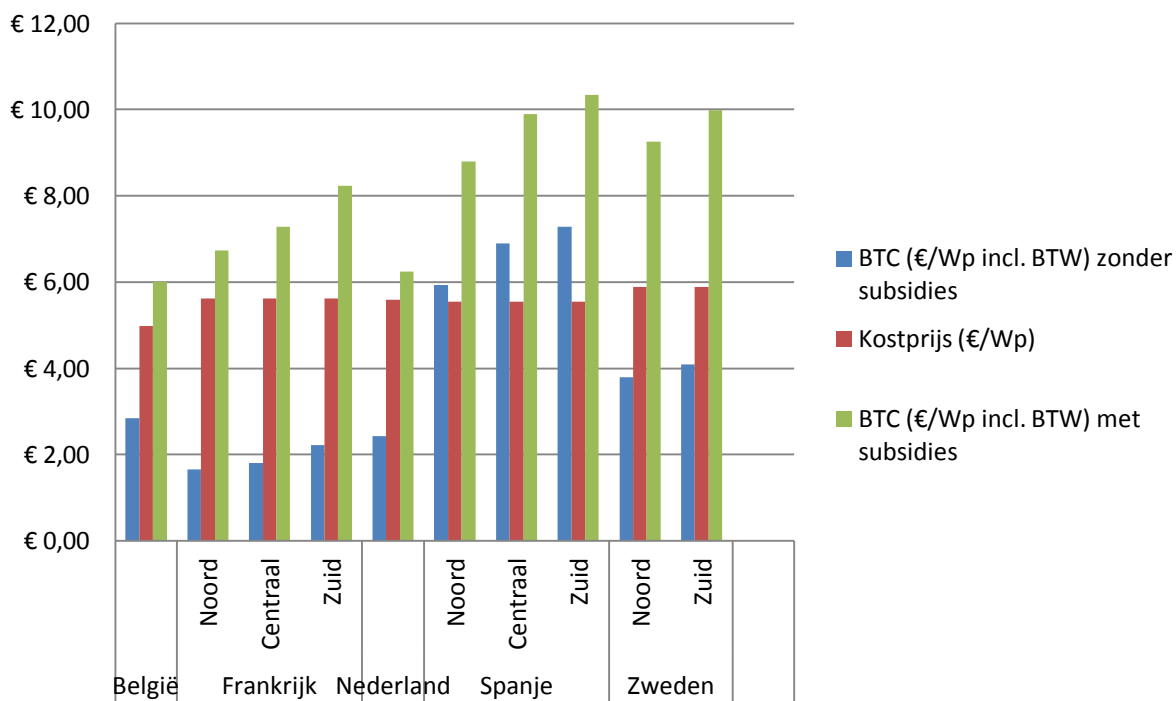
http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/f/f4/Template_europe_map.png?uselang=es



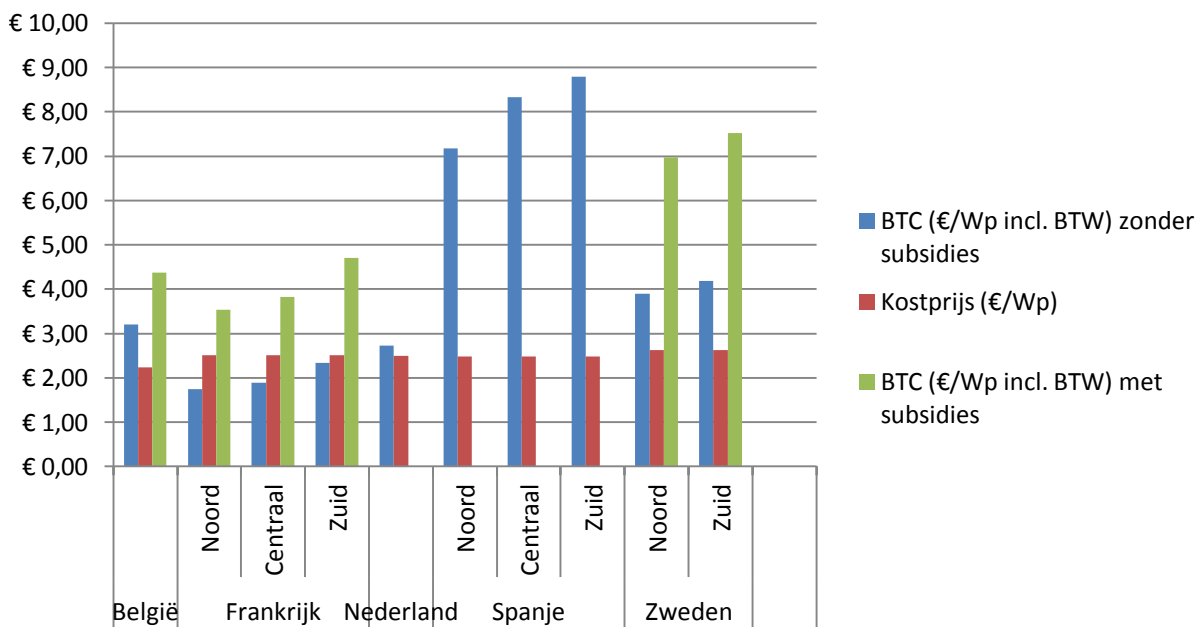
Figuur 7-5: Nationale IRR in 2009



Figuur 7-6: Nationale IRR in 2012



Figuur 7-7: Nationale BTC in 2009



Figuur 7-8: Nationale BTC in 2012

7.1.1 België

7.1.1.1 Nationaal

In hoofdstuk 3 werd al aangegeven dat markt voor fotovoltaïsche zonne-energie de laatste jaren enorm is gegroeid. Dit leidde tot een daling van de kostprijs en een verbetering van de performance ratio (aangegeven in hoofdstuk 6). Deze veranderingen brachten een enorme verandering van de rendabiliteit van een particulieren PV installatie met zich mee. Zie appendix 17 voor een overzichtstabel hiervan.

In 2009 gaf een installatie met een vermogen van 5 kWp zonder subsidies op een periode van 20 nog een NCW van min € 10.880,21. Rekening houdend met het belastingsvoordeel van 40%, dat werd toegekend door de Belgische overheid, samen met nationale GSC ter waarde van € 150,00/MWh werd dit verlies beperkt en zelfs teniet gedaan. Het voordeel van 40% kwam hier neer op een subsidie van € 9.964,00, gespreid over een periode van drie jaar. De winst hier bedroeg € 4.484,53. Voor het eerste geval was de verdisconteerde terugverdientijd van de installatie groter dan de periode van 20 jaar waarvoor de private kosten-batenanalyse werd voorzien. Indien men de subsidies meerekent komt de VTVT uit op 12,34 jaar. Daar waar de kostprijs van de installatie lag op € 4,98/Wp, lag de BTC, in het geval van het belastingsvoordeel en de GSC, hier boven met € 6,01/Wp. De *Yield Unit Cost* is voor beide gevallen dezelfde, aangezien er voor deze berekening geen rekening wordt gehouden met de verkregen subsidie. Deze bevindt zich op € 0,29/kWh geproduceerde elektriciteit. Dit ligt boven de elektriciteitsprijs dewelke particulieren moeten betalen indien ze deze afnemen van het net. Door deze maatstaven langs elkaar te leggen wordt het duidelijk dat een fotovoltaïsche zonne-installatie in 2009, indien er geen subsidies beschikbaar waren, niet aantrekkelijk was voor particulieren om in te investeren. Enkel door steun van de nationale overheid, onder de vorm van een belastingsvoordeel en de toekenning van groenestroomcertificaten is de particuliere investering in fotovoltaïsche zonne-energie winstgevend geworden.

Als men gaat kijken naar de resultaten van 2012 moet men rekening houden met de situatie waarbij het belastingsvoordeel van 40% is afgeschaft. Het nationale tarief van € 150,00/GSC blijft echter behouden. In de periode van 2009 tot 2012 vond er een daling van de kostprijs van € 4,98/Wp naar € 2,23/WP plaats, wat neerkomt op een daling van 55,22%. Daarnaast is in deze periode ook de performance ratio gestegen van 85% naar 87%, wat op een periode van 20 jaar leidt tot een meeropbrengst van 2.132,44 kWh. Ook moet men rekening houden met de evolutie van de elektriciteitsprijzen. De combinatie van deze veranderingen zorgde ervoor dat de Netto Contante Waarde van de investering kon stijgen van -€ 10.880,21 in 2009 naar € 4.933,18 in 2012. Als men hier echter de opbrengst van GSC bij gaat tellen, bekomt men een winst van € 10.987,88. De terugverdientijd daalde sterk van meer dan 20 jaar naar 10,62 jaar, indien investeerders geen subsidies meer zouden ontvangen. Met het ontvangen van GSC tegen € 150,00 per certificaat ligt de terugverdientijd op 6,53 jaar. Eenzelfde daling is terug te vinden bij de verdisconteerde terugverdientijd, welke rekening houdt met de waardeverandering van geld in de tijd. Voor het geval zonder subsidies bevindt deze zich nu op 12,64 jaar en als men subsidies meerekent daalt deze naar 7,29 jaar. De positieve NCW zorgt ervoor dat de *Break-even Turnkey*

Cost zich nu bevindt boven de kostprijs/Wp. Deze bedraagt € 3,20/Wp (zonder subsidies), wat wil zeggen dat het verschil tussen de BTC en de prijs ongeveer € 0,97/Wp bedraagt. Met subsidies ligt deze op € 4,38/Wp, wat bijna dubbel zo hoog ligt als de aankoopprijs/Wp van de investering. De YUC bevindt zich onder de elektriciteitsprijs.

Ook als men de resultaten gaat vergelijken met de situatie in 2009 waarbij men het belastingsvoordeel van 40% toekent, zijn deze voordeliger voor 2012. Deze resultaten geven weer dat particulieren die in 2012 in België willen investeren in een PV installatie er ook zonder subsidies voldoende aan verdienen om de investering uit te kunnen voeren. De aanwezige nationale regeling voor groenestroomcertificaten zorgt er dan ook voor dat een investering in fotovoltaïsche zonne-energie heel aantrekkelijk wordt gemaakt voor potentiële investeerders.

7.1.1.2 Regionaal

Rekening houdend met de resultaten op het nationaal niveau, wordt er op regionaal gekeken naar de bijkomende subsidies waar particulieren van kunnen. Dit wil zeggen dat voor 2009 ook het door de nationale overheid verleende belastingsvoordeel hier in rekening wordt gebracht. Op deze manier krijgt men een beter beeld over eigenlijke toestand in de verschillende gewesten. Appendix 18 geeft een samenvattend overzicht van de waarden van de verschillende evaluatiemaatstaven in de gewesten en in de verschillende referentie jaren.

In Vlaanderen konden particulieren in 2009 naast het belastingsvoordeel van 40% ook nog genieten van groenestroomcertificaten. Zoals eerder vermeld in hoofdstuk zes, werden deze GSC verkregen bij elke door de PV installatie geproduceerde 1.000 kWh elektriciteit. Deze hadden een vaste waarde van € 450,00/certificaat en werden toegekend voor een periode van 20 jaar. Voor een installatie van 5 kWp kon een Vlaamse investeerder elk jaar 4 tot 5 certificaten ontvangen gedurende de hele referentieperiode van 20 jaar. Door dit systeem werd de rendabiliteit van de investering enorm vergroot. Daar waar een installatie zonder subsidie in 2009 zorgde voor een verlies van € 10.880,21, werd er, dankzij de combinatie van GSC en het belastingsvoordeel, op eenzelfde installatie een winst gemaakt van € 29.177,14. De terugverdientijd daalde van meer dan 20 jaar naar minder dan 6 jaar. De BTC ging van € 2,84/Wp, over de verkoopprijs, naar een waarde van € 10,86/Wp, wat meer dan een verdubbeling van de prijs/Wp is. De IOV kon door deze subsidie stijgen tot 16,11%. Aangezien de subsidies geen invloed hebben op de eigenlijke productie van elektriciteit, bleef de YUC constant. Dit laatste geldt ook voor Wallonië en het Brussels Hoofdstedelijk Gewest. Het voordelige subsidiesysteem in Vlaanderen in 2009 zorgde ervoor dat een onaantrekkelijk investering in een particuliere fotovoltaïsche installatie uiteindelijk heel aantrekkelijk werd gemaakt. Een investering van € 24.910,00 had men binnen zes jaar volledig terugverdiend en over een looptijd van 20 jaar zou men € 29.177,14 winst maken.

Het Waalse gewest kende, naast de nationale subsidie, ook GSC toe. Deze werden zoals eerder besproken anders berekend dan zijn Vlaamse tegenhanger. Deze andere berekening was in het voordeel van de particuliere investeerders. Op jaarbasis was er een hogere opbrengst door de verkoop van GSC in Wallonië dan in Vlaanderen, maar in Wallonië was de gegarandeerde periode vijf jaar korter dan in Vlaanderen, namelijk 15 jaar. Daarnaast was er nog een kapitaalsubsidie

beschikbaar ter waarde van 20% van het factuurbedrag, met een maximum van € 3.500,00, wat in deze gevalstudie ook werd behaald. De combinatie van deze regelingen zorgde ervoor dat een PV installatie in Wallonië nog meer opbracht dan in Vlaanderen. In totaal leidde dit tot een NCW van € 31.728,50 en een terugverdientijd van ongeveer drie en een half jaar. Zowel de IOV (22,99%) als de BTC (€ 11,37/Wp) liggen hoger dan in Vlaanderen.

Ook het Brussels Hoofdstedelijk Gewest had zijn eigen uitwerking van het beleid inzake groenestroomcertificaten en zette een ander systeem op dan deze in Vlaanderen en Wallonië. Daarnaast werd er een kapitaalsubsidie verschaft van 50% van het factuurbedrag, met een maximum van € 3,00/Wp, wat in deze gevalstudie neer kwam op € 12.455,00. Rekening houdend met het belastingsvoordeel van 40%, werd er 90% van het factuurbedrag terug uitgekeerd aan de investeerder in de eerste drie jaren na de investering. Enkel rekening houdend met deze twee subsidies was dit in het eerste jaar 64,45% van het factuurbedrag. Als men de ontvangsten uit de verkoop van groenestroomcertificaten meetelt, zit men op 73,55% van het factuurbedrag, oftewel € 18.322,42, dat men in het eerste jaar kon 'terugverdienen'. Dit zorgde ervoor dat de terugverdientijd van de installatie drastisch werd ingeperkt tot minder dan twee jaar. De interne opbrengstvoet kon stijgen tot een aanzienlijke 44,45% en de BTC tot € 11,85/Wp. Aangezien groenestroomcertificaten voor een periode van 10 jaar werden toegekend, wat vijf jaar minder is dan in Wallonië, was de NCW iets lager dan die van Wallonië, met € 31.651,40.

Uit deze cijfers, en rekening houdend met de subsidies die ook nog werden uitgekeerd provincies en gemeenten, kan worden afgeleid dat een investering in een fotovoltaïsche zonne-installatie in 2009 voor particulieren heel aantrekkelijk werd gemaakt. Dit dankzij de vele subsidiemaatregelen die werden toegekend door de verschillende overheden. Grote potentiële winsten op investeringen in PV installaties (zoals ongeveer € 30.000 op een installatie met een vermogen van 5 kWp) zorgden er mede voor dat de PV markt in België een enorme groei kende (hoofdstuk 3).

In 2012 is er geen nationaal belastingsvoordeel meer te verkrijgen en in Vlaanderen hebben de GSC een daling van hun prijs moeten ondergaan. In juni 2012 bedragen deze nog € 210,00/kWh geproduceerde groene stroom, waar dit bedrag in 2009 nog lag op € 450,00. Desondanks blijft de NCW positief (€ 19.541,42) en dit door redenen die eerder al onder 7.1.1.1 werden aangehaald. De terugverdientijd ligt ongeveer een half jaar hoger dan deze uit 2009, wat nog bijgevolg nog altijd rond de 6 jaar ligt. De YUC is gedaald ten opzichte van 2009, wat op het eerste zicht misschien kan lijken op een verslechtering, maar de oorzaak hiervan ligt mede in de daling van de kostprijs van de installatie. De YUC bedraagt met € 6,06/Wp meer dan het dubbele van de kostprijs (€ 2,23/Wp). Bij een vergelijking wordt duidelijk dat de BTC voor 2012 (2,72 keer de kostprijs /Wp) beter is dan deze voor 2009 (2,18 keer de kostprijs /Wp). Ook de IOV voor 2012 ligt hoger dan deze van 2009, namelijk 17,27% ten opzichte van 16,11%. Dit is mogelijk door een lagere kostprijs van de installatie en een kleine toename in de productie van elektriciteit. De *Yield Unit Cost* voor 2012 is constant gebleven (voor alle gewesten) op € 0,13/Wp.

Het Waalse Gewest heeft haar beleid inzake groenestroomcertificaten aangepast en de periode van uitkering verlaagd van 15 naar 10 jaar. Daarnaast is de kapitaalsubsidie van 20% in 2012 niet meer te verkrijgen (net zoals het belastingsvoordeel). Hierdoor is, net zoals in Vlaanderen, de

Netto Contante Waarde van de investering gedaald, maar bedraagt deze nog € 26.009,96. Dit is mede mogelijk door de prijsdaling die zich heeft afgespeeld tussen 2009 en 2012, wat er ook voor heeft gezorgd dat de terugverdientijd van de installatie lichtjes is kunnen dalen, naar iets meer dan 3 jaar. Net zoals in Vlaanderen ligt de BTC nu lager dan in 2009, maar in vergelijking met de kostprijs is deze verbeterd, naar € 7,34/Wp. De interne opbrengstvoet is gestegen tot 29,92%, om dezelfde reden als in Vlaanderen.

Net zoals in Wallonië, is er ook in het B.H.G. een aanpassing geweest in het GSC beleid. Hier is echter de periode van 10 jaar behouden, maar het aantal toegekende certificaten is verlaagd. Ook de bijkomende subsidies van de Brusselse overheid zijn in 2012 niet meer beschikbaar. Dit zorgt ervoor dat de terugverdientijd meer dan verdubbeld is ten opzicht van 2009, maar zich nog altijd rond de 4 jaar bevindt. De NCW is gedaald tot € 19.988,02. De BTC bedraagt in 2012 € 6,15/Wp wat meer dan 2,5 keer de kostprijs is. De daling van de kostprijs heeft het schrappen van de kapitaalsubsidie en het belastingsvoordeel niet op kunnen vangen, waardoor de IOV is gedaald van 44,45% naar 23,03%. De resultaten mogen dan wel gedaald zijn ten opzicht van 2009, toch blijft een particuliere investering in een PV installatie rendabel in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest.

Daar waar particulieren in 2009 nog nood hadden aan voldoende stimulantia (belastingsvoordeel van 40% was onvoldoende) om een investering in fotovoltaïsche zonne-energie te overwegen, is een investering in 2012, onder de gegeven omstandigheden, rendabel genoeg om te overwegen indien er geen subsidies beschikbaar zijn. Hoewel de beschikbare subsidies gedaald zijn ten opzicht van 2009 blijven de aanwezige subsidies ervoor zorgen dat particulieren genoeg kunnen verdienen aan een dergelijke investering en bijgevolg gestimuleerd worden om dit te overwegen. Ondanks de hogere rendabiliteit van een investering in PV in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest en in Wallonië, blijft de geïnstalleerde capaciteit echter beperkt. In Vlaanderen werd er de afgelopen jaren veel meer geïnvesteerd. Zo werd er in de jaren 2009 tot en met 2011 voor een totaal aan 1.301 MWp aan PV installaties in gebruik genomen, wat het totaal op ongeveer 1.400 MWp bracht tegen het einde van 2011. In Wallonië daarentegen is in dezelfde periode 177 MWp aan vermogen in gebruik genomen, wat het totaal in Wallonië brengt op 186 MWp. Het Brussels Hoofdstedelijk gewest had eind 2011 een totaal gecumuleerd vermogen van 6,6 MWp (Apere 2012).

7.1.2 Frankrijk

7.1.2.1 Nationaal

In hoofdstuk zes werd al aangekondigd dat er voor Frankrijk een verschil zou worden gemaakt tussen een installatie in het noorden, in het midden en in het zuiden van het land. Het betreft hier identieke installatie, met dezelfde prijs, discontovoet, performance ratio, e.d. Enkel de instraling van zonlicht verschilt tussen de plaatsen. In Noord-Frankrijk (N) bedraagt deze 1.300 kWh/m², in het midden (M) van het land ligt deze rond de 1.400 kWh/m² en in het zuiden (Z) is dit ongeveer 1.700 kWh/m². Deze verschillen in instraling zorgen voor een verschil in de opwekking van elektriciteit. Gedurende de periode van 20 jaar wordt er in het zuiden van Frankrijk (voor een installatie met een vermogen van 5 kWp geplaatst in 2009) 32.223,50 kWh meer stroom geproduceerd dan in het noorden van het land. In centraal Frankrijk is er ongeveer 8.055,87 kWh

meer elektriciteitsproductie dan in Noord-Frankrijk, maar dus nog altijd 24.167,63 kWh minder dan in het zuiden. Dit verschil in productie zorgt natuurlijk voor verschillen in de resultaten van de plaatsen.

In Frankrijk heeft een installatie (zowel in het noorden, midden als zuiden van het land), geplaatst in 2009, een terugverdientijd van meer dan 20 jaar. In Noord-Frankrijk was een investering in een particulieren PV installatie goed voor een verlies van € 20.185,69. Door een hogere opbrengst in het midden en het zuiden lag dit verlies in die streken iets lager, respectievelijk -€ 19.459,87 en -€ 17.282,41. De *Yield Unit Cost* kende om dezelfde reden verschillen. In het noorden bedroeg deze € 0,28/kWh, in het midden € 0,26 en in het zuiden € 0,22. Toch zijn deze cijfers dubbel zo groot als de prijs die particulieren moesten betalen voor elektriciteit die ze afnamen van het net (€ 0,109/kWh) in 2009. De *Break-even Turnkey Cost* bevindt zich met € 1,65/Wp in het noorden, € 1,80/Wp in het midden en € 2,22/Wp in het zuiden van het land ver onder de verkoopprijs van € 5,62/Wp. Ook de interne opbrengstvoet is onvoldoende. Voor zowel Noord-Frankrijk als Midden-Frankrijk is een IOV zelfs niet te berekenen. Voor Zuid-Frankrijk bedraagt deze -6,48%. Uit deze resultaten kan worden afgeleid dat een investering in PV in Frankrijk in 2009 niet rendabel was, indien er geen subsidies beschikbaar waren. Een samenvatting van de resultaten wordt weergegeven in tabel 19 in appendix.

Voor 2012 zijn de resultaten verbeterd. De performance ratio is gestegen met twee procentpunten en de aankoopprijs is gedaald van € 5,62/Wp naar € 2,51/Wp, wat neerkomt op een daling met 55,33%. De stijging van de performance ratio zorgde voor een meeropbrengst van 2.464,15 kWh in Noord-Frankrijk, 2.653,70 kWh in Midden-Frankrijk en 3.222,35 kWh in Zuid-Frankrijk. Samen met een kleine stijging in de elektriciteitsprijzen zorgen deze voor de nodige veranderingen ten opzichte van 2009. De NCW kon op deze manier stijgen, maar bevindt zich nog altijd onder nul, met -€ 3.931,73 in het noorden, -€ 3.172,32 in het midden en -€ 894,11 in het zuiden. Zonder rekening te houden met de inflatie en tijdswaarde van het geld bevindt de terugverdientijd zich in het noorden en midden van het land rond de 20 jaar, maar in het zuiden bedraagt deze 16,20 jaar. De BTC is ongeveer op hetzelfde niveau gebleven, met € 1,74/Wp (noorden), € 1,89/Wp (midden) en € 2,34/Wp (zuiden). Daar de aankoopprijs gedaald is naar € 2,51/Wp bevindt de BTC zich hier korter bij, maar is nog niet voldoende gezakt. De IOV is in 2012 wel te berekenen voor alle drie de streken, maar bevindt zich in twee gevallen (noorden en midden) onder de nul, met respectievelijk -1,36% en -0,46%. In het zuiden bedraagt deze 1,98%, wat nog altijd onder de discontovoet van 3,33% bevindt. De daling van de aankoopprijs, in combinatie met het stijgen van de PR, zorgde ervoor de *Yield Unit Cost* meer dan halveerde tussen 2009 en 2012. In Noord-Frankrijk was er een daling van € 0,28/kWh naar € 0,13/kWh, in Midden-Frankrijk van € 0,26 naar € 0,12/kWh en in Zuid-Frankrijk van € 0,22 naar € 0,10/kWh. Daar waar de elektriciteitsprijs in 2012 is gestegen tot € 0,12/kWh, kan enkel een fotovoltaïsche installatie in Zuid-Frankrijk goedkopere elektriciteit produceren. Deze cijfers geven een verbetering weer ten opzichte van 2009, maar desondanks blijft een investering in PV niet rendabel voor particulieren indien men hier geen subsidies voor kan ontvangen. In het zuiden van Frankrijk is dit vooral door rekening te houden met de verdisconteringsfactor. Appendix 20 geeft een overzicht van de bekomen resultaten van Frankrijk voor 2012 in het geval zonder subsidies.

Een investering in fotovoltaïsche zonne-energie in 2009 is, zoals aangegeven, niet rendabel zonder ondersteuningsmaatregelen. In 2009 werden er echter wel subsidies toegekend door de nationale overheid. Een eerste is een belastingsvoordeel van 50% op het factuurbedrag, excl. installatiekosten (goed voor in totaal € 12.296,38), met een maximum van € 16.000,00 voor gezinnen. Daarnaast had de Franse overheid ook een FIT systeem ingesteld. De combinatie deze maatregelen zorgden ervoor dat de resultaten verbeterden (appendix 21). De NCW was in alle drie de streken gestegen tot boven de nul, met € 3.226,48 (N), € 4.807,36 (M) en €9.550,01 (Z). Ook lag de verdisconteerde terugverdientijd rond de 12 jaar in het noorden, 10 jaar in het midden en 7 jaar in het zuiden. Zowel de IOV als de BTC waren gestegen. De IOV bevond zich tussen de 6,04% (N) en de 11,50% (Z). Voor de BTC was dit tussen de € 6,73/Wp (N) en de € 8,23/Wp, terwijl de aankoopprijs zich op € 5,62/Wp bevond. Deze resultaten geven weer dat de subsidies ervoor hebben gezorgd dat een investering in PV rendabel hebben gemaakt in Frankrijk in 2009.

In 2012 zijn er ook subsidies beschikbaar gemaakt door de Franse overheid. Toch zijn deze maatregelen minder groot dan in 2009. Het belastingsvoordeel is verlaagd van 50% naar 11% op het factuurbedrag, excl. Installatiekosten. Dit is in 2012 nog goed voor een som van € 1.208,71. Daarnaast zijn ook de FIT tarieven gedaald. Toch is er, door de verlaging van de aankoopprijs, betere PR en hogere elektriciteitsprijs, een verbetering merkbaar in de resultaten (appendix 22). De terugverdientijd is verder teruggedrongen naar minder dan 10 jaar in het noorden en iets boven de zes jaar in het zuiden. De Netto Contante Waarde is gestegen tot € 4.733,02 in Noord-Frankrijk, € 6.065,97 in Midden-Frankrijk en € 10.064,80 in Zuid-Frankrijk. Door de toename in de financiële opbrengsten ligt de *Break-even Turnkey Cost* boven de aankoopprijs van € 2,51/Wp. Deze bevindt zich tussen € 3,54/Wp in het noorden en € 4,70/Wp in het zuiden. De IOV is gestegen tot respectievelijk 8,61% (N), 10,08% (M) en 14,29% (Z), wat, net als de andere resultaten, beter is dan de resultaten uit 2009. De YUC is constant gebleven voor 2012, aangezien de steunmaatregelen geen invloed hebben op de eigenlijke productie van elektriciteit van de installatie. De nationale subsidies hebben er voor gezorgd dat ook een investering in PV in 2012 rendabel is geworden.

De resultaten uit de private kosten-batenanalyses geven weer dat een investering in PV in Frankrijk, zowel voor 2009 als voor 2012, niet rendabel is zonder de steun van de Franse overheid. Ondanks de verminderingen in de stimulantia brengt een fotovoltaïsche installatie, geplaatst in 2012, meer op dan een installatie uit 2009. Het zuiden van het land heeft een duidelijk voordeel ten opzichte van het noorden, door de grotere hoeveelheid instraling zonlicht. Voor 2012 levert dit zonlicht zelfs ongeveer € 5.331,78 meer op in het zuiden dan in het noorden, gedurende de periode van 20 jaar.

7.1.2.2 Regionaal

In 2009 waren er in acht regio's subsidies beschikbaar die van toepassing zijn op deze gevalstudie. Deze worden gecombineerd met de al aanwezig nationale subsidies. Appendix 23 geeft een overzicht van de bekomen resultaten voor deze acht regio's. Laag-Normandië (met een gemiddelde irradiatie van 1.350 kWh/m²) kende een kapitaalsubsidie toe van 40% op de kosten die niet in aanmerking kwamen voor het nationale belastingsvoordeel, met een maximum van € 700,00. Voor

een installatie van 5 kWp kon de investeerder rekenen op het maximumbedrag van € 700,00. Dit zorgde ervoor dat de terugverdientijd kon worden teruggebracht tot iets minder dan 10 jaar. De NCW kon stijgen tot € 4.716,92. De IOV bedroeg 7,58% en de BTC € 7,25/Wp. Door een iets hogere irradiatie dan het gemiddelde in Noord-Frankrijk (een verschil van 50 kWh/m²) kon de YUC dalen met € 0,01, tot € 0,27/kWh. Corsica kende een subsidie toe van € 2/Wp, met een maximum van € 4.000,00 (wat verkregen werd). Daarnaast kent Corsica een irradiatie van 1.750 kWh/m², wat ervoor zorgt dat de elektriciteitsopbrengst hier iets hoger ligt dan het gemiddelde van Zuid-Frankrijk. Dit is terug te vinden in de YUC, die met € 0,21/kWh € 0,01 lager ligt dan het gemiddelde. De (verdisconteerde) terugverdientijd is met ongeveer twee en een half jaar kunnen dalen en de NCW is gestegen tot € 14.340,45, wat het hoogste is van alle regio's in Frankrijk. Hetzelfde geldt voor de BTC en de IOV, ook zij zijn het hoogste in deze regio, met respectievelijk € 9,17/Wp en 19,51%. Hoog-Normandië kende net als het nabijgelegen Laag-Normandië een subsidie toe op de installatiekosten. Hier werden de volledige installatiekosten terugbetaald, zolang deze niet de grens van € 1.600,00 overschreden. Ondanks dat deze subsidie € 900,00 hoger ligt dan deze in Laag-Normandië zijn de resultaten toch iets minder goed. Dit is toe te rekenen op de gemiddeld lagere irradiatie. Deze bedraagt 100 kWh/m² minder in Hoog-Normandië, wat leidt tot een minderopbrengst van 8.055,87 kWh over de 20-jarige periode. De NCW lag hier op € 4.036,04 en de terugverdientijd lag rond de 10 jaar. De YUC lag op € 0,29/kWh, wat iets hoger was dan het gemiddelde in Noord-Frankrijk. De BTC lag op € 7,01 en de IOV bedroeg 7,20%. De subsidie in de regio Île-de-France was gelijkaardig aan die in Hoog-Normandië, maar had een maximum opgelegd gekregen van € 1.300,00. De instraling van zonlicht in deze regio ligt rond hetzelfde gemiddelde. Een kapitaalsubsidie die € 300,00 minder bedraagt dan in Hoog-Normandië leidde tot een NCW van € 3.736,04. De terugverdientijd lag bijgevolg iets hoger, op 10,70 jaar. De *Break-even Turnkey Cost* lag hier op € 6,91/Wp en de IOV was (ten opzichte van Hoog-Normandië) met 0,38 procentpunten, tot 6,82%. De regio Languedoc-Roussillon kende een subsidie toe van € 1/Wp, met een maximum van € 3.000,00. De irradiatie ligt hier op het gemiddelde niveau van Zuid-Frankrijk. Aangezien de overige parameters hetzelfde blijven ligt de NCW in deze regio € 3.000,00 hoger dan dat van Zuid-Frankrijk, op € 12.550,01. Voor een NCW gelijk aan nul zou de aankoop prijs € 8,82/Wp moeten bedragen. De terugverdientijd ligt hier iets over de vijf jaar en de IOV bedraagt 16,48%. De lokale overheid in Lotharingen kende ook een subsidie toe op de installatiekosten van de installatie. Deze was goed voor dit hele bedrag, maar had een maxima van ofwel € 1,80/Wp, ofwel € 5.000,00. Daar de installatiekosten € 3.513,25 bedroegen, werd dit volledige bedrag uitgekeerd. Verder is er hier een irradiatie gelijk aan dat van Île-de-France en Hoog-Normandië. De terugverdientijd voor een PV installatie ligt hier, rekening houdend met de discontovoet, op ongeveer 8 jaar. De Netto Contante Waarde ligt hier op € 5.949,29, wat door de subsidies hoger is dan de twee vergelijkbare regio's. De BTC is gelijk aan € 7,78 en het interne rendement bedraagt 10,02%. In Nord-Pas-de-Calais konden particulieren een subsidie ontvangen van € 1,00/Wp, maar dit werd begrensd tot € 5.000,00. Aangezien de installatie hier een vermogen heeft van 5 kWp, wordt er verondersteld dat het maximumbedrag werd uitgekeerd. De irradiatie ligt hier het laagst van alle besproken regio's in Frankrijk en bedraagt 1.200 kWh/m², waardoor de YUC is gestegen tot € 0,31/kWh geproduceerde elektriciteit. Dankzij de subsidie heeft deze regio echter de beste resultaten van Noord-Frankrijk. De terugverdientijd ligt op 6,92 jaar, de NCW bedraagt € 6.645,60 en de IOV ligt op 11,87%. Poitou-Charentes kende een soort FIT toe dat gedurende enkele jaren

zorgde voor een financiële meeropbrengst voor investeerders. Daarnaast bedraagt de irradiatie in deze regio gemiddeld 1.500 kWh/m², wat er voor heeft gezorgd dat de YUC € 0,25 bedraagt. Dit leidt er toe dat de terugverdientijd wordt beperkt tot ongeveer vijf en een half jaar. De BTC ligt op € 8,44/Wp, wat hoger ligt dan de aankoopprijs van € 5,62/Wp en uiteindelijk leidt tot een NCW van € 10.620,56. De IOV bevindt zich op 13,95%. De subsidies die acht regio's beschikbaar hebben gesteld voor particuliere investeerders in fotovoltaïsche energie, hebben er voor gezorgd dat een dergelijke investering nog aantrekkelijker werd gemaakt.

In 2012 is het aantal regio's dat nog steun verleent aan particulieren PV investeerders nog beperkt tot drie. Van de drie regio's heeft enkel Corsica haar subsidies verhoogd ten opzichte van 2009. De kapitaalsubsidie van € 2,00/Wp werd behouden, maar het maximum werd met € 2.000,00 omhooggetrokken, naar € 6.000,00. In combinatie met de lagere kostprijs leidt dit tot een terugverdientijd van iets meer dan 2 jaar, wat bijna de helft is van de situatie in 2009. De subsidie zorgt er ook voor dat het interne rendement stijgt tot 40,12%. De BTC bedraagt hier € 6,14/Wp, wat meer dan het dubbele van de aankoopprijs van € 2,51/Wp is. De Netto Contante Waarde is zodoende kunnen stijgen tot € 16.731,27. De prijs om de elektriciteit te produceren is met meer dan 50% kunnen dalen ten opzichte van 2009 en ligt op dezelfde hoogte als het Zuid-Franse gemiddelde, met € 0,10/kWh. Île-de-France heeft haar subsidie aangepast en verminderd tot een forfaitair bedrag van € 750,00. Door de verbeteringen in de PV markt zijn de resultaten echter in alle opzichten verbeterd tegenover 2009. De verdisconteerde terugverdientijd is met meer dan twee jaar gedaald, tot 8,38 jaar. De interne opbrengstvoet is met 3,08 gestegen naar 9,90% en de NCW is met € 1.746,98 toegenomen, tot € 5.483,02. Toch zijn de behaalde resultaten van deze regio, gelegen in Noord-Frankrijk, minder dan deze van een gemiddelde regio in Midden-Frankrijk waar men geen regionale subsidies toekent. In Poitou-Charentes is de subsidie verminderd tot een som van € 1.000,00. Dit is een deel minder dan subsidie die men in 2009 kon ontvangen en de verbeteringen in de markt hebben het effect van deze subsidievermindering niet teniet kunnen doen. De resultaten voor 2012 liggen dan ook onder die van 2009 voor deze regio. De terugverdientijd is toegenomen met een jaar, maar bevindt zich nog altijd op ongeveer zes en een half jaar. De NCW is met meer dan € 2.000,00 gedaald tot € 8.398,91, wat nog altijd hoger is dan een PV installatie in het midden van het land. De YUC bevindt zich op € 0,11/kWh geproduceerde groene stroom en de IOV bevindt zich op 13,47%. De resultaten van deze drie regio's worden samenvattend weergegeven in appendix 24 hieronder.

Deze resultaten geven duidelijk weer dat de toegestane regionale subsidies er voor zorgen dat de rendabiliteit van de investering verder wordt verhoogd. Verder is het ook duidelijk dat tussen 2009 en 2012 de subsidies in grote getallen zijn afgenomen. Daar waar er in 2009 nog 8 regio's subsidies gaven, waren er nog maar drie van over in 2012. Van deze drie hadden er twee hun systeem aangepast en de toegekende bedragen verlaagd. De enige uitzondering hierop is Corsica. Deze heeft haar maximum bedrag met € 2.000,00 opgetrokken. Deze regio is ook de plaats waar een investering in PV het meest opbrengt voor de investeerders. In andere regio's is de subsidie nauwelijks voldoende om het verschil in irradiatie en bijgevolg energieproductie tussen de verschillende streken goed te kunnen maken. Over het algemeen is een investering in fotovoltaïsche energie in Frankrijk, over beide referentie jaren, rendabel genoeg voor particulieren

om dit te overwegen. Dit is mogelijk gemaakt door de verschillende steunmaatregelen die door zowel de nationale als de regionale overheden beschikbaar zijn gesteld voor de bevolking.

7.1.3 Nederland

7.1.3.1 Nationaal

Met dezelfde veronderstellingen en verandering van parameters zijn er ook in Nederland grote verschillen terug te vinden in de resultaten. Appendix 25 geeft een overzicht van de nationale resultaten voor Nederland in de jaren 2009 en 2012, dit zowel met als zonder subsidies. Indien er in Nederland in 2009 geen subsidies beschikbaar waren om investeringen in PV te stimuleren, was deze investering ook helemaal niet rendabel voor particulieren. De investering kon niet terug worden verdiend binnen de referentieperiode van 20 jaar. Over deze periode werd er een verlies gemaakt van € 16.096,60. De interne opbrengstvoet was negatief en bedroeg -4,71% wat samen met de voorgaande resultaten duidelijk duidt op een groot verlies. De prijs zou met meer dan 50% moeten zakken, van € 5,59/Wp naar € 2,43/Wp om geen verlies te maken op deze investering. Daarnaast ligt de prijs van geproduceerde elektriciteit, met € 0,33/kWh, op bijna het dubbele van de prijs die particulieren moesten betalen in 2009, namelijk € 0,17/kWh. De Nederlandse overheid had echter een FIT regeling ingevoerd, waarvan investeerders konden genieten gedurende een periode van 15 jaar en waardoor de gemaakte verliezen werden gecompenseerd. Dit zorgde ervoor dat de installatie terug werd verdient in een periode van 14 jaar en 6 maanden. Zowel de interne opbrengstvoet als de NCW werden positief, met respectievelijk 4,27% en € 3.352,86. Daarnaast steeg de BTC tot € 0,66 boven de verkoopprijs, naar € 6,25/Wp.

Tegen 2012 was deze FIT regeling afgeschaft voor nieuwe installaties, waardoor er geen nationale subsidies meer overbleven. Daar waar een investering in PV in 2009 nog zorgde voor grote verliezen indien men niet kon genieten van subsidies, is dit in 2012 niet meer het geval. Door de grote daling in de verkoopprijs, en de eerder vermelde veranderingen in andere factoren, zijn de resultaten positief uitgevallen. Gedurende de periode van 20 jaar genereert de installatie een winst van € 1.192,31, wat leidt tot een intern rendement van 3,77%, wat hoger ligt dan de voorziene verdisconteringsvoet van 2,81%. De verdisconteerde terugverdientijd bedraagt 18,26 jaar en de YUC ligt met € 0,15/kWh net onder de marktprijs van elektriciteit van € 0,16/kWh. De aankoopprijs van de installatie ligt € 0,23/Wp onder de BTC (€ 2,73/Wp).

De resultaten van 2009 geven weer dat er in Nederland subsidies noodzakelijk waren om een investering in fotovoltaïsche zonne-energie rendabel te maken. Zowel de terugverdientijd, de NCW en de IOV bevonden zich in dat geval op een respectabel niveau. Tegen 2012 was de markt zodanig verbeterd dat deze subsidies minder noodzakelijk waren. Een investering kan hier op zichzelf uitgevoerd worden, zonder steun van de overheid, maar de bekomen resultaten geven weinig ruimte voor tegenslag, zoals een lagere dan verwachtte elektriciteitsopbrengst, hogere inflatie, een tragere groei van de marktprijs voor elektriciteit waardoor de besparingen minder groot uitvallen en dergelijke. Bijkomende steunmaatregelen van de overheid zouden hier zorgen voor meer zekerheid voor de particuliere investeerders, omtrent de te verwachten financiële opbrengst.

7.1.3.2 Regionaal

Van de twaalf provincies in Nederland, waren er zeven die subsidies aanboden in 2009 om investeringen in PV te promoten. De provincies Drenthe en Groningen werkten samen aan eenzelfde regeling, een kapitaalsubsidie van 20% op het factuurbedrag met een maximum van € 3.200,00. Dit zorgde voor een toename van de NCW met hetzelfde bedrag, tot € 6.552,86, de IOV nam toe tot 5,93%. De terugverdientijd daalde in deze provincies tot 12,18 jaren. Zonder veranderingen in de tijdswaarde van het geld zou deze zich echter op 10,16 jaar liggen. Friesland kende een subsidie toe van € 0,50/Wp, met een maximale uitkering van € 3.000,00. Voor een installatie met een vermogen van 5 kWp komt deze subsidie dus neer op een bedrag van € 2.500,00. In Zeeland bedroeg de subsidie € 1,00/Wp met een maximum van € 2.500,00, wat ook gehaald werd in deze gevalstudie. Dit zorgde ervoor dat de resultaten voor Zeeland en Friesland hetzelfde waren. De terugverdientijd ligt hier op 12,60 jaar en de IOV op 5,54%. De BTC bedraagt € 6,74, wat € 1,15/Wp hoger ligt dan de aankoopprijs van de installatie. De NCW heeft een waarde van € 5.852,86. Limburg kende een subsidie van € 2,00/Wp toe, met een maximum van € 1.500,00. Noord-Holland had in 2009 een steunmaatregel van €2,50/Wp met eenzelfde maximum als in de provincie Limburg. In beide provincies werd dit maximum gehaald, waardoor de resultaten voor deze twee provincies hetzelfde zijn. De terugverdientijd ligt op iets meer dan 13 jaar en 2 maanden. Met een *Break-even Turnkey Cost* van € 6,55/Wp, die hoger ligt dan de eigenlijke kostprijs, blijft de netto contante waarde boven de nul, met € 4.852,86. Het intern rendement ligt op 5,01%. Een laatste provincie waar subsidies werden gegeven is Noord-Brabant. Hier was er in 2009 een kapitaalsubsidie van € 2,00/Wp van toepassing. Dit werd beperkt tot een bedrag van € 1.600,00. Een terugverdientijd van 13,15 jaren, een NCW van € 4.952,86, een IOV van 5,06% en een BTC van € 6,57/Wp waren hier een gevolg van. Resultatentabel is terug te vinden in appendix 26.

In 2012 blijven er van de zeven provincies die in 2009 subsidies gaven nog vier over. In al deze provincies is de toegekende maatregelen echter verlaagd. In Drenthe en Friesland is er een forfaitair bedrag van € 1.000,00 beschikbaar gesteld. In Limburg bedraagt de subsidie 30% op het factuurbedrag, met een maximum van € 1.000,00. De resultaten voor deze drie provincies zijn hetzelfde. De installatie wordt nu binnen een termijn van 17 jaar terug verdient. De BTC bedraagt € 2,93/Wp, wat € 0,43 ligt boven de prijs van € 2,50/Wp. Dit leidt tot een winst van € 2.192,31 over de gerekende levensduur van het project, met een intern rendement van 4,68%. In Zeeland wordt er een vast bedrag van € 1.400,00 toegekend voor particuliere investeringen in PV. Dit leidt tot hogere resultaten dan de andere drie provincies, zoals een NCW die € 400,00 hoger ligt. Hier bedraagt de interne opbrengstvoet 5,08%. De installatie wordt op een periode van 16,31 jaar terugverdient en de BTC bedraagt € 3,01/ Wp. Tabel 27 in de appendix geeft een samenvatting van deze resultaten.

De regionale resultaten geven weer dat de lokale overheden ervoor zorgen dat een investering aantrekkelijker wordt gemaakt. In 2009 wordt er hierdoor € 1.500,00 tot € 3.200,00 meer winst gemaakt op een periode van 20 jaar. In 2012 worden er beduidend minder subsidies uitgekeerd. De nationale subsidies zijn hier weggevallen voor nieuwe installaties en ook op regionaal niveau zijn de steunmaatregelen ofwel weggevallen, ofwel verlaagd. De verbeteringen in de markt (zoals

verlaging van de prijs), welke hebben geleid tot een lagere YUC, kunnen het verlies van de weggevallen subsidies maar deels goedmaken. Zo wordt er geen verlies meer gemaakt op een investering, maar zijn de best behaalde resultaten (in Zeeland) wel lager dan deze uit 2009 (met enkel nationale subsidies).

7.1.4 Spanje

In Spanje is er, net als in Frankrijk, een onderscheid gemaakt tussen drie verschillende streken (noorden, midden en zuiden), wegens het grote verschil in irradiatie tussen deze streken. Zoals in hoofdstuk zes al vermeld werd, wordt er hier enkel rekening gehouden met nationale resultaten en zijn er geen regionale resultaten beschikbaar (appendix 28). In Noord-Spanje, met een gemiddelde irradiatie van 1.600 kWh/m² in een jaar, bedroeg de terugverdientijd, in 2009, 19 jaar. De aankoopprijs van een installatie bedroeg € 5,55/Wp, dit lag onder de BTC van € 5,93 en de NCW is bijgevolg dan ook positief. Deze bedroeg € 1.936,24. Het interne rendement hier bedraagt 1,88%, wat nipt boven de verdisconteringsvoet van 1,87% ligt. De kost van geproduceerde elektriciteit ligt op € 0,23/kWp voor een installatie in 2009. Voor het jaar 2009 lag de prijs van elektriciteit die men van het net afnam op € 0,15/kWh, maar rekening houdend met de prijsstijging, zou deze prijs tegen 2028 liggen op € 0,46/kWh. In het midden van Spanje ligt de gemiddelde instraling van zon een stuk hoger dan in het noorden, namelijk 1.850 kWh/m². Dit zorgde voor een hogere productie van elektriciteit, 20.139,69 kWh op de geplande leeftijd van de installatie, wat op zich weer zorgde voor een lagere YUC (€ 0,20/kWh) en betere resultaten in het algemeen. De BTC bedroeg € 6,89, waardoor de NCW €6.856,40 bedraagt, met een intern rendement van 3,38%. De investering werd op ongeveer 17 jaar terugverdiend. In het zuiden van Spanje wordt er rekening gehouden met een irradiatie van 1.950 kWh/m². Dit zorgde voor een meerproductie van 8.055,87 kWh in 20 jaar tijd, indien de installatie in 2009 werd geplaatst. In 16,22 jaar werd er genoeg elektriciteit geproduceerd om de investering volledig terug te verdienen. Een intern rendement van 3,94% en een BTC van € 7,28 zijn samen met de NCW (€ 8.824,46) goede indicatoren dat een investering in Zuid-Spanje, net zoals in het noorden en midden van het land, wel degelijk rendabel was zonder subsidies. De hogere productie van elektriciteit in eenzelfde installatie leidde hier tot een YUC van € 0,19/kWh.

In 2012 zijn de resultaten voor Spanje nog betere geworden, door voornamelijk een daling van de prijs (van € 5,55/WP naar € 2,48/Wp) en hogere PR (2 procentpunten). Deze twee factoren zorgen ervoor dat de YUC meer dan halveert ten opzichte van 2009. In Noord-Spanje bedraagt deze nu € 0,11/kWh, in het midden van het land ligt deze, net als in het zuiden, op € 0,09/kWh. De terugverdientijd in Noord-Spanje ligt nu overal onder de 8 jaar en in het zuiden ligt deze op 6,60 jaar. Het interne rendement van een investering is gestegen tot respectievelijk 13,90% (N), 16,28% (M) en 17,19% (Z). De *Break-even Turnkey Cost* bedraagt in Noord-Spanje € 7,17, terwijl de prijs van de installatie ligt op € 2,48/Wp, wat bijna drie keer lager ligt. De BTC in het midden van Spanje (€ 8,33) en het zuiden (€ 8,79) is zelfs meer dan drie keer groter. Het duidelijkste beeld van deze verbeterde resultaten wordt misschien wel gegeven door de Netto Contante Waarde. Deze is in Noord-Spanje gestegen tot € 23.928,36. In de centrale streek van Spanje bedraagt deze € 29.840,29 en in het zuiden € 32.205,07.

Spanje kende in 2009 nog een nationale steunmaatregel, in de vorm van een FIT tarief. Door de looptijd van de investering is dit systeem echter al enkele keren aangepast om de lasten op de Spaanse overheid te verminderen. In 2012 is deze regeling zelfs (tijdelijk) geschorst voor nieuwe installaties. Installaties geplaatst voor 2012 kunnen echter wel nog genieten van deze regeling. De FIT regeling zorgde ook in Spanje voor sterk verbeterde resultaten (appendix 29). In Noord-Spanje werd de terugverdientijd teruggedrongen naar elf en een half jaar. Het interne rendement verbeterde met meer dan vijf procentpunten, tot 7,04% en de NCW steeg met bijna € 15.000,00 tot € 16.559,18. In het midden van het land werd een installatie op een termijn van tien jaar en drie maanden terugverdiend en had de installatie over de looptijd van 20 jaar een rendement van 8,66%. De BTC steeg tot € 9,90/Wp en de NCW steeg tot € 22.186,97. Het zuiden van Spanje had, zoals te verwachten, de beste resultaten. De terugverdientijd was hier teruggedrongen tot minder dan 10 jaar. De NCW bedroeg € 24.428,21. Het interne rendement laag ook hier het hoogst van de verschillende streken, met 9,29%.

De resultaten voor Spanje geven weer dat een investering in PV zelfs zonder de gegeven subsidies rendabel kon zijn, met de gegeven prijzen. Bij de interpretatie van deze gegevens moet echter wel rekening gehouden worden met de (te) sterke stijging van de elektriciteitsprijs. Aangezien er een projectie is gemaakt van de toekomstige elektriciteitsprijzen door een gemiddelde van historische cijfers te nemen, valt de jaarlijkse stijging in dit geval hoog uit. Dit leidt dan weer tot, op termijn, hoge geschatte besparingen aan elektriciteitskosten. De toekomst zal hier moeten uitwijzen of deze elektriciteitsprijzen ook werkelijk zo snel gaan stijgen en deze besparingen zich dan ook werkelijk voor gaan doen. Het aanwezige FIT zorgde ervoor dat de resultaten in 2009 nog verbeterd werden en een investering in fotovoltaïsche zonne-energie heel aantrekkelijk werd gemaakt voor particulieren. Ondanks dat deze FIT regeling werd geschorst begin 2012, zijn de daling van de kostprijs en de technologische vooruitgang voldoende gebleken om deze regeling op te vangen. De resultaten van 2012, zonder subsidies, zijn dan ook over de hele lijn beter dan die van 2009 met subsidies.

7.1.5 Zweden

Zweden is het laatste van de geselecteerde landen dat aan bod moet komen. Ook hier wordt er, net zoals in Spanje, enkel rekening gehouden met nationale subsidies, daar er geen regionale subsidies (door een overheid uitgekeerd) beschikbaar zijn. Het is echter wel mogelijk dat er verschillende lokale overheden (gemeenten en steden) wel nog subsidies toekennen. Ook hier wordt er weer een onderscheid gemaakt tussen verschillende streken om de verschillen in zonnestraling weer te geven. In Noord-Zweden ligt de gemiddelde irradiatie op 1.000 kWh/m², terwijl deze in het zuiden ligt rond de 1.075 kWh/m². Tabel 30 in appendix geeft een overzicht van de resultaten in Zweden, er van uitgaande dat er geen subsidies worden toegekend. Tabel 7-15 geeft echter de resultaten weer rekening houdend met de toegekende subsidies. In 2009 was een investering in PV, zonder subsidies, niet aan te raden in Zweden. Er werd een verlies gemaakt van € 10.588,27 in het noorden en € 9.064,86 in het zuiden. De BTC lag bijgevolg ook onder de aankoopprijs van de installatie (€ 5,88/Wp), met € 3,79 in het noorden en € 4,09 in het zuiden. De terugverdientijd bedroeg meer dan 20 jaar en het intern rendement was negatief in beide delen

van het land. De elektriciteit werd door de installatie gegenereerd tegen een kostprijs van € 0,38/kWh in het noorden en € 0,36/kWh in het zuiden.

In 2012 liggen deze resultaten heel anders. De verbeteringen in de markt hebben ervoor gezorgd dat de installatie hier wel rendabel wordt. De YUC is gedaald tot € 0,17 in het noorden en € 0,16 in het zuiden, terwijl elektriciteitsprijs op de markt ligt rond de € 0,13/kWh in 2012 en gestegen is tot € 0,646/kWh tegen 2031. De verdisconteerde terugverdientijd bedraagt tussen de 14,80 jaar en 13,30 jaar. Het investering heeft nu een rendement van 6,75% in Noord-Zweden en 7,59% in Zuid-Zweden. Over de gehele looptijd van 20 jaar wordt er in het noorden een winst gemaakt van € 6.419,65. In het zuiden ligt dit op ongeveer € 7.978,91.

Door de aanwezige subsidies werd een investering in PV in 2009 wel aantrekkelijk gemaakt. De Zweedse overheid kende een kapitaalsubsidie toe van 60% van het factuurbedrag. Daarnaast was er ook nog een systeem met groenestroomcertificaten, maar dat was voor particulieren, in tegenstelling tot grotere bedrijven, niet aantrekkelijk genoeg, doordat er te weinig elektriciteit wordt geproduceerd door installaties van particulieren. De kapitaalsubsidies zorgde er echter voor dat de resultaten over heel Zweden verbeterden. In de plaats van een terugverdientijd boven de 20 jaar werd een installatie nu op minder dan 13,5 jaar terugverdiend. Het interne rendement steeg tot respectievelijk 7,52% (N) en 8,39% (Z). Waar er zonder subsidie nog verlies werd gemaakt, werd er door de steun van de overheid een winst gemaakt van € 7.036,73 (N) tot € 8.560,14 (Z).

Ook in 2012 kent de Zweedse overheid nog subsidies toe, maar de kapitaalsubsidie van 60% uit 2009 is gedaald tot 45%. Het aanwezige GSC systeem is ook in 2012 nog geldig, maar hier kunnen particulieren, met hun relatief kleine installaties, geen winst uit halen. De terugverdientijd is in 2012 teruggedrongen tot minder dan 8 jaar en 8 maanden. De BTC ligt op € 6,97/Wp in het noorden en € 7,52/Wp in het zuiden, terwijl de aankoopprijs € 2,63/Wp bedraagt, wat minder dan de helft is. De winst die over een periode van 20 jaar gerealiseerd wordt bedraagt € 12.325,90 in het noorden en € 13.885,16 in het zuiden. Het interne rendement is hierdoor gestegen tot respectievelijk 14,19% en 15,30%. Ook hier is een samenvattende tabel van opgenomen in de appendix, nummer 31.

Deze resultaten geven weer dat in 2009 subsidies noodzakelijk waren om een PV systeem winstgevend te maken. Tegen 2012 was de markt voldoende gegroeid om een PV installatie op zichzelf rendabel te maken. De Zweedse overheid heeft op deze verbeteringen in de markt gereageerd door de kapitaalsubsidie te verlagen van 60% naar 45%. Dit zorgt er voor dat de investering nog aantrekkelijker wordt gemaakt, met winsten boven de € 10.000,00. Er moet hier echter dezelfde kanttekening gemaakt worden als bij Spanje. De geprojecteerde elektriciteitsprijzen liggen ook hier aan de hoge kant (om dezelfde reden als in Spanje het geval is), waardoor de eigenlijke besparingen minder hoog uit zullen vallen als de elektriciteitsprijzen minder snel zullen stijgen. Dit zal de bekomen resultaten negatief beïnvloeden.

7.2 Vergelijking van landen

In dit deel wordt er gekeken naar de verschillende maatstaven en worden de resultaten van de verschillende landen met elkaar vergeleken. Achtereenvolgens worden de Netto Contante Waarde (samen met de verdisconteerde terugverdientijd), de Interne Opbrengstvoet en de *Break-even Turnkey Cost* besproken. De *Yield Unit Cost* zal later in 7.3 aan bod komen. Daarnaast wordt er ook nog een algemeen overzicht gegeven van de bekomen resultaten.

7.2.1 Netto Contante Waarde en Verdisconteerde Terugverdientijd

De resultaten voor de situatie in 2009 zonder subsidies zijn over het algemeen bekeken negatief, met een verdisconteerde terugverdientijd van meer dan 20 jaar en een negatieve NCW. Enkel in Spanje is er sprake van een positieve Netto Contante Waarde en een verdisconteerde terugverdientijd binnen de bekeken periode van 20 jaar. In de overige landen bedraagt het beste resultaat een NCW van - € 9.064,86 in Zuid-Zweden. België en Noord-Zweden hebben vergelijkbare resultaten, waarbij de verliezen oplopen tot € 10.880,21 (in België). Nederland en Frankrijk hebben een grote achterstand op de overige landen, met verliezen van € 16.000,00 tot meer dan € 20.000,00 in Noord-Frankrijk.

Indien men de nationale subsidies in acht neemt, bevinden de resultaten van de NCW zich over de hele lijn boven nul. België, Nederland en Frankrijk (met uitzondering van Zuid-Frankrijk) hebben een NCW kleiner dan € 5.000,00. Het laagste resultaat is, ook hier, terug te vinden in Noord-Frankrijk. Voor Zuid-Frankrijk en Zweden ligt dit tussen de € 7.000,00 en € 10.000,00. Spanje is net als in het vorige geval koploper, maar dankzij de subsidies is de rendabiliteit ook hier enorm gegroeid, met een NCW gaande van € 16.559,18 in het noorden tot € 24.428,21 in het zuiden, wat vijf tot zes keer meer is dan in België, Nederland, Noord- en Midden-Frankrijk. Als men kijkt naar de verdisconteerde terugverdientijd, ligt de rangorde toch nog anders dan bij de NCW. Alle landen, met uitzondering van de regio's Zuid-Frankrijk en Zuid-Spanje, hebben een verdisconteerde terugverdientijd tussen 10 en 15 jaar. In de noordelijk gelegen landen ligt de terugverdientijd hoger dan in de zuidelijk gelegen landen. Dit is echter niet alleen een gevolg van de grotere instraling van zonlicht (zie 7.3), maar ook van de verkregen subsidies. De afwezigheid van kapitaalsubsidies of belastingsvoordelen in de beginjaren van de investering in Nederland zorgt ervan dat de terugverdientijd in Nederland (met 14,55 jaar) hoger ligt dan in de andere landen. In Zweden klopt deze logica echter niet. Hier werd er in 2009 een kapitaalsubsidie van 60% op het factuurbedrag toegekend, maar aangezien de elektriciteitsproductie lager ligt dan in andere landen en de grootste besparingen op elektriciteit pas in de latere jaren komen (door de grote stijging van de elektriciteitsprijs worden de besparingen elk jaar groter), bedraagt de terugverdientijd in Zweden tussen de 13,34 en de 12,56 jaar. België en Frankrijk kenden beiden een belastingvoordeel toe van respectievelijk 40% (verspreid over de eerste 3 jaar van de investering) en 50% (excl. Installatiekosten). Samen met de overige nationale subsidies in deze landen, bedroeg de verdisconteerde terugverdientijd in België 12,34 jaar en in Frankrijk 11,69 jaar in het noorden, 10,11 jaar in het midden van het land en 7,22 jaar in het zuiden. Deze resultaten van Frankrijk waren de beste van de bekeken landen. Spanje, dat net als Nederland ook geen kapitaalsubsidies of belastingsvoordelen toekende, behaalde desondanks ook goede resultaten, die juist boven die van Frankrijk liggen. De besparingen aan elektriciteitskosten die de investering

teweeg, in combinatie met de FIT subsidie, bracht zorgde ervoor dat de terugverdientijd zich bevond tussen 11,58 jaar in het noorden en 9,84 jaar in de zuiden.

Het verschil van 2009 zonder subsidies en 2012 zonder subsidies is duidelijk. Daar waar in 2009 enkel in Spanje positieve NCW's terug te vinden waren, zijn er in 2012 bijna overal (met uitzondering van Frankrijk) positieve NCW's terug te vinden. In Frankrijk bedragen de verliezen, onder de gegeven omstandigheden, maximaal € 3.931,73 (Noord-Frankrijk) en ligt de verdisconteerde terugverdientijd boven de 20 jaar. Zowel België als Nederland kennen een NCW onder de €5.000,00, maar de verdisconteerde terugverdientijd in Nederland ligt hoger dan in België (18,26 ten opzichte van 12,64 jaar). Zweden kent een hogere terugverdientijd dan België (1 tot 2 jaar), maar de uiteindelijke winst die men haalt uit een investering ligt hoger in Zweden, door de hoge besparingen die zich in latere jaren voordoen. Voor Spanje liggen de resultaten veel hoger dan voor de andere landen. In het noorden van Spanje ligt de NCW boven de € 23.000,00 en in het zuiden bedraagt deze zelfs € 32.205,07. De terugverdientijd ligt hier onder de 8 jaar, wat opnieuw het beste resultaat is van alle landen.

De toegestane nationale subsidies in de verschillende landen zorgen voor een verandering van verschillende van de resultaten. Voor zowel Nederland als Spanje blijven dezelfde resultaten echter behouden, aangezien de nationale overheid hier geen subsidies meer toekent. De toegestane subsidies, die lager liggen dan in 2009, zorgen ervoor dat zowel de NCW als de terugverdientijd verbeteren. In het noorden en midden van Frankrijk bedraagt de NCW nu tussen de € 4.000,00 en € 6.500,00, met een verdisconteerde terugverdientijd van respectievelijk 9,33 en 8,30 jaar. Zuid-Frankrijk heeft betere resultaten dan de rest van het land met een NCW van € 10.064,80 en een VTVT van 6,24 jaar. Zowel België als Zweden hebben een hogere NCW dan Frankrijk (deze ligt tussen €10.987,88 en €13.885,16), maar de terugverdientijden liggen tussen die van Noord- en Zuid-Frankrijk.

7.2.2 Interne Opbrengstvoet

Net zoals de resultaten van de NCW verlopen deze voor de Interne Opbrengstvoet parallel. Indien met geen rekening houdt met de subsidies in 2009, bevindt de IOV zich, met uitzondering van Spanje, onder de discontovoet en zelfs onder het nulpunt (Figuur 7-5). In Frankrijk zijn de bekomen resultaten zo slecht dat er voor Noord- en Midden-Frankrijk zelfs geen IOV bestaat. Voor Zuid-Frankrijk bedraagt deze -6,48%. Zuid-Spanje heeft dan weer het beste resultaat met een IOV van 3,94%. Aangezien de discontovoet ligt rond de 2,81% tot 3,39%, komen negatieve resultaten nog lang niet in aanmerking voor een goede evaluatie. Indien men de nationale subsidies mee gaat rekenen, krijgt men meteen een ander beeld (Figuur 7-5). In alle gevallen liggen de waarden van de verschillende IOV's boven de vooropgestelde discontovoet. Waar Zuid-Frankrijk nog een negatieve IOV had zonder subsidies, is deze met subsidies het best behaalde resultaat, met 11,50%. Ook Midden- en Zuid-Spanje en Zuid-Zweden hebben een hoge IOV behaald, met resultaten tussen de 8% en de 9,50%. Nederland en België behaalden de zwakste resultaten met respectievelijk 4,27% en 5,74%.

Voor 2012 is ook eenzelfde trend terug vinden als bij de NCW. Indien met niet kan genieten van subsidies heeft Frankrijk als enigste land een IOV dat zich onder de discontovoet bevindt. België en

Zweden zitten met een IOV van rond de 7% en Spanje steekt er hier opnieuw bovenuit met resultaten tussen 13,90% in het noorden en 17,19% in het zuiden (Figuur 7-6). Met subsidies liggen de resultaten een stuk hoger en komen deze, voor veel landen in de buurt van de resultaten van Spanje (dat geen nationale subsidies toekent). Zuid-Frankrijk en Zweden behalen resultaten rond de 14,50% en België ligt daar juist onder met 12,93%. In Noord- en Midden-Frankrijk bedraagt de IOV 8,61% en 10,08%. Deze resultaten zijn voor Frankrijk en Zweden te danken aan de nog aanwezige belastingsvoordelen en kapitaalsubsidies. Nederland, dat ook geen nationale subsidies meer uitkeert, blijft achter met een IOV van 3,77%, wat maar nipt boven de discontovoet van 2,81% ligt.

7.2.3 Break-even Turnkey Cost

De resultaten van de *Break-even Turnkey Cost* geven ook eenzelfde beeld over de rendabiliteit van de investeringen. Indien men geen rekening houdt met de beschikbare subsidies in 2009 ligt aankoopprijs van de installatie hoger dan de BTC, met uitzondering van Spanje (waar ook de NCW positief is). Indien men wel rekening gaat houden met de nationale subsidies ligt de BTC overal boven de kostprijs van de investering. (Figuur 7-7)

In 2012 liggen de resultaten ook parallel met deze van de NCW. Zonder subsidies ligt de kostprijs van de installatie enkel in Frankrijk boven de BTC. Als men de subsidies in rekening brengt liggen ook hier alle prijzen onder de BTC, wat er op duidt dat er overal winst gemaakt wordt op de investeringen. (Figuur 7-8)

7.2.5 Algemeen

In 2009 was een fotovoltaïsche zonne-installatie in alle landen verlieslatend indien men niet kon rekenen op de nodige subsidies. Het enige land dat hier positieve resultaten voor kan leggen is Spanje, maar hier moet men rekening houden met de sterke stijging van de elektriciteitsprijzen die in dit land van toepassing zijn in deze gevalstudie. Indien deze prijzen minder sterk zouden stijgen in de realiteit, zullen de resultaten voor Spanje ook lager gaan liggen en misschien zelfs negatief worden. Met andere woorden is het voor deze situatie in geen land voor particulieren aan te raden om te investeren in PV.

Deze situatie verandert indien men de toegekende subsidies in rekening gaat brengen. In alle onderzochte landen is, dankzij deze subsidies, een investering in PV winstgevend geworden. Spanje behaalt hier veruit de beste resultaten, maar zoals eerder gesteld moet er rekening gehouden worden met de stijging van de elektriciteitsprijzen. Dezelfde opmerking geldt voor Zweden, dat ook heel goede resultaten behaalt en kan wedijveren met Spanje. Nederland en België hebben de laagste resultaten behaald, maar zijn wel positief. Voor België moet de kanttekening gemaakt worden dat vooral de verschillende gewesten belangrijke subsidies toekennen, wat in deze resultaten niet opgenomen is. Door wel rekening te houden met deze subsidies worden de resultaten zelfs beter dan deze voor Spanje. Frankrijk bevindt zich tussen de verschillende landen in, maar hier moet er rekening gehouden worden met een lage stijging van de elektriciteitsprijzen, waardoor de bekomen resultaten een onderschatting kunnen inhouden van de eigenlijke resultaten op het einde van de investering. Daarnaast blijft er ook nog de mogelijkheid op andere voordelen waar investeerders van kunnen genieten, zoals voordelige leningen, extra subsidies op lagere

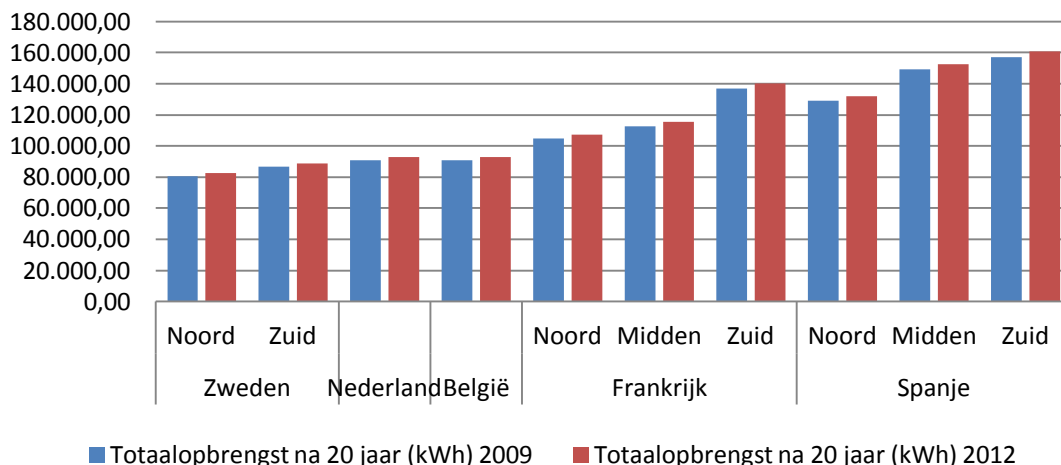
bestuursniveaus, een drukking van de aankooprijzen door het aankopen van materialen in grote groepen en dergelijke. Deze zorgen ervoor dat de resultaten verder positief beïnvloed kunnen worden.

In 2012 was de prijs zodanig gedaald (met meer dan 50%), dat enkel Frankrijk nog negatieve resultaten had indien men geen subsidies kon krijgen. Spanje, gevolgd door Zweden, blijft de beste resultaten behalen. Dezelfde kanttekening moet hier echter gemaakt worden als in de vorige situaties (net als voor Zweden). Nederland behaalt resultaten die nipt positief zijn. Indien men hier kampt met een minder goede oriëntatie of hellingshoek, schaduw, sneeuw, of andere factoren die de prestaties negatief beïnvloeden, zouden de resultaten negatief uit kunnen vallen. Bijgevolg lijken Spanje, Zweden en België de enige landen waar het voor particulieren interessant is om te investeren in PV. In Nederland zou een iets grotere marge meer zekerheid geven over de rendabiliteit en in Frankrijk zou de prijs verder moeten dalen en blijft de financiële opbrengst beperkt door de lage elektriciteitsprijzen.

Net zoals in 2009 zijn de resultaten met subsidies in 2012 over de hele lijn positief. Nederland blijft, doordat er geen nationale subsidies beschikbaar zijn, achter op de andere landen met de laagste resultaten. Hier kan hetzelfde gezegd worden als in de vorige alinea. Ondanks dat er geen nationale subsidies beschikbaar zijn in Spanje blijven de resultaten hier over het algemeen toch beter dan in de andere landen. De enige uitzonderingen hierop zijn de IOV en TVT die in Zuid-Frankrijk beter zijn dan in Noord-Spanje. België en Zweden blijven interessant voor investeerders, evenals Zuid-Frankrijk. Noord- en Midden-Frankrijk behaalt lagere resultaten, maar deze liggen nog boven deze van Nederland.

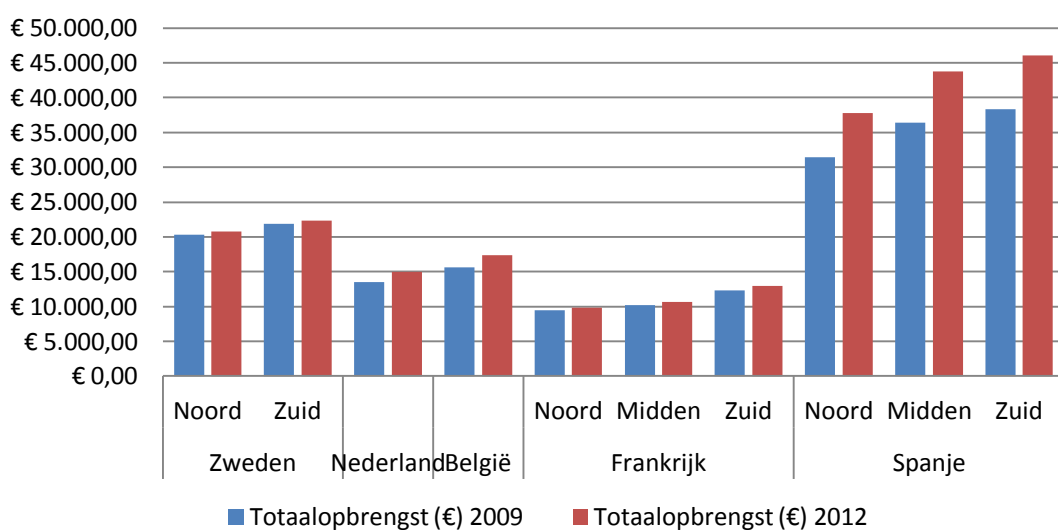
7.3 Noord-zuid-as

Zoals eerder in hoofdstuk 6 al werd aangegeven zijn er grote verschillen in de irradiatie tussen de verschillende landen (figuur 6-1 en tabel 6-3). In het zuiden van Europa ligt dit beduidend hoger dan in het noorden. Zo bedraagt de instraling in Zuid-Spanje (1.950 kWh/m²) bijna het dubbele van die in Noord-Zweden (1.000 kWh/m²). Dit heeft natuurlijk belangrijke gevolgen voor de opwekking van elektriciteit door de fotonvoltaïsche installatie. Figuur 7-9 geeft een duidelijk beeld van de totale productie van elektriciteit op de gegeven periode van 20 jaar. Het is duidelijk dat naarmate men meer naar het zuiden gaat, de irradiatie en bijgevolg ook de elektriciteitsproductie hoger ligt. Over de hele periode wordt er in Zuid-Spanje dubbel zoveel geproduceerd dan in het noorden van Zweden.



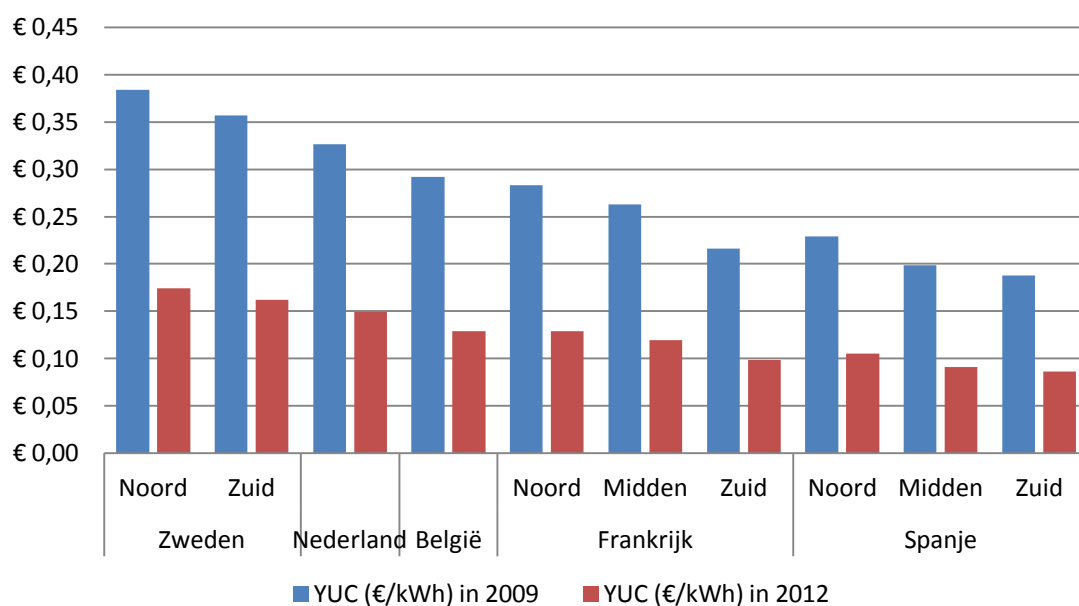
Figuur 7-9: Totaalopbrengst na 20 jaar (kWh) in 2009 en 2012

Als men naast de productie van elektriciteit ook de financiële besparingen, die het gevolg zijn van deze elektriciteitsproductie, gaat bekijken, bekomt men een heel ander beeld (Figuur 7-10). Ondanks de kleinere irradiatie in Zweden zijn deze resultaten beter dan deze voor België, Frankrijk en Nederland. De sterke stijging van de elektriciteitsprijs in dit land maakt hier dus een belangrijk deel van uit. Een soortgelijke stijging in Spanje, in combinatie met een hoge instraling van zonlicht, zorgt ervoor dat de besparingen ver boven die van de andere landen liggen. In Frankrijk daarentegen, met een lage elektriciteitsprijs en beperkte stijging hiervan, liggen de besparingen fel onder die van andere landen, tot zelfs 4 keer lager dan in Spanje. België en Nederland kennen normale prijsstijgingen en dit weerspiegelt zich dan ook in onderstaande figuur. De verschillen die hier terug te vinden worden ook weerspiegeld in de resultaten van de landen (zonder subsidies).



Figuur 7-10: Totaalopbrengst na 20 jaar (in €) voor 2009 en 2012

De verschillen in de productie van elektriciteit worden ook weerspiegeld in de resultaten van de evaluatiemaatstaf *Yield Unit Cost* (figuur 7-11). In landen met een kleinere productie van elektriciteit ligt de kostprijs van de productie een stuk hoger dan in landen waar er een grotere productie is. Dit is mogelijk doordat de kosten die gemaakt worden (investering, onderhoud en dergelijke) over meerdere eenheden productie verspreid kunnen worden. In Zweden ligt de YUC dan ook bijna dubbel zo hoog als in Spanje. Als men kijkt naar de verschillen tussen de jaren, is te zien dat de YUC in 2012 minder dan de helft bedraagt van deze in 2009. Dit is mogelijk door de grote daling in zowel aankooprijzen als onderhoudskosten (die opgenomen zijn als een percentage van de aankooprijzen) en een grotere productie, door een stijging van de PR. Zowel in België, Nederland als in Spanje, Midden- en Zuid-Frankrijk ligt de YUC in 2012 onder de elektriciteitsprijs in het eerste jaar van de investering, waardoor de productie van elektriciteit door middel van een PV installatie goedkoper is dan elektriciteit af te nemen van het net. In Zweden en Noord-Frankrijk stijgt de elektriciteitsprijs tijdens de loop van investering boven de YUC, voor investeringen geplaatst in 2012. Voor 2009 geldt ditzelfde voor de landen Spanje (na 7 jaar in Noord-Spanje, 5 in het midden van het land en 4 in het zuiden), Zweden (na ongeveer 13 jaar) en België (na 19 jaar). De overige landen zitten met een YUC die boven de prijs van elektriciteit ligt.



Figuur 7-11: YUC (€/kWh) in 2009 en 2012

7.4 Ideeën voor verder onderzoek

Voor verder onderzoek is het belangrijk om aandacht te schenken aan de verschillen die zich tussen de landen bevinden. Een eerste voorbeeld hiervan is de prijs van een installatie. De aankooprijzen in de verschillende landen liggen misschien wel binnen een (beperkt) interval (zie hoofdstuk 3), maar toch zijn er hier verschillen mogelijk die de resultaten beïnvloeden, zowel binnen een land als tussen de landen. Daarnaast moet er rekening gehouden worden met

beïnvloedende factoren die kunnen verschillen van land tot land. Zo zal er in Zweden meer sprake zijn sneeuwval, wat de resultaten negatief beïnvloed, en zal er in Spanje meer sprake zijn van warmte en stof, wat ook een invloed heeft op de prestaties van de installatie. Een berekening van de individuele (landelijke of zelfs regionale) factoren (in plaats van de, in deze gevalstudie, genomen *Performance Ratio*) die een invloed hebben op de prestaties van een fotovoltaïsche zonne-installatie (zie hoofdstuk 4) zou een nauwkeurigere projectie kunnen geven van resultaten in de afzonderlijke landen en zelfs regio's.

Daarnaast is de financiering van de investering ook een punt waar aandacht aan kan worden besteed. Het aangaan van een lening om de investering te kunnen financieren brengt extra kosten met zich mee. In sommige landen daarentegen bestaat de mogelijkheid tot het aangaan van voordelige leningen (zie hoofdstuk 5), wat ook weer kan leiden tot verschillen in de resultaten. Groepsaankopen van PV installaties zorgen er ook voor dat de aankoopprijs gedrukt kan worden en worden in sommige regio's mee door een lagere overheid georganiseerd.

De opname van bijkomende kosten, zoals verzekeringskosten en herstellingswerken, is ook een optie voor het verder uitwerken van het opgestelde model. Hierdoor worden de (bijkomende) kosten nauwkeuriger geschat en kan men een nog betrouwbaarder beeld bekomen van de installatie.

Een punt dat ook verder onderzocht kan worden is de subsidieregeling op de lagere bestuursniveaus. Aangezien de ondersteunende maatregelen, genomen door de overheid, in deze gevalstudie beperkt werden tot de twee hoogste niveaus binnen een land, zijn de lagere niveaus onbesproken gebleven. Dit wil echter niet zeggen dat er op deze niveaus geen subsidies beschikbaar zijn, noch dat deze verwaarloosbaar zijn. Deze zorgen er voor dat investeringen in PV bijkomend worden gestimuleerd. Naast de regelingen op de lagere bestuursniveaus is het ook mogelijk dat er beperkingen gesteld worden, bij het verlenen van subsidies, aan de grootte van een PV installatie. Een voorbeeld hiervan is de subsidie in Picardië (Frankrijk) in 2009, waarbij er enkel subsidies werd gegeven voor PV installaties met een vermogen van 1 tot 3 kWp. Bijgevolg zijn de resultaten hiervan ook niet berekend en besproken in deze gevalstudie. Verder onderzoek naar dergelijke regelingen kan een beter beeld geven over de rendabiliteit van investeringen in PV in de verschillende regio's.

Naast deze verschillende 'extra's' die opgenomen kunnen worden om dit onderzoek verder uit te breiden, is er nog een onderdeel dat verschillende keren ter sprake is gekomen in de resultaten en dat nauwkeuriger onderzocht zou moeten worden. De projectie van toekomstige elektriciteitsprijzen is een factor die mee de grootte van de besparingen aan elektriciteitskosten bespaard en bijgevolg mee de opbrengst van de investering bepaald. In deze gevalstudie is er voor deze projectie uitgegaan van historische elektriciteitsprijzen, waardoor er voor Spanje en Zweden grote, misschien wel abnormaal hoge, stijgingen in de prijs in rekening werd gebracht. Voor Frankrijk was er dan weer amper een stijging in de prijs merkbaar. De eerder besproken figuur 7-10 geeft de gevolgen van deze stijgingen duidelijk weer en zou, indien de werkelijke prijzen niet zo fel zouden stijgen in Spanje en Zweden (en feller zouden stijgen in Frankrijk), een vertekend beeld

kunnen geven over de financiële besparingen die een investering in fotovoltaïsche zonne-energie met zich mee kan brengen.

Hoofdstuk 8: Algemeen besluit

In het begin van deze masterproef is de vraag gesteld 'In welk Europees land, gelegen op een noord-zuid as, is een fotovoltaïsche installatie het meest rendabel voor particulieren en is dit veranderd doorheen de tijd?'. Rekening houdend met de in deze gevalstudie geldende beperkingen kan besloten worden dat Spanje in elke situatie boven de andere landen uitsteekt en bijgevolg het meest rendabel is voor particulieren om in PV te investeren. Van de overig bekeken landen heeft Frankrijk duidelijk nood aan subsidies om fotovoltaïsche zonne-energie aantrekkelijk te maken. Dit komt door de lage elektriciteitsprijzen, waardoor de besparingen beperkter blijven dan in andere landen. Nederland behaalt eveneens lage resultaten en heeft, zeker voor 2012, nood aan een grotere marge om eventuele negatieve invloeden het hoofd te kunnen bieden. Dit kan mogelijk gemaakt worden door eventueel meer subsidies op provinciaal en/of gemeentelijk niveau toe te kennen. Zweden behaalt, ondanks een lagere instraling van zonlicht dan in andere landen, hogere resultaten dan de meeste andere landen. Dit is mogelijk geweest door de hoge stijging van de elektriciteitsprijzen, in combinatie met voordelige subsidieregelingen. België bevindt zich meer tussen de andere landen in. Voor de subsidies moet men er echter rekening mee houden dat de Belgische gewesten grotere subsidies toekennen dan de lagere niveaus in andere landen. Door deze subsidies gaan de resultaten voor België bovenaan, in de buurt van Spanje, liggen.

Goede resultaten omtrent de rendabiliteit in deze gevalstudie wil niet noodzakelijk zeggen dat de eigenlijke investeringen en het geïnstalleerde vermogen in deze landen ook hoog ligt. Zoals al werd aangegeven in vorig hoofdstuk ligt de rendabiliteit van een investering in PV in Wallonië en het B.H.G. hoger dan Vlaanderen, maar toch ligt het geïnstalleerde vermogen in Vlaanderen veel hoger dan in de andere twee gewesten. Hetzelfde geldt voor Zweden, ondanks de goede resultaten blijft het geïnstalleerde vermogen beperkt. Na 2010 lag het totaal gecumuleerde vermogen op 11,40 MW. Ondanks de superieure resultaten van Spanje lag het geïnstalleerde vermogen in 2010 lager dan in Frankrijk, dat minder goede resultaten voor kon leggen (380 MW ten opzichte van 720 MW) (Tabel 3-2).

De stimulering van de fotovoltaïsche markt door de overheden heeft er voor gezorgd dat investeringen in PV rendabel en aantrekkelijk gemaakt werden voor particulieren. Dit is dan ook duidelijk te merken aan het eigenlijke geplaatste vermogen aan fotovoltaïsche zonne-installaties, wat de laatste jaren enorm is toegenomen (zie hoofdstuk 4).

Gedurende de periode van 2009 tot 2012 is er een duidelijke vermindering van de subsidiemaatregelen te zien. Een reden hiervoor is dat de markt zich steeds verder aan het ontwikkelen is en daarom ook steeds minder ondersteuning nodig heeft. Naar de toekomst toe, als de markt zichzelf volledig kan ondersteunen, zullen de subsidies dan ook ver afnemen en op lange termijn zullen deze zelfs volledig verdwijnen.

Subsidies worden hoe langer hoe minder noodzakelijk om een investering in PV rendabel te maken. Op drie jaar tijd is de kostprijs meer dan gehalveerd (en is de *Performance Ratio* met twee procentpunten gestegen), waardoor in enkele landen subsidies niet meer noodzakelijk zijn. In landen als Frankrijk en Nederland zijn deze echter wel nog aan te raden, enerzijds voor de

investering rendabel te maken en anderzijds voor een 'veiligheidsmarge' te creëren voor particuliere investeerders.

Op basis van noodzakelijkheid en stijging van de resultaten ten opzichte van andere landen hebben Frankrijk en België (voornamelijk op gewestelijk niveau) het meest gehaald uit hun subsidieregelingen. Frankrijk heeft subsidies nodig voor het rendabel maken van investeringen en dankzij hun regeling is dit ook het geval voor alle regio's in Frankrijk (zowel in het noorden als in het zuiden). België vestigt zich dankzij de gewestelijke regelingen in de omgeving van de resultaten van Spanje, dat eerst ver boven de andere landen lag. Hierdoor wordt de investering in PV in België heel aantrekkelijk gemaakt voor potentiële particuliere investeerders.

In enkele landen is, onder de geldende omstandigheden in deze gevalstudie, *grid-parity* bereikt. Dit wil zeggen dat de productie van elektriciteit door de fotonvoltaïsche installatie goedkoper is dan deze af te nemen van het elektriciteitsnet. In België, Nederland en Spanje is dit het geval. In Frankrijk is dit afhankelijk van de geografische ligging. In het noorden van het land is de *grid-parity* nog niet bereikt, maar centraal in het land en in het zuiden is deze al wel bereikt.

Als men kijkt naar de noord-zuid as in Europa, is het duidelijk dat zuidelijker gelegen gebieden een hogere instraling, en bijgevolg ook hogere productie, kennen dan noordelijke gebieden. Als men de gebieden van noord naar zuid ordent is hier een duidelijk stijgende lijn zichtbaar (figuur 7-9). De YUC geeft ook een duidelijk beeld dat naarmate men meer naar het zuiden trekt, de kost van de geproduceerde elektriciteit ook gaat dalen, dankzij de hogere productie. Dit wil echter niet zeggen dat de financiële opbrengst automatisch hoger ligt in het zuiden dan in het noorden van Europa. De elektriciteitsprijzen (en de stijging hiervan) hebben hier een invloed op en zorgen, in deze gevalstudie, voor een compleet ander beeld, met de hoogste financiële resultaten in Spanje (uiterst zuid) en Zweden (uiterst noord).

Verder onderzoek naar dit onderwerp is noodzakelijk om de gevolgen van de snelle veranderingen, die zich in deze markt voordoen, te kunnen volgen. Daarnaast is het voor verder onderzoek ook belangrijk om de factoren die veranderlijk zijn tussen de verschillende landen (buiten de instraling van het zonlicht) nadrukkelijk te onderzoeken om een nauwkeuriger beeld te kunnen schetsen over investeringen in PV in de verschillende landen.

Bronnenlijst

2001/77/EG, R. Brussel, Publicatieblad van de Europese Unie.

2009/28/EG, R. Brussel, Publicatieblad van de Europese Unie.

Agnolucci, P. (2008). "Factors influencing the likelihood of regulatory changes in renewable electricity policies." Renewable and Sustainable Energy Reviews **12**(1): 141-161.

Alonso-García, M. C., J. M. Ruiz, et al. (2006). "Experimental study of mismatch and shading effects in the I–V characteristic of a photovoltaic module." Solar Energy Materials and Solar Cells **90**(3): 329-340.

Alonso-García, M. C., J. M. Ruiz, et al. (2006). "Computer simulation of shading effects in photovoltaic arrays." Renewable Energy **31**(12): 1986-1993.

Aluminum-solar-frame.com (2012).

Anthony E. Boardman, D. H. G., Aidan R. Vining, David L. Weimer (2011). Cost-Benefit Analysis - Concepts and Practice. New Jersey, Pearson Education Inc.

Apere (2012). Statistiek : le solaire photovoltaïque en Belgique. Bruxelles, Apere: 3.

Bertoldi, P. and T. Huld (2006). "Tradable certificates for renewable electricity and energy savings." Energy Policy **34**(2): 212-222.

BIM (2009). "Energiepremie D2b - Fotovoltaïsche zonnepanelen ". Retrieved 28/05/2012, 2012, from <http://www.leefmilieubrussel.be/Templates/Particuliers/Informer.aspx?id=3232&langtype=2067>.

BIM (2010, Mei 2010). "Fotovoltaïsche zonne-energie: steunmaatregelen, stedenbouw en informatiecentra ". Retrieved 28/05/2012, 2012, from http://documentatie.leefmilieubrussel.be/documents/Mod2_Urbanisme_prime_CV_NL.PDF.

BIM (2011). "Berekening van de groenestroomcertificaten." Retrieved 28/05/2012, 2012, from http://documentatie.leefmilieubrussel.be/documents/IF_Energie_calculCV_final_NL.PDF?langtype=2067.

BIM (2011, 10/06/2011). "Het aantal groenestroomcertificaten voor uw productie berekenen." Retrieved 28/05/2012, 2012, from <http://www.leefmilieubrussel.be/Templates/Particuliers/informer.aspx?id=11619&langtype=2067>.

Boeters, S. and J. Koornneef (2011). "Supply of renewable energy sources and the cost of EU climate policy." Energy Economics **33**(5): 1024-1034.

Boletín Oficial del Estado (2010). Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico. Madrid, BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO: 9.

Boletín Oficial del Estado (2012). Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos. Madrid, Boletín Oficial Del Estado: 5.

Brugel (2010). De werking van de markt van de groenestroomcertificaten en de garanties van oorsprong in 2009 en betreffende de erkenning van de Waalse groenestroomcertificaten voor het jaar 2009. Brussel, Reguleringscommissie voor nergie in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest: 40.

Bullis, K. (2012, April 17 2012). "Tinted Windows that Generate Electricity." Retrieved 2/7/2012, 2012, from <http://www.technologyreview.com/news/427592/tinted-windows-that-generate-electricity/>.

Campoccia, A., L. Dusonchet, et al. (2009). "Comparative analysis of different supporting measures for the production of electrical energy by solar PV and Wind systems: Four representative European cases." Solar Energy **83**(3): 287-297.

Cansino, J. M., M. d. P. Pablo-Romero, et al. (2010). "Tax incentives to promote green electricity: An overview of EU-27 countries." Energy Policy **38**(10): 6000-6008.

Commonwealth of Australia (2006). Introduction to Cost-Benefit Analysis and Alternative Evaluation Methodologies. D. o. F. a. Administration. Australia, Commonwealth of Australia: 46.

Cory, K., T. Couture, et al. (2009). Feed-in Tariff Policy: Design, Implementation, and RPS Policy Interactions. Colorado, US, NREL: 23.

CREG (2010). De verschillende ondersteuningsmechanismen voor groene stroom in België. Brussel, Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas: 90.

CWaPE (2011). Rapport annuel spécifique 2010 sur l'évolution du marché des certificats verts. Namur, CWaPE: 52.

Dechthummarong, C., B. Wiengmoon, et al. (2010). "Physical deterioration of encapsulation and electrical insulation properties of PV modules after long-term operation in Thailand." Solar Energy Materials and Solar Cells **94**(9): 1437-1440.

Dhere, N. G. and N. R. Raravikar (2001). "Adhesional shear strength and surface analysis of a PV module deployed in harsh coastal climate." Solar Energy Materials and Solar Cells **67**(1-4): 363-367.

Dincer, I. (1999). "Environmental impacts of energy." Energy Policy **27**(14): 845-854.

Dincer, I. and M. A. Rosen (1999). "Energy, environment and sustainable development." Applied Energy **64**(1-4): 427-440.

Dusonchet, L. and E. Telaretti (2010). "Economic analysis of different supporting policies for the production of electrical energy by solar photovoltaics in western European Union countries." Energy Policy **38**(7): 3297-3308.

EC (1997). Energy for the future: renewable sources of energy - White Paper for a Community Strategy and Action Plan, European Commission.

EC (2011). Country factsheets - EU 27 Member States. EUROSTAT.

EC (2011). PV Status Report 2011: Research, Solar Cell Production and Market Implementation of Photovoltaics. Luxembourg, Joint Research Center: 126.

El Chaar, L., L. A. Lamont, et al. (2011). "Review of photovoltaic technologies." Renewable and Sustainable Energy Reviews **15**(5): 2165-2175.

ELIA (2012). "Minimumprijs en wettelijk kader." Retrieved 25 juli, 2012, from <http://www.elia.be/nl/producten-en-diensten/groenestroomcertificaten/Minimumprice-legalframe>.

Energy, G. R. (2012). "PV Mounting Systems & Tracking Devices." Retrieved 12/07/2012, 2012, from http://www.greenrhinoenergy.com/solar/technologies/pv_tracking.php.

Energy Research Center of the Netherlands (2010). Renewable Energy Projections as Published in the National Renewable Energy Action Plans of the European Member States. Copenhagen, European Environment Agency.

ENERPLAN (2009). Aides régionales et locales 2009 pour l'énergie solaire, en complément du crédit d'impôt de 50%, ENERPLAN: 17.

ENERPLAN (2011-2012). "Tarif PV: Publication des tarifs." Retrieved 29/05/2012, 2012, from http://enerplan.asso.fr/index.php?option=com_docman&task=doc_download&gid=1056

http://enerplan.asso.fr/index.php?option=com_content&task=view&id=825&Itemid=217

http://enerplan.asso.fr/index.php?option=com_content&task=view&id=824&Itemid=217

http://enerplan.asso.fr/index.php?option=com_content&task=view&id=823&Itemid=217.

ENERPLAN (2012). "Aides Financières ". Retrieved 29/05/2012, 2012, from http://enerplan.asso.fr/index.php?option=com_content&task=view&id=15&Itemid=36.

ENERPLAN (2012). Aides régionales et locales 2012 pour l'énergie solaire, en complément des aides d'Etat, ENERPLAN: 16.

FOD Financiën (2012). "Welke investeringen geven recht op een belastingvermindering ?". Retrieved 26/05/2012, 2012, from <http://minfin.fgov.be/portail2/nl/themes/dwelling/energysaving/expenses.htm#A>.

EPIA (2011). Global market outlook for photovoltaics until 2015: 44.

EPIA (2011). Solar Photovoltaics Competing in the Energy Sector – On the road to competitiveness: 35.

EPIA (2012). Global market outlook for photovoltaics until 2016: 76.

EPIA and Greenpeace (2006). Solar Generation: Solar electricity for over one billion people and two million jobs by 2020. Brussel: 52.

EPIA and Greenpeace (2011). Solar generation 6: Solar photovoltaic electricity empowering the world: 100.

EREC (2010). Rethinking 2050. Brussel: 76.

European Energy Agency (2011). Greenhouse gas emission trends and projections in Europe 2011. Copenhagen, EEA: 152.

EUROSTAT (2012). <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/eurostat/home/>

Focacci, A. (2009). "Residential plants investment appraisal subsequent to the new supporting photovoltaic economic mechanism in Italy." Renewable and Sustainable Energy Reviews **13**(9): 2710-2715.

Gedeputeerde Staten van Drenthe (2009). Subsidieregeling Energiebesparing Bestaande Bouw particulieren 2009. Drenthe, Gedeputeerde Staten van Drenthe: 4.

Gedeputeerde Staten van Fryslân (2010). Subsidie Energiebesparing Bestaande Bouw particulieren 2010, Gedeputeerde Staten van Fryslân: 3.

Gedeputeerde Staten van Groningen (2009). Subsidie Energiebesparing Bestaande Bouw particulieren 2009. Groningen, Gedeputeerde Staten van Groningen: 4.

Gedeputeerde Staten van Limburg (2008). Nadere subsidieregels Limburgse Energie Subsidie, Provincie Limburg: 15.

Gemeente Alkmaar (2009). Opnieuw subsidie voor zonne-energie. M. R. Alkmaar. Alkmaar, Milieudienst Regio Alkmaar: 2.

Gutermuth, P.-G. (1998). "Financial measures by the state for the enhanced deployment of renewable energies." Solar Energy **64**(1–3): 67-78.

Gregor Czisch (2001). Global renewable energy potential - Approaches to its use. ISET, Kassel, Germany

Haas, R., C. Panzer, et al. (2011). "A historical review of promotion strategies for electricity from renewable energy sources in EU countries." Renewable and Sustainable Energy Reviews **15**(2): 1003-1034.

Harmon, C. (2000). Experience Curves of Photovoltaic Technology. Laxenburg, Austria, International Institute for Applied Systems Analysis: 13.

He, F., Z. Zhao, et al. (2012). "Impact of inverter configuration on energy cost of grid-connected photovoltaic systems." Renewable Energy **41**(0): 328-335.

Held, A., R. Haas, et al. (2006). "On the success of policy strategies for the promotion of electricity from renewable energy sources in the EU." Energy and Environment **17** No.6: pp.849-868.

Held, A., M. Ragwitz, et al. (2007). Feed-In Systems in Germany, Spain and Slovenia - A comparison. Karlsruhe, Germany: 37.

Hespul, L. A. (2012, 3/01/2012). "Fiscalité, Taux de TVA." Retrieved 29/05/2012, 2012, from <http://www.photovoltaique.info/Fiscalite,186.html>.

Hüsser, P. (2011). Trends of European PV market: investors perspective. 21st International Photovoltaic Science and Engineering Conference. Fukuoka, Japan, IEA PVPS.

Huld, T., R. Müller, et al. (2012). "A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa." Solar Energy **86**(6): 1803-1815.

Hultqvist, A. (2010). National Survey Report of PV power applications in Sweden 2009. I. E. Agency. Uppsala, Uppsala University: 32.

IEA-PVPS (2011). Trends in photovoltaic applications: Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2010.

- IEA (2007). Renewables in global energy supply: an IEA fact sheet. Paris, OESO and IEA: 34.
- IEA (2011). Clean Energy Progress Report. Paris, International Energy Agency. **Update June 2011**: 70.
- IEA (2012). Energy Statistics.
- Inflation.eu (2012). "Inflation - current and historic inflation by country." Retrieved 24/05/2012, 2012, from <http://www.inflation.eu/inflation-rates/belgium/historic-inflation/cpi-inflation-belgium.aspx>
- <http://www.inflation.eu/inflation-rates/france/historic-inflation/cpi-inflation-france.aspx>
- <http://www.inflation.eu/inflation-rates/the-netherlands/historic-inflation/cpi-inflation-the-netherlands.aspx>
- <http://www.inflation.eu/inflation-rates/spain/historic-inflation/cpi-inflation-spain.aspx>
- <http://www.inflation.eu/inflation-rates/sweden/historic-inflation/cpi-inflation-sweden.aspx>.
- Jacquin, P. (2010). National survey report of PV power applications in France 2009. Trends in Photovoltaic Applications, ADEME: 36.
- Jacquin, P. (2011). National survey report of PV power applications in France 2010. Trends in Photovoltaic Applications, ADEME: 38.
- Jäger-Waldau, A. (2007). "Photovoltaics and renewable energies in Europe." Renewable and Sustainable Energy Reviews **11**(7): 1414-1437.
- Jäger-Waldau, A., M. Szabó, et al. (2011). "Renewable electricity in Europe." Renewable and Sustainable Energy Reviews **15**(8): 3703-3716.
- James, P. A. B., A. S. Bahaj, et al. (2006). "PV array <5 kWp + single inverter = grid connected PV system: Are multiple inverter alternatives economic?" Solar Energy **80**(9): 1179-1188.
- Joint Research Center of the European Union (2012). Solar radiation and photovoltaic electricity potential, country and regional maps for Europe. <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmmaps/eur.htm>. Last update: 10/02/2012.
- Kaldellis, J. K. and M. Kapsali (2011). "Simulating the dust effect on the energy performance of photovoltaic generators based on experimental measurements." Energy **36**(8): 5154-5161.
- Kaldellis, J. K. and A. Kokala (2010). "Quantifying the decrease of the photovoltaic panels' energy yield due to phenomena of natural air pollution disposal." Energy **35**(12): 4862-4869.

Kaltenbrunner, M., M. S. White, et al. (2012). "Ultrathin and lightweight organic solar cells with high flexibility." Nat Commun **3**: 770.

Kaplanis, S. and E. Kaplani (2011). "Energy performance and degradation over 20 years performance of BP c-Si PV modules." Simulation Modelling Practice and Theory **19**(4): 1201-1211.

KEMA Nederland BV, J-OB & TU/e (2010). National Survey Report of PV Power Applications in The Netherlands, 2009, International Energy Agency 42.

Kessler, F. and D. Rudmann (2004). "Technological aspects of flexible CIGS solar cells and modules." Solar Energy **77**(6): 685-695.

Köntges, M., I. Kunze, et al. (2011). "The risk of power loss in crystalline silicon based photovoltaic modules due to micro-cracks." Solar Energy Materials and Solar Cells **95**(4): 1131-1137.

Kroon, J. M., P. M. Sommeling, et al. (2010). Efficient and robust dye-sensitized solar cells and modules. 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. ECN. Valencia, Spain, ECN: 6.

Lazou, A. A. and A. D. Papatsoris (2000). "The economics of photovoltaic stand-alone residential households: A case study for various European and Mediterranean locations." Solar Energy Materials and Solar Cells **62**(4): 411-427.

Leloux, J., L. Narvarte, et al. (2012). "Review of the performance of residential PV systems in Belgium." Renewable and Sustainable Energy Reviews **16**(1): 178-184.

Leloux, J., L. Narvarte, et al. (2012). "Review of the performance of residential PV systems in France." Renewable and Sustainable Energy Reviews **16**(2): 1369-1376.

Lindahl, J. (2011). National Survey Report of PV power applications in Sweden 2010. I. E. Agency. Uppsala, Uppsala University: 33.

Lopez-Polo, A., R. Haas, et al. (2007). Promotional drivers for PV. PV in Urban Policies- Strategic and Comprehensive Approach for Long-term Expansion. Wien, Austria, Energy Economics Group: 67.

Lopez-Polo, G. R. M.-A., H. Auer, et al. (2005). Electricity from renewable energy sources in EU-15 countries - A review of promotion strategies. Vienna, Austria, EEG: 69.

Lu, L. and K. M. Law (2012). "Overall energy performance of semi-transparent single-glazed photovoltaic (PV) window for a typical office in Hong Kong." Renewable Energy. doi: 10.1016/j.renene.2012.01.021.

M. Pasetti, P. I., P. Chiesa, C. Invernizzi and A. Salogni (2010). Analysis of incentive systems for photovoltaic power plants in six countries of the European Union. International Conference on Renewable Energies and Power Quality. E. a. P. Q. European Association for the Development of Renewable Energies. Granada (Spain): 6.

Mani, M. and R. Pillai (2010). "Impact of dust on solar photovoltaic (PV) performance: Research status, challenges and recommendations." Renewable and Sustainable Energy Reviews **14**(9): 3124-3131.

Marques, A. C., J. A. Fuinhas, et al. (2010). "Motivations driving renewable energy in European countries: A panel data approach." Energy Policy **38**(11): 6877-6885.

Marsh, G. (2011). "Partner in power: Part two: Whilst the micro-inverter revolution looks set to spread, central and string inverters remain the mainstream." Renewable Energy Focus **12**(3): 38-42.

Mattei, M., G. Notton, et al. (2006). "Calculation of the polycrystalline PV module temperature using a simple method of energy balance." Renewable Energy **31**(4): 553-567.

Meer Met Minder (2012, 28/05/2012). "Energiesubsidiewijzer." Retrieved 20/03/2012, 2012, from <http://www.energiesubsidiewijzer.nl/>.

Mehlerer, E. D., P. L. Zervas, et al. (2010). "Determination of the optimal tilt angle and orientation for solar photovoltaic arrays." Renewable Energy **35**(11): 2468-2475.

Mekhilef, S., R. Saidur, et al. (2012). "Effect of dust, humidity and air velocity on efficiency of photovoltaic cells." Renewable and Sustainable Energy Reviews **16**(5): 2920-2925.

Menanteau, P., D. Finon, et al. (2003). "Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy." Energy Policy **31**(8): 799-812.

Menegaki, A. N. (2012). "A social marketing mix for renewable energy in Europe based on consumer stated preference surveys." Renewable Energy **39**(1): 30-39.

Mercken, R. (2004). De investeringsbeslissing - Een beleidsgerichte analyse. Antwerpen - Apeldoorn, Garant-Uitgevers n.v.

Ministère du budget, des comptes publics et de la fonction publique (2007). Taux de TVA applicable aux travaux dans les logements de plus de deux ans. Travaux portant sur l'installation de panneaux photovoltaïques. d. c. p. e. d. l. f. p. Ministère du budget. Frankrijk.

Mints, P. (2011). "The history and future of incentives and the photovoltaic industry and how demand is driven." Progress in Photovoltaics: Research and Applications. doi: 10.1002/pip.1214.

Mondol, J. D., Y. G. Yohanis, et al. (2007). "The impact of array inclination and orientation on the performance of a grid-connected photovoltaic system." Renewable Energy **32**(1): 118-140.

Movellan, J. (2012). "Japan PV Market: 2012 – the year of make or break." Retrieved 10 April, 2012, from http://www.pv-tech.org/guest_blog/japan_pv_market_2012_the_year_of_make_or_break.

Munoz, M. A., M. C. Alonso-García, et al. (2011). "Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions." Solar Energy **85**(9): 2264-2274.

Najam, A. and C. J. Cleveland (2004). World Environment Summits: The Role of Energy. Encyclopedia of Energy. J. C. Editor-in-Chief: Cutler. New York, Elsevier: 539-548.

NLOG (2010). Olie en gasreservoirs 2010, Nederlands Olie- en gasportaal.

Nofuentes, G., J. Aguilera, et al. (2002). "Tools for the profitability analysis of grid-connected photovoltaics." Progress in photovoltaics: research and applications **10**(8): 570.

Norton, B., P. C. Eames, et al. (2011). "Enhancing the performance of building integrated photovoltaics." Solar Energy **85**(8): 1629-1664.

Notton, G., V. Lazarov, et al. (2010). "Optimal sizing of a grid-connected PV system for various PV module technologies and inclinations, inverter efficiency characteristics and locations." Renewable Energy **35**(2): 541-554.

ODE (2004). Bouwen met fotovoltaïsche zonne-energie, Ministerie van de Vlaamse Gemeenschap: 34.

Oliver, M. and T. Jackson (1999). "The market for solar photovoltaics." Energy Policy **27**(7): 371-385.

P. Lako, L. B. (2012). Policies and opportunities for grid parity of PV in the Netherlands, ECN: 5.

Painuly, J. P. (2001). "Barriers to renewable energy penetration; a framework for analysis." Renewable Energy **24**(1): 73-89.

Panwar, N. L., S. C. Kaushik, et al. (2011). "Role of renewable energy sources in environmental protection: A review." Renewable and Sustainable Energy Reviews **15**(3): 1513-1524.

Parida, B., S. Iniyar, et al. (2011). "A review of solar photovoltaic technologies." Renewable and Sustainable Energy Reviews **15**(3): 1625-1636.

Park, K. E., G. H. Kang, et al. (2010). "Analysis of thermal and electrical performance of semi-transparent photovoltaic (PV) module." Energy **35**(6): 2681-2687.

PV Magazine (2011, 08/06/2011). "Feed-in tariffs for various countries." PV Magazine. Retrieved 30/04/2012, 2012, from <http://www.pv-magazine.com/services/feed-in-tariffs/feed-in-tariffs-for-various-countries/#axzz1tXHfT6pW>.

Razykov, T. M., C. S. Ferekides, et al. (2011). "Solar photovoltaic electricity: Current status and future prospects." Solar Energy **85**(8): 1580-1608.

Reich, N. H., B. Mueller, et al. (2012). "Performance ratio revisited: is PR > 90% realistic?" Progress in photovoltaics: research and applications. doi: 10.1002/pip.1219.

RES Legal (2011). Regulation No. 2009:689, RES Legal.

RES Legal (2011). Subsidy III (Grants for the installation of photovoltaic systems).

Ringel, M. (2006). "Fostering the use of renewable energies in the European Union: the race between feed-in tariffs and green certificates." Renewable Energy **31**(1): 1-17.

Ristau, O. (2010, 28/10/2010). "Spain reduces hours of subsidized sunlight." Retrieved 6/04/2012, 2012, from http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/spain-reduces-hours-of-subsidized-sunlight_100001877/#axzz1syUgF7KU.

Rhouma, W. M., I. M. Molokhia, et al. (2007). "Comparative study of different PV modules configuration reliability." Desalination **209**(1–3): 122-128.

Romeo, A., G. Khrypunov, et al. (2006). "High-efficiency flexible CdTe solar cells on polymer substrates." Solar Energy Materials and Solar Cells **90**(18–19): 3407-3415.

Roosdorp, R. (2010). Jaarbericht 2009 SDE en MEP, Agentschap NL Ministerie van Economische Zaken: 12.

Salas, V. (2009). National Survey Report of PV Power Applications in Spain 2008. Madrid, Universidad Carlos III de Madrid: 51.

Sandén, B. A. (2005). "The economic and institutional rationale of PV subsidies." Solar Energy **78**(2): 137-146.

SEA (2011). The Electricity Certificate System 2011, Swedish Energy Agency: 40.

Seyfang, G. (2003). "Environmental mega-conferences—from Stockholm to Johannesburg and beyond." Global Environmental Change **13**(3): 223-228.

Shafiee, S. and E. Topal (2009). "When will fossil fuel reserves be diminished?" Energy Policy **37**(1): 181-189.

Shafiee, S. and E. Topal (2010). "A long-term view of worldwide fossil fuel prices." Applied Energy **87**(3): 988-1000.

Simon, M. and E. L. Meyer (2010). "Detection and analysis of hot-spot formation in solar cells." Solar Energy Materials and Solar Cells **94**(2): 106-113.

Skoplaki, E. and J. A. Palyvos (2009). "On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations." Solar Energy **83**(5): 614-624.

Suelosolar (2012). Tarifa Actual Energía Solar Fotovoltaica. Madrid, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Šúri, M., T. A. Huld, et al. (2007). "Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries." Solar Energy **81**(10): 1295-1305.

Talavera, D. L., G. Nofuentes, et al. (2010). "The internal rate of return of photovoltaic grid-connected systems: A comprehensive sensitivity analysis." Renewable Energy **35**(1): 101-111.

Teckenburg, E., M. Rathmann, et al. (2011). Renewable energy policy - Country profiles: 343.

Thevenard, D. and S. Pelland (2012). "Estimating the uncertainty in long-term photovoltaic yield predictions." Solar Energy. doi:10.1016/j.solener.2011.05.006.

Timilsina, G. R., L. Kurdgelashvili, et al. (2012). "Solar energy: Markets, economics and policies." Renewable and Sustainable Energy Reviews **16**(1): 449-465.

TMF Group (2012). "EU VAT Rates 2012." Retrieved 26/05/2012, 2012, from <http://www.tmf-vat.com/vat/eu-vat-rates.html>.

UNFCCC (2012). "Kyoto Protocol." 2012, from http://unfccc.int/kyoto_protocol/items/2830.php/.

Verbruggen, A. (2004). "Tradable green certificates in Flanders (Belgium)." Energy Policy **32**(2): 165-176.

Verhagen, M. J. M. (2010). SDE+. L. e. I. Ministerie van Economische Zaken. Den Haag, Directoraat generaal voor Energie, Telecom en Markten: 8.

Vlaamse Overheid (2012). Belastingvermindering of fiscaal voordeel voor fotovoltaïsche zonnepanelen. <http://www.vlaanderen.be>, Vlaamse Overheid. **2012**.

Vlagheidefonds (2009). Regeling Vlagheidefonds voor duurzame energie 2009. Boxtel: 8.

VREG (2012). Advies van de Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt van 20 juni 2012, VREG: 21.

VREG (2012). "Welk bedrag?". Retrieved 28/06/2012, 2012, from <http://www.vreg.be/welk-bedrag>.

Wikimedia (2012). Map of Europe.
http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/f/f4/Template_europe_map.png?uselang=es

Woonenergie (2012). Tarieven mei en juni, Woonenergie.

World of maps (2012). www.worldofmaps.com

X. van Tilbrug, S. M. L., H.M. Londo, J.W. Cleijne, E.A. Pfeiffer, M. Mozaffarian, A. Wakker, J. Burgers (2008). Technisch-Economische parameters van duurzame energie-opties in 2009-2010, Energy Research Center of the Netherlands: 52.

Zografakis, N., E. Sifaki, et al. (2010). "Assessment of public acceptance and willingness to pay for renewable energy sources in Crete." Renewable and Sustainable Energy Reviews **14**(3): 1088-1095.

Appendix

Australië
Canada
China
Denemarken
Duitsland
EPIA
Europese Unie

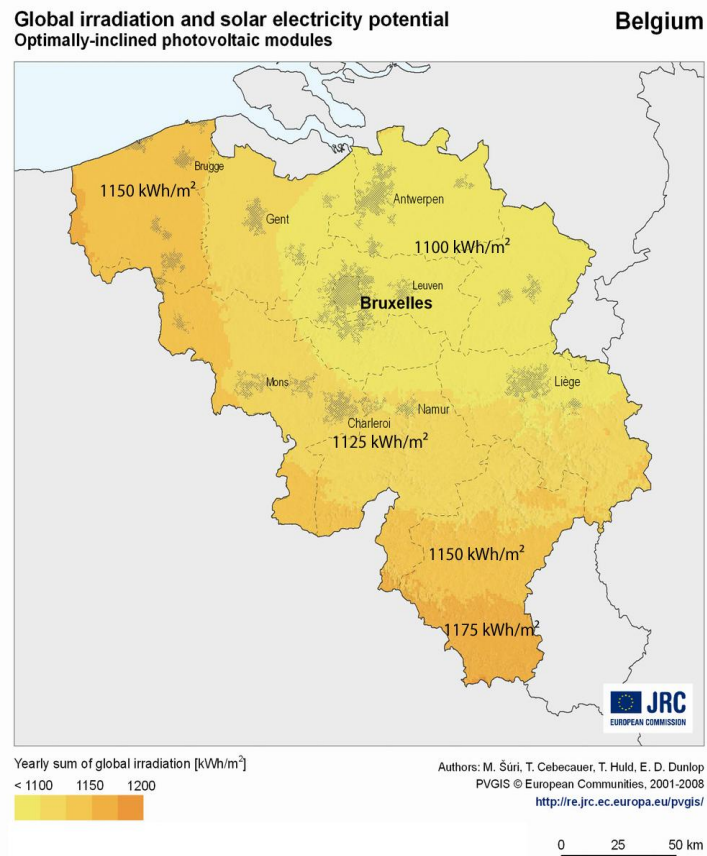
Frankrijk
Israël
Italië
Japan
Maleisië
Mexico
Nederland

Noorwegen
Oostenrijk
Portugal
SEIA
SEPA
Spanje
Turkije

Verenigd Koninkrijk
Verenigde Staten
Zuid-Korea
Zweden
Zwitserland

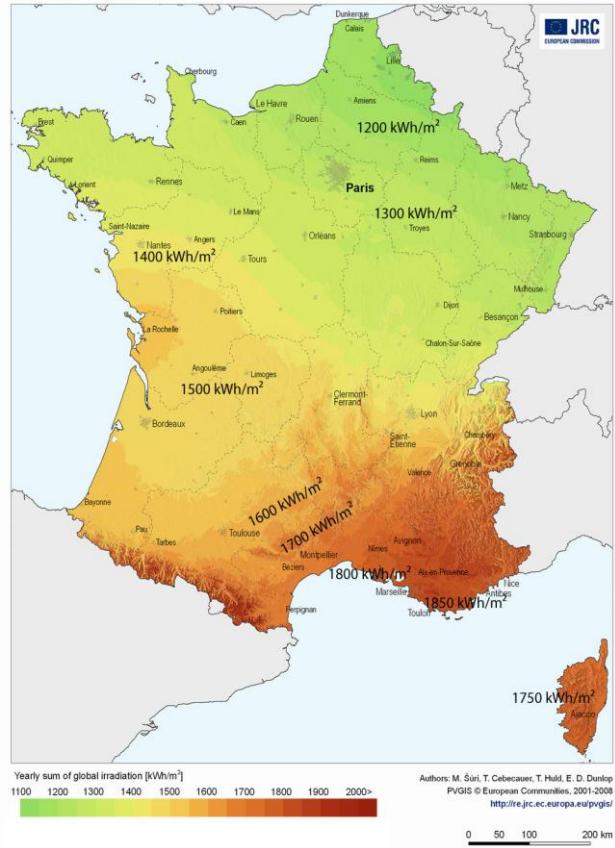
Appendix 1: Leden IEA-PVPS

Bron: <http://www.iea-pvps.org/>



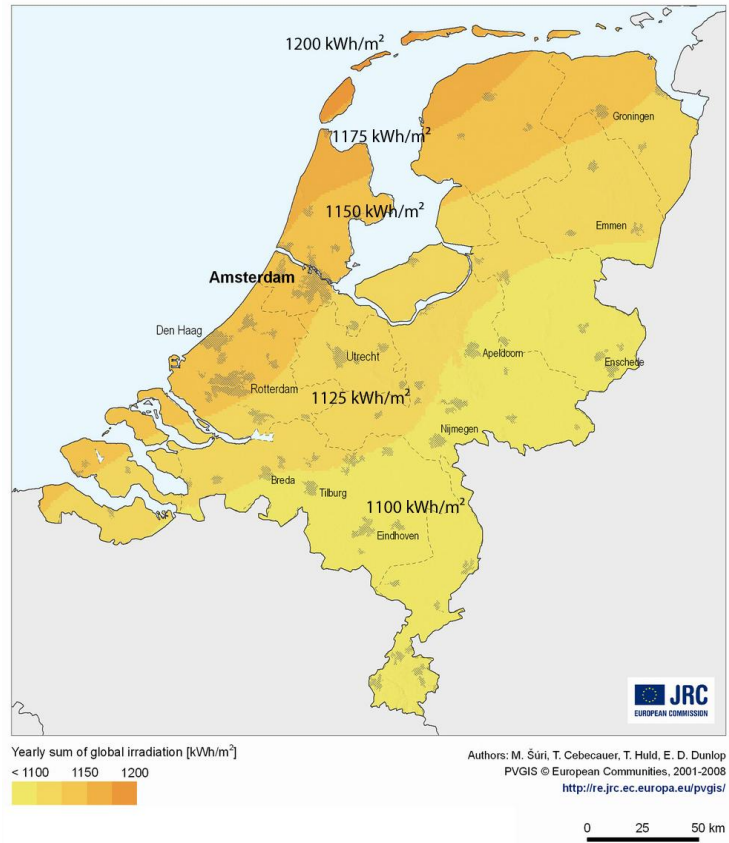
Global irradiation and solar electricity potential
Optimally-inclined photovoltaic modules

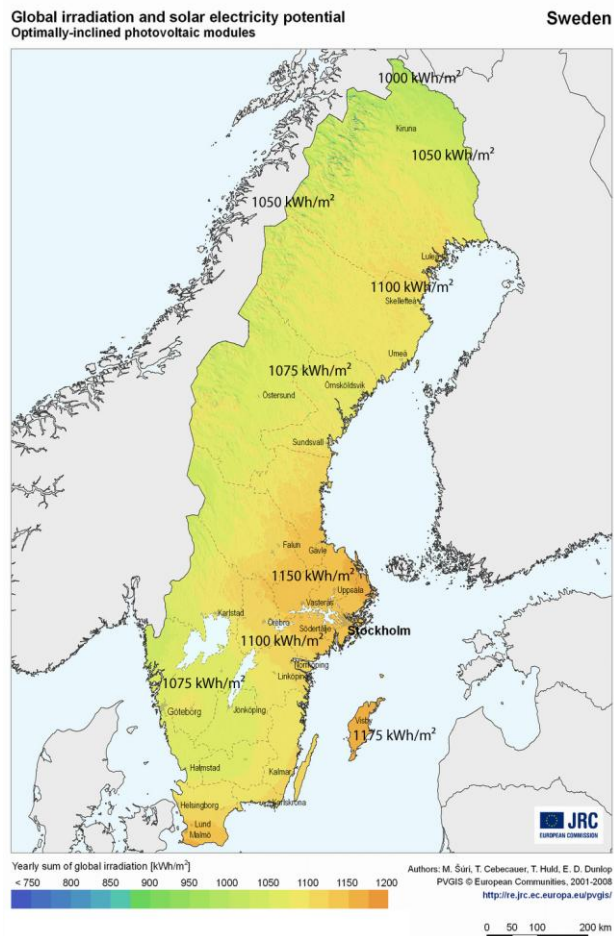
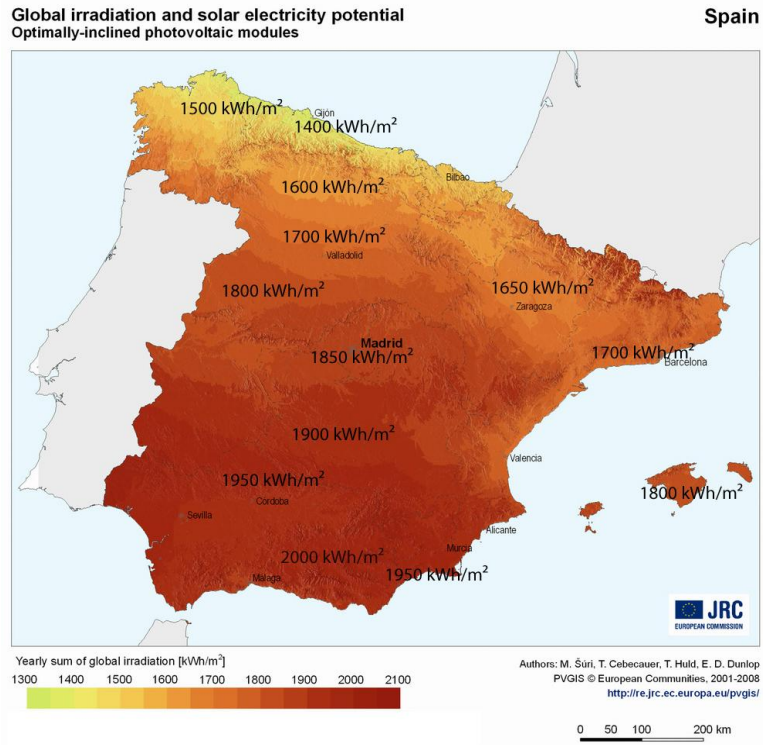
France



Global irradiation and solar electricity potential
Optimally-inclined photovoltaic modules

Netherlands





Appendix 2: Irradiatiekaarten van de verschillende geselecteerde landen

Bron: Eigen bewerking van

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/countries/countries-europe.htm>

Jaar	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
PR	78,00%	81,00%	80,00%	77,00%	82,00%	84,00%	83,00%	83,00%	85,00%	85,00%

Bron: Reich, Mueller et al. 2012

Gemiddelde procentuele stijging van 0,96% per jaar.

Geschatte toekomstige PR:

	2010	2011	2012	2013
	86%	87%	87%	88%

Appendix 3: Projectietabel Performance Ratio

Historische elektriciteitsprijzen België (excl. BTW):

Jaar	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Prijs (€/kWh)	€ 0,117	€ 0,118	€ 0,114	€ 0,112	€ 0,115	€ 0,112	€ 0,112	€ 0,123	€ 0,150	€ 0,143	€ 0,145	€ 0,157

Bron: ec.europa.eu/eurostat/

Gemiddelde procentuele stijging van 2,71% per jaar.

Geschatte toekomstige prijzen (incl. 21% BTW):

Jaar	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Prijs (€/kWh)	€ 0,173	€ 0,175	€ 0,190	€ 0,195	€ 0,201	€ 0,206	€ 0,212	€ 0,217	€ 0,223	€ 0,229	€ 0,236	€ 0,242
Jaar	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Prijs (€/kWh)	€ 0,249	€ 0,255	€ 0,262	€ 0,269	€ 0,277	€ 0,284	€ 0,292	€ 0,300	€ 0,308	€ 0,316	€ 0,325	

Appendix 4: Projectie elektriciteitsprijs in België

Historische elektriciteitsprijzen in Frankrijk (excl. BTW):

Jaar	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Prijs (€/kWh)	€ 0,093	€ 0,091	€ 0,092	€ 0,089	€ 0,091	€ 0,091	€ 0,091	€ 0,092	€ 0,091	€ 0,091	€ 0,094	€ 0,099

Bron: ec.europa.eu/eurostat/

Gemiddelde procentuele stijging van 0,63% per jaar.

Geschatte toekomstige prijzen (incl. 19,6% BTW):

Jaar	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Prijs (€/kWh)	€ 0,109	€ 0,112	€ 0,119	€ 0,120	€ 0,120	€ 0,121	€ 0,122	€ 0,123	€ 0,123	€ 0,124	€ 0,125	€ 0,126
Jaar	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Prijs (€/kWh)	€ 0,127	€ 0,127	€ 0,128	€ 0,129	€ 0,130	€ 0,131	€ 0,131	€ 0,132	€ 0,133	€ 0,134	€ 0,135	

Appendix 5: Projectie elektriciteitsprijs in Frankrijk

Historische elektriciteitsprijzen in Nederland (excl. BTW):

Jaar	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Prijs (€/kWh)	€ 0,094	€ 0,098	€ 0,092	€ 0,097	€ 0,103	€ 0,110	€ 0,121	€ 0,140	€ 0,127	€ 0,144	€ 0,127	€ 0,130

Bron: ec.europa.eu/eurostat/

Gemiddelde procentuele stijging van 3,01% per jaar.

Geschatte toekomstige prijzen (incl. 19% BTW):

Jaar	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Prijs (€/kWh)	€ 0,171	€ 0,151	€ 0,155	€ 0,159	€ 0,164	€ 0,169	€ 0,174	€ 0,179	€ 0,185	€ 0,190	€ 0,196	€ 0,202
Jaar	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Prijs (€/kWh)	€ 0,208	€ 0,214	€ 0,221	€ 0,228	€ 0,234	€ 0,241	€ 0,249	€ 0,256	€ 0,264	€ 0,272	€ 0,280	

Appendix 6: Projectie elektriciteitsprijs in Nederland

Historische elektriciteitsprijzen in Spanje (excl. BTW):

Jaar	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Prijs (€/kWh)	€ 0,090	€ 0,086	€ 0,086	€ 0,087	€ 0,089	€ 0,090	€ 0,094	€ 0,100	€ 0,112	€ 0,129	€ 0,142	€ 0,160

Bron: ec.europa.eu/eurostat/

Gemiddelde procentuele stijging van 5,41% per jaar.

Geschatte toekomstige prijzen (incl. 18% BTW):

Jaar	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Prijs (€/kWh)	€ 0,153	€ 0,167	€ 0,188	€ 0,199	€ 0,209	€ 0,221	€ 0,233	€ 0,245	€ 0,258	€ 0,272	€ 0,287	€ 0,303
Jaar	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Prijs (€/kWh)	€ 0,319	€ 0,336	€ 0,354	€ 0,374	€ 0,394	€ 0,415	€ 0,438	€ 0,461	€ 0,486	€ 0,512	€ 0,540	

Appendix 7: Projectie elektriciteitsprijs in Spanje

Historische elektriciteitsprijzen in Zweden (excl. BTW):

Jaar	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Prijs (€/kWh)	€ 0,064	€ 0,063	€ 0,070	€ 0,084	€ 0,090	€ 0,085	€ 0,088	€ 0,109	€ 0,109	€ 0,104	€ 0,120	€ 0,138

Bron: ec.europa.eu/eurostat/

Gemiddelde procentuele stijging van 7,25% per jaar.

Geschatte toekomstige prijzen (incl. 25% BTW):

Jaar	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Prijs (€/kWh)	€ 0,130	€ 0,149	€ 0,197	€ 0,211	€ 0,226	€ 0,242	€ 0,260	€ 0,279	€ 0,299	€ 0,321	€ 0,344	€ 0,369
Jaar	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Prijs (€/kWh)	€ 0,396	€ 0,424	€ 0,455	€ 0,488	€ 0,524	€ 0,562	€ 0,602	€ 0,646	€ 0,693	€ 0,743	€ 0,797	

Appendix 8: Projectie elektriciteitsprijs in Zweden

Historische prijzen groenestroomcertificaten in Wallonië:

2007				2008				2009			
K1	K2	K3	K4	K1	K2	K3	K4	K1	K2	K3	K4
€ 90,80	€ 88,87	€ 91,46	€ 88,21	€ 89,42	€ 88,06	€ 88,80	€ 86,58	€ 89,40	€ 87,29	€ 89,77	€ 86,07
€ 89,83				€ 88,21				€ 88,12			
2010				2011							
K1	K2	K3	K4	K1							
€ 83,77	€ 85,55	€ 85,19	€ 84,87	€ 83,63							
€ 84,84											

Gemiddelde procentuele daling van 0,513% per kwartaal.

Geschatte toekomstige prijzen van groenestroomcertificaten in Wallonië:

2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€
82,99	81,30	79,64	78,02	76,43	74,88	73,35	71,86	70,40	68,97	67,56	66,19	64,84

Appendix 9: Projectie prijzen groenestroomcertificaten in Wallonië

Historische prijzen FIT tarief in Frankrijk:

2009				2010				2011				2012	
K1	K2	K3	K4	K1	K2	K3	K4	K1	K2	K3	K4	K1	K1
€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€
0,33	0,33	0,33	0,33	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,30	0,27	0,25	0,22	0,22
€ 0,33				€ 0,32				€ 0,28					

Gemiddelde procentuele daling van 3,10% per kwartaal.

Geschatte toekomstige prijzen van FIT tarieven in Frankrijk:

Jaar	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€
Prijs	0,28	0,21	0,19	0,17	0,15	0,13	0,11	0,10	0,09	0,08	0,07
Jaar	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	
Prijs	0,06	0,05	0,05	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02	

Appendix 10: Projectie prijzen FIT in Frankrijk

Projectie SDE tarief met behulp van toekomstige elektriciteitsprijzen:

Jaar	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Tarief	€ 0,355	€ 0,375	€ 0,371	€ 0,367	€ 0,363	€ 0,358	€ 0,354	€ 0,349
Jaar	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
Tarief	€ 0,344	€ 0,339	€ 0,334	€ 0,329	€ 0,324	€ 0,318	€ 0,313	

Appendix 11: Projectie prijzen SDE in Nederland

Historische prijzen FIT tarief in Spanje:

2009				2010				2011				2012
K1	K2	K3	K4	K1	K2	K3	K4	K1	K2	K3	K4	K1
€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€
0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,33	0,32	0,31	0,29	0,28	0,27	0,27
€ 0,34				€ 0,33				€ 0,29				

Gemiddelde procentuele daling van 2,02% per kwartaal.

Geschatte toekomstige prijzen van FIT tarieven in Spanje:

Jaar	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Tarief	€ 0,29	€ 0,26	€ 0,24	€ 0,22	€ 0,20	€ 0,19	€ 0,17	€ 0,16	€ 0,15
Jaar	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Tarief	€ 0,13	€ 0,12	€ 0,11	€ 0,10	€ 0,10	€ 0,09	€ 0,08	€ 0,08	€ 0,07

Vanaf 2011 tot 2014: maximale subsidies te verkrijgen tot 1.250 zonuren/jaar

Vanaf 2014: Opdeling Spanje in 5 klimaatzones met voor zone een maximaal aantal zonuren waarvoor een installatie subsidies kan ontvangen.

Regio	Maximaal uren zon waarvoor subsidies kunnen worden verkregen	Werkelijk aantal uren zon op een jaar
Noord-Spanje	Klimaatzone 2: 1.362 uren zon	1.968,53
Midden-Spanje	Klimaatzone 4: 1.632 uren zon	2.586,25
Zuid-Spanje	Klimaatzone 5: 1.753 uren zon	2.875,22

Appendix 12: Maximaal aantal vergoede zonuren in Spanje

Bron: Berekening op basis van
<http://www.currentresults.com/Weather/Spain/annual-days-of-sunshine.php>

Historische prijzen groenestroomcertificaten in Zweden:

Jaar	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Tarief	€ 24,73	€ 26,18	€ 22,38	€ 18,68	€ 23,27	€ 36,47	€ 34,91	€ 28,53

Gemiddelde stijging van 2,07% per jaar.

Geschatte toekomstige prijzen van groenestroomcertificaten in Zweden:

Jaar	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Prijs	€ 34,91	€ 28,53	€ 29,12	€ 29,72	€ 30,33	€ 30,96	€ 31,60	€ 32,25	€ 32,92
Jaar	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Prijs	€ 33,60	€ 34,29	€ 35,00	€ 35,72	€ 36,46	€ 37,21	€ 37,98	€ 38,77	€ 39,57

Appendix 13: Projectie toekomstige prijzen groenestroomcertificaten in Zweden

Historische inflatie in België:

Jaar	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Inflatie	2,75%	2,38%	1,47%	2,07%	1,63%	0,95%	1,12%	2,54%	2,47%	1,65%
Jaar	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
Inflatie	1,59%	2,08%	2,80%	1,79%	1,82%	4,49%	-0,04%	2,19%	3,53%	

Gemiddelde inflatie in België: 1,90%

Historische inflatie in Frankrijk:

Jaar	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Inflatie	2,08%	1,67%	1,79%	2,00%	1,19%	0,64%	0,54%	1,69%	1,63%	1,92%
Jaar	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
Inflatie	2,11%	2,13%	1,74%	1,68%	1,49%	2,82%	0,09%	1,53%	2,12%	

Gemiddelde inflatie in Frankrijk: 1,52%

Historische inflatie in Nederland:

Jaar	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Inflatie	2,58%	2,80%	1,93%	1,98%	2,18%	1,99%	2,19%	2,31%	4,16%	3,29%
Jaar	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
Inflatie	2,11%	1,24%	1,67%	1,17%	1,61%	2,49%	1,19%	1,28%	2,34%	

Gemiddelde inflatie in Nederland: 2,54%

Historische inflatie in Spanje:

Jaar	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Inflatie	4,57%	4,72%	4,68%	3,56%	1,97%	1,84%	2,31%	3,43%	3,59%	3,06%
Jaar	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
Inflatie	3,04%	3,04%	3,37%	3,52%	2,78%	4,09%	-0,28%	1,80%	3,20%	

Gemiddelde inflatie in Spanje: 3,37%

Historische inflatie in Zweden:

Jaar	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Inflatie	4,73%	2,16%	2,46%	0,54%	0,66%	-0,26%	0,46%	0,90%	2,40%	2,16%
Jaar	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
Inflatie	1,93%	0,37%	0,45%	1,36%	2,21%	3,44%	-0,27%	1,27%	2,63%	

Gemiddelde inflatie in Zweden: 1,62%

Appendix 14: Historische en gemiddelde inflatie in de geselecteerde landen

Land	Discontovoet	Inflatie	Verdisconteringsfactor
België	5%	1,90%	3,04%
Frankrijk	5%	1,52%	3,43%
Nederland	5%	2,54%	2,40%
Spanje	5%	3,37%	1,57%
Zweden	5%	1,62%	3,33%

Appendix 15: Verdisconteringsvoet in de verschillende landen

Belgie - Vlaanderen 2009

Input:		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	
Discontovoet:	5,00%																					
Inflatie:	2,07%																					
	2,87%																					
Instalatie:																						
Groote installatie	5000 WP																					
Prijs/MW	€ 4,70 exclusief BTW																					
Prijs/MW	€ 4,98																					
Prijs installatie	€ 24.910,00																					
Omvormervervangen na 15 jaar	€ 1.080,00																					
Irradiatie	1125 kWh/m ²																					
Performance ratio	85,00%																					
Jaarlijkse energie productie	956,25 kWh/MW																					
Geachte jaarlijkse opbrengst	4781,25 kWh																					
Verlies aan opbrengst	0,55% /jaar																					
Onderhoudskosten:																						
	0,12% factuurbedrag/jaar																					
	€ 29,89 /jaar																					
Elektriciteit:																						
Prijszetting (inclusief 21% BTW) *	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028		
	0,17%	0,17%	0,190	0,195	0,201	0,206	0,212	0,217	0,223	0,229	0,236	0,242	0,249	0,255	0,262	0,269	0,277	0,284	0,292	0,300		
Subsidies:																						
Goederenstromen:	450 €/1000 kWh																					
Beleidsvoordeel:	4600% factuurbedrag																					
	€ 9.964,00/ totaal																					
	€ 3.600,00 /jaar maximum																					

* - Berekeningen te vinden in tabblad 'Elektriciteitsprijslen'.

Output:

Jaar	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	
Kosten:																					
Onderhoudskosten	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
PV-panelen	-24.910,00	-29.89	-29.89	-29.89	-29.89	-29.89	-29.89	-29.89	-29.89	-29.89	-29.89	-29.89	-29.89	-29.89	-29.89	-29.89	-29.89	-29.89	-29.89	-29.89	-29.89
Verdovende kosten	-24.910,00	-29.06	-28,25	-27,46	-26,69	-25,95	-25,22	-24,52	-23,84	-23,17	-22,52	-21,90	-21,28	-20,69	-20,11	-19,51	-18,94	-18,41	-17,90	-17,46	-16,97
Beleidsvoordeel:																					
Elektriciteit opbrengst	4.781,25	4.754,25	4.728,66	4.703,26	4.678,06	4.652,77	4.627,47	4.597,17	4.570,88	4.544,58	4.518,28	4.491,98	4.465,69	4.439,39	4.413,09	4.386,80	4.360,50	4.334,20	4.307,91	4.281,61	4.255,32
Cumul opbrengst	4.781,25	9.530,20	14.204,80	18.907,22	23.643,28	28.409,03	32.203,52	37.015,99	42.044,56	46.629,14	51.147,72	55.659,24	60.105,09	64.544,48	68.977,58	73.344,39	77.594,88	82.039,08	86.546,39	90.628,59	94.281,10
In-totaal	€ 827,28	€ 893,68	€ 959,45	€ 998,45	€ 998,30	€ 958,31	€ 978,72	€ 999,52	€ 1.020,76	€ 1.042,37	€ 1.064,42	€ 1.086,90	€ 1.109,82	€ 1.133,19	€ 1.157,00	€ 1.181,27	€ 1.206,01	€ 1.231,29	€ 1.256,92	€ 1.283,10	€ 1.309,21
Subsidies:																					
aantal GSC	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Opbrengst GSC	€ 1.800,00	€ 2.250,00	€ 2.250,00	€ 2.250,00	€ 2.250,00	€ 2.250,00	€ 2.250,00	€ 2.250,00	€ 2.250,00	€ 2.250,00	€ 2.250,00	€ 2.250,00	€ 2.250,00	€ 2.250,00	€ 2.250,00	€ 2.250,00	€ 2.250,00	€ 2.250,00	€ 2.250,00	€ 2.250,00	€ 2.250,00
Belastingvoordeel	€ 3.600,00	€ 3.600,00	€ 2.764,00	€ 1.800,00	€ 2.250,00	€ 2.250,00	€ 2.250,00	€ 2.250,00	€ 2.250,00	€ 2.250,00	€ 2.250,00	€ 2.250,00	€ 2.250,00	€ 2.250,00	€ 2.250,00	€ 2.250,00	€ 2.250,00	€ 2.250,00	€ 2.250,00	€ 2.250,00	€ 2.250,00
Resultaat:																					
Jaarlijkse kasstromen	€ 24.910,00	€ 6.197,99	€ 6.657,79	€ 5.883,56	€ 2.686,79	€ 3.158,41	€ 3.178,42	€ 2.748,82	€ 3.219,63	€ 3.240,94	€ 2.812,47	€ 3.294,53	€ 2.857,01	€ 3.329,99	€ 2.903,29	€ 1.247,11	€ 3.401,38	€ 2.976,12	€ 3.451,39	€ 3.027,03	€ 3.053,21
Gecumuleerde nominale kasstromen	-24.910,00	-18.712,01	-12.058,22	-6.174,67	-3.486,88	-3.377,46	2.850,96	5.599,78	8.819,41	12.060,25	14.872,73	18.157,26	21.014,27	24.344,20	27.247,49	28.494,60	31.895,98	34.872,11	38.323,44	41.350,47	44.043,68
Verdovende kasstromen	-24.910,00	€ 6.025,03	€ 6.287,63	€ 5.404,63	€ 2.401,00	€ 2.741,66	€ 2.882,03	€ 2.254,80	€ 2.587,30	€ 2.512,10	€ 2.119,22	€ 2.405,86	€ 2.034,31	€ 2.304,89	€ 1.933,50	€ 815,71	€ 2.162,70	€ 1.839,50	€ 2.073,70	€ 1.786,01	€ 1.733,54
Gecumuleerde verdovende kasstromen	-24.910,00	-18.884,97	-12.257,34	-7.192,71	-4.791,71	-2.050,05	€ 631,98	€ 2.866,79	€ 5.454,09	€ 7.966,19	€ 10.055,41	€ 12.491,27	€ 14.525,58	€ 16.830,47	€ 18.783,98	€ 19.599,69	€ 21.162,39	€ 23.601,89	€ 25.675,59	€ 27.443,60	€ 29.177,14

Resultaten:

Terugverdientijd	5,10 jaar
Verdovende terugverdientijd	5,76 jaar
Positieve NCW	€ 29.177,48
BTW	€ 10,86 /MW (incl 6%BTW)
IRR	16,11%
Yield Unit Cost	€ 0,29 /kWh

Appendix 16: Voorbeeld excelsheet Vlaanderen 2009

	Zonder subsidies (2009)	Met subsidies (2009)	Zonder subsidies (2012)	Met subsidies (2012)
Terugverdientijd (in jaren)	> 20 JAAR	9,33	10,62	6,53
Verdisconteerde terugverdientijd (in jaren)	> 20 JAAR	12,34	12,64	7,29
NCW	-€ 10.880,21	€ 4.484,53	€ 4.933,18	€ 10.987,88
BTC (€/Wp incl. 6% BTW)	€ 2,84	€ 6,01	€ 3,20	€ 4,38
IOV	-2,43%	5,74%	7,02%	12,93%
YUC (€/kWh)	€ 0,29	€ 0,29	€ 0,13	€ 0,13

Appendix 17: Nationale resultaten België 2009 en 2012

	Vlaanderen (2009)	Wallonië (2009)	B.H.G. (2009)	Vlaanderen (2012)	Wallonië (2012)	B.H.G. (2012)
Terugverdientijd (in jaren)	5,10	3,17	1,80	5,62	3,12	3,92
Verdisconteerde terugverdientijd (in jaren)	5,76	3,58	1,88	6,23	3,32	4,22
NCW	€ 29.177,14	€ 31.728,50	€ 31.651,40	€ 19.541,42	€ 26.009,96	€ 19.988,02
BTC (€/Wp incl. 6% BTW)	€ 10,86	€ 11,37	€ 11,85	€ 6,06	€ 7,34	€ 6,15
IOV	16,11%	22,99%	44,45%	17,27%	29,92%	23,03%
YUC (€/kWh)	€ 0,29	€ 0,29	€ 0,29	€ 0,13	€ 0,13	€ 0,13

Appendix 18: Regionale resultaten België 2009 en 2012

2009	Noord-Frankrijk	Midden-Frankrijk	Zuid-Frankrijk
Terugverdientijd (in jaren)	> 20 JAAR	> 20 JAAR	> 20 JAAR
Verdisconteerde terugverdientijd (in jaren)	> 20 JAAR	> 20 JAAR	> 20 JAAR
NCW	-€ 20.185,69	-€ 19.459,87	-€ 17.282,41
BTC (€/Wp incl. 19,66% BTW)	€ 1,65	€ 1,80	€ 2,22
IOV	/	/	-6,48%
YUC (€/kWh)	€ 0,28	€ 0,26	€ 0,22

Appendix 19: Nationale resultaten Frankrijk zonder subsidies 2009

2012	Noord-Frankrijk	Midden-Frankrijk	Zuid-Frankrijk
Terugverdiëntijd (in jaren)	> 20 JAAR	19,73	16,20
Verdisconteerde terugverdiëntijd (in jaren)	> 20 JAAR	> 20 JAAR	> 20 JAAR
NCW	-€ 3.931,73	-€ 3.172,32	-€ 894,11
BTC (€/Wp incl. 19,6% BTW)	€ 1,74	€ 1,89	€ 2,34
IOV	-1,36%	-0,46%	1,98%
YUC (€/kWh)	€ 0,13	€ 0,12	€ 0,10

Appendix 20: Nationale resultaten Frankrijk zonder subsidies 2012

2009	Noord-Frankrijk	Midden-Frankrijk	Zuid-Frankrijk
Terugverdiëntijd (in jaren)	9,00	8,06	6,12
Verdisconteerde terugverdiëntijd (in jaren)	11,69	10,11	7,22
NCW	€ 3.226,48	€ 4.807,36	€ 9.550,01
BTC (€/Wp incl. 19,6% BTW)	€ 6,73	€ 7,28	€ 8,23
IOV	6,04%	7,45%	11,50%
YUC (€/kWh)	€ 0,28	€ 0,26	€ 0,22

Appendix 21: Nationale resultaten Frankrijk met subsidies 2009

2012	Noord-Frankrijk	Midden-Frankrijk	Zuid-Frankrijk
Terugverdiëntijd (in jaren)	7,66	6,95	5,45
Verdisconteerde terugverdiëntijd (in jaren)	9,33	8,30	6,24
NCW	€ 4.733,02	€ 6.065,97	€ 10.064,80
BTC (€/Wp incl. 19,6% BTW)	€ 3,54	€ 3,83	€ 4,70
IOV	8,61%	10,08%	14,29%
YUC (€/kWh)	€ 0,13	€ 0,12	€ 0,10

Appendix 22: Nationale resultaten Frankrijk met subsidies 2012

2009	Laag-Normandië	Corsica	Hoog-Normandië	Île-de-France
Terugverdientijd (in jaren)	7,96	4,02	8,16	8,42
Verdisconteerde terugverdientijd (in jaren)	9,96	4,48	10,28	10,70
NCW	€ 4.716,92	€ 14.340,45	€ 4.036,04	€ 3.736,04
BTC (€/Wp incl. 19,6% BTW)	€ 7,25	€ 9,17	€ 7,01	€ 6,91
IOV	7,58%	19,51%	7,20%	6,82%
YUC (€/kWh)	€ 0,27	€ 0,21	€ 0,29	€ 0,29

2009	Languedoc-Roussillon	Lorraine	Nord-Pas-de-Calais	Poitou-Charentes
Terugverdientijd (in jaren)	4,64	6,66	5,91	4,60
Verdisconteerde terugverdientijd (in jaren)	5,24	7,97	6,92	5,45
NCW	€ 12.550,01	€ 5.949,29	€ 6.645,60	€ 10.620,56
BTC (€/Wp incl. 19,6% BTW)	€ 8,82	€ 7,78	€ 7,66	€ 8,44
IOV	16,48%	10,02%	11,87%	13,95%
YUC (€/kWh)	€ 0,22	€ 0,29	€ 0,31	€ 0,25

Appendix 23: Regionale resultaten Frankrijk 2009

2012	Corsica	Île-de-France	Poitou-Charentes
Terugverdientijd (in jaren)	2,22	7,01	5,68
Verdisconteerde terugverdientijd (in jaren)	2,36	8,38	6,54
NCW	€ 16.731,27	€ 5.483,02	€ 8.398,91
BTC (€/Wp incl. 19,6% BTW)	€ 6,14	€ 3,70	€ 4,34
IOV	40,12%	9,90%	13,47%
YUC (€/kWh)	€ 0,10	€ 0,13	€ 0,11

Appendix 24: Regionale resultaten Frankrijk 2012

	Zonder subsidies (2009)	Met subsidies (2009)	Zonder subsidies (2012)
Terugverdientijd (in jaren)	> 20 JAAR	11,51	14,88
Verdisconteerde terugverdientijd (in jaren)	> 20 JAAR	14,55	18,26
NCW	-€ 16.096,60	€ 3.352,86	€ 1.192,31
BTC (€/Wp incl. 19% BTW)	€ 2,43	€ 6,25	€ 2,73
IOV	-4,71%	4,27%	3,77%
YUC (€/kWh)	€ 0,33	€ 0,33	€ 0,15

Appendix 25: Nationale resultaten Nederland 2009 en 2012

2009	Drenthe	Friesland	Groningen	Limburg	Noord-Brabant	Noord-Holland	Zeeland
Terugverdientijd (in jaren)	10,16	10,46	10,16	10,88	10,83	10,88	10,46
Verdisconteerde terugverdientijd (in jaren)	12,18	12,60	12,18	13,21	13,15	13,21	12,60
NCW	€ 6.552,86	€ 5.852,86	€ 6.552,86	€ 4.852,86	€ 4.952,86	€ 4.852,86	€ 5.852,86
BTC (€/Wp incl. 19% BTW)	€ 6,88	€ 6,74	€ 6,88	€ 6,55	€ 6,57	€ 6,55	€ 6,74
IOV	5,93%	5,54%	5,93%	5,01%	5,06%	5,01%	5,54%
YUC (€/kWh)	€ 0,33	€ 0,33	€ 0,33	€ 0,33	€ 0,33	€ 0,33	€ 0,33

Appendix 26: Regionale resultaten Nederland 2009

2012	Drenthe	Friesland	Limburg	Zeeland
Terugverdientijd (in jaren)	12,60	12,60	12,60	12,22
Verdisconteerde terugverdientijd (in jaren)	16,87	16,87	16,87	16,32
NCW	€ 2.192,31	€ 2.192,31	€ 2.192,31	€ 2.592,31
BTC (€/Wp incl. 19% BTW)	€ 2,93	€ 2,93	€ 2,93	€ 3,01
IOV	4,68%	4,68%	4,68%	5,08%
YUC (€/kWh)	€ 0,15	€ 0,15	€ 0,15	€ 0,15

Appendix 27: Regionale resultaten Nederland 2012

	Noord-Spanje (2009)	Midden-Spanje (2009)	Zuid-Spanje (2009)	Noord-Spanje (2012)	Midden-Spanje (2012)	Zuid-Spanje (2012)
Terugverdientijd (in jaren)	16,67	15,03	13,86	7,35	6,48	6,19
Verdisconteerde terugverdientijd (in jaren)	18,99	16,93	16,22	7,90	6,93	6,60
NCW	€ 1.936,24	€ 6.856,40	€ 8.824,46	€ 23.928,36	€ 29.840,29	€ 32.205,07
BTC (€/Wp incl. 18% BTW)	€ 5,93	€ 6,89	€ 7,28	€ 7,17	€ 8,33	€ 8,79
IOV	1,88%	3,38%	3,94%	13,90%	16,28%	17,19%
YUC (€/kWh)	€ 0,23	€ 0,20	€ 0,19	€ 0,11	€ 0,09	€ 0,09

Appendix 28: Nationale resultaten Spanje zonder subsidies 2009 en 2012

	Noord-Spanje (2009)	Midden-Spanje (2009)	Zuid-Spanje (2009)
Terugverdientijd (in jaren)	10,33	9,28	8,93
Verdisconteerde terugverdientijd (in jaren)	11,58	10,28	9,84
NCW	€ 16.559,18	€ 22.186,97	€ 24.428,21
BTC (€/Wp incl. 18% BTW)	€ 8,79	€ 9,90	€ 10,34
IOV	7,04%	8,66%	9,29%
YUC (€/kWh)	€ 0,23	€ 0,20	€ 0,19

Appendix 29: Nationale resultaten Spanje met subsidies 2009

	Noord-Zweden (2009)	Zuid-Zweden (2009)	Noord-Zweden (2012)	Zuid-Zweden (2012)
Terugverdientijd (in jaren)	> 20 JAAR	19,66	11,68	11,10
Verdisconteerde terugverdientijd (in jaren)	> 20 JAAR	> 20 JAAR	14,81	13,30
NCW	-€ 10.588,27	-€ 9.064,86	€ 6.419,65	€ 7.978,91
BTC (€/Wp incl. 25% BTW)	€ 3,79	€ 4,09	€ 3,89	€ 4,19
IOV	-1,16%	-0,51%	6,75%	7,59%
YUC (€/kWh)	€ 0,38	€ 0,36	€ 0,17	€ 0,16

Appendix 30: Nationale resultaten Zweden zonder subsidies 2009 en 2012

	Noord-Zweden (2009)	Zuid-Zweden (2009)	Noord-Zweden (2012)	Zuid-Zweden (2012)
Terugverdientijd (in jaren)	11,14	10,56	7,53	7,11
Verdisconteerde terugverdientijd (in jaren)	13,34	12,56	8,59	8,07
NCW	€ 7.036,73	€ 8.560,14	€ 12.325,90	€ 13.885,16
BTC (€/Wp incl. 25% BTW)	€ 9,25	€ 9,98	€ 6,97	€ 7,52
IOV	7,52%	8,39%	14,19%	15,30%
YUC (€/kWh)	€ 0,38	€ 0,36	€ 0,17	€ 0,16

Appendix 31: Nationale resultaten Zweden met subsidies 2009 en 2012

Auteursrechtelijke overeenkomst

Ik/wij verlenen het wereldwijde auteursrecht voor de ingediende eindverhandeling:

De rendabiliteit van particuliere fotovoltaïsche installaties op een noord-zuid as doorheen Europa

Richting: **master in de toegepaste economische wetenschappen-beleidsmanagement**

Jaar: **2012**

in alle mogelijke mediaformaten, - bestaande en in de toekomst te ontwikkelen - , aan de Universiteit Hasselt.

Niet tegenstaand deze toekenning van het auteursrecht aan de Universiteit Hasselt behoud ik als auteur het recht om de eindverhandeling, - in zijn geheel of gedeeltelijk -, vrij te reproduceren, (her)publiceren of distribueren zonder de toelating te moeten verkrijgen van de Universiteit Hasselt.

Ik bevestig dat de eindverhandeling mijn origineel werk is, en dat ik het recht heb om de rechten te verlenen die in deze overeenkomst worden beschreven. Ik verklaar tevens dat de eindverhandeling, naar mijn weten, het auteursrecht van anderen niet overtreedt.

Ik verklaar tevens dat ik voor het materiaal in de eindverhandeling dat beschermd wordt door het auteursrecht, de nodige toelatingen heb verkregen zodat ik deze ook aan de Universiteit Hasselt kan overdragen en dat dit duidelijk in de tekst en inhoud van de eindverhandeling werd genotificeerd.

Universiteit Hasselt zal mij als auteur(s) van de eindverhandeling identificeren en zal geen wijzigingen aanbrengen aan de eindverhandeling, uitgezonderd deze toegelaten door deze overeenkomst.

Voor akkoord,

Bollen, Dennis

Datum: **15/08/2012**