

Vlaams Energieagentschap

# Rapport 2014/2

Deel 1: rapport OT/Bf voor PV-projecten met een startdatum vanaf 1 juli 2015



# Inhoud

<i>Inleiding</i> .....	6
<i>Bandingfactoren</i> .....	7
1 Berekeningsmethodiek .....	7
2 Toepassing bandingfactor .....	7
<i>Overzicht bandingfactoren</i> .....	9
<i>Berekeningen onrendabele toppen en bandingfactoren</i> .....	10
3 Financieel-economische parameters.....	10
3.1 Bepaling van de jaarlijkse prijsstijging.....	10
3.2 Elektriciteitsprijs .....	10
3.2.1 Bepaling van de marktprijs stroom bij afname in jaar 0.....	10
3.2.2 De marktwaarde elektriciteit bij verkoop in jaar 0 .....	10
3.3 Financiering .....	10
3.3.1 Bepaling van de jaarlijkse interestvoet op de banklening .....	10
3.3.2 Aandeel eigen vermogen in de totale investering .....	11
3.4 Belastingtarieven .....	11
3.4.1 Bepaling van de tarieven van de vennootschapsbelasting.....	11
3.4.2 Bepaling van de investeringsaftrek en het gedeelte dat hiervoor in aanmerking komt ....	11
4 Technisch-economische parameters en resultaten voor PV-installaties.....	12
4.1 PV-installaties tot en met 10 kW AC vermogen (GS cat. 1).....	12
4.1.1 Keuze van de referentie-installatie: PV-installatie van 5 kW <sub>piek</sub> .....	12
4.1.2 Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie.....	12
4.1.3 Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie .....	13
Da : < 1.000 kWh .....	15
De : >= 15.000 kWh .....	15
4.1.4 Berekening van de onrendabele top en bandingfactor.....	16
4.2 GS 10 kW AC vermogen < PV-installatie ≤ 250 kW AC vermogen (GS cat. 2).....	17
4.2.1 Keuze van de referentie-installatie: PV-installatie van 125 kW <sub>piek</sub> .....	17
4.2.2 Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie.....	17
4.2.3 Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie .....	17
4.2.4 Berekening van de onrendabele top en bandingfactor.....	20
4.3 GS 250 kW AC vermogen < PV-installatie ≤ 750 kW AC vermogen (GS cat. 3).....	20
4.3.1 Keuze van de referentie-installatie: PV-installatie van 400 kW <sub>piek</sub> .....	20

4.3.2	Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie.....	20
4.3.3	Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie .....	21
4.3.4	Berekening van de onrendabele top en bandingfactor.....	22
5	Overzicht OT/Bf n+1 (2016-2017).....	23
6	Overzicht OT/Bf n+2 (2017-2018).....	23
7	Overzicht OT/Bf n+3 (2018-2019).....	24
	<i>Overzicht parametertabellen</i> .....	25
8	Parametertabel financieel-economische parameters .....	25
9	Parametertabel voor PV.....	26

## **Leeswijzer**

In dit document wordt in de eerste plaats duiding gegeven bij de methodiek voor de toepassing van het steunmechanisme voor groene stroom. De keuze voor de referentie-installatie, de onrendabele top-berekening en de voorgestelde bandingfactor worden voor de drie onderscheiden projectcategorieën geduid.

Op enkele parameters na, die gebaseerd zijn op precieze referentiewaarden, zijn de parameters die gebruikt worden in de berekeningen gebaseerd op (in)schattingen en aannames. Daar voor deze parameters nooit exacte resultaten bekomen kunnen worden, werden de waarden afgerond vooraleer ze in het rekenmodel werden ingevoerd. Bewerkingen op de parameterwaarden die niet tot uiting komen in de afgeronde waarden, worden verondersteld niet-significant te zijn t.a.v. de algemene onzekerheid op de parameterbepaling.

Voor de bepaling van de wettelijk vastgelegde parameters verwijzen we naar de bijlagen bij het Energiebesluit.

Op het einde van dit document worden alle parameters nog eens samengevat per projectcategorie weergegeven.

## **Addendum**

De Vlaamse Regering heeft op vrijdag 13 februari 2015 principieel haar goedkeuring verbonden aan het “voorontwerp van besluit van de Vlaamse Regering houdende wijziging van het Energiebesluit van 19 november 2010, wat betreft de representatieve projectcategorieën voor groene stroom en kwalitatieve warmte-krachtkoppeling.” In dit besluit wordt voorzien in de schrapping van de huidige representatieve projectcategorie voor nieuwe PV-installaties met een maximaal AC-vermogen van de omvormer(s) tot en met 10 kW.

Dit betekent dat er na definitieve goedkeuring en publicatie van dit besluit in het Belgisch Staatsblad geen validatie door de Minister meer zal kunnen gebeuren voor de bandingfactoren die voor de desbetreffende categorie in dit rapport vermeld staan.

Het rapport wordt evenwel gepubliceerd in zijn totaliteit, zoals ze door het VEA aan de minister werd bezorgd.

*Dit rapport werd opgesteld aan de hand van gegevens die met de grootste zorg werden verzameld. Het Vlaams Energieagentschap en zijn aangestelden kunnen evenwel niet aansprakelijk worden gesteld door de gebruiker voor eventuele fouten, onnauwkeurigheden of onvolledigheid die tot directe of indirecte, materiële of immateriële schade aanleiding zou geven. De gebruiker neemt kennis van deze informatie 'as is' en blijft eindverantwoordelijke voor het eventuele verder gebruik ervan.*

# *Inleiding*

De omschakeling naar meer milieuvriendelijke energieproductie is noodzakelijk om de uitstoot van broeikasgasemissies en andere schadelijke stoffen te verminderen en om minder afhankelijk te worden van fossiele brandstoffen. Het Energiedecreet stelt daarom wat betreft het luik bruto groene stroom als doelstelling voorop om tegen 2020 20,5% van de certificaatplichtige elektriciteitsleveringen te betrekken uit hernieuwbare energiebronnen. De ondersteuning van de sector geeft Vlaanderen ook uitzicht op toekomstgerichte economische groei, technologische innovatie en groene jobs. Om deze doelstelling te halen, is een performant steunmechanisme voor investeerders in hernieuwbare energiebronnen noodzakelijk.

Het eerste rapport berekent voor de representatieve projectcategorieën voor groene stroom 1 t.e.m. 3 (installaties op zonne-energie tot en met 750kW) de onrendabele top en bandingfactor in overeenstemming met het huidig regelgevend kader voor de verschillende certificaten systemen voor ondersteuning van hernieuwbare elektriciteitsproductie, voor projecten met een startdatum vanaf 1 juli 2015.

Het tweede onderdeel van dit rapport actualiseert de bandingfactoren voor lopende projecten. Deze geactualiseerde bandingfactoren zullen één maand na publicatie van het definitief rapport van toepassing worden.

# Bandingsfactoren

## 1 Berekeningsmethodiek

In het huidige ondersteuningsmechanisme staan de begrippen 'onrendabele top' (OT) en 'bandingfactor' (Bf) centraal. De onrendabele top van een investering is gedefinieerd als het productieafhankelijke gedeelte van de inkomsten dat nodig is om de netto-contante waarde van een investering op nul te doen uitkomen. De bandingfactor bepaalt daarnaast het aantal certificaten dat men bekomt per opgewekte hoeveelheid groene stroom en/of gerealiseerde eenheid primaire energiebesparing en is onderhevig aan aanpassingen ten gevolge van de evolutie van de investeringskosten, brandstofprijzen, elektriciteitsprijs ...

**Onrendabele top (OT)** = het bedrag per MWh groenestroomproductie of warmte-krachtbesparing dat bijgelegd moet worden zodat de investering over de levensduur het vereiste rendement behaalt.

**De bandingfactor (Bf)**, die jaarlijks wordt bepaald (halfjaarlijks voor PV) = de verhouding onrendabele top (OT) tegenover de bandingdeler (BD):  
 $Bf = OT / BD$ .

Bandingsdeler groene stroom = 97€

Bandingsdeler warmte-krachtskoppeling = 35€

De berekeningsmethodiek voor de onrendabele top is vervat in de bijlagen bij het Energiebesluit. Bij deze methodiek werd rekening gehouden met een aantal algemene parameters. Voor de bepaling van de parameters en berekeningswaarden van de onrendabele toppen (die niet reeds in de bijlagen bij het besluit wettelijk werden vastgelegd) wordt door het VEA bijkomend stakeholderoverleg georganiseerd. Er wordt een zo divers mogelijk aanbod van verschillende marktpartijen, sectorvertegenwoordigers, overheidsinstanties ... geconsulteerd om een zicht te krijgen op de werkelijke kosten voor de ontwikkeling van groenestroom- en WKK-projecten in Vlaanderen.

## 2 Toepassing bandingfactor

Overeenkomstig het bepaalde in artikel 7.1.1. §2, 4<sup>e</sup> lid van het Energiedecreet is het aantal groenestroomcertificaten dat wordt toegekend voor elke 1000 kWh elektriciteit die wordt opgewekt uit hernieuwbare energiebronnen (in installaties met startdatum vanaf 1 januari 2013) gelijk aan 1, vermenigvuldigd met de van toepassing zijnde bandingfactor. In artikel 7.1.2. §2, 3<sup>e</sup> lid wordt bepaald dat het aantal warmte-krachtcertificaten (voor installaties met startdatum vanaf 1 januari 2013) dat wordt toegekend voor elke 1000 kWh primaire energiebesparing d.m.v. kwalitatieve WKK gelijk is aan 1, vermenigvuldigd met de van toepassing zijnde bandingfactor.

Een voorbeeld kan dit verduidelijken: stel dat voor projectcategorie X (groene stroom) een onrendabele top wordt bepaald van 75€, dan zal de bandingfactor voor deze projectcategorie gelijk zijn aan 0,77 (75 = onrendabele top, gedeeld door 97 = bandingsdeler). De producent ontvangt dan voor elke 1000 kWh

groene stroom die hij produceert 0,77 groenestroomcertificaten. Anders uitgedrukt: wanneer hij 1299 kWh groene stroom heeft opgewekt, ontvangt hij 1 certificaat.

## *Gevolgde procedure*

Het Vlaams Energieagentschap publiceerde op 18 november 2014 haar ontwerprapport met actualisaties voor lopende projecten en de ontwerpberekeningen voor PV-projecten met een startdatum vanaf 1 juli 2015. De stakeholders werden opgeroepen om het ontwerprapport grondig te bestuderen en eventuele opmerkingen via mail of brief uiterlijk op 16 december 2014 aan het VEA te bezorgen. Er werden tijdig opmerkingen ontvangen van 5 verschillende stakeholders.

De minister zal de onrendabele toppen en bandingfactoren (voor PV-projecten met een startdatum vanaf 1 juli 2015) nog definitief moeten vastleggen in een ministerieel besluit.



# Overzicht bandingfactoren

Onderstaand overzicht geeft de resultaten weer van de berekeningen voor wat betreft de onrendabele toppen en de bandingfactoren voor PV projecten met een startdatum vanaf 1 juli 2015.

	<b>GS Cat 1</b>	<b>GS cat 2</b>	<b>GS cat 3</b>
<b>OT</b>	35,2	33,5	36,2
<b>Bf</b>	0,363	0,345	0,373
<b>Bf (max)</b>	0,363	0,345	0,373

# *Berekeningen onrendabele toppen en bandingfactoren*

## **3 Financieel-economische parameters**

### **3.1 Bepaling van de jaarlijkse prijsstijging**

De jaarlijkse prijsstijging wordt vastgesteld op een algemene, **jaarlijkse indexatie van 2,0%** op basis van referentiewaarden van het **Federaal Planbureau** en streefcijfers van de **ECB**, alsook de ECB five-year-ahead-projecties.

Deze index wordt toegepast voor de bepaling van algemene prijsstijgingen over de verschillende projectcategorieën heen.

### **3.2 Elektriciteitsprijs**

#### **3.2.1 Bepaling van de marktprijs stroom bij afname in jaar 0**

De marktprijs stroom wordt per projectcategorie bepaald op basis van gegevens van de **VREG**, van **eigenaars van PV-panelen (> 10 kW)** en van **EUROSTAT**.

De **jaarlijkse prijsstijging** wordt vastgesteld op een **algemene, jaarlijkse indexatie van 3,5%** op basis van waarden bepaald door VITO.

#### **3.2.2 De marktwaarde elektriciteit bij verkoop in jaar 0**

Voor geproduceerde elektriciteit wordt steeds vertrokken van de **cal n+1 prijs op de ENDEX**, gemiddeld over het kalenderjaar (het jaar n). Deze onrendabele top wordt toegepast voor installaties met startdatum vanaf 1 juli 2015 tot en met 31 december 2015. We baseren de marktwaarde elektriciteit bij verkoop in jaar 0 op de cal 2015. We gebruiken de gemiddelde waarde van de periode 17 december 2013 – 16 december 2014: **0,0473 €/kWh**.

De **jaarlijkse prijsstijging** wordt vastgesteld op een **algemene, jaarlijkse indexatie van 2,0%** op basis van referentiewaarden van het **Federaal Planbureau** en streefcijfers van de **ECB**, alsook de ECB five-year-ahead-projecties.

### **3.3 Financiering**

#### **3.3.1 Bepaling van de jaarlijkse interestvoet op de banklening**

De **interestvoet op de banklening** wordt vastgelegd op **5,0% op jaarbasis**. De rentevoet wordt bepaald op basis van geaggregeerde gegevens uit de financiële sector.

Deze rentevoet wordt toegepast voor de bepaling van de rentevoet over de verschillende projectcategorieën heen.

### **3.3.2 Aandeel eigen vermogen in de totale investering**

Voor de bepaling van het aandeel eigen vermogen wordt voor categorie 2 en categorie 3 uitgegaan van een **aandeel eigen vermogen van 20%** (80% vreemd vermogen). Voor categorie 1 wordt uitgegaan van een **aandeel eigen vermogen van 100%**.

Het aandeel eigen vermogen werd bepaald op basis van geaggregeerde gegevens uit de financiële sector.

## **3.4 Belastingtarieven**

### **3.4.1 Bepaling van de tarieven van de vennootschapsbelasting**

Het **tarief van de vennootschapsbelasting** wordt vastgelegd volgens het basistarief dat geldt overeenkomstig het bepaalde in artikel 215 van het Wetboek der Inkomstenbelasting (W.I.B. 92) en bedraagt voor aanslagjaar 2013 (laatst gepubliceerde getal) **33,99%**.

### **3.4.2 Bepaling van de investeringsaftrek en het gedeelte dat hiervoor in aanmerking komt**

Investerings die aan de wettelijke voorwaarden voldoen geven recht op een investeringsaftrek die gelijk is aan een bepaald percentage van de aanschaffings- of beleggingswaarde van die investeringen.

Het deel van de investering dat in aanmerking komt voor **investeringsaftrek**, alsook het percentage van deze investeringsaftrek worden vastgelegd via het bepaalde in artikel 69 van het Wetboek der Inkomstenbelasting (W.I.B. 92), respectievelijk **100% (investeringsgedeelte)** en **13,5% (investeringsaftrek)**.

De investeringsaftrek geldt niet voor de generieke installatie, vastgelegd voor categorie 1.

## 4 Technisch-economische parameters en resultaten voor PV-installaties

### 4.1 PV-installaties tot en met 10 kW AC vermogen (GS cat. 1)

#### 4.1.1 Keuze van de referentie-installatie: PV-installatie van 5 kW<sub>piek</sub>

Voor de bepaling van de referentie-installatie voor deze categorie wordt gekeken naar de vermogens van PV-installaties die de voorbije jaren geplaatst werden. Hiervoor kon gebruik gemaakt worden van gegevens van de VREG met betrekking tot installaties die in dienst genomen zijn in 2013. Op basis van deze gegevens wordt gekozen voor een installatie van 5 kW<sub>piek</sub>.

Voor de referentie-installatie wordt aangenomen dat het een investering is die door particulieren wordt gedaan en dat de installatie op het dak van een bestaande woning wordt geplaatst.

#### 4.1.2 Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie

##### *4.1.2.1 Bepaling van het jaarlijks aantal vollasturen van de referentie-installatie*

##### **Afbakening van de generieke installatie**

De referentie-installatie kan geplaatst worden op een plat dak of op een hellend dak.

In geval van **een plat dak**, zal steeds gekozen worden voor een oriëntatie naar het zuiden. De helling is in het ideale geval circa 35°. De minimale helling bedraagt 15°. Voor platte daken berekenen we het gemiddeld aantal vollasturen voor de oriëntaties vanaf 15° tot en met 35°.

In geval van **een hellend dak**, kan de oriëntatie niet gekozen worden. Niet alle oriëntaties zijn geschikt om zonnepanelen te plaatsen. Voor de bepaling van de vollasturen gaan we er van uit dat oriëntaties vanaf zuidoost tot en met zuidwest geschikt zijn voor zonnepanelen. Ook de helling van het dak valt niet te kiezen. Hier gaan we er van uit dat hellingen vanaf 30° tot en met 50° representatief zijn voor hellende daken.

Via de energieprestatiecertificaten (EPC's) van bestaande woningen beschikt het VEA over informatie aangaande het aandeel van volgende daktypes:

- Platte daken;
- Hellende daken met oriëntatie zuid;
- Hellende daken met oriëntatie zuidwest;
- Hellende daken met oriëntatie zuidoost.

De oriëntatie zuid omvat alle daken met oriëntatie vanaf zuidzuidoost tot en met zuidzuidwest. De oriëntatie zuidwest omvat alle daken met oriëntatie zuidzuidwest tot en met zuidwest. De oriëntatie zuidoost omvat alle daken met oriëntatie zuidzuidoost tot en met zuidoost. Aan de hand van de gegevens van alle EPC's kon de dakoppervlakte van de woningen verdeeld worden over de 4 categorieën. Deze verdeling werd gebruikt om een gewogen gemiddeld aantal vollasturen te berekenen.

### **Inschatting van het aantal equivalente vollasturen**

Het jaarlijks aantal equivalente vollasturen werd in de eerste plaats bepaald aan de hand van de resultaten van de CM SAF PV GIS-tool van het JRC (Joint Research Centre) van de Europese Commissie [<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>]. Via deze tool kan voor elke gemeente in Vlaanderen afgeleid worden wat de opbrengst is van een PV-installatie in termen van equivalente vollasturen. In de eerste plaats bepaalt de tool voor elke plaats in Vlaanderen de globale instraling per m<sup>2</sup>. Vervolgens wordt de elektriciteitsproductie bepaald op basis van deze instraling. Er wordt hiervoor uitgegaan van gemiddelde systeemverliezen zoals standaard ingevuld staat in de tool. Met behulp van deze tool werd een gewogen gemiddeld aantal equivalente vollasturen bepaald voor de generieke installatie zoals hierboven afgebakend. Er wordt aangenomen dat de resultaten van deze tool op dit ogenblik de best mogelijke inschatting geven van de vollasturen voor de komende 15 jaar. Dit blijkt ook uit de vergelijking van deze resultaten met de gemiddelde productie van bestaande PV-installaties in België (<http://www.pvlogging.be>). Het zijn hoofdzakelijk installaties die gelegen zijn in Vlaanderen. Enkel de installaties overeenkomstig de voorwaarden voor de generieke installatie qua helling en oriëntatie werden meegenomen in deze vergelijking. Voor gebruik van deze productiedata werd rekening gehouden met een correctie van de meetgegevens van de omvormer en het rendementsverlies, te wijten aan ouderdom. Deze berekeningen bevestigen het resultaat, afkomstig van de CM SAF PV GIS-tool.

De simulaties met de CM SAF PV GIS-tool werden uitgevoerd voor 41 gemeenten verspreid over de verschillende netbeheerders. Per netbeheerder wordt een gemiddeld aantal equivalente vollasturen berekend. Aan de hand van deze gemiddeldes wordt een gewogen gemiddelde berekend voor Vlaanderen, rekening houdend met het aantal huishoudelijke aansluitingen per netbeheerder.

De resultaten worden gecorrigeerd voor het rendementsverlies te wijten aan ouderdom. Volgens een NREL- studie uit 2010 [D.C. Jordan et al., 2010] kan aangenomen worden dat het verlies aan opbrengst jaarlijks 0,8% bedraagt. Uitgaande van de opbrengst van een nieuwe installatie en het jaarlijks gemiddelde rendementsverlies berekenen we een constant jaarlijks aantal equivalente vollasturen voor de afschrijvingstermijn van 15 jaar: **897 uren**.

#### *4.1.2.2 Bepaling van het aandeel eigenverbruik van de referentie-installatie*

Het aandeel eigenverbruik van de referentie-installatie is gelijk aan **0%**.

#### *4.1.2.3 Bepaling van het aandeel zelfafname*

Het aandeel zelfafname wordt vastgelegd in Bijlage III/1 van het Energiebesluit en bedraagt **100%**.

#### *4.1.2.4 Constructieperiode*

De **constructieperiode (T<sub>c</sub>)** voor PV-installaties, gedefinieerd als de gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indienstname, werd vastgelegd op **0 jaar**.

### **4.1.3 Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie**

#### *4.1.3.1 Investeringskost*

De **specifieke investeringskost** van een PV-installatie van 5 kW<sub>piek</sub> omvat:

- De aankoop en de plaatsing van de zonnepanelen;
- De aankoop en de plaatsing van het montagesysteem;
- Bekabeling van de installatie;

- De aankoop en de plaatsing van de omvormers;
- Keuring van de installatie.

De sector werd bevraagd in september-oktober 2014. De facturen die opgestuurd werden door de installateurs werden mee in rekening gebracht. De respons op de bevraging was echter zeer beperkt. Daarom werd opnieuw een beroep gedaan op de offertes die besproken werden op het Zonstraal-forum (<http://www.zonstraal.be/forum/viewforum.php?f=37&sid=23e7007edacfd9f4b4e1beb0424fb5b5>). Het gaat om de vragen die gesteld zijn vanaf mei 2014 tot in oktober 2014. Op basis van al deze kostengegevens werd een nieuwe kostprijs berekend: **1.610 euro/kW<sub>piek</sub>, inclusief 6% BTW.**

#### 4.1.3.2 Onderhoudskost

Voor dit type van installatie worden **geen onderhoudskosten** in rekening gebracht.

#### 4.1.3.3 Vervangingsinvestering omvormers

Tijdens de bevraging van de installateurs werd ook gepeild naar prijzen over garanties voor omvormers en over de levensduur van de omvormers en de kostprijs voor vervanging.

Voor particulieren worden doorgaans geen extra garanties verkocht voor omvormers. De **gemiddelde periode voor vervanging** wordt ingeschat op **12 jaar**. Voor een installatie van 5 kW<sub>piek</sub> wordt de kost vastgelegd op **1.660 €, inclusief 6% BTW.**

De kosten voor de vervanging van omvormers zijn gebaseerd op de huidige kostprijzen. Deze investering gebeurt echter pas binnen 12 jaar. Enerzijds wordt verwacht dat de kosten voor de vervanging van omvormers af zullen nemen. Anderzijds zal het bedrag voor deze investering jaarlijks toenemen als gevolg van de inflatie. Er wordt verwacht dat beide evoluties elkaar zullen opheffen, zodat het nominaal bedrag in het jaar van de vervangingsinvestering ongewijzigd zal zijn. De equivalente hoogte van dat bedrag in jaar 0 wordt berekend op basis van de toegepaste indexatie van 2%. Omgerekend geeft dit een kost van **262 € per kW<sub>piek</sub>**. De vervangingsinvestering wordt ingevoerd in het model als een kost per kW<sub>piek</sub>.

Omdat aangenomen wordt dat de kostprijs van het vervangen van een omvormer de komende jaren niet zal dalen of toenemen, nemen we de kostprijs van het vorige rapport [VEA, 2014/1] over, zonder indexering.

#### 4.1.3.4 Eindverbruikersprijs, rekening houdend met prosumentarief

##### Eindverbruikersprijs

We werken hiervoor met de gemiddelde elektriciteitsprijs die maandelijks wordt berekend door de VREG [VREG, 2014]. Het gaat om een gewogen gemiddelde over alle toegepaste contracten en ook over alle netbeheerders heen. De prijzen zijn een combinatie tussen cijfers van enerzijds de netbeheerders en van anderzijds de leveranciers. De cijfers van de netbeheerders worden maandelijks aangeleverd, de cijfers van de leveranciers op kwartaalbasis. De kwartaalrapporteringen gaan over de situatie op 1 januari, op 1 april, op 1 juli en op 1 oktober. De overeenkomstige elektriciteitsprijzen zijn doorgaans beschikbaar circa anderhalve maand later. Normaal gezien zouden we rekenen met de elektriciteitsprijzen van 1 november 2014. Echter, vanaf 1 januari 2015 gelden nieuwe nettarieven. Daarom heeft de VREG uitzonderlijk gemiddelde prijzen berekend voor de verschillende typeklanten op basis van de prijzen van 1 januari 2015 (die al rekening houden met de nieuwe nettarieven) en de verdeling van de toegangspunten over de netbeheerders van december 2014.

Idealiter wordt uitgegaan van een gemiddelde kostprijs voor een jaarlijks verbruik van 4.800 kWh per jaar. Dat was de aanname in de eerste twee rapporten [VEA, 2012], [VEA, 2013/2]. Geen enkele typeklant heeft een jaarlijks verbruik van 4.800 kWh per jaar. Typeklanten Dc en Dc1 hebben een lager verbruik, maar zijn volgens de VREG toch representatief voor de generieke installatie. Typeklant Dd heeft een hoger jaarlijks verbruik (7.500 kWh). Typeklanten Dc en Dc1 hebben echter een te laag verbruik om een installatie van 5 kW<sub>piek</sub> te verantwoorden. Voor typeklant Dd is het wel verantwoord om een PV-installatie te zetten van 5 kW<sub>piek</sub>.

Er wordt daarom een gewogen gemiddelde prijs berekend voor typeklanten Dc, Dc1 en Dd. Hieronder staan de gemiddelde prijzen zoals berekend door de VREG op basis van de elektriciteitsprijzen op 1 januari 2015 en de verdeling over de netbeheerders in december 2014:

Typecategorie	c€ / kWh	Beschrijving typecategorie (jaarlijkse verbruik en type meter)
Dc	19,0	1.600 kWh dag + 1.900 kWh nacht; tweevoudige meter
Dc1	20,7	3.500 kWh dag; enkelvoudige meter
Dd	19,1	3.600 kWh dag + 3.900 kWh nacht; tweevoudige meter

Het gewogen gemiddelde van de elektriciteitsprijzen voor deze drie typeklanten (Dc, Dc1 en Dd) wordt berekend uitgaande van de verdeling van de klanten over de verbruikerscategorieën voor alle Vlaamse netbeheerders [Synergrid, 2014]:

Da : < 1.000 kWh	13%
Db : 1.000 - 2.500 kWh	28%
Dc (tweevoudig uurtarief) : 2.500 - 5.000 kWh	18%
Dc1 (enkelvoudig uurtarief) : 2.500 - 5.000 kWh	17%
Dd : 5.000 - 15.000 kWh	21%
De : >= 15.000 kWh	2%

Bron: Synergrid, 2014

In volgende tabel wordt de gewogen gemiddelde elektriciteitsprijs bepaald voor deze generieke installatie:

Typecategorie	c€ / kWh	Aandeel typecategorieën	c€ / kWh
Dc	19,0	32%	6,1
Dc1	20,7	30%	6,3
Dd	19,1	38%	7,2
<b>Gewogen gemiddelde elektriciteitsprijs</b>		<b>100%</b>	<b>19,5 c€ / kWh (incl. 6% BTW)</b>

#### Prosumententarief

Vanaf 1 juli 2015 wordt een prosumententarief ingevoerd voor eigenaars van PV-installaties [[http://www.vreg.be/sites/default/files/uploads/veelgestelde\\_vragen\\_prosumententarief.pdf](http://www.vreg.be/sites/default/files/uploads/veelgestelde_vragen_prosumententarief.pdf)]. Op basis

van deze tarieven en de verdeling van de huishoudelijke aansluitpunten over de netbeheerders op 1 november 2014 [VREG, 2014], wordt een gewogen gemiddelde tarief berekend van 77,6 €/kW (vermogen van de omvormer), inclusief 6% BTW.

Aangezien de generieke installatie een vermogen heeft van 5 kW<sub>piek</sub> en we uitgaan van een verhouding van 90% tussen het vermogen van de omvormer en het piekvermogen van de installatie, wordt voor de generieke installatie betaald:

$$- 5 \cdot 0,9 \cdot 77,6 = 349 \text{ € per jaar.}$$

We rekenen deze kost om naar een kostprijs per kWh geproduceerde zonnestroom:

$$- 349 / (5 \cdot 897) = 0,0778 \text{ €/kWh}$$

#### **Eindverbruikersprijs, rekening houdend met het prosumementarief**

De netto elektriciteitsprijs die uitgespaard wordt door de geproduceerde zonnestroom bedraagt:

$$- 0,195 - 0,0778 = 0,117 \text{ €/kWh, inclusief 6% BTW}$$

Dit is de elektriciteitsprijs die geldt vanaf 1 juli 2015. Het eerste jaar van de berekening omvat ook de eerste helft van 2016. Voor die periode gebruiken we de prijs van 2015 na indexatie aan 3,5%: 0,121 €/kWh, incl. 6% BTW. Voor het eerste jaar van de berekening (het jaar 2015-2016) gebruiken we de gemiddelde waarde voor dat jaar uitgaande van bovenstaande twee elektriciteitsprijzen: **0,119 €/kWh, incl. 6% BTW.**

#### **4.1.4 Berekening van de onrendabele top en bandingfactor**

##### **Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 1**

De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op: **35,2**

De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op: **0,363**



## 4.2 GS 10 kW AC vermogen < PV-installatie ≤ 250 kW AC vermogen (GS cat. 2)

### 4.2.1 Keuze van de referentie-installatie: PV-installatie van 125 kW<sub>piek</sub>

Voor de bepaling van de referentie-installatie voor deze categorie wordt gekeken naar de vermogens die geplaatst werden in het verleden. Hiervoor kon gebruik gemaakt worden van gegevens van de VREG. Het vermogen werd overgenomen uit het VEA-rapport 2012 [VEA, 2013]. Voor de periode 2013-2014 zitten er onvoldoende installaties in de VREG-databank om te kunnen nagaan of de referentie-installatie aangepast moet worden.

### 4.2.2 Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie

#### 4.2.2.1 *Bepaling van het jaarlijks aantal vollasturen van de referentie-installatie*

Voor de professionele PV-installaties wordt eveneens uitgegaan van de PV GIS tool en productiegegevens van PV-installaties in Vlaanderen volgens de website <http://www.pvlogging.be>. Voor categorie 2 en categorie 3 wordt echter aangenomen dat het alleen om platte daken gaat, niet om hellende daken. Dit geeft een heel klein verschil ten opzichte van het gewogen gemiddelde voor platte en hellende daken, namelijk **899 uren**. Dit verschil wordt toch doorgerekend, omdat we afronden op 3 beduidende cijfers. Voor de referenties, zie beschrijving voor PV-installaties ≤ 10 kW.

#### 4.2.2.2 *Bepaling van het aandeel eigenverbruik van de referentie-installatie*

Het **aandeel eigenverbruik** van de referentie-installatie is gelijk aan **0%**.

#### 4.2.2.3 *Bepaling van het aandeel zelfafname*

Het aandeel zelfafname wordt vastgelegd in het Energiebesluit, en bedraagt **65%**.

#### 4.2.2.4 *Constructieperiode*

De **constructieperiode (T<sub>c</sub>)** voor PV-installaties, gedefinieerd als de gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indiening, werd vastgelegd op **0 jaar**.

### 4.2.3 Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie

#### 4.2.3.1 *Bepaling van de elektriciteitsprijs ter compensatie van zelfafname*

De elektriciteit die zelf gebruikt wordt door het bedrijf, zorgt ervoor dat minder elektriciteit van het net verbruikt moet worden. In de eerste twee rapporten gebruikte het VEA EUROSTAT-statistieken om de gemiddelde vermeden elektriciteitsprijs te bepalen. In de rapporten die daar op volgden werd gebruik gemaakt van de resultaten van een bevraging van eigenaars van PV-installaties. Het gaat om PV-installaties waarvoor momenteel een dossier wordt ingediend voor verhoogde investeringsaftrek [VEA, 2014]. Deze resultaten werden ondertussen uitvoerig geanalyseerd en naast de EUROSTAT-statistieken gelegd. Uit deze analyse blijkt dat de EUROSTAT-gegevens die in de eerste twee rapporten gebruikt werden representatief zijn voor het gemiddelde bedrijf dat een PV-installatie van 125 kW plaatst (hetzelfde besluit geldt ook voor de generieke installatie van 400 kW). Daarom is het uiteindelijk ook aangeraden om de vermeden elektriciteitsprijs te baseren op de EUROSTAT-statistieken, eerder dan op de toch nog beperkte hoeveelheid facturen van PV-eigenaars. Hierdoor kunnen de trends in de elektriciteitsprijzen beter in rekening gebracht worden. Uitgaande van de facturen zijn er nog andere factoren die kunnen zorgen voor de stijging of daling van de gemiddelde prijs, omdat het om een

beperkt aantal gegevens gaat. De resultaten van de bevraging van PV-eigenaars zullen in de toekomst zeker nog verder verwerkt worden. Het is immers op basis van deze gegevens dat het VEA kan besluiten dat de vermeden elektriciteitsprijs op basis van de gebruikte EUROSTAT-gegevens representatief is voor de generieke installaties. Voor de installatie van 125 kW gebruiken we de gemiddelde elektriciteitsprijs zonder B.T.W. van band IB. De meest recente prijs is deze van het eerste semester van 2014: **0,148 €/kWh**. Deze waarde wordt gebruikt voor het jaar 2015.

#### 4.2.3.2 Bepaling van de elektriciteitsprijs die gekregen wordt voor geïnjecteerde elektriciteit

##### Basisprijs

Voor geproduceerde elektriciteit wordt steeds vertrokken van de **cal n+1 prijs op de ENDEX**, gemiddeld over het kalenderjaar (het jaar n) (zie hoofdstuk 3). We gebruiken de gemiddelde waarde van de periode 17 december 2013 – 16 december 2014: **0,0473 €/kWh**.

##### Correcties voor kannibalisatie, onbalans en profiel

De basisprijs die gebruikt wordt in de OT-berekeningen is een prijs voor een *base load* profiel. Dat wil zeggen dat de stroom evenredig verdeeld wordt over de ganse dag. Stroom van PV-panelen wordt niet geproduceerd volgens een *base load* profiel.

Het VEA heeft een bevraging uitgevoerd bij eigenaars van PV-installaties. Het gaat om PV-installaties waarvoor momenteel een dossier wordt ingediend voor verhoogde investeringsaftrek. Uit de ontvangen data blijkt dat de prijs voor geïnjecteerde stroom berekend wordt in functie van de ENDEX quarter ahead prijzen, de ENDEX month ahead prijzen of de ENDEX year ahead prijs. Bij de meerderheid is er een onderscheid tussen de prijs voor injectie tijdens normale uren en de prijs voor injectie tijdens stille uren. De normale uren komen overeen met de uren dat het dagtarief geldt. De stille uren zijn de uren dat het nachttarief geldt (inclusief het weekend). Op basis van deze gegevens heeft het VEA een inschatting gemaakt van de correctiefactor die moet toegepast worden op de ENDEX cal n+1 voor een installatie die 35% van de geproduceerde elektriciteit injecteert: **15,3%**. Deze waarde is gebaseerd op contracten die nog geldig zijn in het jaar 2015. De waarde uit het vorige rapport [VEA, 2014/1] was gebaseerd op contracten die nog geldig zijn in het jaar 2014 (waarvan een deel nog geldig is in 2015). Omdat er minder contracten waren die nog geldig waren in 2015, werden ook de contracten voor 2014 mee in rekening gebracht.

##### Injectietarief

De referentie-installatie van 125 kW<sub>piek</sub> valt in de categorie 26-1kV of in de categorie TRANS LS. Er werd een gemiddelde berekend voor beide categorieën, namelijk **2,62 €/MWh**. Dit zijn enkel de variabele injectiekosten. De vaste injectiekosten worden verrekend tot een vaste jaarlijkse kost.

#### 4.2.3.3 Netaansluitingskosten

We nemen aan dat de installatie aangesloten wordt op middenspanning. We gaan er van uit dat er geen nieuwe middenspanningskabine wordt geïnstalleerd enkel en alleen om een PV-installatie te kunnen plaatsen. Als er al een middenspanningskabine aanwezig is, dan nemen we aan dat deze voldoet aan de voorschriften van het KB van 2 juni 2008 betreffende de minimale voorschriften inzake veiligheid voor bepaalde elektrische installaties op arbeidsplaatsen. Daarin wordt gesteld dat er voor elke MS-cabine een risico-analyse moet gebeuren waaruit acties moeten voortvloeien die de risico's tot een aanvaardbaar niveau moeten brengen. Nieuwe MS-kabines voldoen altijd aan deze voorschriften. Alle bestaande middenspanningskabines moeten tegen 2014 aan deze voorschriften voldoen. Als de middenspanningskabines moeten aangepast worden, dan is dit niet alleen in het kader van de plaatsing

van een PV-installatie. Omwille van deze argumenten, worden hiervoor geen kosten in rekening gebracht.

De kosten voor netaansluiting kunnen bestaan uit volgende onderdelen:

- Aansluitvermogen (Infrax);
- Studiekost;
- 4 kwadrantenmeter;
- Groenestroomteller;
- In dienst name testen ontkoppeling decentrale productie ter plaatse (Eandis);
- Verzwaring aansluiting of nieuwe aansluiting;
- Vermogensrecht op extra vermogen.

Voor de OT-berekeningen wordt uitgegaan van een bedrijf dat geen extra vermogen nodig heeft voor de PV-installatie. De totale investeringskost werd ditmaal gebaseerd op facturen van eigenaars van PV-installaties (zie volgende paragraaf). Deze facturen omvatten eveneens de hierboven vermelde netaansluitingskosten.

#### 4.2.3.4 Specifieke investeringskosten

De **specifieke investeringskost** van een PV-installatie van 125 kW<sub>piek</sub> omvat:

- De aankoop en de plaatsing van de zonnepanelen;
- De aankoop en de plaatsing van het montagesysteem;
- Bekabeling van de installatie;
- De aankoop en de plaatsing van de omvormers;
- Keuring van de installatie.

We hebben eigenaars van PV-installaties bevestigd. Het gaat om PV-installaties die in dienst genomen werden in de loop van 2014. Een deel ervan heeft facturen opgestuurd van de ganse investering, inclusief de netaansluitingskosten. Anderzijds hebben we ook de installateurs (leden van PV-Vlaanderen en deelnemers actie "Stroom van eigen kweek") opnieuw bevestigd.

Uit de resultaten van deze bevestigingen hebben we een gemiddelde **totale investeringskost van 1.230 €/ kW<sub>piek</sub>** afgeleid voor de generieke installatie.

#### 4.2.3.5 Vaste kosten

Voor installaties in de categorie 10 kW < PV-installatie ≤ 250 kW worden wel onderhoudskosten in rekening gebracht. De eigenaars van PV-installaties hebben ook op deze vraag geantwoord. Het viel op dat slechts één van de eigenaars een contract had afgesloten voor jaarlijks onderhoud. De andere eigenaars hebben bij de aankoop van de installatie geen onderhoudskost afgesloten. Bijkomende informatie leert dat dit niet betekent dat er geen onderhoudskosten worden betaald. Ze worden betaald wanneer ze nodig zijn. Voor de OT-berekeningen is het echter nodig om op voorhand al in te schatten hoeveel deze kosten bedragen over de ganse beleidsperiode. Het is dus niet correct om aan te nemen dat deze investeerders geen onderhoudskosten zullen krijgen. Voor deze formule wordt wellicht gekozen omdat er een kans bestaat dat de totale onderhoudskost lager uitvalt dan uitgaande van een vast onderhoudscontract. Dit is echter niet zeker. Voor deze berekeningen gaan we daarom alleen uit van kosten voor jaarlijkse onderhoudscontracten.

Eenzijds beschikken we over de kostengegevens die aangeleverd werden in het kader van de eerste berekeningen in december 2012. Deze kostprijzen werden gebruikt tot en met het voorgaande rapport en werden daarvoor eenmaal geïndexeerd aan 2%. Anderzijds beschikken we over een aantal bijkomende onderhoudscontracten die opgestuurd werden in de loop van de bevraging van de eigenaars en tijdens de periode van stakeholderoverleg. Deze gegevens werden toegevoegd aan de geïndexeerde kostengegevens van eind 2012 en op basis van deze geactualiseerde data werd een geactualiseerde trendlijn bepaald en werden geactualiseerde onderhoudskosten bepaald voor categorie 2 en voor categorie 3.

Voor categorie 2 levert dit een vaste kost van 18,8 €/kW<sub>piek</sub> op.

Bij deze vaste kost wordt nog de vaste injectiekost opgeteld. Samen levert dit een totale jaarlijkse vaste onderhoudskost op van **25,4 €/kW<sub>piek</sub>**.

#### 4.2.3.6 Vervangingsinvestering omvormers

Wegens een gebrek aan recentere informatie, gebruiken we dezelfde aanname als in het VEA-rapport 2014 [VEA, 2014/1]: **149 € per kW<sub>piek</sub>**.

### 4.2.4 Berekening van de onrendabele top en bandingfactor

#### Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 2

De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op: **33,5**

De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op: **0,345**

## 4.3 GS 250 kW AC vermogen < PV-installatie ≤ 750 kW AC vermogen (GS cat. 3)

### 4.3.1 Keuze van de referentie-installatie: PV-installatie van 400 kW<sub>piek</sub>

Voor de bepaling van de referentie-installatie voor deze categorie wordt gekeken naar de vermogens die geplaatst werden in het verleden. Hiervoor kon gebruik gemaakt worden van gegevens van de VREG. Het vermogen werd overgenomen uit het VEA-rapport 2012 [VEA, 2013]. Voor de periode 2013-2014 zijn te weinig installaties opgenomen in de VREG-databank om te kunnen bepalen of een andere referentie-installatie moet gekozen worden.

### 4.3.2 Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie

#### 4.3.2.1 Bepaling van het jaarlijks aantal vollasturen van de referentie-installatie

Voor de professionele PV-installaties wordt eveneens uitgegaan van de PV GIS tool en productiegegevens van PV-installaties in Vlaanderen volgens de website <http://www.pvlogging.be>. Voor categorie 2 en categorie 3 wordt echter aangenomen dat het alleen om platte daken gaat, niet om hellende daken. Dit geeft een heel klein verschil ten opzichte van het gewogen gemiddelde voor PV-installaties ≤ 10 kW, namelijk **899 uren**. Dit verschil wordt toch doorgerekend, omdat we afronden op 3 beduidende cijfers. Voor de referenties, zie beschrijving voor PV-installaties ≤ 10 kW.

#### 4.3.2.2 Bepaling van het aandeel eigenverbruik van de referentie-installatie

Het **aandeel eigenverbruik** van de referentie-installatie is gelijk aan **0%**.

#### 4.3.2.3 Bepaling van het aandeel zelfafname

Het aandeel zelfafname wordt vastgelegd in het Energiebesluit en bedraagt **65%**.

#### 4.3.2.4 Constructieperiode

De **constructieperiode (T<sub>c</sub>)** voor PV-installaties, gedefinieerd als de gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indiening, werd vastgelegd op **0 jaar**.

### 4.3.3 Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie

#### 4.3.3.1 Bepaling van de elektriciteitsprijs ter compensatie van zelfafname

De elektriciteit die zelf gebruikt wordt door het bedrijf, zorgt ervoor dat minder elektriciteit van het net verbruikt moet worden. In dit rapport baseren we ons op de EUROSTAT-statistieken om de gemiddelde vermeden elektriciteitsprijs te bepalen voor de generieke installatie van 400 kW<sub>piek</sub>. Meer uitleg omtrent deze beslissing staat ter hoogte van 4.2.3.1, pagina 17. De tweede berekening van de onrendabele toppen voor PV-installaties werd aangenomen dat het bedrijf horende bij de generieke installatie een jaarlijks verbruik van 780 MWh heeft [VEA, 2013/2]. Om de gemiddelde vermeden elektriciteitsprijs voor dit bedrijf te bepalen, wordt gebruik gemaakt van een trendlijn doorheen de elektriciteitsprijzen van de verschillende verbruikersbanden die onderscheiden worden door EUROSTAT, net zoals in rapport [VEA, 2013/2]. Op die manier wordt een elektriciteitsprijs berekend van **0,124 €/kWh, exclusief B.T.W.**. Deze prijs is gebaseerd op statistieken voor het eerste semester van 2014, maar worden in deze berekeningen gebruikt als vermeden elektriciteitsprijzen in het jaar 2015.

#### 4.3.3.2 Bepaling van de elektriciteitsprijs die gekregen wordt voor geïnjecteerde elektriciteit

#### Basisprijs

Voor geproduceerde elektriciteit wordt steeds vertrokken van de **cal n+1 prijs op de ENDEX**, gemiddeld over het kalenderjaar (het jaar n) (zie hoofdstuk 3). We gebruiken de gemiddelde waarde van de periode 17 december 2013 – 16 december 2014: **0,0473 €/kWh**.

#### Correcties voor kannibalisatie, onbalans en profiel

De basisprijs die gebruikt wordt in de OT-berekeningen is een prijs voor een *base load* profiel. Dat wil zeggen dat de stroom evenredig verdeeld wordt over de ganse dag. Stroom van PV-panelen wordt niet geproduceerd volgens een *base load* profiel.

Het VEA heeft een bevraging uitgevoerd bij eigenaars van PV-installaties. Het gaat om PV-installaties die een dossier hebben ingediend voor verhoogde investeringsaftrek. Uit de ontvangen data blijkt dat de prijs voor geïnjecteerde stroom berekend wordt in functie van de ENDEX quarter ahead prijzen, de ENDEX month ahead prijzen of de ENDEX year ahead prijs. Bij de meerderheid is er een onderscheid tussen de prijs voor injectie tijdens normale uren en de prijs voor injectie tijdens stille uren. De normale uren komen overeen met de uren waar het dagtarief geldt. De stille uren zijn de uren waar het nachttarief geldt (inclusief het weekend). Op basis van deze gegevens heeft het VEA een inschatting gemaakt van de correctiefactor die moet toegepast worden op de ENDEX cal n+1 voor een installatie die 35% van de geproduceerde elektriciteit injecteert: **15,3%**. Deze waarde is gebaseerd op contracten die nog geldig zijn in het jaar 2015. De waarde uit het vorige rapport [VEA, 2014/1] was gebaseerd op contracten die nog geldig zijn in het jaar 2014 (waarvan een deel nog geldig is in 2015). Omdat er minder contracten waren die nog geldig waren in 2015, werden ook de contracten voor 2014 mee in rekening gebracht.

## Injectietarief

De referentie-installatie van 400 kW<sub>piek</sub> valt in de categorie 26-1kV of in de categorie TRANS LS. Er werd een gemiddelde berekend voor beide categorieën, namelijk **2,62 €/MWh**. Dit zijn de variabele injectiekosten. Er zijn ook vaste jaarlijkse injectiekosten. Deze worden verrekend als een vaste jaarlijkse kost.

### 4.3.3.3 Totale investeringskost

Recentelijk worden enkele installaties geplaatst binnen categorie 3. Deze zijn nog niet geregistreerd in de VREG-databank. Buiten mondelinge informatie over de kostprijs, hebben we voor één installatie ook een schriftelijke onderbouwing van de kostprijs. De kostprijzen liggen bij elkaar in de buurt. Daarom gaan we uit van de kostprijs waarvoor we de meeste onderbouwing hebben: **1.170 €/kW<sub>piek</sub>**.

### 4.3.3.4 Vaste kosten

Tijdens de periode van stakeholderoverleg werd bijkomende kosteninformatie verzameld en werd bijkomende informatie verzameld omtrent de onderhoudskosten. Uiteindelijk wordt ervoor gekozen om een onderhoudskost te baseren op de geïndexeerde kosteninformatie die verzameld werd in december 2012 (voor het eerste rapport) en de bijkomende onderhoudscontracten die verzameld werden in het kader van dit rapport. Meer informatie hierover is te vinden ter hoogte van 4.2.3.5. Vaste kosten, pagina 19. Hieruit volgt voor een installatie van 400 kW<sub>piek</sub> een onderhoudskost van 14,9 €/kW<sub>piek</sub>.

Hierbij tellen we de vaste injectiekosten. Samengeteld geeft dit een **vaste kost van 17,0 €/kW<sub>piek</sub>**.

### 4.3.3.5 Vervangingsinvestering omvormers

Wegens een gebrek aan recentere informatie, gebruiken we dezelfde aanname als in het VEA-rapport 2012 [VEA, 2013]: **149 € per kW<sub>piek</sub>**.

## 4.3.4 Berekening van de onrendabele top en bandingfactor

### Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 3

De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op: **36,2**  
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op: **0,373**

# Indicatieve onrendabele toppen en bandingfactoren: $n+1$ , $n+2$ , $n+3$

Overeenkomstig het bepaalde in artikel 7.1.4/1 §1, derde lid van het Energiedecreet voert het VEA ook een berekening uit van de bandingfactoren voor de komende drie jaren, op basis van verwachte prijsevoluties. Deze berekening is indicatief. Het VEA berekent (half)jaarlijks de OT en Bf o.b.v. de meest actuele gegevens. De enige juridisch bindende bandingfactoren zijn deze, vastgelegd in het ministerieel besluit.

Onderstaande gegevens dienen dan ook enkel beschouwd te worden als een voorafberekening van *mogelijke* evoluties in de toekomst.

## 5 Overzicht OT/Bf $n+1$ (2016-2017)

	GS Cat 1	GS cat 2	GS cat 3
OT	30,4	29,5	32,7
Bf	0,313	0,304	0,337
Bf (max)	n.n.b.	n.n.b.	n.n.b.

## 6 Overzicht OT/Bf $n+2$ (2017-2018)

	GS Cat 1	GS cat 2	GS cat 3
OT	25,4	25,3	29,0
Bf	0,262	0,261	0,299
Bf (max)	n.n.b.	n.n.b.	n.n.b.

## 7 Overzicht OT/Bf n+3 (2018-2019)

	GS cat 1	GS cat 2	GS cat 3
OT	20,3	21;0	25,2
Bf	0,209	0,216	0,260
Bf (max)	n.n.b.	n.n.b.	n.n.b.



# Overzicht parametertabellen

## 8 Parametertabel financieel-economische parameters

	<i>Eenheid</i>	<i>Beschrijving</i>	<i>Waarde (alle cat.)</i>
$r_d$	[%]	De interestvoet op de banklening	5,0%
$i_{EL,ZA}$	[%]	De verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering van de vermeden kost voor elektriciteit door zelfafname	3,5%
$i_{EL,V}$	[%]	De verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering van de marktwaarde elektriciteit bij verkoop	2,0%
$i_{OK}$	[%]	De verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering van de operationele kosten	2,0%
E	[%]	Het aandeel eigen vermogen in de totale investering	Cat.1: 100% Cat.2 & 3: 20%
i	[%]	Het deel van de investering dat in aanmerking komt voor investeringsaftrek	100%
IAP	[%]	Het percentage van de investeringsaftrek	13,5%
b	[%]	Het percentage vennootschapsbelasting	33,99%
$P_{EL,V}$	[€/kWh]	De marktwaarde elektriciteit bij verkoop in jaar 0	0,0473

## 9 Parametertabel voor PV

	Eenheid	GS Cat. 1	GS Cat. 2	GS Cat. 3
U	[kW <sub>e</sub> ]	5	125	400
EV <sub>EL</sub>	[%]	0%	0%	0%
EV <sub>GSC</sub>	[%]	0%	0%	0%
K <sub>i</sub>	[€/kW <sub>e</sub> ]	1.610	1.230	1.170
R	[%]	5%*	5%*	5%*
E	[%]	100%	20%	20%
r <sub>d</sub>	[%]	N.V.T.	5,0%	5,0%
T <sub>b</sub>	[jaar]	15*	15*	15*
T <sub>c</sub>	[jaar]	0	0	0
T <sub>a</sub>	[jaar]	15*	15*	15*
I	[%]	N.V.T.	100%	100%
IAP	[%]	N.V.T.	13,5%	13,5%
VU	[u]	897	899	899
ZA <sub>EL</sub>	[%]	100%*	65%*	65%*
P <sub>EL,ZA</sub>	[€/kWh]	0,119	0,148	0,124
P <sub>IN</sub>	[€/kWh]	N.V.T.	15,3%* P <sub>EL,V</sub> + 0,00262	15,3%* P <sub>EL,V</sub> + 0,00262
i <sub>EL,ZA</sub>	[%]	3,5%	3,5%	3,5%
i <sub>EL,V</sub>	[%]	N.V.T.	2,0%	2,0%
K <sub>V</sub>	[€/kW <sub>e</sub> ]	0 <sup>1</sup>	25,4	17,0
B	[%]	N.V.T.	33,99%	33,99%
l <sub>V</sub>	[€/kW <sub>e</sub> ]	262 <sup>2</sup>	149 <sup>3</sup>	149 <sup>5</sup>
Levensduur	[jaar]	12	12	12

\*: in Energiebesluit vastgelegde parameterwaarden

<sup>1</sup> De netvergoeding werd eerst doorgerekend als een vaste kost. In dat geval neemt deze toe met 2% per jaar, De verwachting is dat de elektriciteitsprijs vooral zal stijgen door stijgingen in de nettarieven en dus ook in het prosumementarief. In die omstandigheden is het niet realistisch om aan te nemen dat de elektriciteitsprijs op zich sterker toeneemt dan het prosumementarief. Daarom wordt het prosumementarief omgerekend naar een prijs per kWh en in mindering gebracht van de elektriciteitsprijs.

<sup>2</sup> 257 €/kW<sub>piek</sub> is het bedrag dat nodig is om, aan een inflatie van 2% per jaar, binnen 12 jaar uit te komen op een totaal bedrag van 1.607 € voor de vervanging van de omvormers. Het gaat om een vervangingsinvestering die gedaan wordt na 12 jaar. Het bedrag dat in dat jaar betaald zal worden is 1.607 €.

<sup>3</sup> 149 €/kW<sub>piek</sub> is het bedrag dat nodig is om, aan een inflatie van 2% per jaar, binnen 12 jaar uit te komen op een totaal bedrag van 23.585 € en 75.471 € voor respectievelijk de installaties van 125 kW<sub>piek</sub> en 400 kW<sub>piek</sub> voor de vervanging van de omvormers. Het gaat om een vervangingsinvestering die gedaan wordt na 12 jaar. Omdat het om een afgerond bedrag per kW<sub>piek</sub> gaat (3 beduidende cijfers), komt de totale investering op een ander bedrag uit (een iets hoger bedrag).

# Referenties

Arrest Hof van Beroep Brussel nr. 2013/AR/26, 27 november 2013, PV Vlaanderen et al. / CREG, onuitg.

Eandis (2012). Schriftelijke communicatie van statistieken over het gebruik van de verschillende types elektriciteitsmeters in Vlaanderen.

EUROSTAT, [http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg\\_pc\\_205&lang=en](http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_pc_205&lang=en), Electricity - industrial consumers - half-yearly prices - new methodology from 2007 onwards [nrg\_pc\_205], 11 november 2013.

D.C. Jordan, R.M. Smith, C.R. Osterwald, E. Gelak, S.R. Kurtz (2010). Outdoor PV Degradation Comparison. Presented at the 35<sup>th</sup> IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Honolulu, Hawaii.

Lijst met de productie-installaties waaraan groenestroomcertificaten worden toegekend, aangeleverd door de VREG, november 2013.

Onrendabele toppen van duurzame elektriciteitsopties 2010, VITO november 2010.

Vlaams Energieagentschap, Rapport 2012, Definitieve berekeningen OT/Bf, 8 januari 2013.

Vlaams Energieagentschap, Rapport 2013/1, Rapport OT/Bf uitgestelde projectcategorieën, 20 maart 2013.

Vlaams Energieagentschap, Rapport 2013/2, Definitief rapport OT/Bf voor projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2014, 1 juli 2013.

Vlaams Energieagentschap, Rapport 2014/1, Definitief rapport OT/Bf voor projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2015, 30 juni 2014.

VREG (2013). Marktmonitor 2013.

VREG (2014). Maandelijks berekening van de gewogen gemiddelde elektriciteitsprijzen in Vlaanderen.

Website PV GIS: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>