



Achtergrondrapport

Een lift naar genoeg groene energie?



Brussel, 7 december 2017

Disclaimer:

Dit achtergrondrapport werd opgemaakt door het SERV-secretariaat ter ondersteuning van het sociaal-economisch overleg en de beleidsadvisering door de sociale partners in de SERV. De bevindingen, interpretaties en conclusies in dit rapport vallen volledig onder de verantwoordelijkheid van het SERV-secretariaat en kunnen op geen enkele wijze toegeschreven worden aan de Raad, een organisatie vertegenwoordigd in de Raad of een lid van de Raad.

Contactpersoon: Annemie Bollen, abollen@serv.be

Inhoud

Inhoud	3
Samenvatting	5
Rapport	9
1 Inleiding	9
2 Situering adviesvraag	9
2.1 Nieuwe subdoelen hernieuwbare energie	11
2.2 Voorstellen inzake aangepaste energieheffing	11
2.3 Voorstellen inzake quotumaanpassing	15
2.4 Voorstellen inzake uit de marktnames van certificaten	17
3 Hernieuwbare energiedoelen	19
3.1 EU-richtlijn 2009: België 13% hernieuwbare energie	19
3.2 Akkoord over Belgische lastenverdeling (2015)	20
3.3 Vlaamse subdoelen (2017)	22
3.4 Kloof tot Vlaams 2020-doel hernieuwbare energie	26
3.5 'Lastenverdeling bis'?	31
3.6 Kloof tot ev. verhoogd HE-doel	35
4 Hernieuwbare energieproductie en –installaties	37
4.1 Productie	37
4.2 Vermogen	42
4.3 PV	45
4.4 Wind	51
4.5 Zonneboilers	54
4.6 Warmtepompen	56
4.7 HE in Vlaanderen vergeleken met EU	57
5 Certificaten	58
5.1 Toegekende certificaten en kosten	59
5.2 Onzekerheden over kosten certificatensystemen	63
5.3 Certificatenschuld: overschotten en nettarijfsaldi	71
5.4 Doorerekende certificatenkosten	77
5.5 Certificaatplichtige leveringen	84
6 Flexmex en boete	86
6.1 Boete	86
6.2 Flexmex	87

6.3	Aankoop van andere gewesten (i.e. Wallonië)	88
6.4	Aankoop van andere landen	89
6.5	Opties vergeleken	93
6.6	Kosten van flexmex	99
7	Energiefonds en overige financiering	101
7.1	Energiefonds	101
7.2	Netbeheerderspremies	111
8	Analyse van impact van voorstellen	112
8.1	Impact op doelgroepen	112
8.2	Impact op REG en HE	121
9	Leveringen, aansluitpunten, klantentypes,	122
10	Datanoden	125
	Referentielijst	128
	Lijst met figuren	130

Samenvatting

In dit achtergrondrapport bundelt het SERV-secretariaat cijfergegevens over hernieuwbare energie in Vlaanderen; de doelstellingen, de productie, de certificaten systemen, de financiering, etc. Dit cijfer rapport werd opgemaakt ter onderbouwing van het overleg van de sociale partners in de SERV over een wijziging van het Energiedecreet die de energieheffing verlaagt en de certificatenquota verhoogt. Dit overleg mondde uit in het SERV-advies 'Een lift naar genoeg groene energie?' dat op 4 december 2017 door de SERV werd goedgekeurd. Dat advies gaat ook in op de recente plannen van de Vlaamse Regering om de certificatenoverschotten aan te pakken en op de recent door de Vlaamse regering voorgestelde subdoelstellingen voor hernieuwbare energie in 2020.

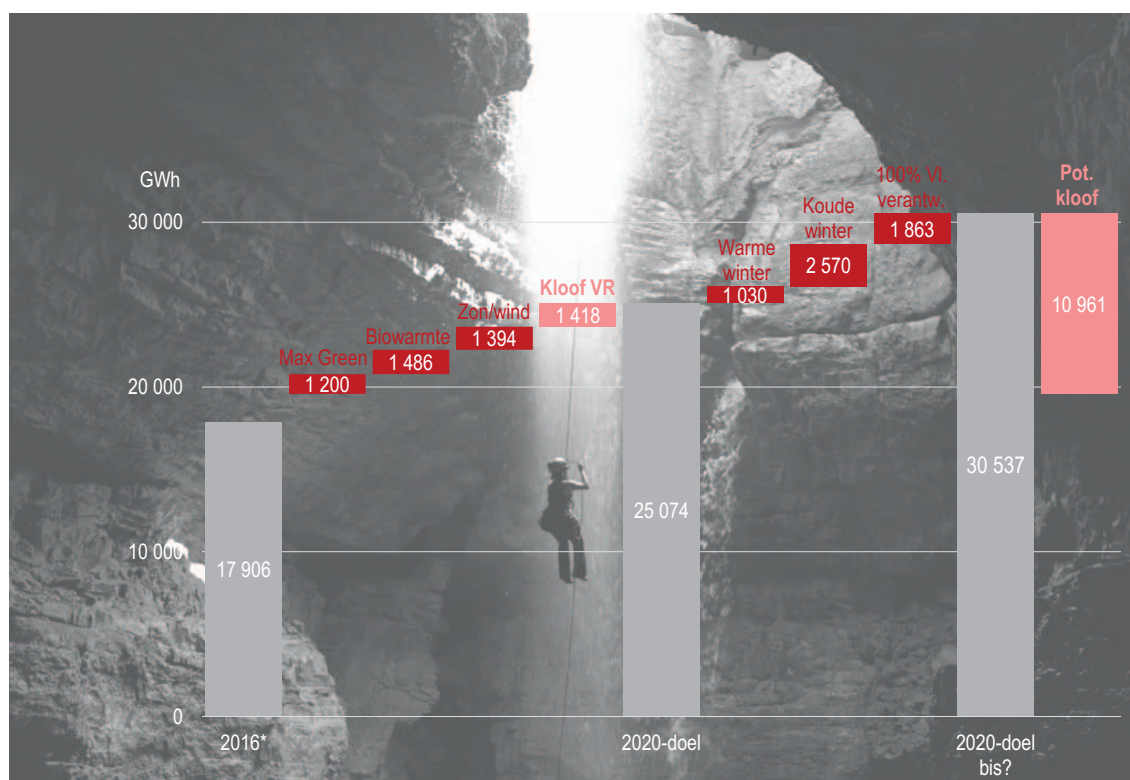
Zonder exhaustief te zijn, worden hieronder enkele kernpunten uit de analyse samengevat.

Kloof tot doel is wellicht veel groter

Vlaanderen moet in navolging van het Belgische lastenverdelingsakkoord in 2020 25.074 GWh hernieuwbare energie produceren. De Vlaamse Regering gaf op 6 oktober 2017 aan hoe zij deze doelstelling wil invullen. In vergelijking met eerdere subdoelstellingen voorzien de nu voorgestelde subdoelstellingen minder ruimte voor biomassa, meer voor zonne-energie en windenergie. De voorgestelde subdoelstellingen zijn daarbij niet sluitend; een kloof van 1.418 GWh tot de doelstelling blijft 'onbestemd'.

Die kloof tot de doelstelling kan volgens de analyses van het SERV-secretariaat in minder optimistische scenario's tot 8 keer groter zijn dan de Vlaamse Regering veronderstelt (10.961 GWh) (Figuur 1). Dat kan het geval zijn als de subdoelstellingen niet gerealiseerd worden en/of als de Vlaamse doelstelling verhoogt om de Belgische lastenverdeling sluitend te maken.

Figuur 1: Kloof kan 8 keer groter zijn dan Vlaamse Regering veronderstelt¹



De kloof naar de Vlaamse doelstelling kan met name groter zijn dan verwacht omdat de veronderstelde investeringen in zon, wind en bio-energie voor 2018 en 2019 erg ambitieus zijn, maar op een dergelijke korte termijn wellicht te optimistisch zijn. De veronderstelde groeipercentages liggen ver af van de prognoses die VEA (Vlaams Energieagentschap) en ODE (Organisatie Duurzame Energie) eerder uitten in het bijzonder voor zonne-energie, windenergie en biowarmte-installaties. De tijd tot eind 2019 – de productie in 2020 is namelijk van tel voor de doelstelling – is trouwens bijzonder kort in vergelijking tot de leadtime voor de meeste grote projecten. Het beleid en het investeringsklimaat zijn bovendien nauwelijks versterkt of zijn zelfs onzekerder geworden. Ook de eventuele twijfels over de toekomstige exploitatie van de Max Greeninstallatie dreigen de kloof tot de doelstelling te vergroten. Daardoor

¹ 2016*: voorlopige cijfers.

zou de kloof die de Vlaamse Regering op 1418 GWh inschat, in een minder optimistisch scenario 5.498 GWh kunnen bedragen.

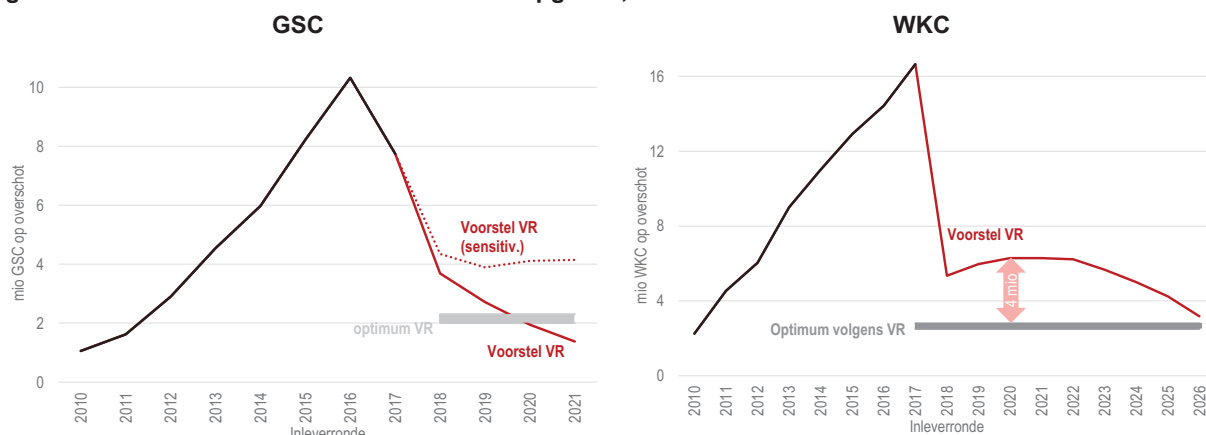
Daarnaast kan de kloof tot de doelstelling groter worden, omdat de 25.074 GWh-hernieuwbare energiedoelstelling mogelijk nog aangepast wordt in een 'lastenverdeling bis'. Zo'n lastenverdeling bis lijkt nodig omdat de Belgische lastenverdeling afgesproken in december 2015 wellicht niet sluitend is. Het Belgische samenwerkingsakkoord voorziet absolute groene energieproductiedoelen (in Mtep²) voor de regio's die gegeven een bepaald finaal energieverbruik zorgen dat de 13% hernieuwbare energiedoelstelling wordt gehaald. Maar de veronderstelde energieverbruiken voor 2020 (378 TWh) zijn wellicht veel lager dan realistisch is. In het geval het energieverbruik voor 2020 hoger is dan 378 TWh moet het overlegcomité een soort lastenverdeling-bis afspreken met bijkomende maatregelen in de regio's om de kloof naar de Belgische 13% hernieuwbare energiedoelstelling te dekken. De omvang van de bijkomende verplichtingen voor Vlaanderen zal afhangen van het verbruik in 2020 (afhankelijk van conjunctuur, klimaat, energie-efficiëntiebeleid, ...) en van de afspraken gemaakt in het overlegcomité (lastenverdeling-bis). In een tegenvallend scenario met een Belgisch finaal energieverbruik van 420 TWh in 2020 (vergelijkbaar met 2013) en een volledige Vlaamse verantwoordelijkheid hiervoor, kan er een extra kloof tot de doelstelling van 5.463 GWh ontstaan.

GSC-overschotten worden tegen 2020 opgelost, WKC-overschotten niet helemaal

De maatregelen die de Vlaamse Regering reeds nam en nog voorziet voor de aanpak van de **groene stroomcertificatenoverschotten** – een quotumstijging en uit de marktnames van certificaten met de opbrengst van de energieheffing – zijn wellicht voldoende om de GSC-overschotten tegen 2020 terug te dringen tot een buffer die nodig is om de GSC-markt voldoende liquide te houden. Als er evenwel meer certificaten worden toegekend dan VEA veronderstelt (bv. door 'gullere' verlengingen, de op korte termijn hogere steun voor Max Green, meer steun aan grootschalige PV-installaties door kortere steunduur, ...), kunnen de GSC-overschotten terug toenemen.

De **WKC-overschotten** zullen na de voorziene grootschalige éénmalige uit de marktnamen van 12,5 mio WKC's sterk dalen. Nadien zullen de WKC-overschotten echter terug toenemen. Volgens de plannen van de Vlaamse Regering zullen de WKC-overschotten minstens tot na 2026 hoger zijn dan de liquiditeitsbuffer. In 2020 zal het overschot boven de optimale buffer naar schatting uit 4 mio WKC-certificaten bestaan.

Figuur 2: GSC-overschotten worden voor 2020 opgelost, WKC-overschotten niet helemaal

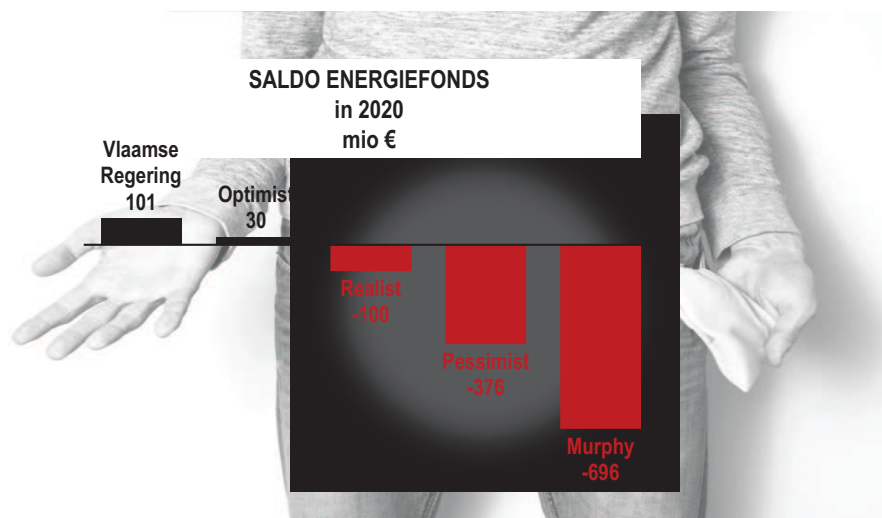


Energiefonds heeft enkel in optimistisch scenario genoeg middelen

Het Energiefonds dat nu vooral gespijsd wordt met de inkomsten van de energieheffing zal in optimistische scenario's voldoende middelen hebben, maar zal bij tegenvallers tot bij 700 mio € tekort hebben in 2020.

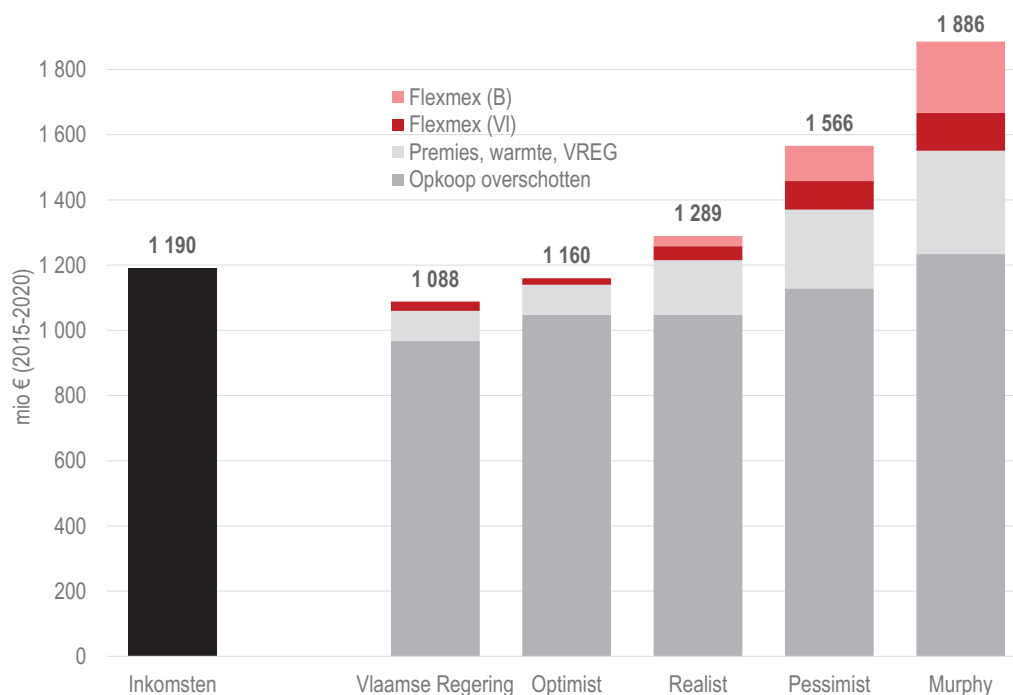
² Mtoe: miljoen ton olie-equivalenten.

Figuur 3: Energiefonds kan bij tegenvallers tot bijna 700 mio € tekort hebben in 2020



In een optimistisch scenario is er met de verwachte middelen in het Energiefonds voldoende ruimte om de verwachte onbestemde kloof van 1418 GWh in 2020 te dichten met extra maatregelen in de eigen regio en/of flexibiliteitsmechanismen én om tegelijkertijd de WKC-overschotten vervroegd – met name voor 2020 - af te lossen. In minder optimistische scenario's is de kloof tot de doelstelling hoger en zijn kosten groter o.a. omdat er mogelijk meer certificaten worden toegekend dan verwacht (door verlengingen, ...), omdat er meer en/of duurdere flexibiliteitsmechanismen moeten worden aangekocht en/of omdat er meer middelen noodzakelijk worden verondersteld om de bredere energietransitieprojecten te ondersteunen. In die minder optimistische scenario's is er wellicht niet voldoende ruimte op het Energiefonds om de kloof te dichten. Afhankelijk van de gemaakte veronderstellingen kan het tekort op het Energiefonds in 2020 oplopen tot 700 mio €.

Figuur 4: Geen marge voor extra kosten in minder optimistische scenario's

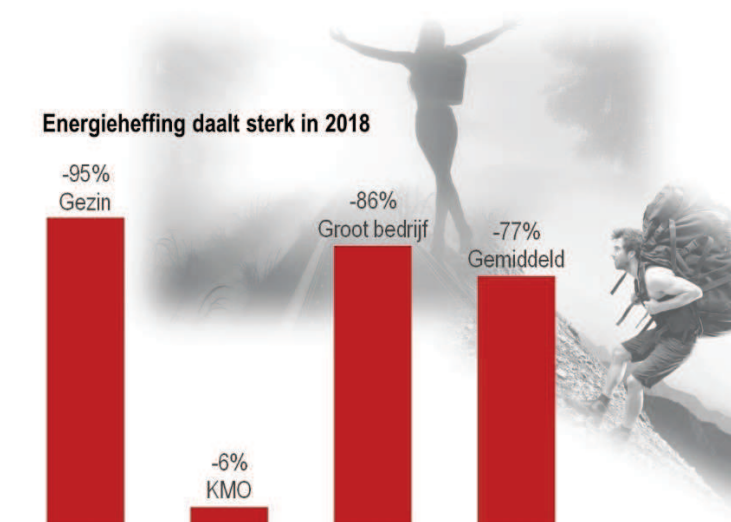


Gemiddelde certificatenfactuur verlaagt sterk, maar er zijn uitzonderingen

De voorgestelde nieuwe energieheffing zal gemiddeld aanzienlijk lager zijn dan de oude energieheffing. Een gemiddeld gezin zal in 2018 nog 5% van de oude energieheffing moeten betalen. Een gemiddelde KMO zal in 2018 nog 94% van de oude heffing betalen; een grootverbruiker (met een enkel aansluitingspunt) 14% (Figuur 5). Voor bepaalde kleinverbruikers op midden- en hoogspanning zal de nieuwe heffing hoger zijn dan de oude. Bovendien zorgen de

verhoogde WKC-quota vanaf 2020 ervoor dat de doorgerekende certificatenkosten voor bepaalde grootverbruikers dan groter zullen dan in het scenario bij ongewijzigd beleid.

Figuur 5: Heffing daalt vooral voor huishoudens en grootverbruikers



Rapport

1 Inleiding

Dit achtergrondrapport werd opgemaakt door het SERV-secretariaat ter onderbouwing van het overleg tussen de sociale partners inzake de aanpassingen die de Vlaamse Regering eind 2017 voorstelde aan de energieheffing, de certificatenquota, de certificatensteun en de subdoelstellingen voor hernieuwbare energie.

In dit cijfer rapport worden volgende elementen nader geanalyseerd en gedocumenteerd:

- de voorstellen van de Vlaamse Regering (deel 2)
- de hernieuwbare energiedoelen (deel 3)
- de hernieuwbare energieproductie en –installaties (deel 4)
- de certificaten systemen (deel 5)
- de flexibiliteitsmechanismen en de boete (deel 6)
- het Energiefonds en andere financieringskanalen (deel 7)
- de impact van de voorgestelde wijzigingen aan de energieheffing en de certificatenquota (deel 8)
- de elektriciteitsleveringen, aansluitingspunten, klantentypes (deel 9)
- de datanoden (deel 10).

Het rapport bevat enkele scenario-analyses. Over de keuze van deze scenario's kan gediscussieerd worden. Om relatief eenvoudig andere scenario's te kunnen berekenen, werden heel wat basiscijfergegevens mee gedocumenteerd.

2 Situering adviesvraag

De Vlaamse Regering stelde recent heel wat wijzigingen voor aan het Vlaamse hernieuwbare energiebeleid (Figuur 6 en Figuur 7). Hieronder worden enkele van deze wijzigingen nader toegelicht:

- de nieuwe subdoelen voor hernieuwbare energie (2.1)
- de voorstellen voor de aanpassing van energieheffing (2.2)
- de voorstellen inzake de gewijzigde certificatenquota (2.3)
- de voorstellen rond de uit de marktneming van certificaten (2.4)

Figuur 6: Recente initiatieven inzake hernieuwbare energiebeleid

September-verklaring³ 	■	omvorming van de energieheffing en verlaging van de tarieven van de energieheffing . Dat betekent voor een gemiddeld gezin een verlaging van 103 €/jaar in 2017 naar 5 €/jaar in 2018.
	■	stijging van de groenestroomcertificatenquota met 1 procentpunt tot 21,5%, hetgeen een gemiddeld gezin 4 euro meer per jaar zou kosten (incl. BTW).
	■	introductie van een supercap voor zeer energie-intensieve bedrijven
	■	introductie van investeringssteun voor kleine windturbines
	■	introductie van investeringssteun voor batterijen
Nota minister Tommelein ⁴	■	oplossing van de overschotten tot een buffer van 2,3 mio GSC en 2,8 mio WKC
	■	stijging van de WKK-certificatenquota in 2019 en 2020 naar 11,2% (van 9,3 resp. 7%), hetgeen een gemiddeld gezin 8 euro meer per jaar zal kosten in 2020 ten opzichte van ongewijzigd beleid (incl. BTW).
	■	opkoping van certificatenoverschotten met inkomsten van de heffing

³ [Septemberverklaaring](#) van de Vlaamse Regering betreffende de algemeen maatschappelijke situatie en betreffende de krachtlijnen van de begroting 2018. 25 september 2017

⁴ Nota van 27 september 2017

Energieplan 2020	■ bijstelling van de subdoelstellingen voor 2020: hogere doelen voor windenergie en zonne-energie en minder voor bio-energie ■ introductie van een 'onbestemde' kloof van 1.418 GWh tot de Vlaamse hernieuwbare energiedoelstelling in 2020 ■ bekendmaking van de voorlopige cijfers over de hernieuwbare energieproductie in 2016
Wijziging Energiedecreet⁵	■ introductie van de mogelijkheid tot plafonnering van certificatensteun ■ geen certificatensteun bij negatieve prijzen
Wijziging Energiebesluit⁶	■ wijziging aan de verlengingsmogelijkheden van certificatensteun na 10 jaar voor wind: verlenging tot 20 jaar ■ verlenging van de steunperiode voor nieuwe windturbines van 15 jaar tot 20 jaar (minder steun/jaar) ■ verkorting van de steunperiode voor grootschalige PV van 15 jaar naar 10 jaar (meer steun/jaar) ■ vermindering van de veronderstelde zelfname voor grote PV van 65% naar 60%
Wijziging Energiedecreet (bis)	■ aanpassing van de energieheffing ■ aanpassing van de quota voor groene stroomcertificaten en WKK-certificaten ■ verlaging van de aftrek van de aanvaardbare certificaten voor Max Green (toegevoegd op 24/11)
Wijziging Energiebesluit⁷	■ uitbreiding van de vergoedingsregeling voor de opkoop van groenestroomcertificaten door de netbeheerders met een vergoeding voor de opkoop van warmtekrachtcertificaten door de netbeheerders

Figuur 7: Fragment Septemberverklaring over certificaten systemen en energieheffing (25/09/2017)

Voorzitter, dames en heren, het Grondwettelijk Hof heeft de energieheffing vernietigd, maar daarmee is, helaas, de historische schuld van de groenestroom- en warmtekrachtcertificaten niet volledig verdwenen.

De Europese klimaatdoelstellingen zijn en blijven een enorme uitdaging voor Vlaanderen. Wij zijn en blijven vastbesloten er alles aan te doen om die doelstellingen ook te halen. Dat is een opdracht van ons allen, van iedereen: van burgers, bedrijven en overheden. De Vlaamse Regering gaat voluit voor hernieuwbare energie. Daarom trekken we het quotum voor groene stroom met 1 procentpunt op, tot 21,5 procent. Voor een gezin met een gemiddeld verbruik kost dat 4 euro. Doordat iedereen evenwel bijdraagt volgens verbruik, kan een gezin zelf voor een stukje mee bepalen hoeveel groenestroombijdrage het betaalt, door energie te besparen of, uiteraard, door zelf hernieuwbare energie te produceren. Ook de bedrijven – we herhalen het – roepen wij op een leidende rol te spelen en op te nemen in de energietransitie. Zonder hun medewerking zal het niet lukken.

Met de opbrengst van de vernietigde energieheffing kopen we een substantieel deel van het overschot van de groenestroomcertificaten op. Om de komende jaren het resterende overschot op te kopen en ook toekomstige investeringen te financieren, blijft er per afnamepunt een kleine energieheffing bestaan. Voor een gezin gaat het om slechts 5 euro per jaar in plaats van de huidige 100 euro. De meerkost van de kleine quotumverhoging wordt door deze forse verlaging ruimschoots gecompenseerd. Bovendien stellen wij bewust de 280.000 gezinnen met een sociaal tarief voor elektriciteit helemaal vrij van de energieheffing.

Voor de zelfstandigen en kleine kmo's op laagspanning bedraagt het nieuwe tarief 94,50 euro in plaats 290 tot 2600 euro. Bedrijven op middenspanning betalen nog maar 1800 euro in plaats van 2600 tot 30.000 euro. Voor bedrijven op hoogspanning wordt het 10.500 euro in plaats van 30.000 tot 120.000 euro. Met deze lagere bedragen, dames en heren, compenseren we ruimschoots de kostprijs van de quotumverhoging.

Bovendien komt er voor de allergrootste energie-intensieve bedrijven een plafondbedrag, een 'supercap'. Met deze beide maatregelen waken we over onze concurrentiepositie en beschermen we – vergeet het niet – vele tienduizenden jobs.

⁵ Voorliggende adviesvraag

⁶ Adviesvraag van 26 september 2017 over Besluit van de Vlaamse Regering houdende wijziging van het Energiebesluit van 19 november 2010, wat betreft verlengingsaanvragen voor groenestroomcertificaten en overige wijzigingen

⁷ Energiebesluit van 19 november 2010. Beslissing VR 10 november 2017.

Voorzitter, dames en heren, ook in dit nieuwe beleidsjaar zal de Vlaamse Regering Vlaanderen voorbereiden op de toekomst. En die toekomst zal koolstofarm zijn. Wij staan voor de uitdaging de groei van onze economie te realiseren in een koolstofarme samenleving.

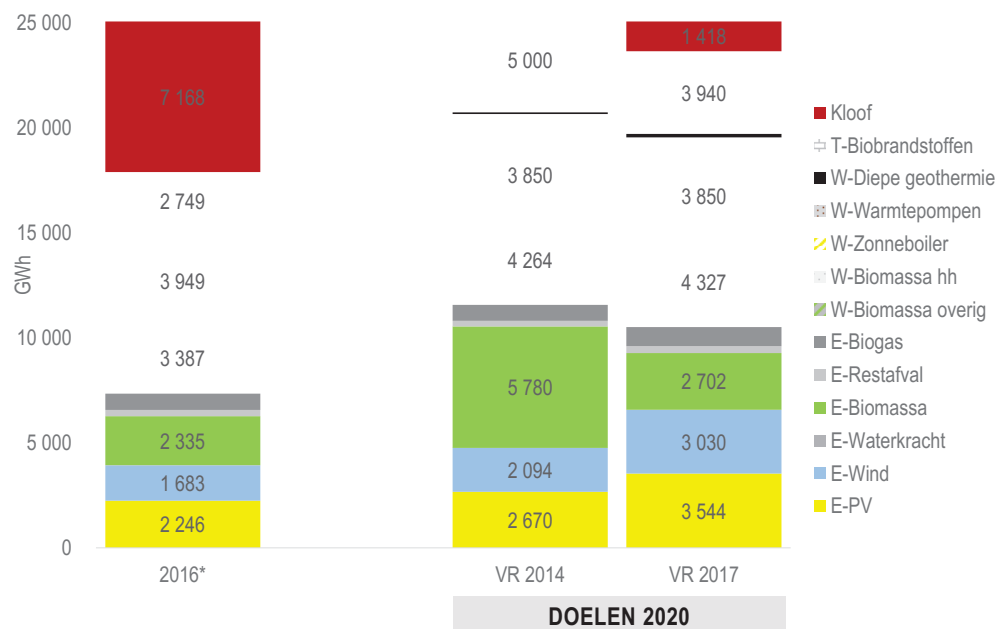
Om de klimaatdoelstellingen te kunnen halen, investeren we verder in innovatieve technologie. De regels voor het plaatsen van kleine windmolens zijn al versoepeld. Voor het plaatsen van kleine windmolens zullen we nu ook investeringssteun geven. Ze zijn vaak een geschikte oplossing voor kmo's, ziekenhuizen, landbouwbedrijven en dergelijke meer om te voorzien in hun eigen energieverbruik.

We gaan voluit voor wind- en zonne-energie, maar de wind waait niet altijd en de zon schijnt niet altijd. Opslag van hernieuwbare energie is een bijzonder grote uitdaging. Batterijen kunnen dure investeringen in de versterking van het elektriciteitsnet vermijden. We zullen daarom investeringen in de plaatsing van batterijen stimuleren. En natuurlijk blijven we ook investeren in groene warmte, want ook hier is er nog ontzettend veel potentieel.

2.1 Nieuwe subdoelen hernieuwbare energie

Op 6 oktober 2017 legde de Vlaamse Regering in een Energieplan 2020 de gewijzigde subdoelen voor hernieuwbare energie in 2020 vast (Figuur 8). Meer toelichting over deze subdoelen is opgenomen in deel 3.1 van het rapport.

Figuur 8: Subdoelen hernieuwbare energie⁸



2.2 Voorstellen inzake aangepaste energieheffing

Hervorming energieheffing

De Vlaamse Regering hervormt de energieheffing in navolging van een arrest van het Grondwettelijk Hof. De nieuwe energieheffing die vanaf 2018 zal gelden, maakt geen onderscheid meer tussen diverse afnamecategorieën, maar wel naar gelang het type afnemer (beschermd, residentieel, niet-residentieel) en naar gelang het spanningsniveau van de aansluiting (hoogspanning, middenspanning, laagspanning). De tarieven van de energieheffing zijn net als die van de oude heffing geïndexeerd. De nieuwe heffing zal een **maandelijkse** heffing zijn (in plaats van de jaarlijkse oude energieheffing).

⁸ T: Transport, W: Warmte; E: Elektriciteit. VR 2017: Subdoelstellingen vastgelegd door de Vlaamse Regering in oktober 2017

VR 2014: Subdoelstellingen vastgelegd door de Vlaamse Regering in januari 2014.

2016*: Voorlopige cijfers over de hernieuwbare energieproductie in 2016.

Net als de oude heffing geldt de nieuwe heffing per afnamepunt ook voor prosumenten⁹. Dit in tegenstelling tot de bijdrage groene stroom en warmtekrachtkoppeling die in verhouding tot de netto-afname wordt aangerekend door de leveranciers.

Figuur 9: Tarieven en tariefcategorieën van de nieuwe energieheffing¹⁰

	2018	Nu
Gezin Dc	€ 5	€ 100
Gezin met sociaal tarief	€ 0	€ 25
Bedrijf laagspanning	€ 94,5	Naar gelang verbruik
Bedrijf middenspanning	€ 1.800	Naar gelang verbruik
Bedrijf hoogspanning	€ 10.500	Naar gelang verbruik

Figuur 10: Differentiatie in oude energieheffing 2016 en 2017 en nieuwe energieheffing 2018

2016		2017		2018 (voorstel)	
	€/jaar jaarlijks		€/jaar Jaarlijks Met indexatie		€/jaar Maandelijks aangerekend
Beschermde klanten, actieve budgetmeter, actieve stroombegrenzer	25	Beschermde klanten, actieve budgetmeter, actieve stroombegrenzer	25,85	LS - beschermd	0
tot 5 MWh	100	tot 5 MWh	103,37	LS – residentieel	5
5 tot 10 MWh	130	5 tot 10 MWh	134,37	LS – niet-residentieel	94,5
10 tot 20 MWh	290	10 tot 25 MWh	299,75	MS	1 800
20 tot 50 MWh	770	25 tot 50 MWh	795,88	HS	10 500
50 tot 100 MWh	1 300	50 tot 100 MWh	1 343,69		
100 tot 500 MWh	1 850	100 tot 500 MWh	1 912,18		
500 MWh tot 1 GWh	2 600	500 MWh tot 1 GWh	2 687,38		
1 tot 5 GWh	6 500	1 tot 5 GWh	6 718,45		
5 tot 20 GWh	16 000	5 tot 20 GWh	16 537,71		
20 tot 50 GWh	30 000	20 tot 50 GWh	31 008,21		
50 tot 100 GWh	75 000	50 tot 100 GWh	77 520,51		
100 tot 250 GWh	100 000	100 tot 250 GWh	103 360,68		
vanaf 250 GWh	120 000	vanaf 250 GWh	124 032,81		

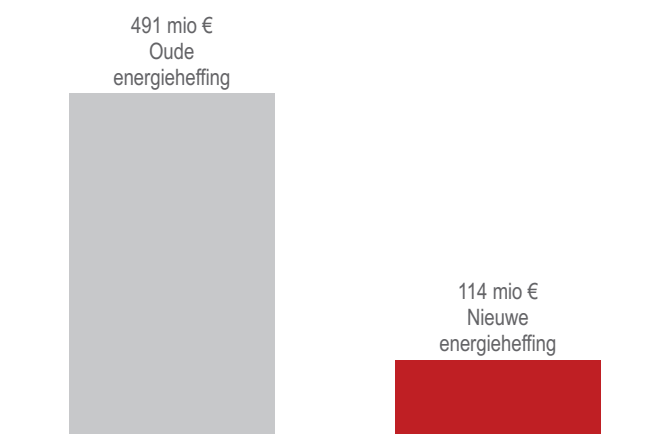
Verwachte inkomsten

Door de voorgestelde aanpassingen van de energieheffing dalen de verwachte inkomsten van de heffing (op kruissnelheid) met 77% van 491 mio €/jaar naar 114 mio €/jaar. De nieuwe heffing zal dus maar 23% opbrengen van de oude energieheffing. De inkomsten van de energieheffing komen terecht in het Energiefonds.

⁹ Consumenten die zelf (een deel van) hun energie opwekken.

¹⁰ Niet-geïndexeerd bedrag, €/jaar

Figuur 11: Inkomsten energieheffing op kruissnelheid



De effectieve inkomsten voor 2018 zullen wellicht lager zijn dan 114 mio euro gezien de vertraging op de aanrekening en de doorrekening van de inkomsten van de heffing. Hierna werd verondersteld dat slechts 50% van de verwachte inkomsten van de heffing effectief in 2018 het Energiefonds zullen bereiken. Analooog worden in 2018 nog inkomsten in het Energiefonds verwacht van de aanrekening van de oude energieheffing.

Figuur 12: Ontvangsten van de energieheffing

Mio €	Oude energieheffing	Nieuwe energieheffing
2015	4,5	
2016	243,1	
2017	490,9	
2018	134,7	73 ¹¹
2019	10,5	114
2020, e.v.	0	114
Totaal (-2021)	883,7	301,9

Bijna de helft van de verwachte inkomsten komen van de professionele laagspanningsklanten, 36% van de middenspanningsklanten, 11% van de huishoudelijke laagspanningsklanten en 4% van de hoogspanningsklanten.

Figuur 13: Verwachten inkomsten per categorie afnamepunten¹²

		Aantal afnamepunten	Heffingstarief (€/j)	Verwachte inkomsten (€/j)	
Bedrijven	HS	382	10 500	4 011 000	4%
	MS	22 708	1 800	40 874 400	36%
	LS – professioneel	597 528	95	56 466 396	49%
Huishoudelijk	Huishoudelijk LS	2 545 283	5	12 726 415	11%
	Beschermd	221 308	0	0	0%
Totaal		3 387 209		114 078 211	100%

Ter informatie wordt hieronder de verdeling van de afnemers over de diverse categorieën van afnamepunten in de oude energieheffing weergegeven, inclusief de daaruit verwachte inkomsten in 2016 en 2017.

¹¹ In de veronderstelling dat naar analogie met de oude energieheffing in 2017 nog maar de helft van de energieheffing effectief het Energiefonds zal bereiken (gezien de vertraging op de doorstorting door de leveranciers, de aanpassing van facturen, de timing van de opmaak van eindfacturen)

¹² Aantal afnamepunten uit VREG-rapport over de kwaliteit van de dienstverlening. 2016.

Figuur 14: Verwachte aan te rekenen oude energieheffing¹³

Energieheffing 2017				Energieheffing 2016			
Categorie	Aantal afnamepunten	Tarief €/j	Verwachte inkomsten €	Categorie	Aantal afnamepunten	Tarief €/j	Verwachte inkomsten €
Beschermde klanten, actieve budgetmeter, actieve stroombegrenzer	282 997	25,85	7 315 472	Beschermde klanten, actieve budgetmeter, actieve stroombegrenzer	282 997	25	7 074 925
tot 5 MWh	2 227 083	103,37	230 213 570	tot 5 MWh	2 227 083	100	222 708 300
5 tot 10 MWh	467 629	134,37	62 835 309	5 tot 10 MWh	467 629	130	60 791 770
10 tot 25 MWh	219 096	299,75	65 674 026	10 tot 20 MWh	192 096	290	55 707 840
25 tot 50 MWh	47 748	795,88	38 001 678	20 tot 50 MWh	74 748	770	57 555 960
50 tot 100 MWh	20 005	1 343,69	26 880 518	50 tot 100 MWh	20 005	1 300	26 006 500
100 tot 500 MWh	16 019	1 912,18	30 631 211	100 tot 500 MWh	16 019	1 850	29 635 150
500 MWh tot 1 GWh	2 450	2 687,38	6 584 081	500 MWh tot 1 GWh	2 450	2 600	6 370 000
1 tot 5 GWh	2 016	6 718,45	13 544 395	1 tot 5 GWh	2 016	6 500	13 104 000
5 tot 20 GWh	452	16 537,71	7 475 045	5 tot 20 GWh	452	16 000	7 232 000
20 tot 50 GWh	114	31 008,21	3 534 936	20 tot 50 GWh	114	30 000	3 420 000
50 tot 100 GWh	34	77 520,51	2 635 697	50 tot 100 GWh	34	75 000	2 550 000
100 tot 250 GWh	15	103 360,68	1 550 410	100 tot 250 GWh	15	100 000	1 500 000
vanaf 250 GWh	12	124 032,81	1 488 394	vanaf 250 GWh	12	120 000	1 440 000
	3 285 670		498 364 743		3 285 670		495 096 445

Figuur 15: Oude energieheffing 2017 en nieuwe energieheffing 2018 (€/jaar)

Categorieën	Tarief €/j	Afnamepunten (aantal)	Verwachte inkomsten €/j
Energieheffing 2017			
Beschermde klanten, actieve budgetmeter, actieve stroombegrenzer	25,85	282 997	7 315 472
tot 5 MWh	103,37	2 227 083	230 213 570
5 tot 10 MWh	134,37	467 629	62 835 309
10 tot 25 MWh	299,75	219 096	65 674 026
25 tot 50 MWh	795,88	47 748	38 001 678
50 tot 100 MWh	1 343,69	20 005	26 880 518
100 tot 500 MWh	1 912,18	16 019	30 631 211
500 MWh tot 1 GWh	2 687,38	2 450	6 584 081
1 tot 5 GWh	6 718,45	2 016	13 544 395
5 tot 20 GWh	16 537,71	452	7 475 045
20 tot 50 GWh	31 008,21	114	3 534 936
50 tot 100 GWh	77 520,51	34	2 635 697
100 tot 250 GWh	103 360,68	15	1 550 410
vanaf 250 GWh	124 032,81	12	1 488 394
		3 285 670	498 364 743
Energieheffing 2018 (voorstel)			
Laagspanning – beschermd	0	221 308	0
Laagspanning – residentieel	5	2 545 283	12 726 415
Laagspanning – niet-residentieel	94,5	597 528	56 466 396
Middenspanning	1 800	22 708	40 874 400
Hoogspanning	10 500	382	4 011 000
		3 387 209	114 078 211

¹³ Zonder de oninbare heffing in mindering te brengen. Het heffingstarief wordt geïndexeerd. Gegevens slaan op de verschuldigde heffing voor het betreffende jaar. De inkomsten verschillen hiervan omdat de heffing jaarlijks verschuldigd is en bij de jaarafrekeningen finaal wordt verrekend. Bovendien krijgen de leveranciers ook enige tijd om de heffing door te storten. Er zit daardoor een vertraging op de inning van de heffing. Tussen 2016 en 2017 wijzigde de indeling in verbruikerscategorieën (i.p.v. 20 MWh werd 25 MWh de grens). Daardoor zouden 27.000 afnemers van categorie wisselen. (Minister Tommelein). Voor de rest werd het aantal afnemers per categorie gelijk verondersteld. Er worden geen data gepubliceerd over het aantal afnemers per verbruikerscategorie.

2.3 Voorstellen inzake quotumaanpassing

Inleiding in de certificatensystemen

Vlaanderen heeft voor de ondersteuning van hernieuwbare energie en WKK certificatensystemen opgezet. De kernelementen van deze certificatensystemen zijn:

- **De toekenning van certificaten aan installaties:** De certificatensystemen kennen certificaten toe aan investeerders of exploitanten: groene stroomcertificaten (GSC's) aan groenstroominstallaties (zonnepanelen, windturbines, ...) en WKK-certificaten (WKC's) aan WKK-installaties.
- **Bandingfactoren:** Vóór 2012 werd 1 GSC voor 1 MWh toegekend. Na 2012 varieert het aantal toegekende GSC per MWh naar gelang de berekende onrendabele top, waaruit de bandingfactor wordt afgeleid. Exploitanten kunnen hun certificaten verkopen op de certificatenmarkt of aan de netbeheerders aan minimumsteun. WKC-certificaten worden toegekend in functie van de gerealiseerde energiebesparing, waarbij ook het aantal toegekende WKK-certificaten varieert i.f.v. de onrendabele top voor installaties met een startdatum voor en na 2013.
- **De inlevering van certificaten door leveranciers volgens quota:** De certificatensystemen leggen quota op aan de elektriciteitsleveranciers inzake het aantal voor te leggen certificaten a rato van de geleverde volumes. De leveranciers moeten deze certificaten voorleggen aan de VREG. De leveranciers rekenen de kosten van de quotumverplichting door in de elektriciteitsfactuur, veelal als bijdrage groene stroom en WKK. Leveranciers kunnen de vereiste certificaten zelf genereren of aankopen op de certificatenmarkt. Er gelden vrijstellingen voor leveranciers voor leveringen aan bepaalde grootverbruikers. De quota en de bijhorende vrijstellingen worden decretaal vastgelegd.
- **Minimumsteun gegarandeerd door netbeheerders:** De netbeheerders moeten als een openbare dienstverplichting de aan hen aangeboden certificaten aankopen aan minimumsteun. Die minimumsteun varieert voor certificaten van installaties voor 2012 naar gelang de technologie (bv. 450 € voor PV-installaties van 2009) en bedraagt 93€ voor groene stroomcertificaten van installaties na 2012. De netbeheerders moeten de hen aangeboden certificaten op de markt verkopen. Het verschil tussen de opkoopkosten en de verkoopopbrengst wordt doorgerekend in de nettarieven.
- **Opkoping en uit de marktname van certificaten met opbrengsten energieheffing:** Met de opbrengst van de energieheffing worden certificaten opgekocht om uit de markt genomen te worden. Het gaat dan over certificaten die in portefeuille zijn bij de netbeheerders na opkoping tegen minimumsteun, maar die de netbeheerders nog niet konden verkopen. Deze vergoede indiening van certificaten door de netbeheerders wil een (gedeeltelijke) oplossing bieden voor de overschotten aan certificaten op de certificatenmarkten. Die overschotten ontstonden omdat er jarenlang meer certificaten werden toegekend dan er moesten worden ingediend door de leveranciers.

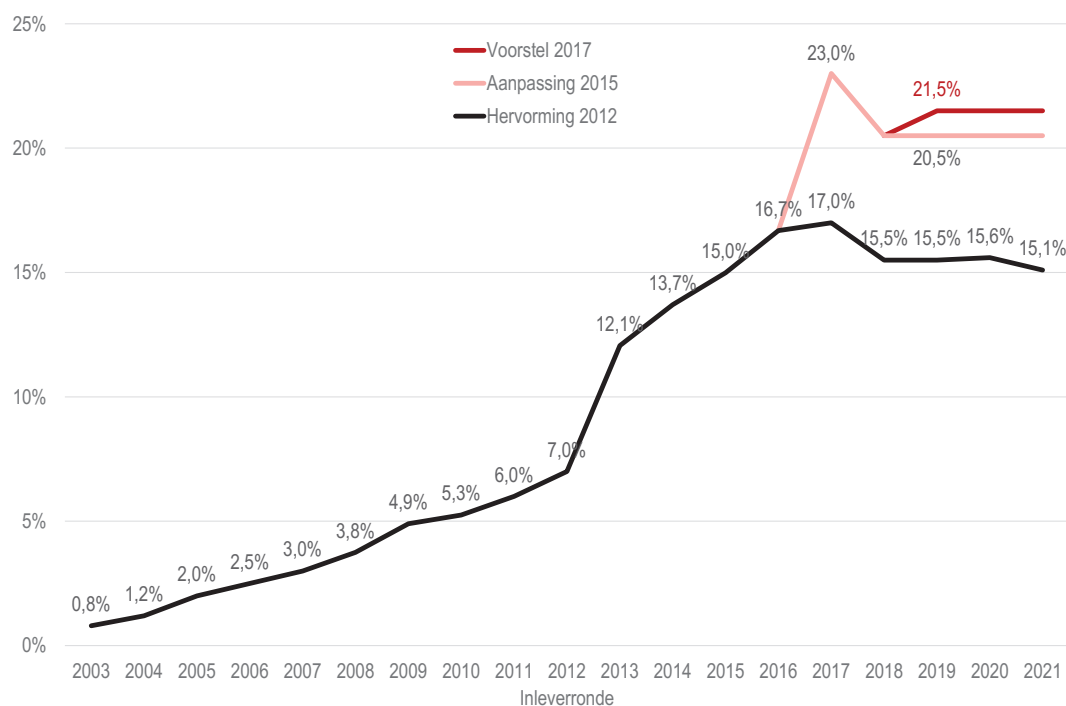
Quota in te leveren certificaten door leveranciers stijgen

De Vlaamse Regering verhoogt vanaf de inle verronde van 31/3/2019 de GSC-quota van 20,5% naar 21,5% en vanaf de inle verronde van 31/3/2021 de WKC-quota naar 11,2%. De eerder geplande daling van de WKC-quota van 11,2% naar 9,3% (2018) en 7,2% (2019 e.v.) gaat dus niet door. Dat betekent dat de leveranciers een hoger aandeel groenestroom- en WKK-certificaten moeten indienen dan in een situatie van ongewijzigd beleid. De kosten hiervan worden doorgerekend door de leveranciers aan de afnemers, meestal in de bijdrage groene stroom en WKK.

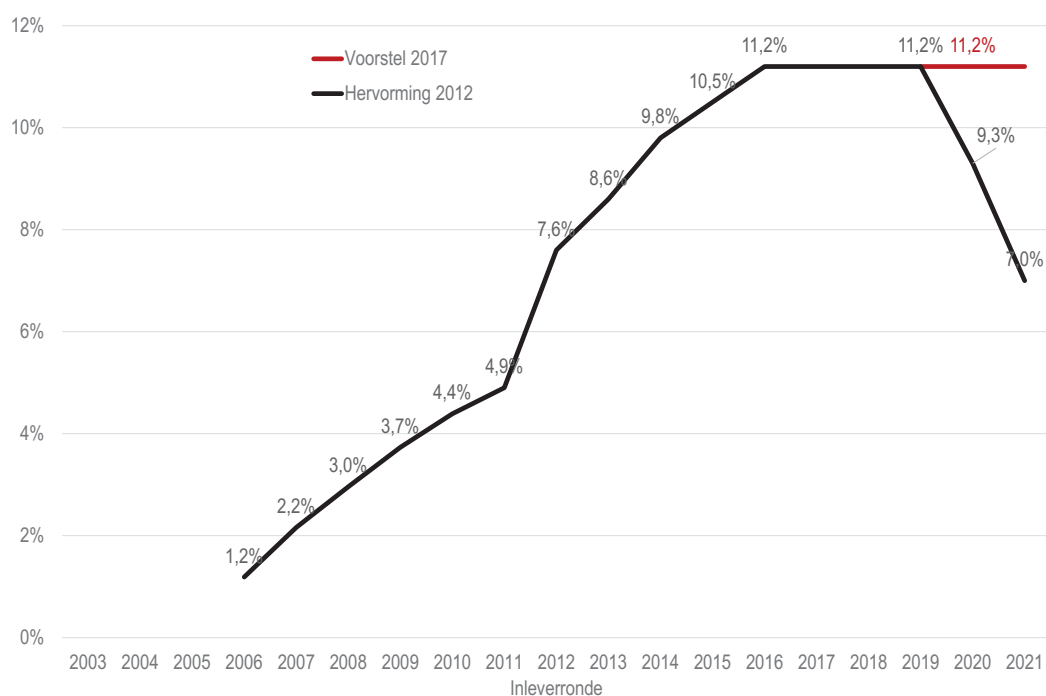
De quota in te leveren certificaten zijn geen maat voor de groene stroomproductie, omdat niet alle groene stroomproductie certificaten ontvangt (bv. de productie in installaties zonder certificatensteun, zoals recente kleinschalige PV-installaties, de productie die als compensatie voor het indirect energieverbruik bij biomassa-installaties niet in rekening wordt gebracht, ...) en omdat niet alle afnames certificaatplichtig zijn.

Ook in 2015 werden de GSC-quota al verhoogd. In verhouding tot die verhoging is de verhoging die nu voorgesteld wordt beperkt. Voor WKC's is deze significanter.

Figuur 16: Vlaamse Regering verhoogt de GSC-quota vanaf inleverronde 2019¹⁴



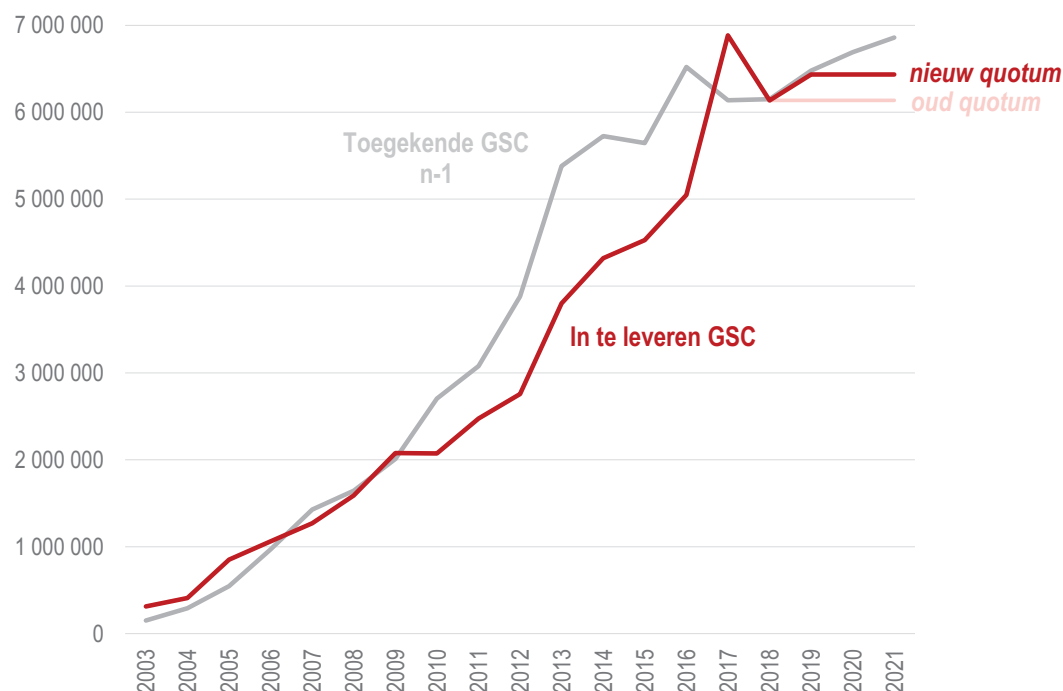
Figuur 17: Vlaamse Regering verhoogt WKC-quota vanaf 2021



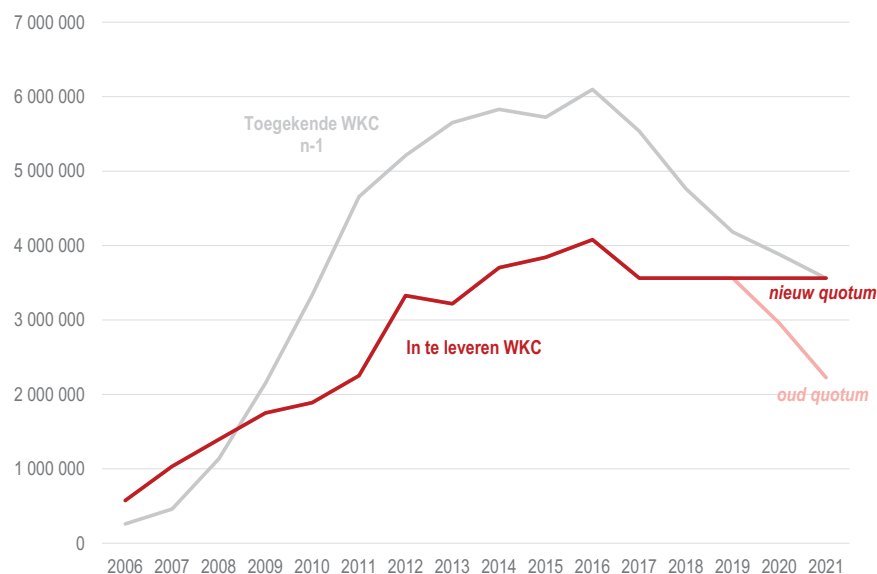
Ondanks de stijging van de quota zal het aantal in te leveren certificaten zowel voor groene stroomcertificaten als voor WKC-certificaten door de leveranciers lager blijven dan het verwachte aantal toe te kennen certificaten. Dat betekent dat zonder bijkomende maatregelen (bv. uit de marktname van certificaten) er een structureel overschot aan certificaten zal zijn.

¹⁴ De reële quota zijn weergegeven, dus na inrekening van de Btot-factor.

Figuur 18: GSC-quotum zal ondanks stijging lager zijn dan het aantal toegekende certificaten¹⁵



Figuur 19: WKC-quotum zal ondanks stijging lager zijn dan het aantal toegekende certificaten



2.4 Voorstellen inzake uit de marktname van certificaten

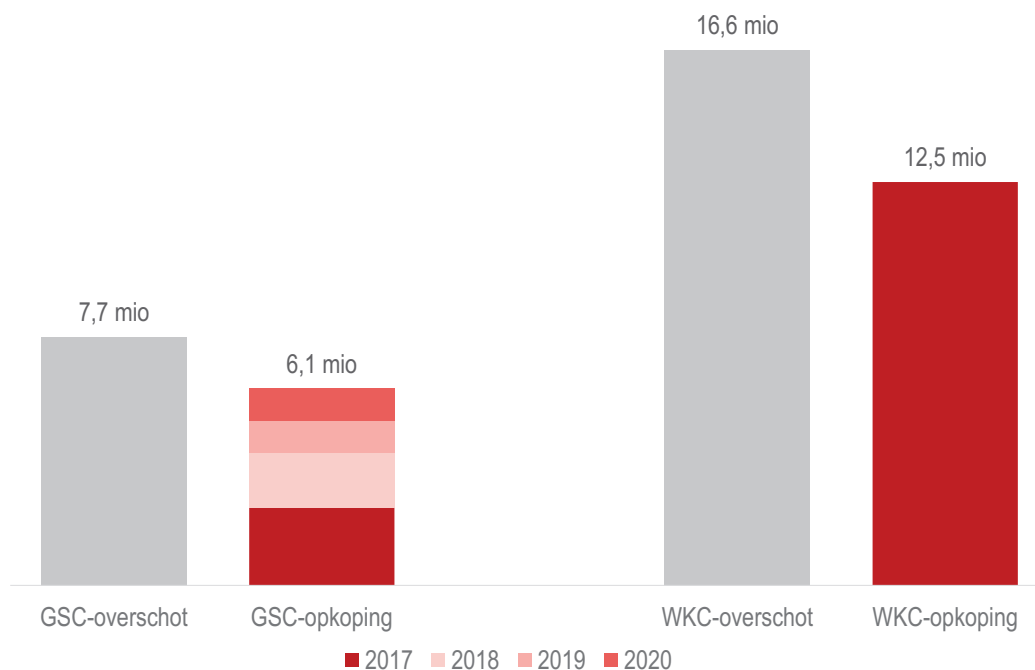
De Vlaamse Regering stelt voor om 6,1 miljoen groenestroomcertificaten (GSC) en de 12,5 miljoen warmtekrachtkoppelingscertificaten (WKC) die op overschot zijn uit de markt te nemen met de inkomsten van de energieheffing. De Vlaamse Regering plant zo om de komende jaren 79% van de GSC-overschotten en 75% van de WKC-overschotten die op 31/3/2017 bestonden op te kopen¹⁶ (Figuur 20). De opkoping van certificaten is een strategie om de certificatenoverschotten aan te pakken samen met de quotumaanpassingen.

¹⁵ Op basis van inschatting van staafjesdiagram in nota minister Tommelein van 27 september 2017 en quotumberekeningen die een constant elektriciteitsverbruik veronderstellen.

¹⁶ Hierbij werd geen rekening gehouden met eventuele toenames van certificatenoverschotten.

Deze opkoping en uit de marktname van certificaten doet de Vlaamse Regering al sedert 2016 door certificaten die in handen zijn van netbeheerders op te kopen¹⁷. Dat gebeurt door de netbeheerders een vergoeding te geven van maximaal 15 mio euro¹⁸ per jaar per netbeheerder als vergoeding als opgekochte gebankte en PV-certificaten bij de VREG worden ingeleverd en vernietigd¹⁹. Op die manier kan voor de 11 netbeheerders samen per jaar voor 165 mio euro GSC worden opgekocht. In de toekomst zouden mits Europese toestemming – een dossier terzake werd op Europees niveau ingediend²⁰ – ook andere dan gebankte en PV-certificaten op deze manier uit de markt worden genomen. Voor de opkoping van WKC-certificaten ligt nu een nieuwe wijziging van het Energiebesluit voor²¹.

Figuur 20: Vlaamse Regering plant 6 mio GSC- en 12 mio WKC-overschotten op te kopen²²



Onderstaande figuur geeft een overzicht van de gerealiseerde en nog geplande uit de marktname van certificaten, in aantal certificaten en in euro's verwachte kosten.

¹⁷ Zogenaamde DAEB-regeling

¹⁸ Deze regeling wordt beschouwd als staatssteun en mag ingevolge EU-regelgeving niet meer bedragen dan 15 mio euro (gedurende maximaal 10 jaar).

¹⁹ Op 31/3/2017 waren er 5,3 mio GSC en 10,7 mio WKC in handen van de netbeheerders.

²⁰ Zie hierover o.a. verslag Rekenhof (2017).

²¹ VR 2017 1011 DOC.1113/2Bis. Besluit van de Vlaamse Regering houdende wijziging van het Energiebesluit van 19 november 2010, wat betreft een vergoeding voor de uitvoering van de openbare dienstverplichtingen vermeld in artikel 7.1.6 en 7.1.7 van het Energiedecreet van 8 mei 2009.

²² De uit de marktname vanaf de inleverronde van 31/3/2017 zijn opgenomen.

Figuur 21: Gerealiseerde en geplande uit de marktnames van certificaten²³

	GSC			WKC		
	Mio €	Aantal opgekochte GSC	GSC op overschot 31/3/n	Mio €	Aantal opgekochte WKC	WKC op overschot 31/3/n
2016	165	1,8 mio	10,3 mio			14,4 mio
2017	165	1,8 mio	7,7 mio			
	50	0,6 mio		250	12,5 mio	16,6 mio
2018	152	1,7 mio				
2019	93	1 mio				
2020, e.v.	93	1 mio				
Totaal (2016-2020)	718	8,0 mio		250	12,5 mio	

3 Hernieuwbare energiedoelen

Dit deel licht toe welke doelstellingen er inzake hernieuwbare energie in België en Vlaanderen gelden. Het gaat in op

- De Belgische doelstelling van 13% in 2020, bepaald in een EU-richtlijn (3.1)
- De verdeling van de Belgische doelstelling in het Belgische lastenverdelingsakkoord (3.2)
- De Vlaamse subdoelstelling voor hernieuwbare energie (3.3)
- De kloof tot deze doelstelling door onvoldoende interne maatregelen (3.4)
- De potentieel niet sluitende Belgische lastenverdeling die de Vlaamse doelstelling kan verhogen (3.5)
- Het gecombineerd effect op de kloof van voorgaande punten (3.6)

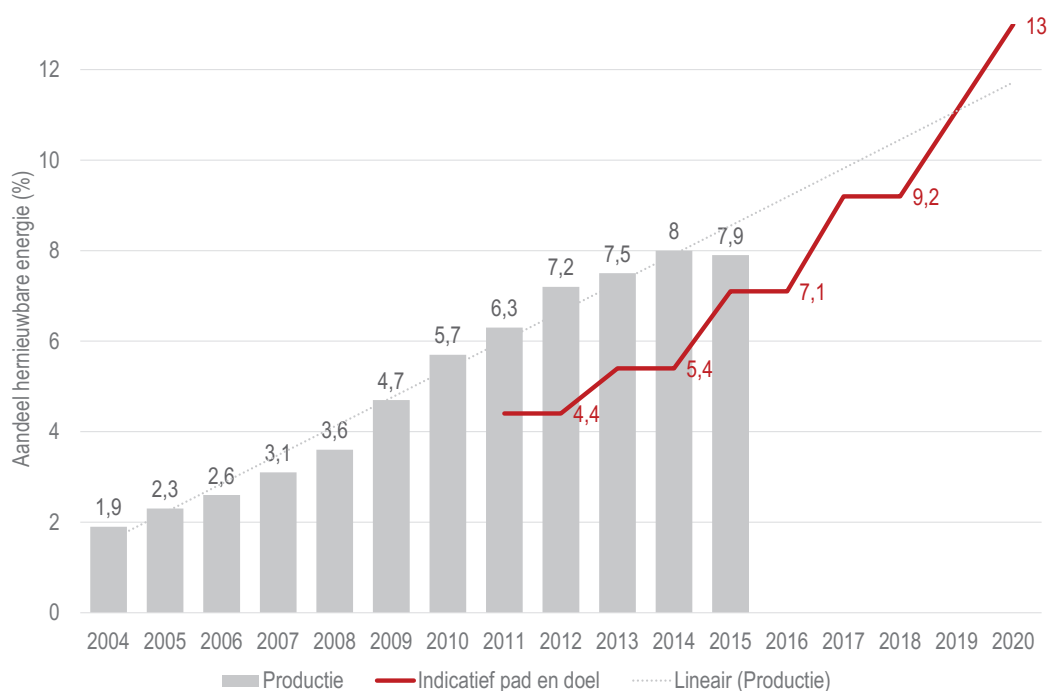
3.1 EU-richtlijn 2009: België 13% hernieuwbare energie

Belgische 13%-hernieuwbare doelstelling

In uitvoering van de Europese richtlijn hernieuwbare energie (2009) moet **België** in 2020 13% van zijn bruto totaal energieverbruik uit hernieuwbare energiebronnen halen. Ook werden daarbij tussentijdse indicatieve doelstellingen vastgelegd (Figuur 22). België realiseerde tot nu toe steeds deze indicatieve tussentijdse doelstellingen. In 2015 bedroeg het aandeel hernieuwbare energie in België 7,9%, dat is 61% van de Belgische doelstelling in 2020.

²³ Het is onzeker of de opkoping van € 50 mio GSC en € 250 mio WKC nog in 2017 zullen gebeuren, ook gezien de onzekerheid over de al dan niet tijdige Europese goedkeuring hiervoor. Voor zover geen opkoopvergoedingen bekend gemaakt werden, werd gerekend aan 90 €/GSC.

Figuur 22: België: hernieuwbare energie en afstand tot doelen en indicatief pad²⁴



Doelen na 2020

De precieze afspraken rond het post-2020-regime liggen nog niet vast. Het zou de bedoeling zijn om na 2020 geen landenspecifieke doelstellingen meer op te leggen aan de EU-lidstaten. Wel zouden de lidstaten naar verwachting in uitvoering van het Europese Clean Energy Package als een nieuwe juridische verplichting hun 2020-baseline moeten aanhouden en de maatregelen uit hun energieplannen moeten uitvoeren die tezamen op EU-niveau zouden moeten leiden tot 27% hernieuwbare energie in 2030. Recente voorstellen vermelden evenwel een hoger streefpercentage in 2030.

3.2 Akkoord over Belgische lastenverdeling (2015)

Vlaams absoluut doel: 2,156 Mtep

Er werd voor gekozen om de Belgische hernieuwbare energiedoelstelling te verdelen over de regio's. Daarover werd 6 jaar politiek onderhandeld om op 4 december 2015 hierover een akkoord²⁵ te sluiten. Na nog 2 jaar technisch uitwerken werd op 20 januari 2017 de verdeling van de doelstelling vastgelegd in een samenwerkingsakkoord²⁶ met de federale overheid en het Waalse en Brusselse Hoofdstedelijk Gewest over de lastenverdelingen van een aantal klimaat- en energiekwesties. De lastenverdeling over de Belgische hernieuwbare energiedoelstelling was daarin gekoppeld aan de lastenverdelingen inzake de CO₂-doelstellingen, de opbrengsten van de veiling van emissierechten en de bijdragen aan de internationale klimaatfinanciering.

²⁴ [Eurostat](#)

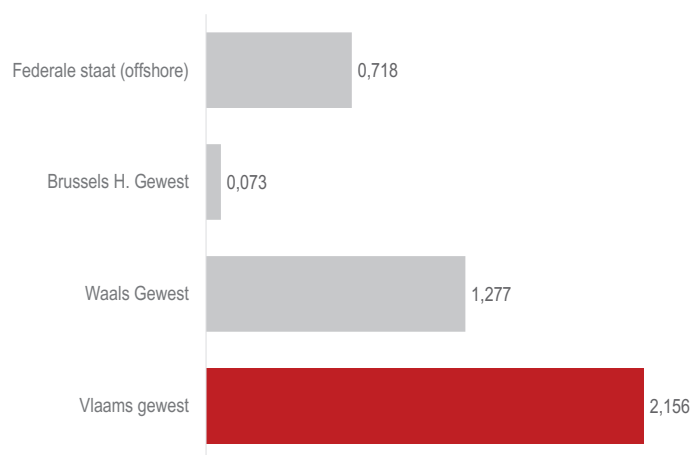
²⁵ [Beleidsakkoord](#)

²⁶ Het samenwerkingsakkoord is nog niet definitief. Een door het Overlegcomité en de Nationale klimaatcommissie gevalideerd ontwerp is al beschikbaar. Het bevat naast de in het politieke akkoord aangegeven verbintenissen ook alle modaliteiten met betrekking tot de uitvoering en de respectieve verantwoordelijkheden. Wijzigingen worden mogelijk nog aangebracht om rekening te houden met de aanbevelingen van de Raad van State tijdens de goedkeuringsprocedure van de respectieve parlementen. Slechts daarna kan het akkoord officieel in werking treden (Het akkoord is nog niet gepubliceerd). Op 16/11/2017 keurde de federale ministerraad na advies van de Raad van State in tweede lezing een voorontwerp van wet goed dat instemt met het samenwerkingsakkoord. Het voorontwerp is aangepast aan het advies van de Raad van State.

Op dit moment hebben nog niet alle regionale parlementen het samenwerkingsakkoord bekrachtigd²⁷, waardoor het juridisch nog niet bindend is.

De lastenverdeling inzake hernieuwbare energie bepaalt de absolute hoeveelheden hernieuwbare energieproductie in 2020 voor de gewesten en voor de federale staat, die verantwoordelijk is voor de ontwikkeling van de offshore windenergie (Figuur 23). Vlaanderen engageerde zich daar om 2,156 Mtep²⁸ hernieuwbare energie te halen. Dat komt overeen met 25.074 GWh.

Figuur 23: Hernieuwbare energiedoelen 2020 voor België: lastenverdeling



Figuur 24: Fragment uit het samenwerkingsakkoord van 20/1/2017

Art. 30 van het Samenwerkingsakkoord van 20 januari 2017: Conform richtlijn 2009/28/EG zal het Belgische aandeel energie uit hernieuwbare bronnen in het bruto-eindverbruik van energie in 2020 minstens gelijk zijn aan 13%. Rekening houdend met de indicatieve doelstelling van het eindverbruik van energie door België aangemeld bij de Europese Commissie conform artikel 3, §1, van richtlijn 2012/27/EU van het Europees Parlement en de Raad van 25 oktober 2012 betreffende energie-efficiëntie, tot wijziging van richtlijnen 2009/125/EG en 2010/30/EU en houdende intrekking van richtlijnen 2004/8/EG en 2006/32/EG vertegenwoordigt de Belgische doelstelling van 13%, vermeld in paragraaf 1, een absolute waarde van 4,224 Mtep. Gewesten verbinden er zich toe om in 2020 hun productie van energie uit hernieuwbare bronnen en het verbruik van energie uit hernieuwbare bronnen voor vervoer te brengen op:

1° voor het Vlaamse Gewest: 2,156 Mtep;

2° voor het Waalse Gewest: 1,277 Mtep;

3° voor het Brusselse Hoofdstedelijke Gewest: 0,073 Mtep.

De Federale Staat verbindt er zich toe om in 2020 de productie van energie uit hernieuwbare bronnen te brengen op 0,718 Mtep.

De gewestelijke doelstellingen, vermeld in artikel 30, §4, brengen een bijdrage van de Federale Staat in rekening, namelijk de bijmenging en het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen in de vervoersector, die het resultaat zijn van federale beleidsmaatregelen.

Als uit de beoordeling van het nationaal actieplan, vermeld in paragraaf 1, blijkt dat er een verschil bestaat tussen het aandeel energie uit hernieuwbare bronnen en de te bereiken doelstellingen, vermeld in de artikelen 30, §1, §4 en §5, en 31, §2, beslist het eerst geplande Overlegcomité na 30 september 2017 over de noodzaak om mogelijke corrigerende maatregelen toe te passen.

Art. 32 §2 van het samenwerkingsakkoord: Elk Gewest keurt uiterlijk op 30 juni 2017 een actieplan goed dat minstens de volgende elementen bevat:

²⁷ Volgens [beleidsbrief Leefmilieu](#): Meest recente status in Vlaanderen “2017 - Q3 Op schema. De tweede principiële goedkeuring door de Vlaamse Regering vond plaats op 21/04/2017. Het advies van de Raad van State is ontvangen op 12/07/2017.”

²⁸ Miljoen ton olie-equivalenten

1° een onderbouwde jaarlijkse prognose van de productie van energie uit hernieuwbare bronnen tot en met 2020, op basis van het huidige en geplande gewestelijke beleid ter bevordering van het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen conform richtlijn 2009/28/EG;

2° een beschrijving van het gewestelijk beleid en maatregelen ter bevordering van het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen in de vervoerssector.

Afstand tot Vlaamse doel: 71% bereikt, nog 7.136 GWh te gaan

Vlaanderen had in 2016 1,540 Mtep hernieuwbare energie (17.905 GWh). Daarmee heeft Vlaanderen 71% bereikt van de hernieuwbare energiedoelstelling die het gewest in het lastenverdelingsakkoord had afgesproken. Dat wil zeggen dat er in de komende jaren nog 7.136 GWh hernieuwbare energie moet bij komen.

2,156 Mtep vertaald naar relatief doel: 9% à 10,3%

De Vlaamse hernieuwbare energiedoelstelling van 2,156 Mtep komt overeen met 9,0% à 10,3% van het bruto finaal energieverbruik, afhankelijk van de veronderstelling over dat verbruik in 2020. Gaat men uit van het beoogd verbruik in de energie-efficiëntieplannen (243.067 GWh) dan zou het aandeel hernieuwbare energie in 2020 in Vlaanderen 10,3% bedragen. Dit ligt iets lager dan de eerdere voorlopige doelen van de Vlaamse Regering van 10,5% hernieuwbare energie in 2020. Gaat men uit van het verbruik in 2016 (279.781 GWh) dan zou het aandeel hernieuwbare energie 2020 9,0% zijn.

Ten opzichte van het beoogde en veronderstelde finaal energieverbruik in 2020 zou het beoogde aandeel hernieuwbare energie voor Wallonië 12,4% bedragen en voor Brussel 5,7%.

Figuur 25: Beoogde hernieuwbare energieproductie omgerekend in relatieve aandelen

	Beoogde HE-productie (GWh)	Verondersteld energieverbruik (GWh)	Aandeel HE
Wallonië	14 851	120 000	12,4%
Brussel	849	14 908	5,7%
Vlaanderen	25 074	243 067	10,3%

3.3 Vlaamse subdoelen (2017)

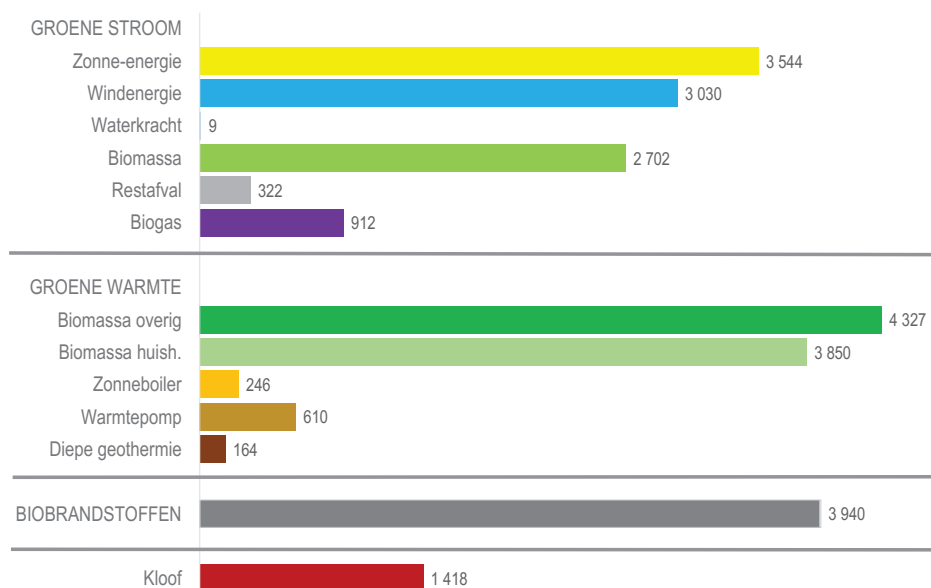
Vlaamse subdoelen per toepassing

De Vlaamse Regering heeft de 25.074 GWh-doelstelling hernieuwbare energie in 2020 opgedeeld in subdoelstellingen per hernieuwbare energiebron en -drager. Ook eerder gebeurde dat al. In januari 2014 gebeurde dat voor de toenmalige voorlopige Vlaamse doelstelling van 10,5% hernieuwbare energie. Nadien werden de doelstellingen in 2016 en 2017 bijgesteld om rekening te houden met de uiteindelijke lastenverdeling van december 2015 en de schrapping van de grootschalige biomassaprojecten uit de subdoelen. Op 6 oktober 2017 legde de Vlaamse Regering de subdoelen vast die hier verder geanalyseerd worden (Figuur 28). De subdoelen voorzien 23.656 GWh hernieuwbare energieproductie en een 'onbestemde' kloof van 1.418 GWh.

Volgens het Energiedecreet moet de Vlaamse regering voor elk jaar indicatieve subdoelstellingen per hernieuwbare energiebron (zonne-energie, windenergie, biogas, biomassa, waterkracht) vastleggen die erop gericht zijn de vooropgestelde bruto binnenlandse groene stroomproductie te bereiken in het kader van de hernieuwbare energiedoelstelling. Die subdoelstellingen zijn vooral indicatief. Zo is voorzien dat, indien de werkelijke productie per hernieuwbare energiebron meer dan 10 % afwijkt van de subdoelstellingen, wordt geëvalueerd welke de oorzaken zijn en remediërende maatregelen of bijsturing van de subdoelstellingen worden voorgesteld²⁹.

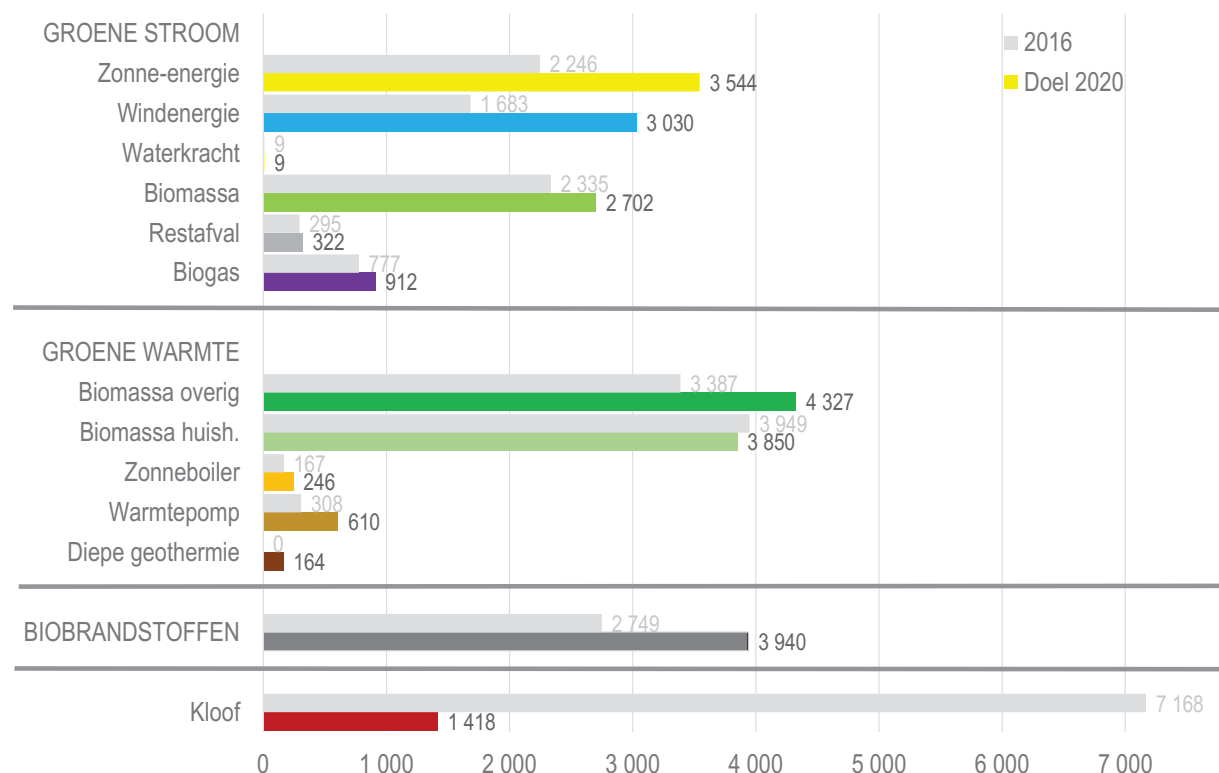
²⁹ Cf. SERV, Minaraad (2013) Advies [Subdoelstellingen](#) groene stroom 2013-2020. 21 mei 2013

Figuur 26: Nieuwe subdoelen hernieuwbare energie, mét een kloof van 1418 GWh



Ter vergelijking zijn in onderstaande figuur de subdoelen uitgezet ten opzichte van de productie in 2016. Hieruit blijkt duidelijk de forse toename die verondersteld wordt voor zonne-energie en windenergie.

Figuur 27: Subdoelen hernieuwbare energie voor Vlaanderen (GWh, 2020 tov 2016)



Figuur 28: Subdoelen hernieuwbare energie voor 2020 vastgesteld in 2014, 2016 en 2017³⁰

GWh	2015	2016	Subdoelen voor 2020		
			Beslissing 2014	Voorstel uit 2016	Energieplan 2020 (2017)
Groene stroom	7 449	7 344	11 577	11 978	10 519
Zon	2 220	2 246	2 670	3 510	3 544
Wind	1 368	1 683	2 094	2 913	3 030
Waterkracht	10	9	3	3	9
Biomassa	2 578	2 335	5 780	4 350	2 702
Restafval	515	295	270	317	322
Biogas	758	777	760	885	912
Groene warmte	7 112	7 812	9 170	9 300	9 197
Biomassa overig	3 197	3 512	4 264	4 308	4 327
Biomassa huishoudens	3 494	3 838	3 850	3 850	3 850
Zonneboiler	154	169	262	305	246
Warmtepompen	267	293	711	673	610
Diepe geothermie	0	0	83	164	164
T-Biobrandstoffen	2 194	2 749	5 000	3 796	3 940
Totaal	16 755	17 906	25 747	25 074	23 656

De subdoelen bevatten ook tussentijdse doelen die het pad naar de 2020-doelen uitstippelen (Figuur 29).

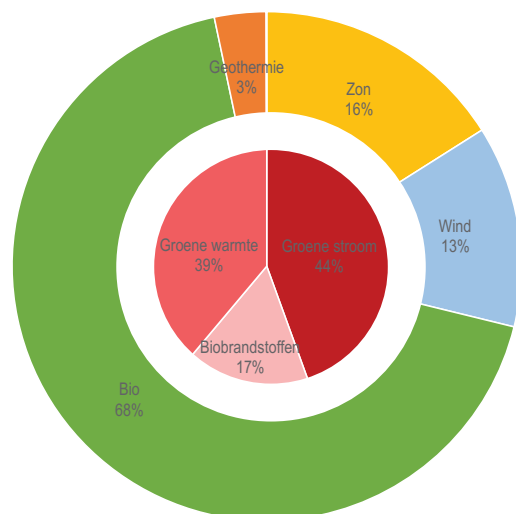
Figuur 29: Subdoelen 2020 en tussentijdse doelen (VR: 6/10/2017)

GWh	2016*	Tussentijdse doelen			Subdoelen 2020
		2017	2018	2019	
Groene stroom	7.344	7.932	8.649	9.502	10.519
Zon	2.246	2.389	2.655	3.035	3.544
Wind	1.683	2.020	2.356	2.693	3.030
Waterkracht	9	9	9	9	9
Biomassa	2.335	2.432	2.532	2.532	2.702
Restafval	295	295	295	322	322
Biogas	777	788	803	912	912
Groene warmte	7.812	8.108	8.473	8.775	9.197
Biomassa overig	3.387	3.696	3.975	4.059	4.327
Biomassa huish.	3.949	3.850	3.850	3.850	3.850
Zonneboiler	167	186	207	227	246
Warmtepomp	308	376	441	532	610
Diepe geothermie					164
Biobrandstoffen	2.749				3.940
Totaal	17.905				23.656

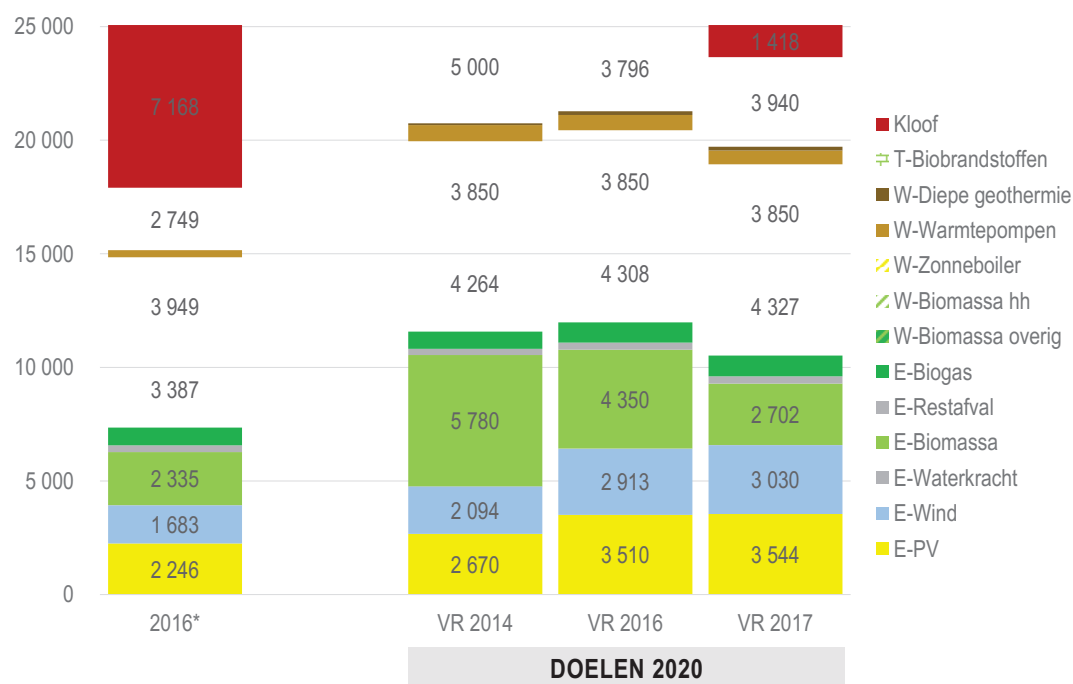
De op 6 oktober 2017 besliste subdoelen voorzien in vergelijking met de vorige subdoelen hogere doelen voor zonne-energie en windenergie en minder voor energie uit biomassa. 68% van de beoogde hernieuwbare energieproductie zal in 2020 uit biomassa komen, 16% uit zonne-energie en 13% uit windenergie. Groene stroom moet 44% van de beoogde hernieuwbare energieproductie realiseren, groene warmte 39% en biobrandstoffen 17% (Figuur 30).

³⁰ Cijfers voor 2016 zijn voorlopige cijfers uit het Energieplan 2020

Figuur 30: Subdoelen 2020 zoals vastgesteld op 6/10/2017 naar bron en drager



Figuur 31: Subdoelen hernieuwbare energie



23.656 GWh vertaald naar relatief doel: 8,5% à 9,7%

Indien men de subdoelen voor 2020 uitdrukt ten opzichte van het bruto finaal energieverbruik en men veronderstelt dat het verbruik constant blijft (in 2016 was het nog gestegen), dan betekent de 23.656 GWh hernieuwbare energie een aandeel van 8,5% hernieuwbare energie in Vlaanderen. In 2016 was het aandeel 6,4%³¹. Zou men ook de kloof invullen met interne maatregelen, dan zou Vlaanderen een aandeel van 9,5% hernieuwbare energie halen, in de veronderstelling dat het energieverbruik ongewijzigd blijft ten opzichte van 2016 (cf. supra).

Ten opzichte van het beoogd energieverbruik in 2020 (243.067 GWh) zou het aandeel hernieuwbare energie indien er een kloof blijft (23.656 GWh hernieuwbare energie) 9,7% bedragen.

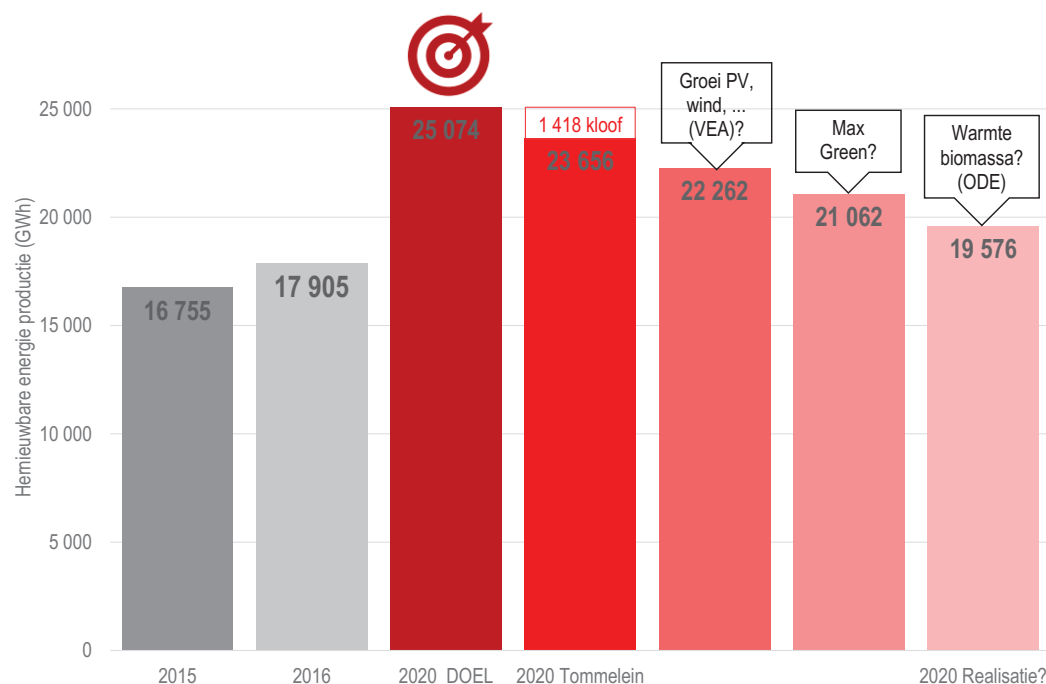
³¹ [Beleidsbrief](#) van 27 oktober 2017

3.4 Kloof tot Vlaams 2020-doel hernieuwbare energie

De kloof die de Vlaamse Regering verwacht tot de Vlaamse hernieuwbare energiedoelstelling gaat uit van enkele veronderstellingen. Die kloof kan dus veranderen indien men uitgaat van andere veronderstellingen. Er zijn in dit verband veel scenario's mogelijk. De Vlaamse Regering heeft terzake zelf geen alternatieve scenario's voorgelegd. Ook voorzien de voorgelegde documenten nauwelijks informatie om het realiteitsgehalte van de voorgestelde subdoelstellingen te onderbouwen. Het is dus onzeker of de subdoelen in het energieplan 2020 wel realistisch zijn. Hierna wordt ter illustratie van het belang van dergelijke sensitiviteitsanalyses de impact van enkele mogelijke alternatieve scenario's op de kloof bekeken.

Uit deze analyse volgt dat de kloof tot de Vlaamse hernieuwbare energiedoelstelling veel meer zou kunnen zijn dan de 1.418 GWh (of 6% van de doelstelling) die de Vlaamse Regering veronderstelt. Afhankelijk van de gemaakte hypothesen zou Vlaanderen in 2020 zelfs tot 5.498 GWh³² te weinig groene energie kunnen hebben in 2020.

Figuur 32: Kloof van 1.418 GWh zou kunnen oplopen tot 5.498 GWh



Een grotere kloof tot de doelstelling lijkt mogelijk omdat de veronderstelde versnellingen in investeringen in hernieuwbare energie te optimistisch lijken vooral inzake de installatie van windturbines, zonnepanelen, maar ook inzake groene warmte (en indirect ook inzake energiebesparing). De nog resterende tijd voor 2020 is bijzonder kort. Immers, van tel is de productie die in 2020 gerealiseerd wordt en die dus liefst tevoren geplaatst om een volledig jaar mee te kunnen produceren voor de doelstelling. Dat komt erop neer dat er eigenlijk nog maar twee jaren (2018 en 2019) zijn om de nodige extra investeringen te doen. Investerings in 2020 dragen maar deels bij tot de doelstelling, maar blijven natuurlijk van belang met het oog op het behoud en de uitbreiding van de 2020-baseline richting 2030.

Hieronder worden de diverse scenario's toegelicht en wordt voor diverse subdoelstellingen onderbouwd waarom het realiteitsgehalte ervan onzeker is.

Diverse scenario's

Uit de veelheid van mogelijke scenario's werden drie scenario's geselecteerd, die het effect van de diverse onzekerheden proberen weer te geven.

³² Cijfers voor 2015: Inventaris hernieuwbare energie. Cijfers voor 2016: voorlopige cijfers gepubliceerd in energieplan 2020. Doelen 2020 uit energieplan 2020. Aangepaste prognoses voor zon, wind en biogas op basis van VEA-prognoses uit rapport 2016. Deel 3: Evaluatie quotumpad en productiedoelstellingen. Cijfers van **Max Green**: verondersteld 1,2 TWh groene stroom. Prognoses warmte op basis van signalen in pers dat ODE stelt dat 'zelfs het behoud van de productie van 2016 een hele klus zal zijn'. (Belga, sector gelooft niet dat warmteplan Tommelein haalbaar is, 6 juli 2017)

In een eerste scenario (zon/wind) worden de VEA-prognoses van 2016 voor zonne-energie, windenergie, biogas en energie uit restafval doorerekend.

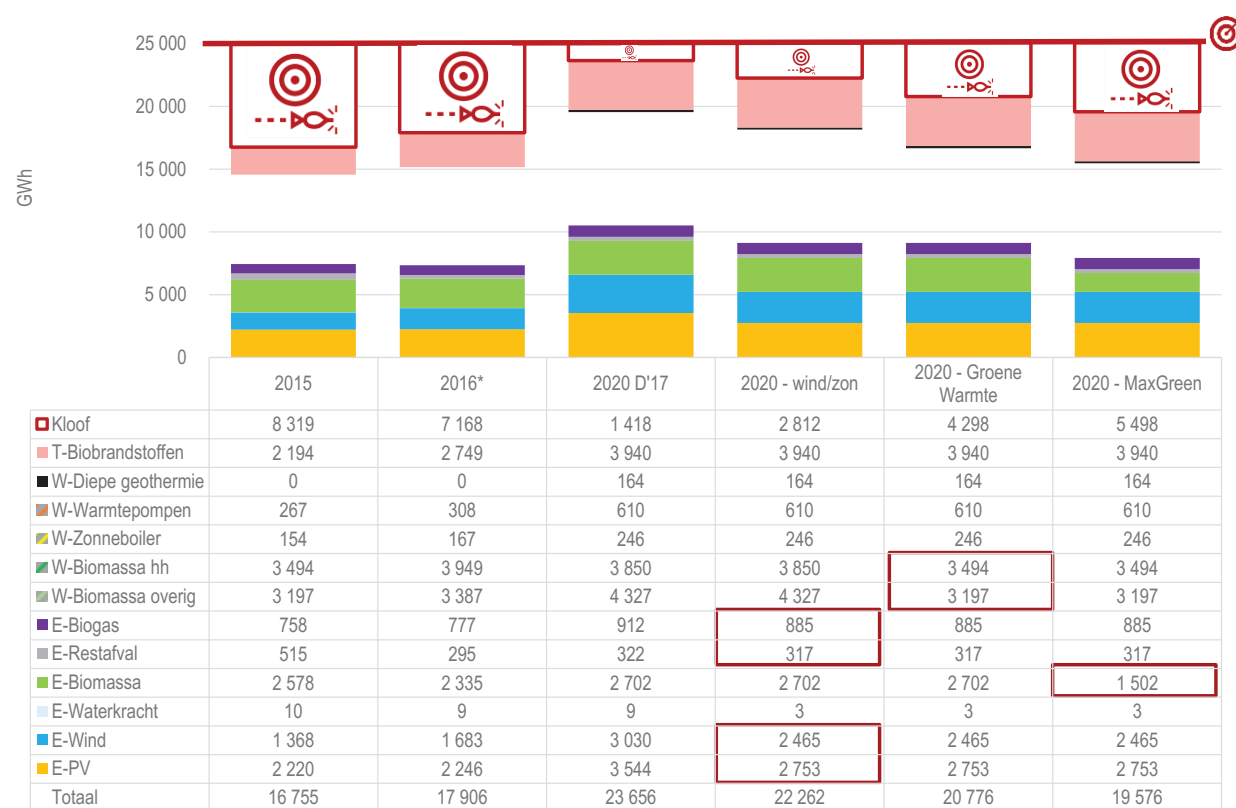
In een tweede scenario wordt bovenop deze prognoses ook verondersteld dat het groene warmtepotentieel gelijk blijft op het niveau van 2015.

In een derde scenario wordt bovenop de beide vorige aannames verondersteld dat de Max Greeninstallatie in 2020 niet geëxploiteerd wordt.

Figuur 33: Overzicht van de scenario's

Scenario's	VEA-prognoses 2016 zon, wind, biogas en restafval	Groene warmte op 2015-niveau	Stopzetting exploitatie Max Green
Wind/zon	x	x	x
Groene warmte		x	x
Max Green			X
Impact op kloof (GWh)	+ 1.394	+ 1.486	+ 1.200

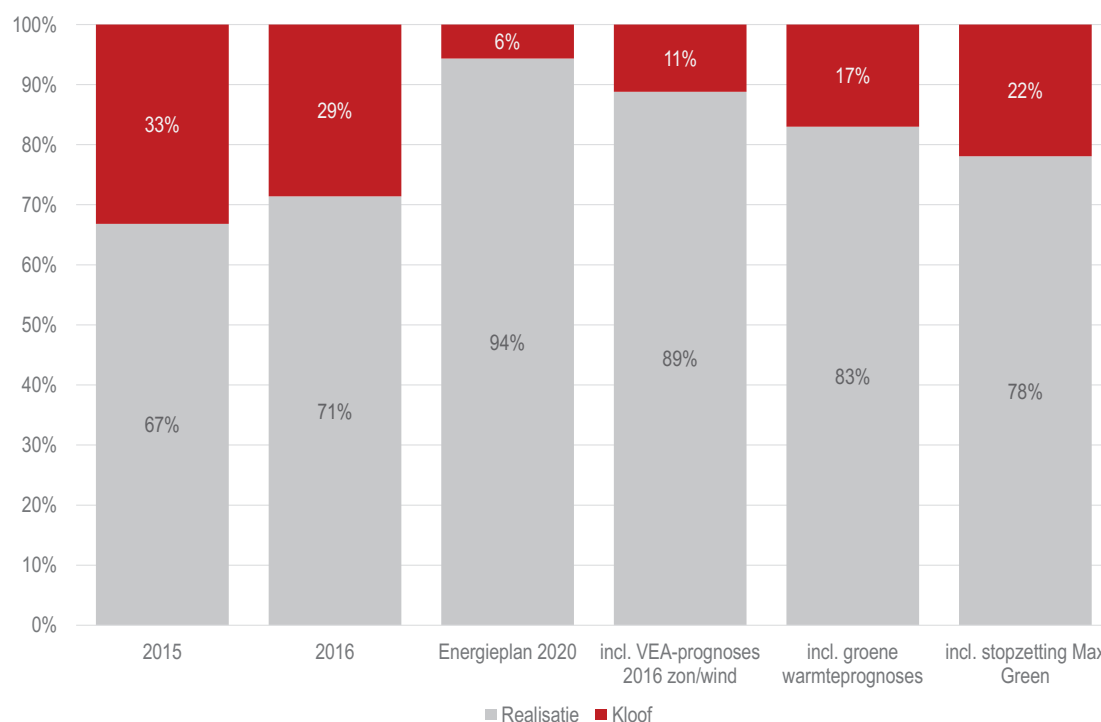
Figuur 34: Subdoelen groene energie en verwachtingen: een kloof van meer dan 5000 GWh



Figuur 35: Kloof tot de doelstelling in diverse scenario's

	HE-productie	Kloof GWh	Kloof %
Subdoelen	23 656	1 418	6%
Wind/zon	22 262	2 812	11%
Groene warmte	20 776	4 298	17%
Max Green	19 576	5 498	22%

Figuur 36: Kloof tot de doelstelling in diverse scenario's



Prognoses van VEA van 2016 zijn minder optimistisch

De verwachte groei van zonne- en windenergie en biogas is veel groter dan de prognoses van VEA van 2016. De aangenomen groeiverwachtingen zijn bijzonder ambitieus, zeker in vergelijking met de prognoses die het Vlaams Energieagentschap in midden 2016 nog publiceerde. Indien men rekent met deze VEA-prognoses uit 2016 vooral voor zonne-energie, windenergie en biogas, dan zou de kloof **1.394 GWh groter** zijn, met name 2.812 GWh.

De veronderstelde groei (ook in het ontwerp quotumrapport deel 3 voor 2017³³) lijkt bijzonder sterk ten opzichte van het verleden terwijl het onzeker is of het beleid met het warmte-, wind- en zonneplan en de recent aangekondigde wijzigingen in de steun in dezelfde mate versterkt is. Het is dus twijfelachtig of het gewijzigde beleid of de gewijzigde andere omstandigheden een dergelijke toename van de groei kunnen staven. Anderzijds is het vreemd dat het effect van de aangekondigde bijstelling van de steun (van 15 naar 10 jaar voor grote installaties) nog niet ingecalculeerd lijkt. Omgekeerd zijn ook de lagere rendementen voor kleine installaties als gevolg van de introductie van digitale meters nog niet ingecalculeerd: zelfs met een compensatieregeling daalt het voordeel van de terugdraaiende teller van 20/25 jaar naar 15 jaar en bovendien zijn er grote onzekerheden over deze compensatieregeling en de hoogte ervan.

Ook wordt hierna, o.a. op basis van cijfers over investeringen, vergunde volumes en rendementen, aangetoond waarom de sterke groeiprognoses vooral voor zonnepanelen en windturbines bijzonder onzeker zijn.

³³ De bijgestelde prognoses van het VEA zijn nog niet finaal gepubliceerd, terwijl die normaal gezien medio 2017 al verwacht werden.

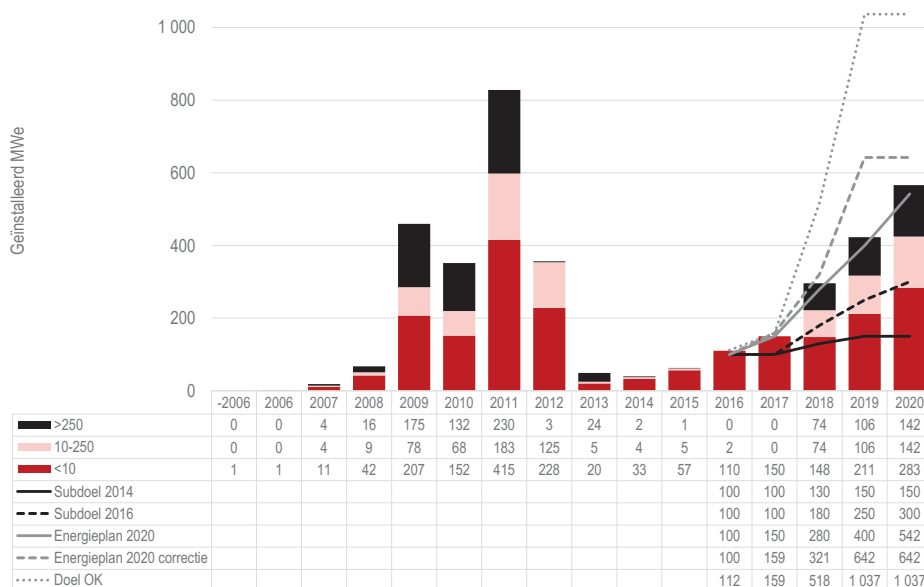
Figuur 37: Hoeveel PV-installaties en windturbines moeten er dan bijkomen?

	PV-installatie-equivalenten ³⁴	Windturbines
<i>Nu</i>	531 479	421
Prognoses	80 979	148
Subdoelen gerealiseerd	256 952	337
Subdoelen gerealiseerd en kloof gedicht (80% met PV en 20% met windturbines)	509 321	431
<i>Index nu = 100</i>		
Nu	100	100
Prognoses	115	135
Subdoelen gerealiseerd	148	180
gerealiseerd en kloof gedicht (80% met PV en 20% met windturbines)	196	202

De subdoelen van de Vlaamse Regering voor **PV** liggen buiten bereik bij extrapolatie van de PV-groei van de afgelopen jaren³⁵ of ingeval van de VEA-prognoses. Het vermogen aan zonnepanelen zou op 2 à 3 jaar met 50% moeten toenemen om de subdoelen te halen en zelfs tot 96% om ook de kloof tot de doelstelling mee te dichten. Dat veronderstelt investeringsniveaus die vergelijkbaar zijn met de PV-boom die samen ging met zeer grote oversubsidiëring (zie deel 4.3). Dat scenario lijkt nu weinig waarschijnlijk omdat

- de geboden **rendementen nu veel lager zijn dan enkele jaren geleden en zelfs onzeker** zijn. Voor kleinschalige installaties wordt de uitrol van digitale meters aangekondigd terwijl de aangekondigde compensatieregeling tot 2020 om het gemiste voordeel van de terugdraaiende teller te compenseren nog niet beschikbaar is en misschien zelfs onuitvoerbaar zal zijn. Voor grotere installaties is het onduidelijk in welke mate de aangekondigde steunduurverkortening naar 10 jaar de investeringen zal vergemakkelijken. Bovendien zouden investeringen in grootschalige installaties (>10 kW) vanuit een quasi stilstand moeten optrekken tot niveaus die gehaald werden in tijden van oversubsidiëring of die zelfs niet eerder bereikt werden.
- het laaghangend fruit al grotendeels geplukt lijkt:** De gezinnen en bedrijven die geneigd waren te investeren, namelijk degenen met de nodige financiële middelen, rendementen en de nodige daken of ruimte hebben al in belangrijke mate geïnvesteerd.

Figuur 38: Zonne-energie moet sterk groeien³⁶



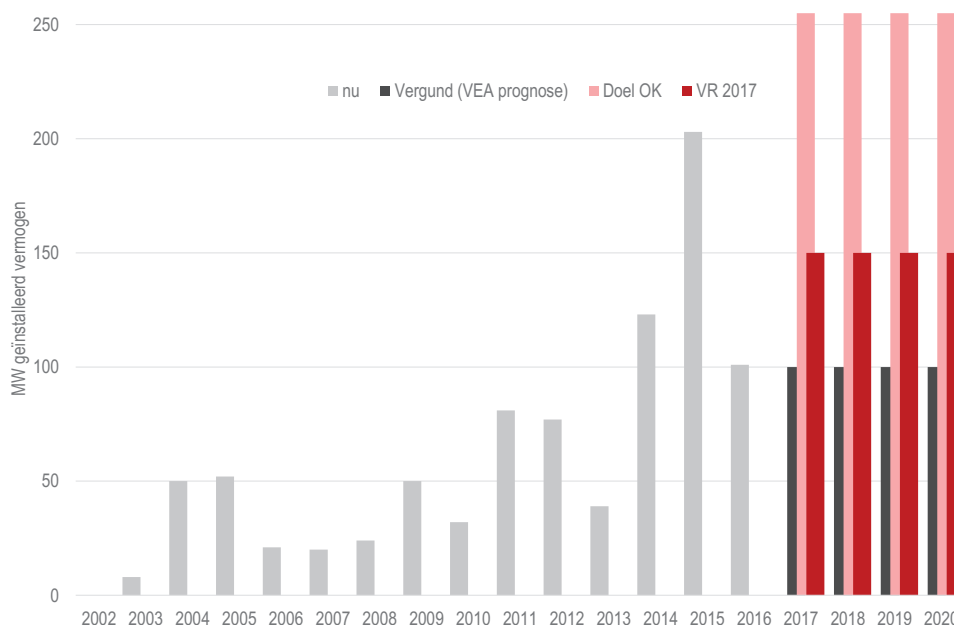
³⁴ Equivalent van particuliere PV-installaties 5 kWp. In realiteit 273.596 installaties op 31/3/2017. <http://www.energiesparen.be/barometer>

³⁵ Gemiddelde groei in GWh van de laatste 3 jaren waarvoor officiële cijfers beschikbaar zijn (2013, 2014 en 2015) doorgetrokken

³⁶ Rekening houdend met het feit dat de pas geïnstalleerde productie in het jaar van de installatie niet volledig draait, zouden de doelen inzake het geïnstalleerd vermogen voor 2018 en 2019 nog iets hoger gecorrigeerd moeten

Voor **windenergie** zou het geïnstalleerd vermogen 150 MW per jaar moeten bedragen gedurende 4 jaar, terwijl het vermogen dat reeds vergund is voor plaatsing op 100 MW wordt geschat (Figuur 39). Zou men rekening houden met het feit dat de geplaatste installaties in 2020 geen volledig jaar zullen draaien³⁷, zou het geïnstalleerd vermogen per jaar zelfs 170 MW moeten bedragen. Zou men 50% van de kloof met windenergie willen invullen, dan zou er gedurende 4 jaar zelfs 255 MW bijkomend vermogen geplaatst moeten worden.

Figuur 39: Geïnstalleerd windvermogen moet 4 jaar 50% hoger liggen dan vergund vermogen



Sector vindt biowarmteprognoses niet haalbaar

De bio-energiesector vindt dat de prognoses voor biowarmte niet haalbaar zijn³⁸. In de berichtgeving geven vertegenwoordigers van ODE aan dat zelfs het behoud van de productie van 2016 een hele klus zal zijn. De verdere uitbating van kleinere installaties zou afhankelijk zijn van de verlengingsregeling. De houtverbranding bij particulieren die nu instaat voor een groot deel van de biowarmte zou (moeten) verminderen o.a. gezien de fijnstofproblematiek. De verhoging van de subdoelen voor groene warmte lijkt tot nog toe niet gepaard te gaan met een evenredige versterking van het beleid.

Indien men veronderstelt dat voor biowarmte de productie uit 2015 behouden blijft, zou dit de kloof met **1 486 GWh** vergroten.

Uitbating van Max Green is en blijft onzeker

De uitbating van de Max Green-centrale (268 MW) is en blijft onzeker. Max Green is een steenkoolcentrale die in 2011 omgebouwd werd tot een 100% biomassa-centrale³⁹ die naar gelang de gebruikte inschatting tussen 1,2 en 1,6 TWh groene stroom per jaar kan opwekken. Dat is 7% tot 9% van de groene stroomproductie in Vlaanderen in 2016.

Een belangrijke factor van onzekerheid is de vraag of de Max Green biomassacentrale in Rodenhuis een verlenging zal krijgen van haar milieuvergunning. Die loopt af in 2018 en de minister vroeg het Vlaams Energieagentschap om

worden. Daarmee zouden installatiegraden gehaald moeten worden die vergelijkbaar zijn met de zeer sterke groei tussen 2009 en 2012.

³⁷ Het VEA lijkt dat niet in rekening te brengen.

³⁸ Belga, 6 juli 2017, Sector gelooft niet dat warmteplan Tommelein haalbaar is

<https://www.hln.be/wetenschap-planeet/milieu/-warmteplan-tommelein-is-niet-realistisch~a3b93cb1/>

³⁹ <http://corporate.engie-electrabel.be/wp-content/uploads/2016/03/rodenhuize-folder-nl.pdf>

een scenario met en zonder Max Green op te nemen⁴⁰. Enkel een scenario met Max Green lijkt niet voorzien in de subdoelen voor 2020: "In 2020 wordt een maximale productie van de centrale Max Green verondersteld"⁴¹.

Ook zijn er al langer twijfels over de rendabiliteit van de Max Green centrale⁴² en werd gezien de hoge biomassaprijzen en lage elektriciteitsprijzen al meermaals een verhoging van het steunniveau gevraagd, maar niet toegestaan. "ENGIE Electrabel en Ackermans & van Haaren betreuren het feit dat er onvoldoende politiek draagvlak bestaat om dit Max Green project de nodige steun te geven dat essentieel is om het voortbestaan op lange termijn te garanderen."⁴³ Overigens zouden nieuwe investeringen nodig zijn om de oude installatie verder te kunnen laten draaien. Verder zouden de certificaten toegekend aan Max Green maar aanvaardbaar zijn gedurende de looptijd van de op 1/1/2011 geldende milieuvergunning en zou een bijkomende aanvraag tot verlenging van de steun moeten worden ingediend om ook in de toekomst nog steun te kunnen krijgen.

Het is onduidelijk wat de recente beslissing van de Vlaamse Regering op 24 november 2017 betekent voor de rendabiliteit en de exploitatie van de installatie. De Vlaamse Regering gaat ervan uit dat met de verlaging van het aftrek van niet voor de certificatenverplichting aanvaardbare certificaten (de verminderde aftopping van 11% naar 4%) de installatie voldoende rendabel kan zijn⁴⁴. Dit wordt echter niet nader gedocumenteerd. Op basis van eerdere gepubliceerde beweringen over de verliezen van Max Green⁴⁵, lijkt bij het voorgestelde steunniveau de installatie nog steeds verlieslatend. Omgekeerd draait de installatie al jaren ondanks de verkondigde verliezen en zijn precieze effectieve verliezen van zo'n installatie die ingebed is in een geïntegreerde verticale groep moeilijk te achterhalen. Ook is het onduidelijk hoe de vereiste nieuwe investeringen de rendabiliteit van deze installatie zullen beïnvloeden.

Hierna werd verondersteld dat indien Max Green niet zou draaien in 2020 de kloof tot de HE-doelstelling met **1 200 GWh** groeit.

3.5 'Lastenverdeling bis'?

Belgische lastenverdeling is wellicht niet sluitend

Het is niet zeker dat het Belgische lastenverdelingsakkoord sluitend is, omdat de veronderstelde energieverbruiken voor 2020 wellicht te laag zijn (378 TWh). Als de energie-efficiëntiedoelen niet gehaald worden, zullen bijkomende inspanningen nodig zijn om de hernieuwbare energiedoelen te halen.

Het samenwerkingsakkoord met Belgische lastenverdeling van eind 2015 voorziet absolute groene energieproductiedoelen (in Mtep) voor de regio's die gegeven een bepaald finaal energieverbruik zorgen dat de 13% hernieuwbare energiedoelstelling wordt gehaald. Dat finaal energieverbruik voor 2020 is afkomstig van de energie-efficiëntieactieplannen die de regio's opmaakten. Als het 2020-verbruik hoger is dan het veronderstelde verbruik van 32,5 Mtep (378 TWh), klopt de Belgische rekening niet en zullen er bijkomende inspanningen inzake hernieuwbare energie nodig zijn om de doelen te realiseren. Het samenwerkingsakkoord voorziet dat het overlegcomité dan compenserende maatregelen afsprekt die leiden tot een aanpassing van de actieplannen⁴⁶. Aldus kan de resterende inspanning opnieuw verdeeld worden, hetgeen dus kan leiden tot bijkomende engagementen voor Vlaanderen.

⁴⁰ ODE, [nieuwsbrief](#)

⁴¹ Nota VR, 6/10/2017 Energieplan 2020. Blz. 5.

⁴² <http://www.avs.be/avsnews/biomassacentrale-rodenhuize-draait-nog>

⁴³ <http://corporate.engie-electrabel.be/nl/nieuws/energieia-be-electrabel-enige-eigenaar-van-max-green-2/>. Deze site meldt de productie van 1,6 TWh groene stroom, terwijl hier verder maar gerekend wordt met lagere inschattingen: 1,2 TWh. Recent werd een melding gemaakt van een verwachte groene stroomproductie van 1,483 TWh. De kloof bij sluiting van Max Green is dus mogelijk onderschat.

⁴⁴ **Memorie van Toelichting:** 'Het is echter niet opportuun om deze vermindering ook voor dergelijke installaties die conform artikel 7.1.1, §1, vijfde lid Energiedecreet een verlenging op basis van een onrendabele top berekening en een berekende bandingfactor de vermindering van 11% volledig te handhaven. De Regering meent evenwel dat dergelijke installaties met een aangepaste vermindering van 11% naar 4% wel voldoende rendabel zijn en dat op deze wijze overcompensatie wordt vermeden.'

Ontwerp van decreet tot wijziging van het Energiedecreet van 8 mei 2009, wat betreft de uitrol van digitale meters en tot wijziging van artikel 7.1.1, 7.1.2, 7.1.5 en 13.2.1. van hetzelfde decreet.

⁴⁵ Abstractie makend van nieuwe bandingfactor en van nieuwe te maken investeringen die wellicht de steunbehoefte nog doen toenemen. Op basis van data uit [parlementaire bespreking](#). 90€/MWh is het steunniveau dat Max Green vraagt. 79€/MWh is het steunniveau dat vereist zou zijn om 15 mio euro extra steun te geven (15 mio euro verlies in 2014)

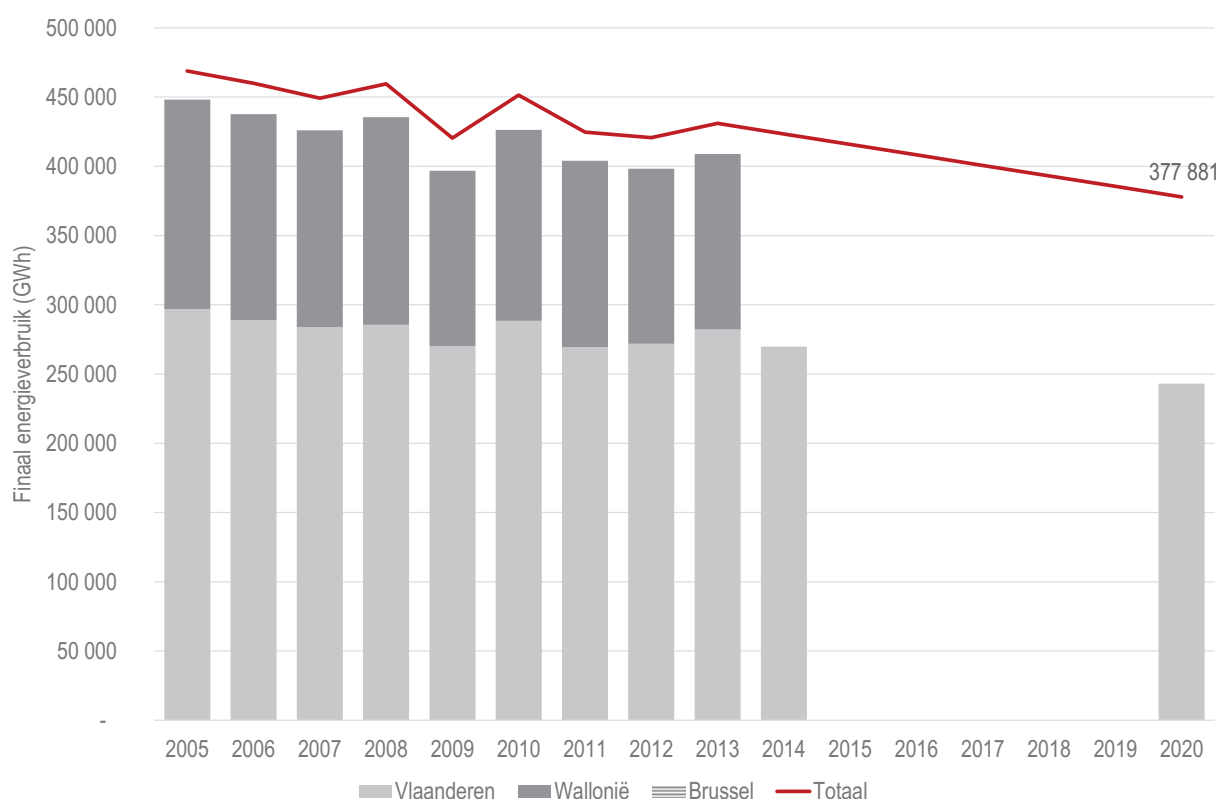
⁴⁶ Art. 33 §2. Van het [samenwerkingsakkoord](#): Als uit de beoordeling van het nationaal actieplan, vermeld in paragraaf 1, blijkt dat er een verschil bestaat tussen het aandeel energie uit hernieuwbare bronnen en de te

Figuur 40: Lastenverdelingsakkoord met absolute doelen veronderstelt 32,5 Mtep verbruik

	HE 2020		Finaal energieverbruik					Veronderstelde besparing		
	Mtep	GWh	Mtep	GWh	GWh	2014 ⁴⁷	2015	2016	(2014-2020)	(2015-2020)
Vlaanderen	2,156	25 074		243 067	267.750	274.056	279.781		-9%	-11%
Wallonië	1,277	14 851		120 000	120.183	?	?		0%	
Brussel	0,073	849		14 908	7.487 (?)	?	?		?	
Federaal	0,718	8 350								
Totaal	4,224	49 125	32,492	377 975	395.420	416.121	?		-4%	-9%

De veronderstelde energieverbruiken veronderstellen stevige energiebesparingen die niet evident lijken, zeker voor Vlaanderen waarvoor het energieverbruik in 2020 15% lager moet zijn dan in 2005. Ook lijkt er geen gelijkaardige intensivering van de energie-efficiëntie- en energiebesparingsinspanningen voorzien de komende jaren. Bovendien lijken de verbruiken sterk gerelateerd aan het aantal graaddagen; dat wil zeggen dat als 2020 een koud jaar is, het wellicht nog moeilijker zal zijn om de veronderstelde energiebesparingen te realiseren.

Figuur 41: Finaal energieverbruik in België

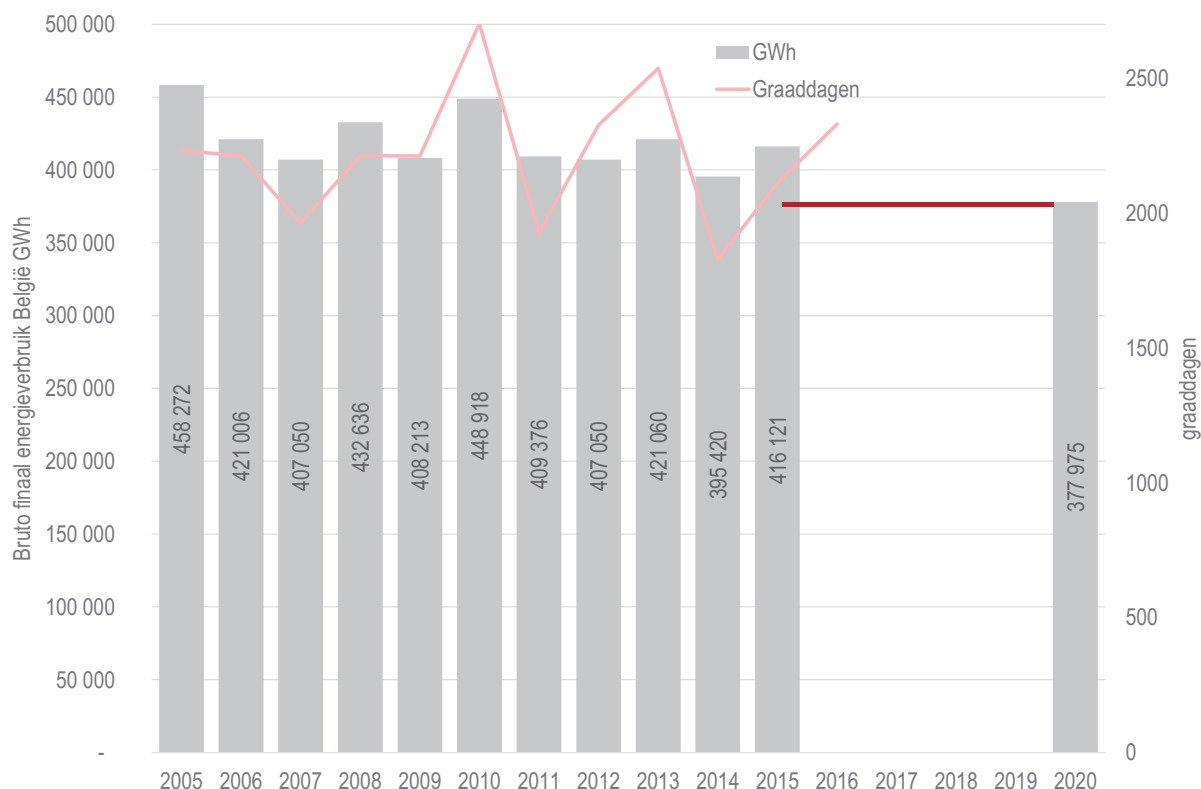


bereiken doelstellingen, vermeld in de artikelen 30, §1, §4 en §5, en 31, §2, beslist het eerst geplande Overlegcomité na 30 september 2017 over de noodzaak om mogelijke corrigerende maatregelen toe te passen.

§3. Als het Overlegcomité beslist over de noodzaak om corrigerende maatregelen te nemen, vermeld in paragraaf 2, worden de actieplannen, vermeld in artikel 32, gewijzigd binnen de vier maanden na de beslissing van het Overlegcomité.

⁴⁷ Overzichtelijke informatie over de evolutie van de finale energieverbruiken in de gewesten ontbreken. Data van de gewesten lijken niet altijd op te tellen tot de data voor België. De weergegeven data zijn dus een inschatting op basis van de beschikbare gegevens.

Figuur 42: Bruto finaal energieverbruik België tov doelstelling uit energie-efficiëntieactieplan



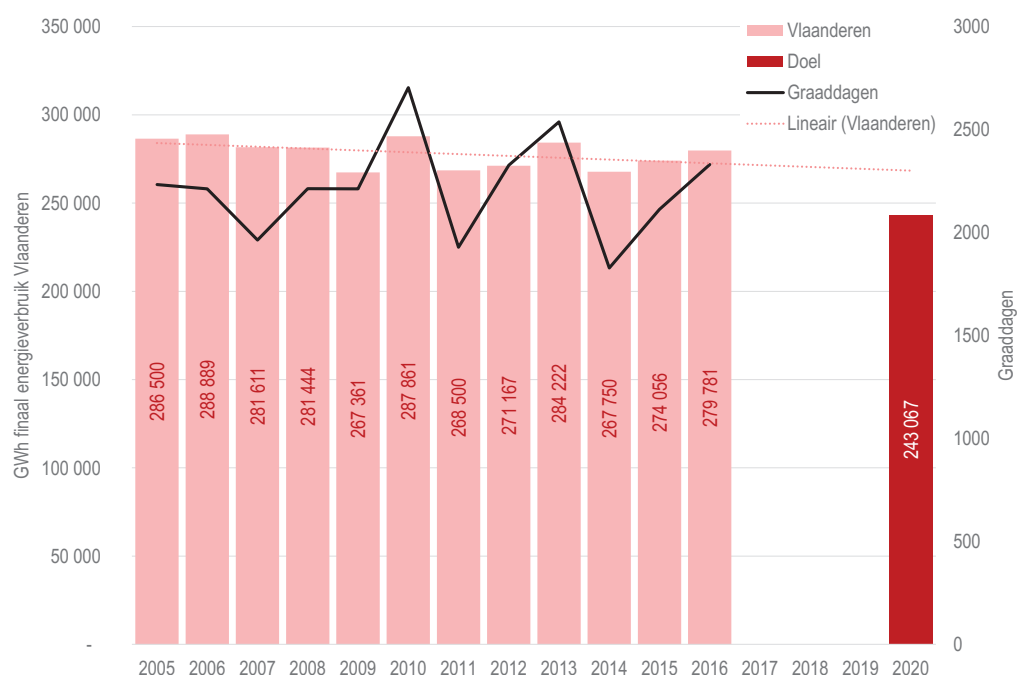
Wellicht extra Vlaamse HE-verplichtingen door te weinig energiebesparing

Vlaanderen zal – afhankelijk van de beslissingen in het overlegcomité – in een soort “lastenverdeling-bis” wellicht bijkomende maatregelen opgelegd krijgen omdat de verwachte energiebesparing in België wellicht niet gerealiseerd wordt. Vooral Vlaanderen is verantwoordelijk voor het niet-realiseren van het verwachte energieverbruik. Voor Vlaanderen lijkt de veronderstelde energiebesparing nog ver buiten bereik en was de 15% absolute energiebesparingsdoelstelling in 2020 ten opzichte van 2005 bijzonder ambitieus. Om de energiebesparingsdoelstelling te halen, zou het energieverbruik in Vlaanderen elk jaar met **3,3%** moeten dalen. De laatste vijf jaren waarvoor er gegevens beschikbaar zijn, daalde het energieverbruik in Vlaanderen slechts gemiddeld met **0.9%**. In Vlaanderen was het finaal energieverbruik in 2016 o.a. door de strenge winter zelfs gestegen met 2,1% ten opzichte van 2015. Ook 2017 lijkt opnieuw te evolueren naar een verdere stijging van het verbruik⁴⁸. Wallonië was daarentegen in 2014 al ongeveer op het verwachte verbruik in 2020 (zie figuur)⁴⁹. In deze context lijkt dan ook weinig realistisch te verwachten dat de andere gewesten of de federale overheid dan volledig de gevolgen van eventuele bijkomende maatregelen zullen willen dragen.

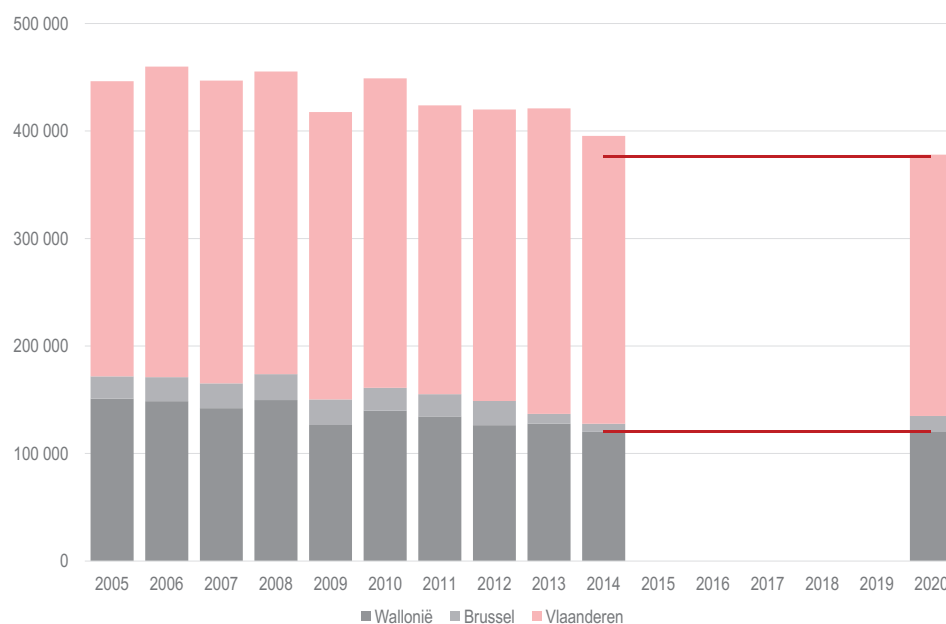
⁴⁸ Op basis van voorlopige Synergrid-cijfers

⁴⁹ Waalse energiebalans 2014.

Figuur 43: Vlaanderen haalt energiebesparingscijfer wellicht niet⁵⁰



Figuur 44: Wallonië realiseert wellicht wel de energiebesparingsdoelen



Scenario's over extra verplichtingen uit lastenverdeling bis

De omvang van de bijkomende hernieuwbare energie-verplichtingen voor Vlaanderen zal afhangen van het verbruik in 2020 (afhankelijk van de conjunctuur, het klimaat, het energie-efficiëntiebeleid, ...) en van de afspraken gemaakt in het overlegcomité ("lastenverdeling-bis"). Gezien de grote afstand tot de energiebesparingsdoelen en het aandeel van Vlaanderen hierin kunnen belangrijke bijkomende verplichtingen voor Vlaanderen verwacht worden.

Hierna worden 3 scenario's doorgerekend met verschillende aannames rond het Belgisch finaal energieverbruik in 2020 en het aandeel van Vlaanderen in het ontstaan/sluiten van een eventuele bijkomende kloof tot de Belgische hernieuwbare energiedoelstelling.

⁵⁰ Cijfer voor 2016 afgeleid uit 6,4% hernieuwbare energie in Beleidsbrief 2017.

- **‘Warme winter’**: Een eerste scenario veronderstelt een Belgisch finaal energieverbruik van 390 TWh dat hoger is dan het veronderstelde energieverbruik van 377 TWh maar dat lager is dan het energieverbruik in 2015 (416 TWh). Dit lagere verbruik kan te wijten zijn aan een zachte winter (naam scenario), maar ook aan andere factoren zoals verhoogde investeringen in energiebesparing, verminderde economische activiteit, ... Er wordt in dit scenario verondersteld dat bijkomend 13% hernieuwbare energieproductie moet worden gerealiseerd op het energieverbruik dat in 2020 het veronderstelde energieverbruik overtreft en dat hiervan 66% moet gerealiseerd worden in Vlaanderen (omdat dat het aandeel was van Vlaanderen in het Belgisch finaal energieverbruik in 2015).
- **‘Koude winter’**: Een tweede scenario veronderstelt een Belgisch finaal energieverbruik van 420 TWh en een aandeel van Vlaanderen van 66% hierin. Dat Belgisch energieverbruik is vergelijkbaar met de situatie in 2013 (421 TWh), een jaar met een koude winter. Dit hogere verbruik kan ook te wijten zijn aan andere dan klimatologische omstandigheden (cf. supra).
- **‘100% Vl. verantwoordelijkheid’**: Een derde scenario veronderstelt een Belgisch finaal energieverbruik van 420 TWh en een aandeel van Vlaanderen van 100% hierin. Dit scenario is geïnspireerd door het feit dat Wallonië nu al grotendeels zijn energiebesparingsdoelstelling lijkt te realiseren en dat een afwijking van de beoogde finale energieverbruik in hoofdzaak/alleen aan Vlaanderen te wijten zal zijn.

Figuur 45: Scenario's over het finaal energieverbruik

Scenario	Energieverbruik België (TWh)	Aandeel Vlaanderen in kloof	Impact op hernieuwbare energiekloof (GWh)	Extra kloof door lastenverdeling bis (GWh)
‘Warme winter’	390	66%	+ 1.030	1.030
‘Koude winter’	420	66%	+ 2.570	3.600
‘100% Vl. verantwoordelijkheid’	420	100%	+ 1.863	5.463

3.6 Kloof tot ev. verhoogd HE-doel

De kloof tot de Vlaamse hernieuwbare energiedoelstelling kan groter zijn dan de Vlaamse Regering veronderstelt omdat de veronderstellingen rond het potentieel van interne maatregelen mogelijk bijgesteld moet worden en omdat de Vlaamse hernieuwbare doelstelling van 25.074 GWh mogelijk bijgesteld moet worden afhankelijk van de evolutie van het energieverbruik en de afspraken gemaakt in een lastenverdeling bis. Onderstaande figuur vat samen wat de impact is van diverse veronderstellingen op de kloof tot de Vlaamse hernieuwbare energiedoelstelling.

Figuur 46: Impact van veronderstellingen op de kloof tot de doelstelling

Veronderstellingen	Impact op kloof (GWh)
Kloof VR	1 418
Ivm potentieel interne maatregelen	
Zon/wind cf. VEA-prognose 2016	1 394
Groene biowarmte op 2015-niveau	1 486
Geen productie van Max Green	1 200
Ivm ev. verhoogd Vlaams HE doel	
Warme winter	1 030
Koude winter	2 570
100% Vl. verantwoordelijkheid	1 863
Kloof	

Figuur 47: Kloof kan 8 keer groter zijn dan Vlaamse Regering veronderstelt⁵¹



⁵¹ “Warme winter” staat voor Belgisch finaal energieverbruik van 390 TWh in 2020, “koude winter” staat voor Belgisch finaal energieverbruik van 420 TWh. Ter vergelijking: in het ‘koude’ jaar 2013 was het Belgisch verbruik 421 TWh. Deze verkorte formulering maakt onterecht abstractie van het feit dat het verbruik ook beïnvloed wordt door het economisch klimaat, de energie-efficiëntiemaatregelen, e.d.. Beide scenario’s gaan ervan uit dat 66% van de kloof zal opgevuld moeten worden door Vlaanderen (cf. het aandeel van Vlaanderen in het Bruto Finaal verbruik). In het “100% VL. verantw.”-geval wordt verondersteld dat Vlaanderen volledig verantwoordelijk is voor de hogere dan vooropgestelde verbruiken in België. Wallonië zat in 2014 al op het vooropgestelde lagere verbruiksniveau.

4 Hernieuwbare energieproductie en –installaties

Hieronder worden gegevens gebundeld over de hernieuwbare energieproductie in Vlaanderen (4.1) en het vermogen aan hernieuwbare energie-installaties (4.2). In het bijzonder wordt nader ingegaan op het vereist investeringsritme voor zon (4.3), wind (4.4), zonneboilers (4.5) en warmtepompen (4.6) om de doelen te realiseren in verhouding tot het investeringsritme. Tot slot wordt de Belgische/Vlaamse situatie vergeleken met die in andere EU-landen (4.7).

4.1 Productie

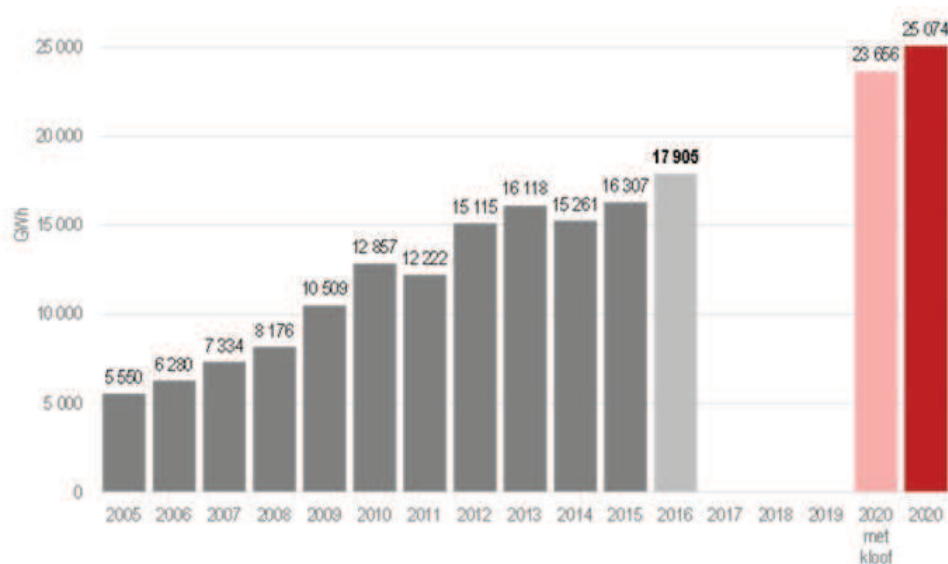
Figuur 48: Kerncijfers hernieuwbare energieproductie Vlaanderen

Hernieuwbare energieproductie GWh	2016	2020
Groene stroom	7.339	10.519
Groene warmte	7.811	9.197
Biobrandstof transport	2.749	3.940
Totaal	17.905	25.074
Kloof tot HE-doel	7.168	1.418
Aandeel HE in finaal verbruik	6,4%	8,5%
Aandeel bio-energie in HE	75%	68%

17.905 GWh of 6,4% hernieuwbare energie in 2016

De hernieuwbare energieproductie is in Vlaanderen de afgelopen jaren gestegen tot 17.905 GWh in 2016⁵² (Figuur 49), een aandeel van 6,4% in het bruto finaal energieverbruik⁵³. Dat is 71% van de doelstelling voor Vlaanderen vastgelegd in het lastenverdelingsakkoord en 76% van de doelstelling voor interne maatregelen vastgelegd in het Energieplan 2020 van 6 oktober 2017.

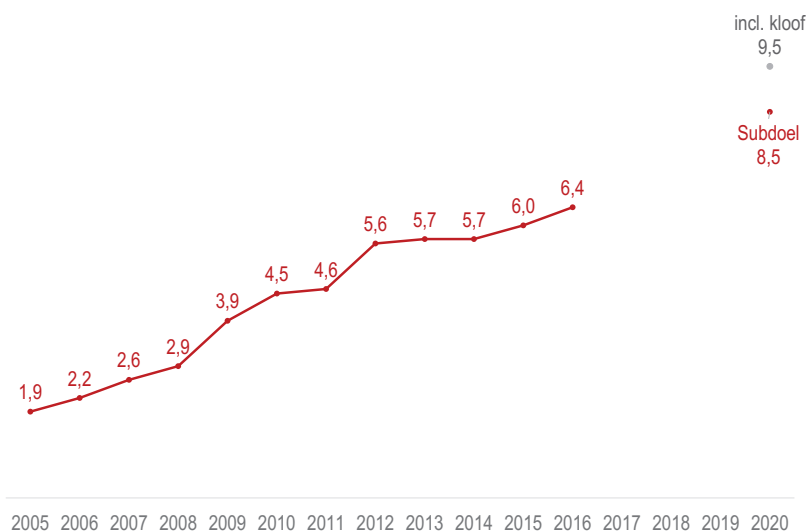
Figuur 49: Evolutie hernieuwbare energieproductie in Vlaanderen



⁵² Voorlopige cijfers uit [Energieplan 2020](#)

⁵³ Beleidsbrief 2017.

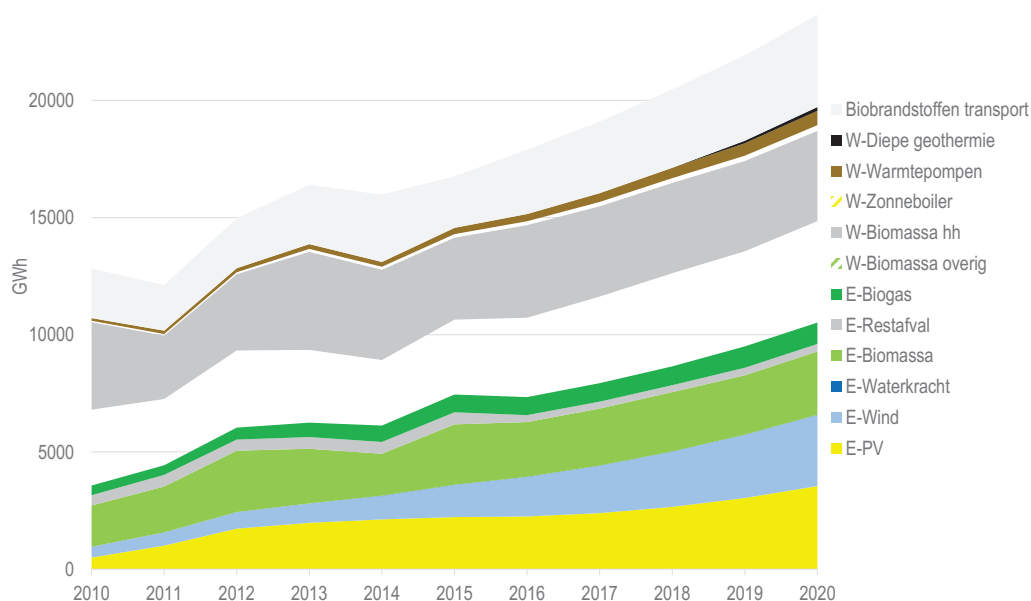
Figuur 50: Vlaanderen heeft nu 6,4% hernieuwbare energie en mikt op 8,5% in 2020⁵⁴



Vooral hernieuwbare energie uit biomassa

Er was de afgelopen jaren vooral een sterke groei van de hernieuwbare energieproductie uit zonne-energie en windenergie.

Figuur 51: Hernieuwbare energiemix 2010-2020 (doelen Energieplan 2020)⁵⁵



⁵⁴ Inventaris hernieuwbare energie, Beleidsbrief. Het bruto finaal energieverbruik in 2020 werd verondersteld ongewijzigd te zijn tov 2016. Omgerekend op basis van 6,4% HE met 17905 GWh.

⁵⁵ E: Elektriciteit. W: Warmte.

Een lift naar genoeg groene energie?
Achtergrondrapport

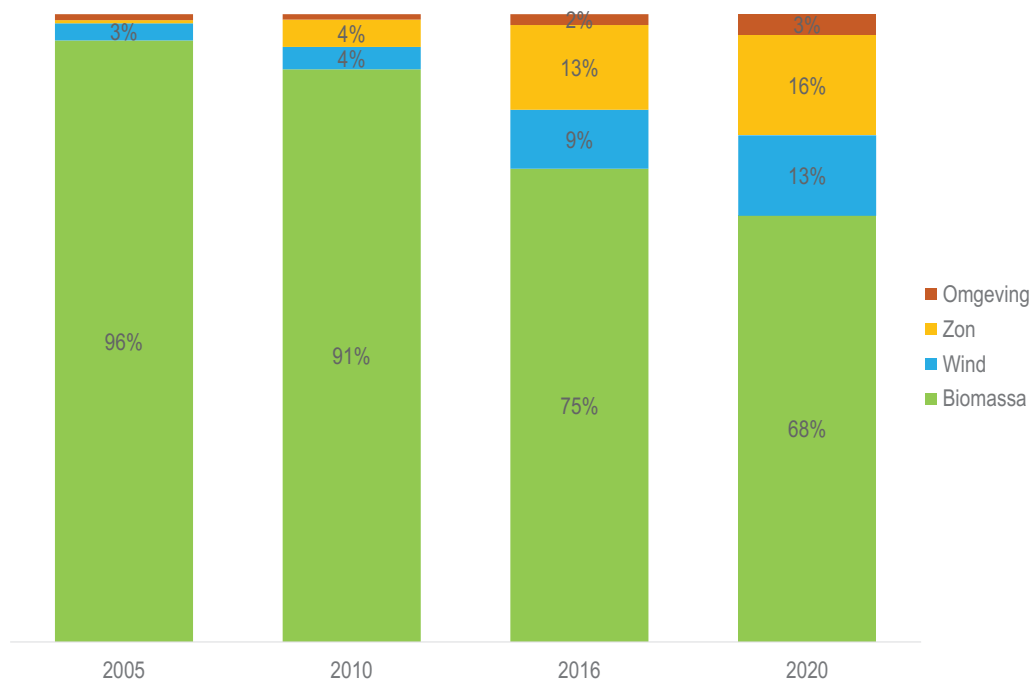
Figuur : Bruto groene energieproductie per toepassing⁵⁶

GWh	Groene stroom							Groene warmte						Bio-brandstoffen transport	Totaal hernieuwbare energie
	E-PV	E-Wind	E-Waterkracht	E-Bio-massa	E-Rest-afval	E-Biogas	Totaal groene stroom	W-Biomassa overig	W-Biomassa hh	W-Zonne-boiler	W-Warmte-pompen	W-Diepe geo-thermie	Groene warmte		
2005	1	160	3	608	176	126	1 074	2 029	2 387	28	56	0	4 500	278	5 852
2006	3	225	3	982	208	155	1 576	2 125	2 486	28	56	0	4 694	250	6 521
2007	6	268	3	1 053	258	156	1 744	2 554	2 363	28	56	0	5 000	833	7 578
2008	34	319	3	1 371	273	196	2 196	2 476	2 802	56	83	0	5 417	861	8 474
2009	144	391	3	1 875	349	332	3 094	2 708	2 931	56	83	0	5 778	1 917	10 789
2010	494	456	3	1 762	438	413	3 565	3 236	3 732	63	114	0	7 145	2 115	12 825
2011	1 002	562	4	1 955	498	410	4 430	2 829	2 701	70	144	0	5 744	1 948	12 122
2012	1 728	704	4	2 619	473	510	6 038	3 292	3 252	83	174	0	6 801	2 132	14 971
2013	1 975	825	4	2 331	501	614	6 249	3 104	4 181	128	205	0	7 618	2 530	16 397
2014	2 122	1 001	11	1 788	503	700	6 125	2 797	3 850	128	205	0	6 980	2 869	15 974
2015	2 220	1 368	10	2 578	515	758	7 449	3 197	3 494	154	267	0	7 112	2 194	16 755
2016	2 246	1 683	9	2 335	295	770	7 339	3 387	3 949	167	308	0	7 811	2 749	17 899
2017	2 389	2 020	9	2 432	295	788	7 933	3 696	3 850	186	376	0	8 108	3 047	19 088
2018	2 655	2 356	9	2 532	295	803	8 650	3 975	3 850	207	441	0	8 473	3 345	20 468
2019	3 035	2 693	9	2 532	322	912	9 503	4 059	3 850	227	532	107	8 775	3 642	21 920
2020	3 544	3 030	9	2 702	322	912	10 519	4 327	3 850	246	610	164	9 197	3 940	23 656

⁵⁶ VITO, Inventaris hernieuwbare energie, Energieplan 2020

75% van de groene energieproductie in Vlaanderen in 2016 was biomassagebaseerd (Figuur 53 en Figuur 52). Dat aandeel daalt, maar zal volgens het Energieplan 2020 ook in 2020 nog hoog (68%) blijven.

Figuur 52: Aandeel biomassa in groene energieproductie daalt verder



Figuur 53: Groene energie in Vlaanderen is en blijft in hoofdzaak op basis van biomassa⁵⁷

	Naar bron			
	Biomassa	Wind	Zon	Omgeving
2005	96%	3%	0%	1%
2006	95%	3%	0%	1%
2007	95%	4%	0%	1%
2008	94%	4%	1%	1%
2009	94%	4%	2%	1%
2010	91%	4%	4%	1%
2011	85%	5%	9%	1%
2012	82%	5%	12%	1%
2013	81%	5%	13%	1%
2014	78%	6%	14%	1%
2015	76%	8%	14%	2%
2016	75%	9%	13%	2%
2017	74%	11%	13%	2%
2018	72%	12%	14%	2%
2019	70%	12%	15%	3%
2020	68%	13%	16%	3%

Groene warmte verliest aan belang t.o.v. groene stroom

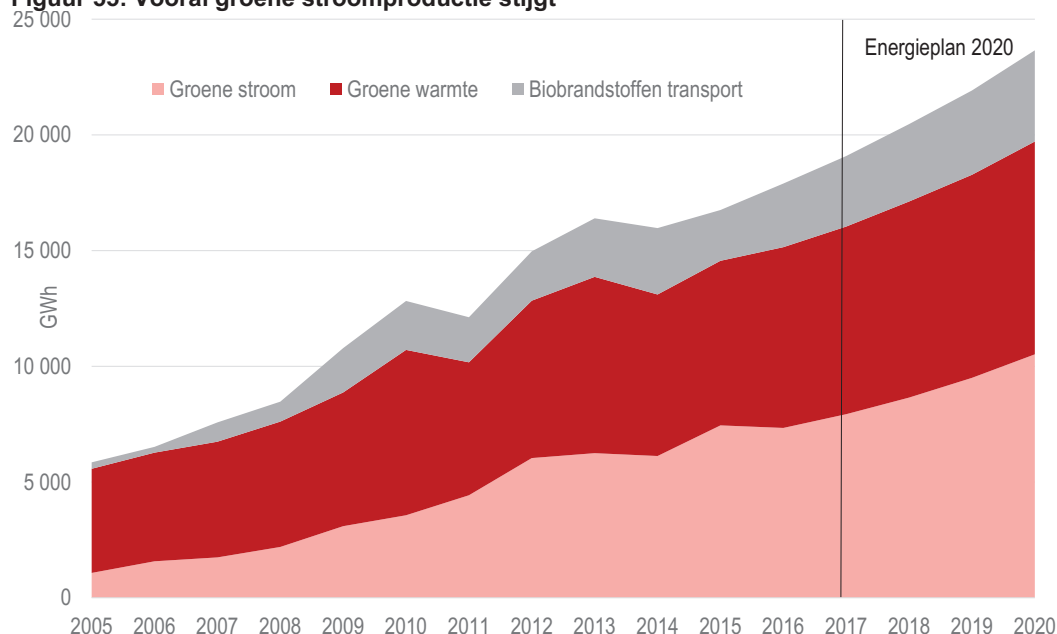
44% van de groene energieproductie was in 2016 groene warmte, 41% groene stroom en 15% biobrandstoffen (Figuur 53). Het aandeel groene stroom zal naar verwachting verder stijgen (Figuur 55).

⁵⁷ VITO, inventaris hernieuwbare energie en prognoses uit Energieplan 2020

Figuur 54: Aandeel groene warmte neemt af⁵⁸

	Naar vector		
	Groene stroom	Groene warmte	Biobrandstoffen
2005	18%	77%	5%
2006	24%	72%	4%
2007	23%	66%	11%
2008	26%	64%	10%
2009	29%	54%	18%
2010	28%	56%	16%
2011	37%	47%	16%
2012	40%	45%	14%
2013	38%	46%	15%
2014	38%	44%	18%
2015	44%	42%	13%
2016	41%	44%	15%
2017	42%	42%	16%
2018	42%	41%	16%
2019	43%	40%	17%
2020	44%	39%	17%

Figuur 55: Vooral groene stroomproductie stijgt⁵⁹



12,3% groene stroom, 5,1% groene warmte (2016)

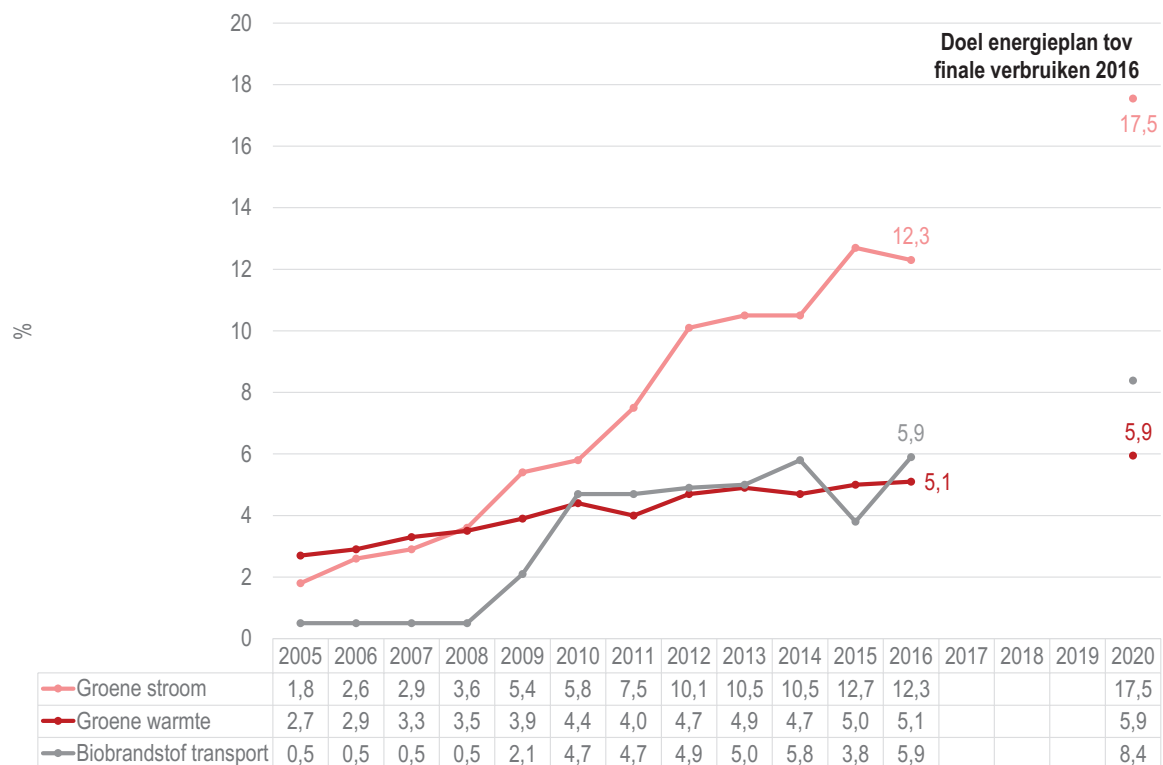
Hoewel groene warmte het grootste aandeel inneemt in de hernieuwbare energieproductie in Vlaanderen is het aandeel van hernieuwbare energie in het warmteverbruik slechts 5,1%. Het aandeel groene stroom in het totaal energieverbruik voor elektriciteit neemt 12,3% in⁶⁰. Dat komt omdat het energieverbruik voor warmte in absolute hoeveelheden belangrijker is dan het energieverbruik voor elektriciteit.

⁵⁸ VITO, inventaris hernieuwbare energie en prognoses uit Energieplan 2020

⁵⁹ VITO, inventaris hernieuwbare energie en prognoses uit Energieplan 2020

⁶⁰ Het aandeel groene stroom gaat over groene stroomproductie in Vlaanderen en mag hier niet verward worden met groene stroomleveringen waarvoor garanties van oorsprong worden voorgelegd die ook van buiten Vlaanderen kunnen komen.

Figuur 56: 12,3% groene stroom, 5,1% groene warmte⁶¹



Figuur 57: Finaal energieverbruik⁶²

Finaal verbruik in GWh voor	2015	2016
Elektriciteit	58 614	59 707
Warmte	146 528	153 176
Transport	55 222	55.000
Totaal	274 056	279 766

4.2 Vermogen

Vooraf veel elektrisch vermogen aan zonne-energie en windenergie

60% van het geïnstalleerd en operationeel vermogen aan groene stroom in 2016 in Vlaanderen waren zonnepanelen, 23% windturbines. Ter vergelijking: het aandeel van zonne- en windenergie in de groene stroomproductie van dat jaar was 31% resp. 23%. Dat komt door het lagere aantal draaiuren voor zonnepanelen in vergelijking met andere installaties.

Vooraf het vermogen aan zonnepanelen en windturbines is de afgelopen jaren fors toegenomen en moet tussen 2016 en 2020 nog verder groeien, met 59% resp. 68%. Het vermogen aan biogasinstallaties moet in die periode groeien met 11%. Het beoogd vermogen zonnepanelen in 2020 is 3 708 MWe (ten opzichte van ongeveer 2 500 MWe nu) en het beoogd vermogen windturbines is 1 477 MWe (ten opzichte van ruim 1 000 MWe nu). Het geïnstalleerd en operationeel vermogen groene stroominstallaties per jaar is weergegeven in Figuur 59 evenals de doelstellingen terzake die verrekend zitten in het Energieplan 2020.

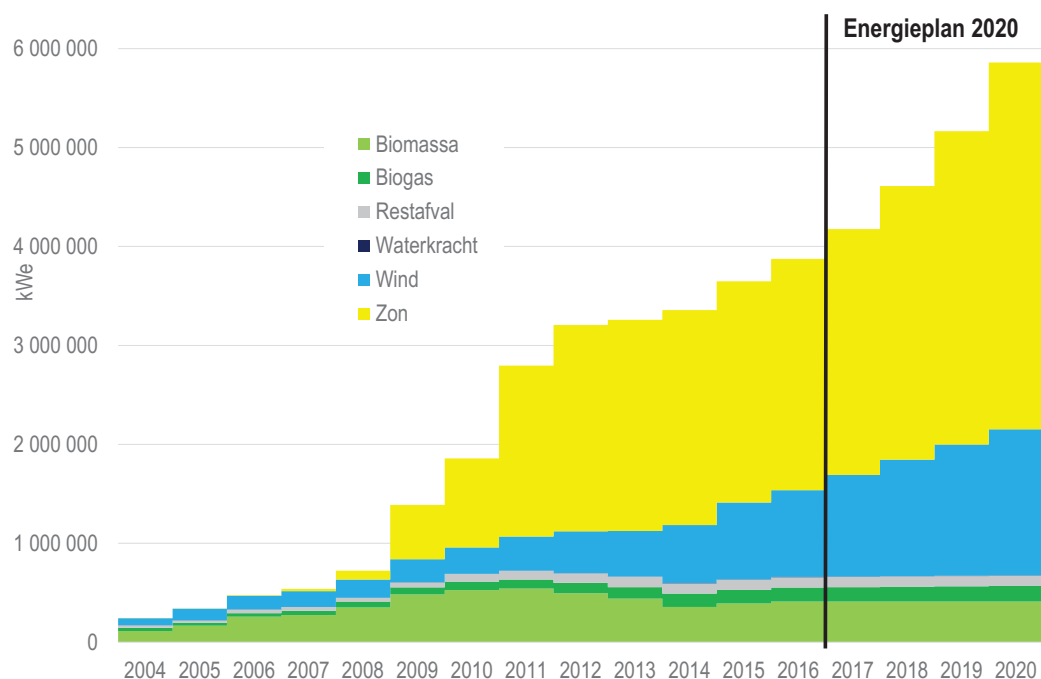
⁶¹ Subdoelen voor 2020 werden gerelateerd aan finale verbruiken van 2016. Er zijn geen (geactualiseerde) subdoelen voor finaal verbruik per drager.

⁶² VITO, inventaris hernieuwbare energie voor 2015. Data voor 2016 afgeleid uit de beleidsbrief. Merk op dat ingevolge de formulering van de doelen de totalen geen optelsom van de totaalverbruiken per vector. Hiervoor zijn herrekeningen nodig.

Figuur 58: Operationeel vermogen groene stroominstallaties (kWe) in cijfers⁶³

	Zon	Wind	Biomassa	Biogas	Restafval	Waterkracht	Groene stroom
2004	906	70 141	112 639	33 642	24 528	643	242 499
2005	1 440	117 741	165 911	30 159	24 292	643	340 186
2006	3 807	138 743	258 009	35 472	37 797	875	474 703
2007	21 894	159 343	273 704	44 555	37 410	880	537 786
2008	89 087	183 366	350 429	60 198	38 353	884	722 317
2009	548 118	233 266	481 937	71 615	51 482	884	1 387 302
2010	899 861	265 222	525 579	87 340	77 826	902	1 856 730
2011	1 728 079	346 037	541 842	90 751	88 340	1 002	2 796 051
2012	2 084 516	423 299	495 093	105 236	96 668	1 005	3 205 817
2013	2 133 734	462 049	439 697	116 029	106 035	1 114	3 258 658
2014	2 172 871	585 354	356 810	134 793	103 652	3 274	3 356 754
2015	2 235 604	777 004	390 468	138 428	103 178	3 275	3 647 957
2016	2 338 604	877 004	410 468	142 428	103 178	3 275	3 874 957
2017	2 486 000	1 027 004	410 468	146 428	103 178	3 275	4 176 353
2018	2 766 000	1 177 004	410 468	150 428	103 178	3 275	4 610 353
2019	3 166 000	1 327 004	410 468	154 428	103 178	3 275	5 164 353
2020	3 708 000	1 477 004	410 468	158 428	103 178	3 275	5 860 353

Figuur 59: Operationeel vermogen groene stroominstallaties (kWe)⁶⁴



Groene stroomvermogen hoog tov totaal vermogen

In 2016 was er 3.874 MWe geïnstalleerd operationeel elektrisch vermogen aan groene stroominstallaties in Vlaanderen. Ter vergelijking zijn hieronder de vermogens opgenomen van de installaties in Vlaanderen en offshore aangesloten op het Elia-net.

⁶³ VITO, Inventaris hernieuwbare energie en vanaf 2017 afgeleid uit Energieplan 2020

⁶⁴ Het opgesteld vermogen is geen maat voor de omvang van de energieproductie. Zo is het opgesteld vermogen aan groene stroominstallaties het grootste voor zonnepanelen, maar die hebben een beperkter aantal draaiuren dan windturbines en biomassaïnstallaties. Met data over opgetelde vermogen (laatste kolom) moet dus omzichtig omgesprongen worden.

Figuur 60: Geïnstalleerd vermogen elektriciteitsproductie aangesloten op het Elianet⁶⁵

Exploitant	Centrale	type	vermogen MW
Centrales op Elianet in Vlaanderen			
Electrabel	DOEL 4	nucleair	1 039
Electrabel	DOEL 3	nucleair	1 006
Electrabel	DROGENBOS TGV	gas	465
Electrabel	HERDERSBRUG STEG	gas	465
Electrabel	DOEL 1	nucleair	433
Electrabel	DOEL 2	nucleair	433
T-Power	T-power Beringen	gas	422
Electrabel	Zandvliet Power	gas	386
EDF Luminus	RINGVAART STEG	gas	365
Electrabel	Zelzate 2 Knippegroen	gas	315
Electrabel	RODENHUIZE 4	pellets	268
Electrabel	Scheldelaan Exxonmobil	WKK gas	140
RWE Supply & Trading	INESCO WKK	gas	138
EDF Luminus	HAM31	gas	58
EDF Luminus	HAM32	gas	58
EDF Luminus	HAM-GENT WKK	gas	52
Electrabel	Aalst Syral GT	WKK gas	43
Electrabel	Lanaken Sappi	WKK gas	43
Electrabel	Lillo Degussa GT1	WKK gas	43
Electrabel	Oorderen Bayer	WKK gas	43
Electrabel	Wilmarsdonk Total GT1	WKK gas	43
Electrabel	Wilmarsdonk Total GT2	WKK gas	43
Electrabel	Wilmarsdonk Total GT3	WKK gas	43
Electrabel	Zwijndrecht Lanxess GT	WKK gas	43
EDF Luminus	Beveren Sleco	afval	41
Electrabel	LANGERBRUGGE STORA ST 2	WKK afval	40
Electrabel	Zeebrugge 2 Fluxys	WKK gas	40
Electrabel	BEERSE TJ	LVN	32
Electrabel	Lillo Degussa GT2	WKK gas	32
Electrabel	ArcelorMittal Belgium Gent Wind	wind	26
EDF Luminus	Beveren 3 Indaver	afval	24
Electrabel	Beveren Ineos Phenolchemie	WKK gas	24
Lampiris	Aspiravi Wuustwezel	wind	23
EDF Luminus	EDF Luminus Izegem WKK	WKK gas	22
EDF Luminus	Beveren 2 Indaver	afval	21
Electrawinds Distributie	Greenpower Oostende	afval	20
RWE Supply & Trading	Biostoom Oostende	afval	19
Electrabel	AALTER TJ	LVN	18
Electrabel	Noordschote TJ	LVN	18
Electrabel	Zedelgem TJ	LVN	18
Electrabel	Zeebrugge TJ	LVN	18
Electrabel	Zelzate TJ	LVN	18
Electrawinds Distributie	Electrawinds biomassa Oostende	WKK afval	18
Lampiris	IVBO	afval	16
Electrabel	Zwijndrecht Lanxess ST	WKK gas	15
Lampiris	Eurosilo	WKK gas	13
Eneco Energy Trade	WM Park Powerport Zeebrugge	wind	12
Electrabel	Wilrijk Isvag	afval	12
EDF Luminus	ZEEBRUGGE WIND	wind	12
Electrabel	LANGERBRUGGE STORA ST 1	WKK afval	10
Electrabel	Lillo Degussa ST	WKK gas	10
EDF Luminus	Taminco (Gent) WKK	WKK gas	6
Electrabel	Aalst Syral ST	WKK gas	5
Electrabel	SHELLE WIND	wind	5
Electrabel	RODENHUIZE WIND	wind	5
Electrabel	DROGENBOS DM 51	diesel	3
Electrabel	DROGENBOS DM 52	diesel	3
			6 985
Centrales op Elianet offshore wind			
Electrabel	Northwind	wind	216
Eneco Energy Trade	Thorntonbank - C-Power - Area SW	wind	178
Electrabel	Belwind Phase 1	wind	171
EDF Luminus	Nobelwind Offshore Windpark	wind	165
RWE Supply & Trading	Thorntonbank - C-Power - Area NE	wind	148
			877

⁶⁵ Data Eliawebsite, geraadpleegd op 28/11/2017.

4.3 PV

Kerncijfers

Op dit moment telt Vlaanderen 296.698 PV-installaties, goed voor een vermogen van bijna 2.500 MWe⁶⁶, goed voor ongeveer een derde van de groene stroomproductie.

Figuur 61: PV: kernindicatoren

PV	2016	nu	2020
PV-installaties	270.000	300.000	450.000
Productie GWh	2.300		3.500
Vermogen MWe	2.300	2.500	3.700
Aandeel in groene stroomproductie	31%		34%
Certificatenkosten mio €	694		722

Figuur 62: Zonne-energie: kerncijfers en prognoses⁶⁷

Jaar	Productie (GWh)			Vermogen (kWe)					Aantal installaties				
	Energieplan	Subdoel 2014	Prognose VEA 2016	< 10	10 - 250	>250	Totaal geïnstalleerd	Totaal operationeel gecumuleerd ⁶⁸	< 10	10 - 250	>250	totaal	Gecumuleerd totaal
Voor 2006	1			1 407	15	0	1 422	2 346	713	1		714	714
2006	3			1 366	425	330	2 121	3 807	408	10	1	419	1 133
2007	6			10 585	3 632	4 123	18 340	21 894	2 940	67	9	3 016	4 149
2008	34			42 086	8 754	16 361	67 201	89 087	10 991	133	21	11 145	15 294
2009	144			207 214	77 803	174 623	459 640	548 118	48 495	930	275	49 700	64 994
2010	494			151 631	67 945	132 057	351 633	899 861	32 041	757	214	33 012	98 006
2011	1 002			415 145	182 689	230 168	828 002	1 728 079	82 424	1 808	345	84 577	182 583
2012	1 728			228 285	125 336	2 891	356 512	2 084 516	43 057	1 129	6	44 192	226 775
2013	1 975			20 360	4 731	24 227	49 318	2 133 734	4 120	67	10	4 197	230 972
2014	2 122	1.890		33 162	4 201	2 201	39 564	2 172 871	6 808	55	4	6 867	237 839
2015	2 220	1.960		56 660	4 855	1 485	63 000	2 235 604	10 723	74	3	10 800	248 639
2016	2 246	2.070	2.278	110 251	1 749	0	112 000	2 338 604	24 177	23	0	714	272 839
2017	2 389	2.220	2.367	158 621	0	0	158 621	2 486 000	33 103 ⁶⁹	375	90	33 568	306 407
2018	2 655	2.370	2.484	147 942	73 971	73 971	295 884	2 766 000	31 500	700	168	32 368	338 775
2019	3 035	2.520	2.619	211 346	105 673	105 673	422 692	3 166 000	45 000	1 000	240	46 240	385 015
2020	3 544	2.670	2.753	283 092	141 546	141 546	566 185	3 708 000	60 975	1 355	325	62 655	447 670

Sterke groei tussen 2009 en 2012

Tussen 2009 en 2012 groeide het aantal PV-installaties sterk, om na de verlaging van de certificatensteun zeer sterk te dalen (Figuur 63). Sederdien stijgt het aantal geplaatste PV-installaties per jaar weer door toegenomen rendementen als gevolg van dalende investeringskosten (en stijgende elektriciteitsprijzen) (cf. Figuur 105).

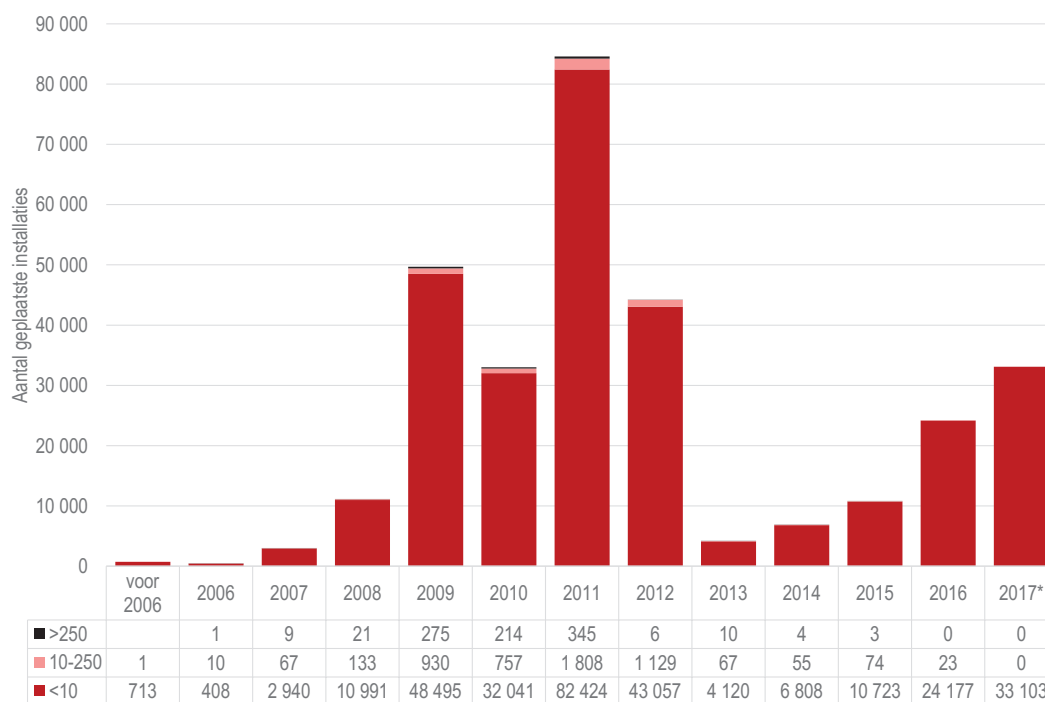
⁶⁶ [Energiebarometer](#), geraadpleegd op 30/11/2017, stand van zaken op 30/9/2017

⁶⁷ Aantal installaties prognoses: [energieplan](#) 2020

⁶⁸ VITO, deze data verschillen van data over historisch geïnstalleerd vermogen van VREG.

⁶⁹ Energieplan meldt 16.875 maar dit lijkt al overschreden.

Figuur 63: Aantal geplaatste PV-installaties



Ambitieniveau PV-doelen

De doelen voor **PV** liggen buiten bereik bij extrapolatie van de PV-groei van de afgelopen jaren⁷⁰ of ingeval van de VEA-prognoses. Het vermogen aan zonnepanelen zou op 2 à 3 jaar met 50% moeten toenemen om de subdoelen te halen en zelfs tot 96% om ook de kloof te dichten. Dat veronderstelt investeringsniveaus die vergelijkbaar zijn met de PV-boom die samen ging met zeer grote oversubsidiëring (cf. infra). Dat scenario lijkt nu weinig waarschijnlijk omdat

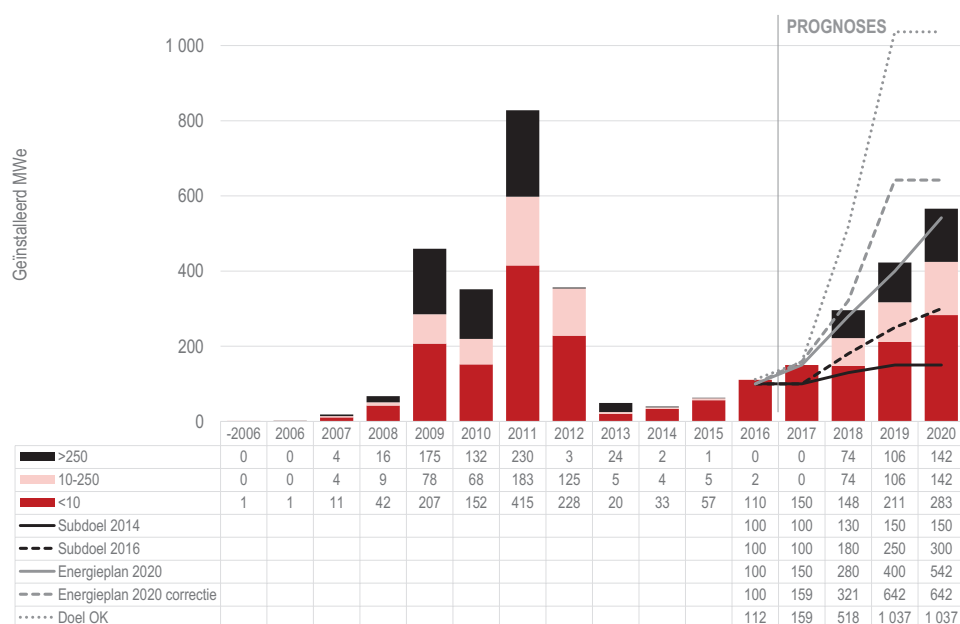
- de geboden **rendementen nu veel lager zijn dan enkele jaren geleden en zelfs onzeker** zijn. Voor kleinschalige installaties wordt de uitrol van digitale meters aangekondigd terwijl de aangekondigde compensatieregeling tot 2020 om het gemiste voordeel van de terugdraaiende teller te compenseren nog niet beschikbaar is en misschien zelfs onuitvoerbaar zal zijn⁷¹. Voor grotere installaties is het onduidelijk in welke mate de aangekondigde steunduurverkortening naar 10 jaar de investeringen zal vergemakkelijken. Bovendien zouden investeringen in grootschalige installaties (>10 kW) vanuit een quasi stilstand moeten optrekken tot niveaus die gehaald werden in tijden van oversubsidiëring of die zelfs niet eerder bereikt werden.
- het laaghangend fruit al grotendeels geplukt lijkt:** De gezinnen en bedrijven die geneigd waren te investeren, namelijk degenen met de nodige financiële middelen, rendementen en de nodige daken of ruimte hebben al in belangrijke mate geïnvesteerd.

In onderstaande figuur wordt het bijkomend geïnstalleerd vermogen PV-installaties per jaar weergegeven, historisch en volgens de doelstellingen in het Energieplan 2020, naar gelang de grootte van de installatie. Deze figuur toont aan dat het ambitieniveau voor PV-investeringen in de subdoelen hoger werd gelegd dan in 2016 of 2014. Ook is opvallend dat verondersteld wordt dat het jaarlijks geïnstalleerd vermogen sterk zal stijgen, terwijl bij windenergie de subdoelen jaarlijks een gelijke toename van het geïnstalleerd vermogen veronderstellen.

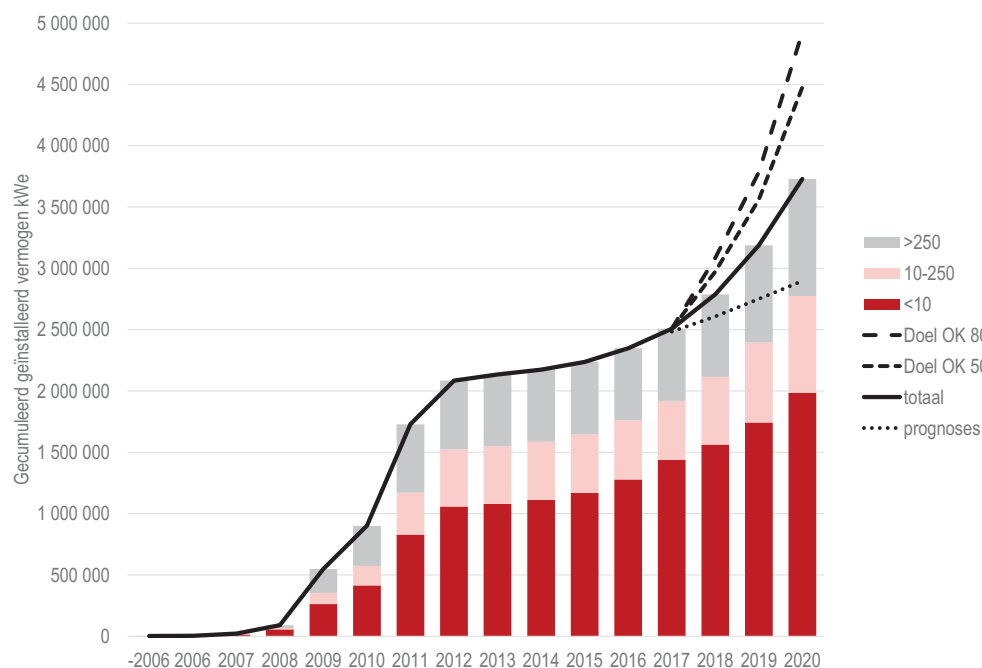
⁷⁰ Gemiddelde groei in GWh van de laatste 3 jaren waarvoor officiële cijfers beschikbaar zijn (2013, 2014 en 2015) doorgetrokken

⁷¹ SERV (2017) Advies Decretale mist over digitale meters. SERV (2017) Advies Digitale meters tegen de meetlat.

Figuur 64: PV-investeringen en subdoelen⁷²



Figuur 65: Subdoelen veronderstellen stijging van 50%; invullen kloof vergt tot groei tot 96%⁷³



⁷² Hierbij werd verondersteld dat 50% van het nieuw vermogen kleinschalige installaties zijn, 25% middelgrote en 25% grote PV-installaties. Het energieplan maakt als 'mogelijke' verdeling 45% kleinschalig, 25% middelgroot en 30% grote om het aantal installaties te berekenen, maar dit een doelstelling als zo danig.

Gezien de onzekerheden over de verdeling tussen de grootte van de PV-installaties, is vooral de hoogte van de gestapelde blokjes van belang, niet de individuele hoogte van de installaties. Rekening houdend met het feit dat de pas geïnstalleerde productie in het jaar van de installatie niet volledig draait, zouden de doelen inzake het geïnstalleerd vermogen voor 2018 en 2019 nog iets hoger gecorrigeerd moeten worden. Daarmee zouden installatiegraden gehaald moeten worden die vergelijkbaar zijn met de zeer sterke groei tussen 2009 en 2012.

⁷³ Prognoses van VEA in quotumrapport 2016. Doel OK 50%: verondersteld dat 50% van kloof van 1418 GWh wordt ingevuld met PV. In doel OK 80% wordt verondersteld dat 80% van kloof wordt ingevuld met PV.

De vertaling van de subdoelen in MWh naar MW te installeren vermogen gebeurde als volgt:

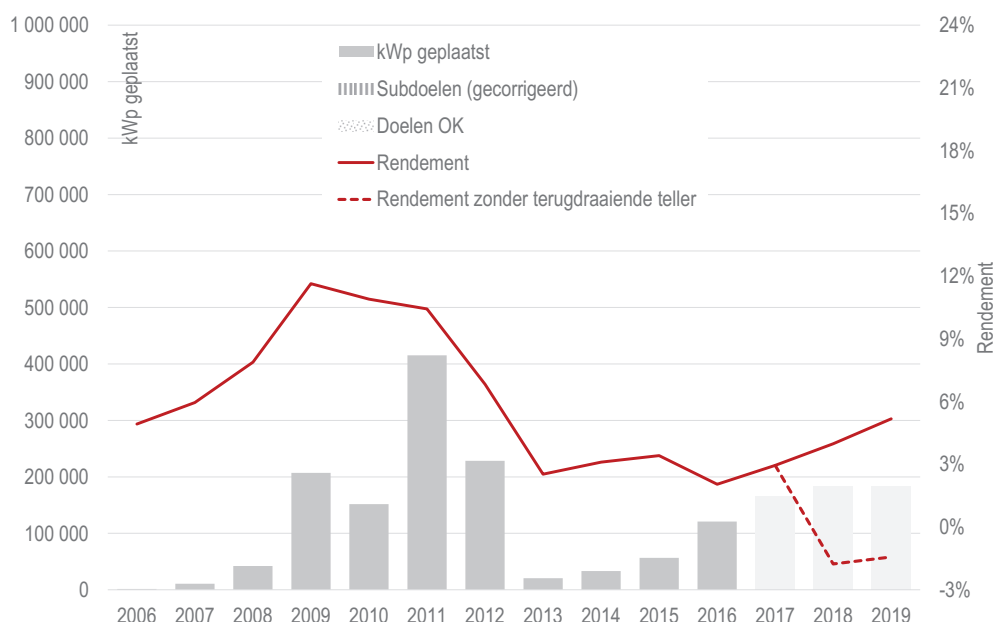
- Het afmeten van de doelstelling gebeurt op basis van de **productie in 2020**. Dat wil zeggen dat de capaciteit die geplaatst wordt doorheen het jaar 2020 niet ten volle kan meetellen om de productie te berekenen. Het energieplan 2020 lijkt dit wel te doen. Daarom werd een correctie doorgevoerd die de vereiste extra capaciteit herschikt zodat de (sub)doelstellingen in 2020 gehaald worden. Daarbij werd verondersteld dat maar de helft van de theoretische productie van het nieuw geïnstalleerd vermogen wordt gerealiseerd in 2020.
- Er werd gerekend met 899 draaiuren voor PV-installaties, cf. OT-berekeningen

Relatie tussen investeringen en rendementen

In het verleden waren investeringsvolumes voor PV-installaties sterk gelinkt aan het geboden rendement. Hoe hoger het rendement, hoe hoger de investeringsritme. De komende jaren worden als gevolg van dalende investeringskosten bij ongewijzigd beleid stijgende rendementen verwacht. De rendementen voor kleinschalige PV-installaties zouden evenwel dalen en zelfs negatief worden als het voordeel van de terugdraaiende teller wegvalt bij de komst van digitale meters die niet vergezeld gaat van de aangekondigde compensatieregeling tot 2020.

De vereiste geplaatste kWp aan kleinschalige PV-installaties om de doelen te bereiken zijn hoog in vergelijking met het investeringsritme in het verleden en in vergelijking met de geboden rendementen en de onzekerheid over deze rendementen door de onzekerheid over de aangekondigde compensatieregeling.

Figuur 66: Investeringsritme kleine PV en rendementen⁷⁴



Ook onderstaande kosten-batenanalyse over de 25 jaar levensduur van kleinschalige PV-installaties toont aan dat tot 2012 de opbrengsten in de vorm van fiscale aftrek, certificatenopbrengsten, opbrengsten als gevolg van de lagere elektriciteitsfactuur, ... de kosten van de PV-installatie ruimschoots overtroffen. Vooral tussen 2009 en 2012 ging oversubsidiëring samen met grote investeringsvolumes. In 2012 werd de certificatensteun aan kleinschalige PV-installaties grondig aangepast en in 2015 afgeschaft omdat PV-installaties ook zonder certificatensteun kosten-batengewijs interessant waren. Als gevolg van verder dalende investeringskosten en stijgende elektriciteitsprijzen werden PV-installaties nadien nog interessanter. Als evenwel het voordeel van de terugdraaiende teller bij de

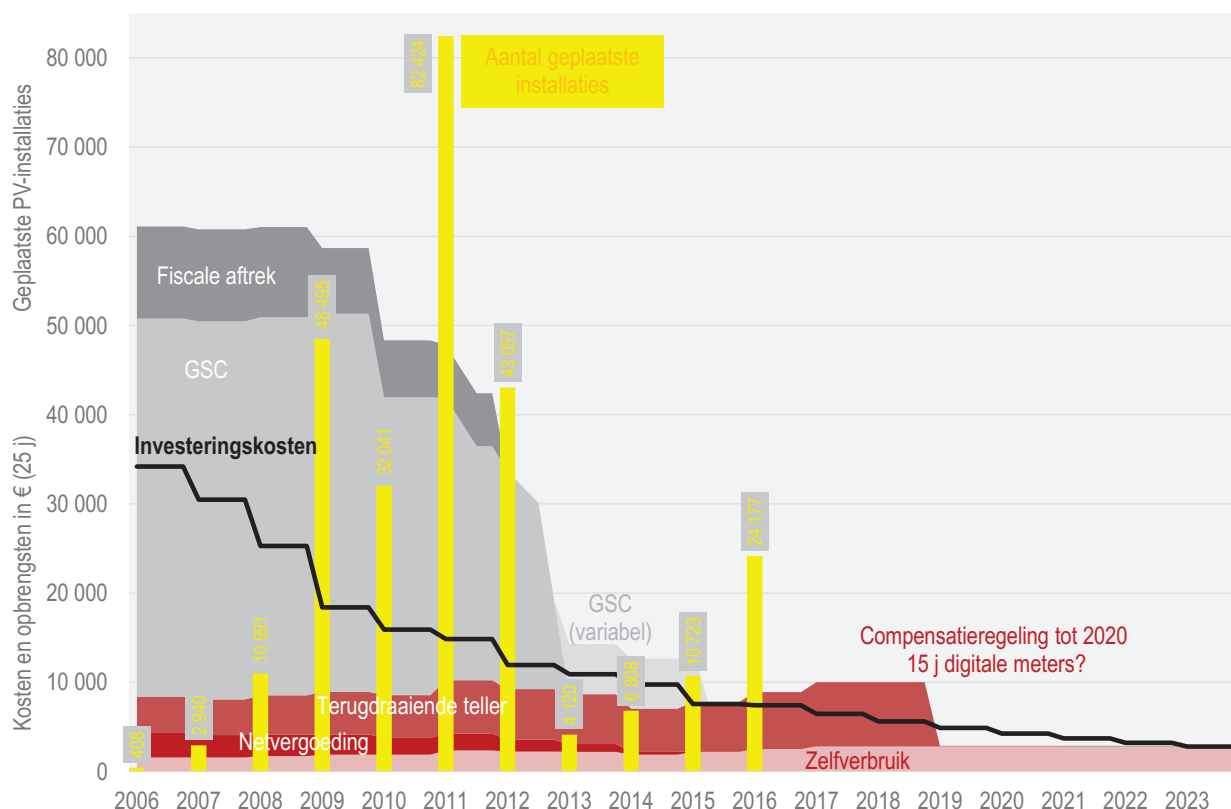
⁷⁴ Deze figuur geeft de veronderstelde extra volumes aan PV-installaties om de subdoelen voor PV te realiseren (en om de kloof tot aan de doelstelling deels met PV op te vullen) t.o.v. de investeringsvolumes in het verleden. De volumes die verondersteld werden om de doelstelling te halen, werden gecorrigeerd om al in 2020 voldoende productie te genereren. Er wordt dus verondersteld dat in 2018 en 2019 voldoende kleinschalig vermogen geplaatst moet zijn om de subdoelstellingen te realiseren, dan wel om ook een deel van de 1418 GWh kloof op te vullen.

Ruwe inschatting, zonder verdiscontering, op 25 jaar, waarbij verondersteld werd dat de helft van de vereiste nieuwe PV-capaciteit in het zonneplan om te komen tot 3500 MW kleine PV's zijn. Verondersteld dat de helft van de kloof van 1418 GWh opgevuld wordt met zon waarvan de helft kleinschalig. Verondersteld dat bij de introductie van slimme meters vanaf 2018 het voordeel van de terugdraaiende teller wegvalt. De knikken in de rendementen kunnen verklaard worden door de sterke verlaging van de steun in 2012 (knik 2013) en de afschaffing van de steun en de introductie van de netvergoeding in 2015 (knik 2016).

aangekondigde introductie van digitale meters bij PV-installaties volledig (dus zonder compensatieregeling) zou wegvallen, zouden kleinschalige PV-installaties tijdelijk niet meer interessant zijn. Op basis van lineaire prognoses over toekomstige investeringskosten en bij gelijke aannames voor eigen verbruik, vermeden elektriciteitsprijs... voor kleinschalige PV-installaties kan verondersteld worden dat tot 2022 kleinschalige PV-installaties zonder terugdraaiende teller en zonder compensatiemechanismen gemiddeld gezien niet rendabel zullen zijn. De gehanteerde berekening maakt abstractie van onzekerheden over diverse factoren die de resultaten terzake kunnen beïnvloeden. Na 2022 zouden kleinschalige PV-installaties ook zonder terugdraaiende teller of compensatiemechanisme rendabel zijn.

De onderstaande berekening is noodgedwongen een ruwe berekening omdat basisdata niet publiek beschikbaar lijken. De berekening maakt ook abstractie van verschillen tussen diverse installaties en bevat ook geen sensitiviteitsanalyse om de gevoeligheid van de resultaten voor de gemaakte veronderstellingen te toetsen. Een dergelijke bundeling van gegevens zou aangevuld moeten worden met sensitiviteitsanalyses en zou regelmatig een update moeten krijgen. Dat lijkt nu niet publiek beschikbaar.

Figuur 67: Kosten en opbrengsten kleine PV volgens investeringsjaar⁷⁵



⁷⁵ Ruwe inschatting van kosten en opbrengsten gedurende looptijd, op basis van beschikbare data en inschattingen die dus niet exact juist kunnen zijn. Data zijn niet verdisconteerd en louter naakte optelling van opbrengsten. De evolutie van elektriciteitsprijzen om voordelen op eigen verbruik in te schatten werd ingeschat op basis van gemiddelde elektriciteitsprijs in marktrapporten VREG (excl. de niet-vermijdbare energieheffing – ongeacht verbruik).

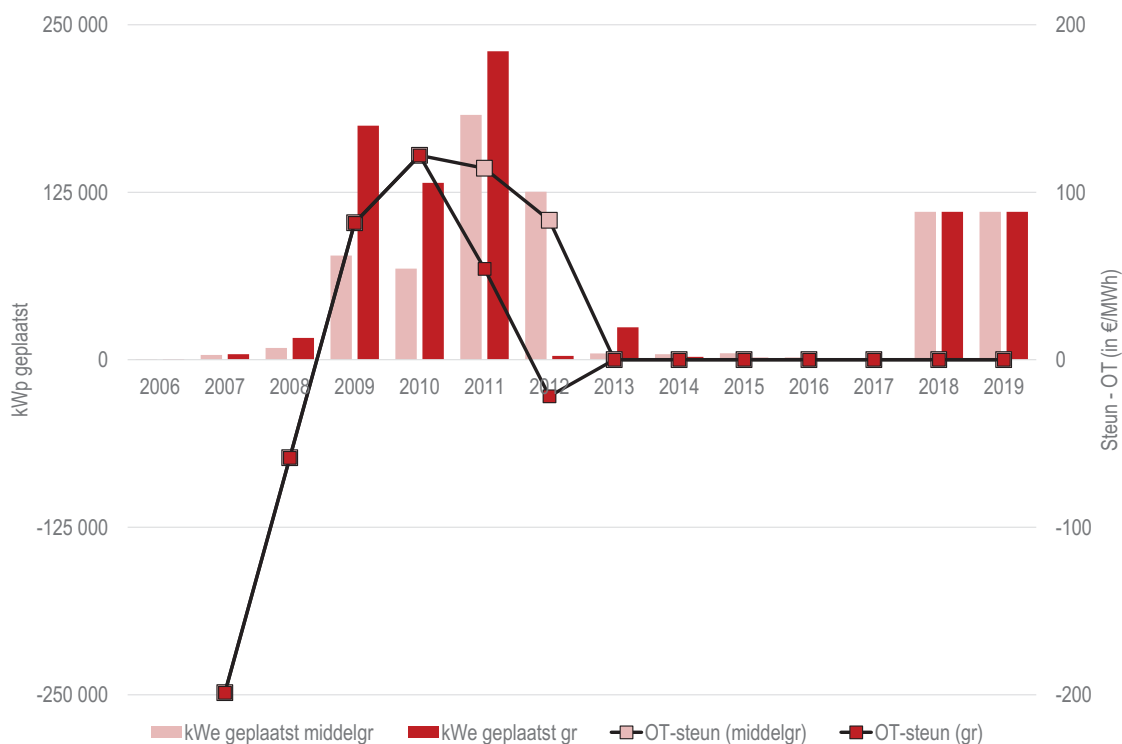
- Zelfverbruik: de elektriciteitsproductie van de PV-installatie die gelijktijdig zelf verbruikt wordt.
- Terugdraaiende teller: de elektriciteitsproductie die niet gelijktijdig zelf verbruikt wordt
- Netvergoeding: de netvergoeding die PV-installaties voor de invoering van het prosumentarief konden vermijden.

Indien men een compensatieregeling veronderstelt gedurende 15 jaar, zoals de Vlaamse Regering heeft aangekondigd, dan betekent dat een minderopbrengst ten opzichte van het voordeel van een terugdraaiende teller dat van toepassing was over de volledige looptijd van de installatie (25 jaar levensduur). Indien de daling van de investeringskosten zich zoals verwacht doorzet, zouden PV-installaties in 2023 grid parity bereiken en zonder compensatieregeling rendabel zijn.

Deze figuur maakt abstractie van de verschillen in investeringskosten (dure panelen, goedkope panelen) en de verschillen in opbrengsten tussen diverse installaties.

Ook bij **grootschalige PV-investeringen** blijkt er een verband tussen het investeringsritme en het rendement, hier weergegeven als het verschil tussen de steun en de onrendabele top (OT – steun). Wanneer de steun hoger is dan de onrendabele top, is er oversubsidiëring. Dat was het geval tussen 2009 en 2012. In die jaren werd er veel in grootschalige PV geïnvesteerd. Sedert de hervorming van de certificaten systemen in 2012 is de steun in principe gelijk aan de onrendabele top⁷⁶ en is er dus geen oversubsidiëring meer. Het lage investeringsritme sedert 2012 doet evenwel veronderstellen dat het geboden rendement ((minder dan⁷⁷) 5%) tesamen met andere parameters (bv. verondersteld eigen verbruik) onvoldoende zijn om (voldoende) investeringen uit te lokken. Het is onduidelijk wat de impact is van de recente beslissingen inzake de aanpassing van de steunduur en het verondersteld eigen verbruik.

Figuur 68: Investerings grootschalige PV en subdoelstellingen⁷⁸



Spreiding kleine PV-installaties

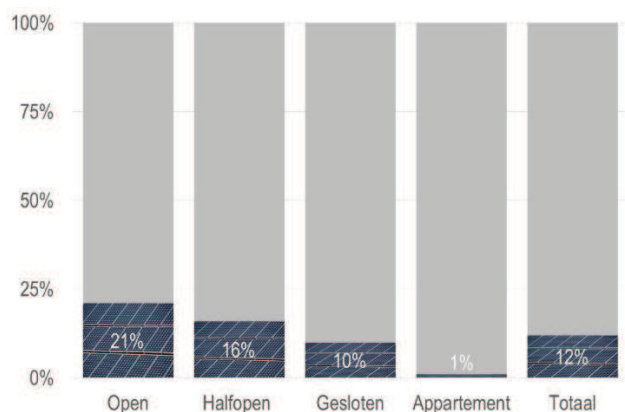
12% van de huishoudens heeft een PV-installatie. Bij open bebouwingen heeft 21% zonnepanelen, bij halfopen bebouwing 16%, bij gesloten bebouwing 10% en in appartement slechts 1%. PV-installaties staan verhoudingsgewijs meer bij huishoudens met een hoger inkomen.

⁷⁶ Hierbij wordt abstractie gemaakt van de bandingdeler die 97 is terwijl de waarde van de certificaten meestal lager is.

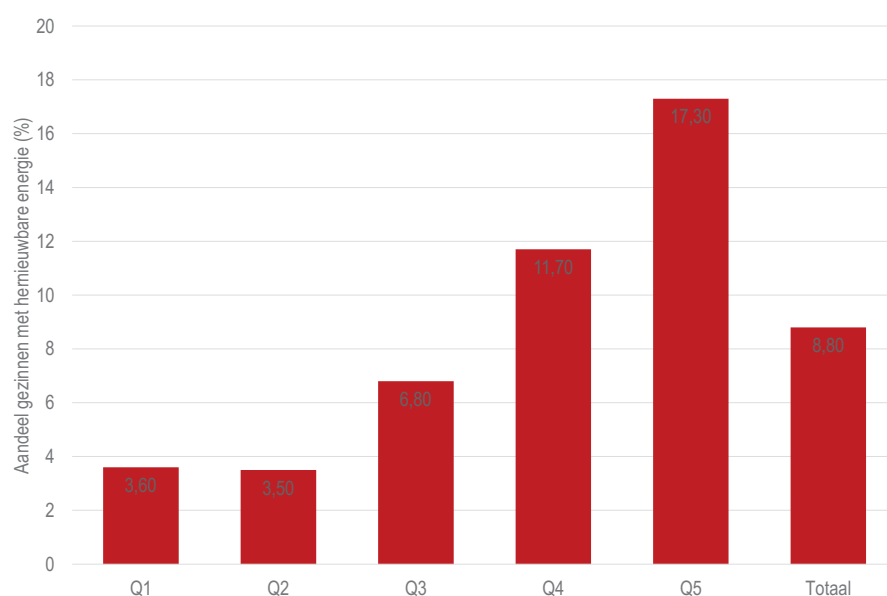
⁷⁷ Het rendement is in feite lager doordat de bandingdeler 97 is en de waarde van de certificaten veel lager (marktprijzen rond 90€, minimumsteun 93 €).

⁷⁸ OT-steun: onrendabele top verminderd met het steunniveau

Figuur 69: Weinig PV-panelen bij appartementen⁷⁹



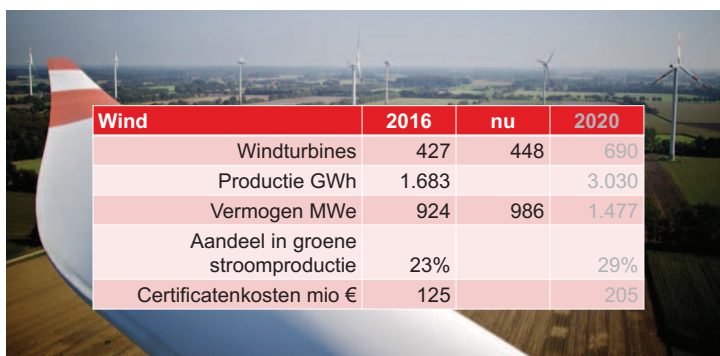
Figuur 70: Mattheuseffecten bij spreiding zonnepanelen⁸⁰



4.4 Wind

Kerncijfers

Figuur 71: Kerncijfers windenergie



⁷⁹ [VEA](#), REG-enquête 2017

⁸⁰ [Woonsurvey](#) 2013

Volgens de laatste beschikbare gegevens van het Vlaams Energieagentschap waren er in september 2017 in Vlaanderen 448 windturbines met een vermogen van 986 MWe. In 2016 produceerden windturbines in Vlaanderen 1.683 GWh groene stroom, 23% van de Vlaamse groene stroom. Deze windenergieproductie moet volgens het Energieplan 2020 stijgen naar 3.030 GWh in 2020. Daarvoor moet het aantal windturbines groeien met ongeveer 70 per jaar tot 690 turbines in 2020 (Figuur 74 en Figuur 73).

Figuur 72: Windenergie: productie, vermogen, aantal installaties en prognoses⁸¹

jaar	Productie (GWh)				Vermogen (MWe)					Aantal turbines		
	Energieplan	Subdoel 2014	Toename (Energieplan)	Prognose VEA 2016	Energieplan	Energieplan met correctie	Toename (Energieplan)	Toename (Energieplan met correctie)	Vergund	Energieplan met correctie	Toename (energieplan met correctie)	Gemiddelde MW/nieuwe turbine
2002					8	8				57		
2003					16	16	8	8		62	5	1,6
2004					70	70	54	54		77	15	3,6
2005	175	175			118	118	48	48		100	23	2,1
2006	221	221	46		139	139	21	21		112	12	1,8
2007	263	263	42		159	159	21	21		122	10	2,1
2008	313	313	50		183	183	24	24		134	12	2,0
2009	399	399	86		233	233	50	50		144	10	5,0
2010	474	474	75		265	265	32	32		156	12	2,7
2011	574	574	100		346	346	81	81		192	36	2,2
2012	713	713	139		423	423	77	77		227	35	2,2
2013	799	799	86		462	462	39	39		242	15	2,6
2014	1 018	1 100	219	1 002	585	585	123	123		298	56	2,2
2015	1 264	1 264	246	1 350	777	777	192	192		379	81	2,4
2016	1 683	1 428	419	1 573	877	877	100	100		416	37	2,7
2017	2 020	1 592	337	1 796	1 027	1 048	150	171	100	485	69	2,5
2018	2 356	1 756	336	2 019	1 177	1 219	150	171	100	553	69	2,5
2019	2 693	1 920	337	2 242	1 327	1 390	150	171	100	622	69	2,5
2020	3 030	2 094	337	2 465	1 477	1 561	150	171	100	690	69	2,5

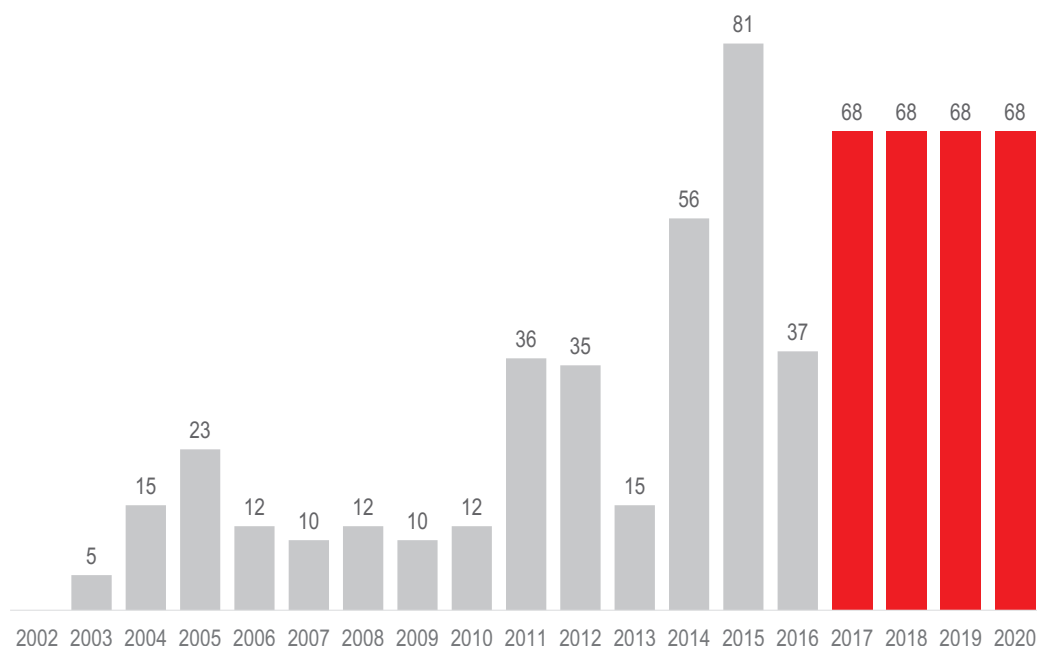
Ambitieniveau wind-doelen

Er zijn de komende jaren 68 nieuwe windturbines van 2,5 MWe nodig om de doelstellingen van het energieplan te halen (Figuur 73), ermee rekening houdend dat de windturbines die in 2020 geplaatst worden geen volledig jaar draaien. Dat investeringsritme ligt hoog ten opzichte van het gemiddelde investeringsritme de afgelopen 5 jaar toen er gemiddeld 45 turbines geplaatst werden.

⁸¹ Veronderstelt nieuwe turbines van 2,5 MWe. Correctie gebeurde omdat het nieuw bijgekomen vermogen (150 MW verondersteld in het Energieplan) in 2020 nog geen volledig jaar zal produceren. Daarom werd een vereist gemiddeld extra vermogen van 171 MW verondersteld om dit op te vangen en de vooropgestelde productie in 2020 te kunnen realiseren.

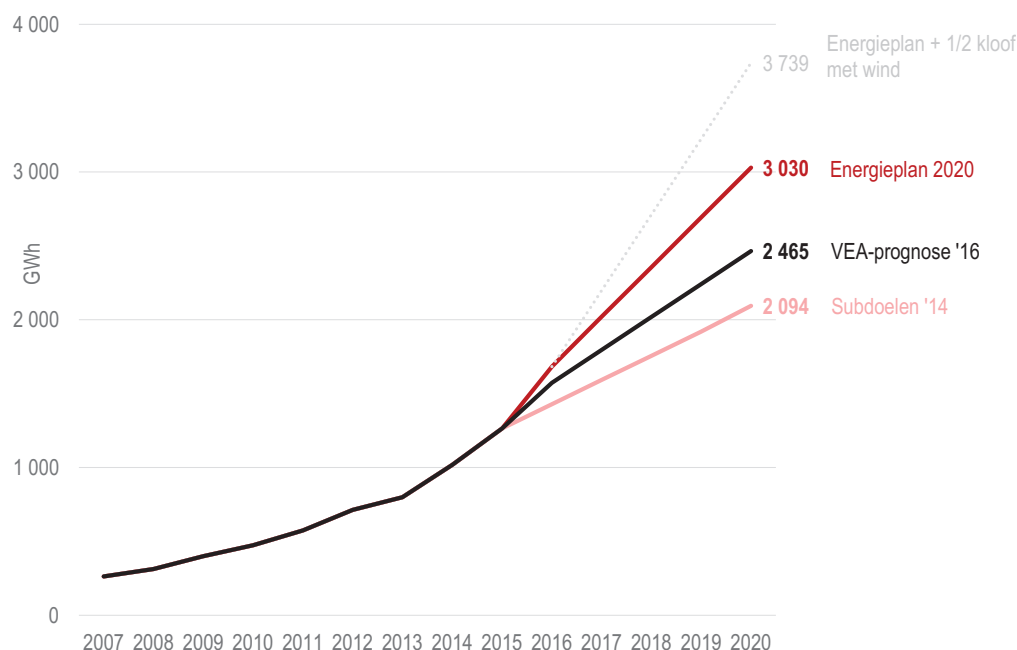
Energieplan 2020 voor prognoses en berekeningen SERV-secretariaat.

Figuur 73: Aantal geplaatste windturbines (Energieplan gecorrigeerd)



De veronderstelde windenergieproductie in het Energieplan 2020 (3.030 GWh) ligt gevoelig hoger dan de veronderstelde windenergieproductie in de Subdoelen van 2014 (2.094 GWh) én gevoelig hoger dan de VEA-prognoses terzake gemaakt in 2016 (2.465 GWh) (Figuur 74). Als het Energieplan sluitend wordt gemaakt met interne maatregelen waarbij de helft van de onbestemde kloof wordt opgevuld met windenergie zou de windenergieproductie zelfs 3.739 GWh moeten bedragen.

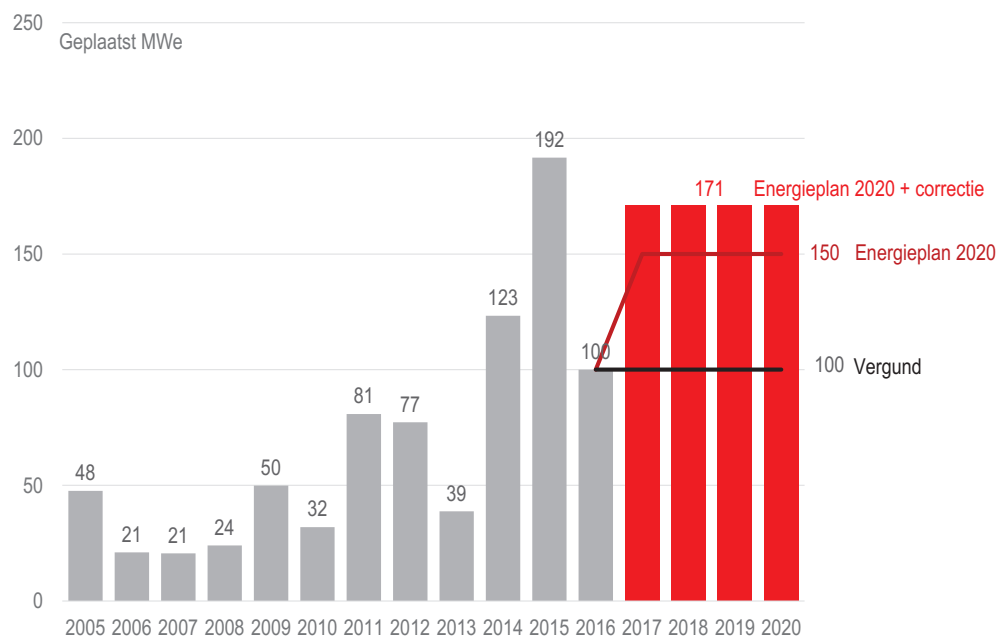
Figuur 74: Verwachte groei windenergieproductie in diverse scenario's⁸²



Het verondersteld investeringsritme ligt gevoelig hoger dan het vergund volume. Gezien de lange doorlooptijden voor windturbineprojecten van meerdere jaren, lijkt het weinig waarschijnlijk dat grote volumes windturbines in 2018 en 2019 geplaatst kunnen worden om te produceren in 2020, terwijl die nog niet vergund zijn. Meer nog, in de praktijk blijkt dat zelfs vergunde volumes in de praktijk niet allemaal gerealiseerd worden.

⁸² Het 'grijze' scenario berekent de vereiste windenergieproductie als men ervan uitgaat dat de helft van de onbestemde kloof (1418 GWh) wordt opgevuld met windenergie in 2020.

Figuur 75: Geïnstalleerd vermogen windenergie in diverse scenario's



4.5 Zonneboilers

Figuur 76: Kerncijfers: zonneboilers

Zonneboiler	2016	nu	2020
Aantal installaties	69.297	73.768	104.368
Productie GWh	167		246
Aandeel in groene warmteproductie	2%		3%
Premies netbeheerder mio €	12,2		?

Vlaanderen telt nu 73 768 zonneboilers. 98% hiervan zijn huishoudelijke installaties. In 2017 werden tot eind september 5 961 installaties geplaatst waarvan 4 065 (68%) bij bestaande gebouwen en 1 896 (32%) bij nieuwbouw⁸³.

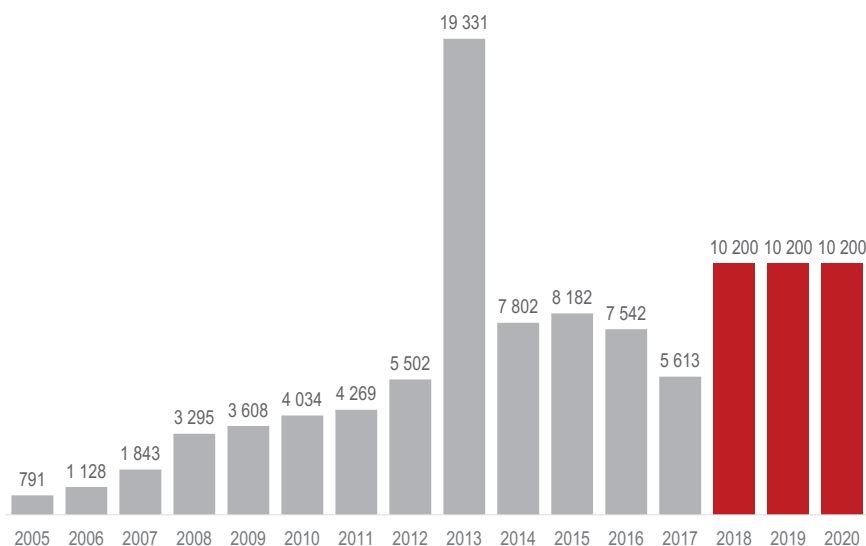
⁸³ Energiebarometer, stand van zaken op 30/09/2017.

Figuur 77: Zonneboilers aantal installaties⁸⁴

	Aantal	Geplaatst
2005	2 690	791
2006	3 774	1 128
2007	5 750	1 843
2008	9 045	3 295
2009	12 653	3 598
2010	16 687	4 034
2011	20 956	4 269
2012	26 458	5 502
2013	45 789	19 331
2014	53 591	7 802
2015	61 773	8 182
2016	69 297	7 542
2017	73 768	5 613
2018	83 968	10 200
2019	94 168	10 200
2020	104 368	10 200

Het energieplan 2020 veronderstelt dat er tussen 2017 en 2020 (dus ook in 2017?) jaarlijks 10.200 zonneboilers bij geplaatst worden. Dat ritme ligt substantieel hoger dan het waargenomen ritme de afgelopen jaren, behalve in 2013 toen er tijdelijk een sterke (over)subsidie van zonneboilers bestond.

Figuur 78: Aantal geplaatste zonneboilers⁸⁵



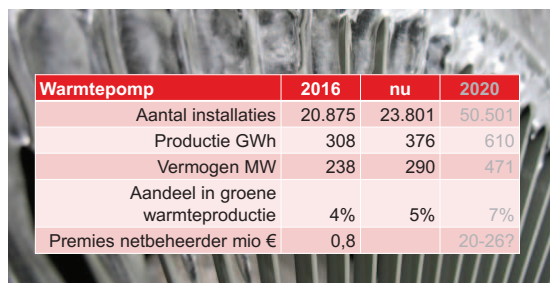
⁸⁴ Energiebarometer en energieplan

⁸⁵ www.energiesparen.be voor de historische data (voorlopige data voor 2017) en Energieplan 2020 voor de prognoses.

4.6 Warmtepompen

Vlaanderen telt 23 801 warmtepompen, in hoofdzaak huishoudelijke installaties, met een totaal geïnstalleerd vermogen van 290 MW⁸⁶. Het investeringsritme dat het energieplan veronderstelt, ligt meer dan dubbel zo hoog als het huidige investeringsritme, terwijl het investeringskader inclusief de steun niet proportioneel veranderd is.

Figuur 79: Warmtepompen: kerncijfers⁸⁷



Warmtepomp	2016	nu	2020
Aantal installaties	20.875	23.801	50.501
Productie GWh	308	376	610
Vermogen MW	238	290	471
Aandeel in groene warmteproductie	4%	5%	7%
Premies netbeheerder mio €	0,8		20-26?

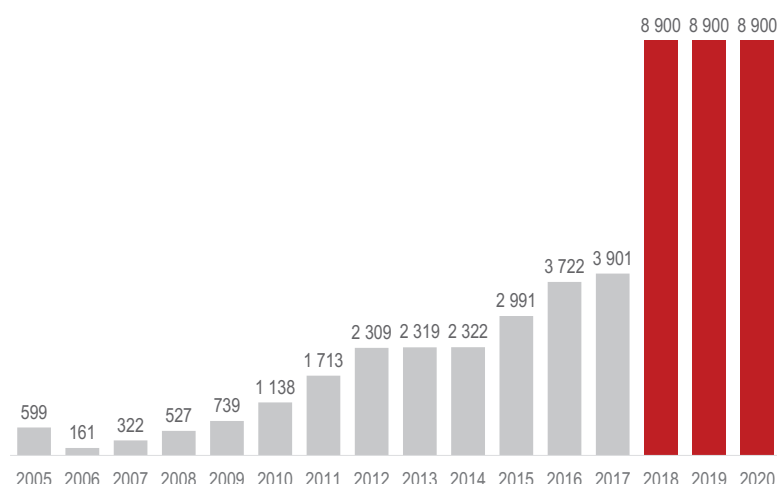
Figuur 80: Warmtepompen: aantal installaties, vermogen, groene warmteproductie

	Aantal installaties	Geplaatst	kW	GWh
2005	2 612	599	37 037	56
2006	2 773	161	39 095	56
2007	3 095	322	43 522	56
2008	3 622	527	50 791	83
2009	4 361	739	60 976	83
2010	5 499	1 138	76 611	114
2011	7 212	1 713	100 961	144
2012	9 521	2 309	126 513	174
2013	11 840	2 319	152 535	205
2014	14 162	2 322	178 022	205
2015	17 153	2 991	205 080	267
2016	20 875	3 722	237 871	308
2017	23 801	3 901	290 388	376
2018	32 701	8 900	340 588	441
2019	41 601	8 900	410 868	532
2020	50 501	8 900	471 108	610

⁸⁶ Energiebarometer, stand van zaken op 31/09/2017.

⁸⁷ Energiebarometer. Energieplan 2020. Data over netbeheerderspremies in deel 7.2

Figuur 81: Aantal geplaatste warmtepompen per jaar (prognoses energieplan)⁸⁸



4.7 HE in Vlaanderen vergeleken met EU

Figuur 82: Hoe scoort België in EU inzake hernieuwbare energie?⁸⁹

België in EU-top	2015	Na ...
Zon MW/100 km ²	Top 2	D
Wind MW/100 km ²	Top 4	D, DK, NL
Ambitie HE-doel tov potentieel	Top 2	Lux
Afstand tot HE-doel (%)	Top 24	...

Vlaanderen en België zijn nog ver verwijderd van hun hernieuwbare energiedoelstelling voor 2020, maar dat wil niet zeggen dat er niets gebeurde. Integendeel. Vlaanderen en België hebben op Duitsland, Denemarken en Nederland na, ondanks een ongunstige ruimtelijke ordening, zelfs het grootste vermogen aan windturbines in vergelijking met de oppervlakte (Figuur 83 en Figuur 84). Inzake opgesteld vermogen PV-panelen neemt België zelfs een top 2 positie in na Duitsland. In vergelijking met het aantal inwoners neemt België eind 2016 inzake PV-vermogen zelfs de 4^{de} plaats in in de wereldtop, na Duitsland, Japan en Italië⁹⁰.

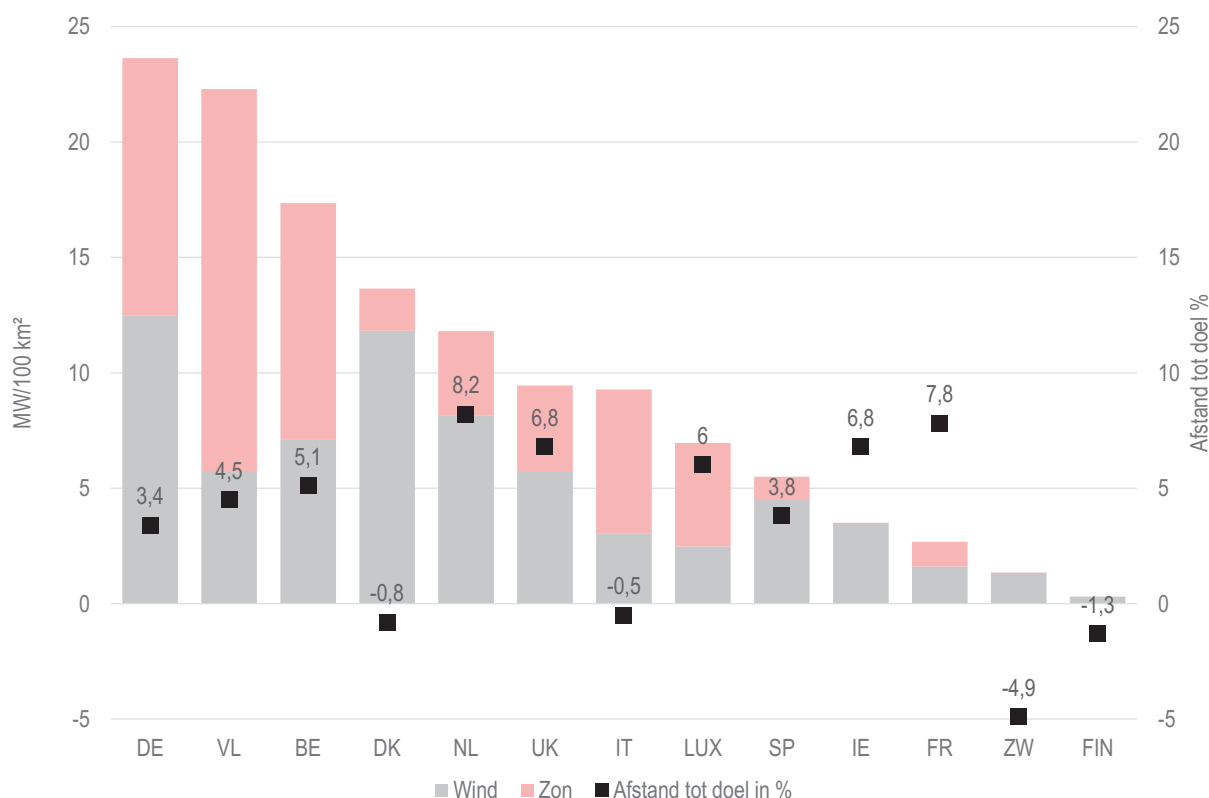
In deel 6.2 wordt aangegeven dat het niet zo vreemd is dat België het moeilijk heeft om zijn hernieuwbare energiedoelstelling te halen, die mee op basis van BBP bepaald werd, aangezien het met Luxemburg de enige regio is die een doelstelling opgelegd kreeg die hoger was dan het berekende potentieel. Dat potentieel is beperkt o.a. door de beperkte mogelijkheden voor hydro-energie, de beperkte kustlijnen, de ruimtelijke ordeningsbeperkingen, etc.

⁸⁸ Energieplan voorziet komende jaren gemiddeld 8900 nieuwe warmtepompen. Historische gegevens tem september 2017 van VEA-Energiebarometer.

⁸⁹ Cijfers over verhouding potentieel tov HE-doel over afstand tot HE-doel: zie deel 6.

⁹⁰ [REN 21](#), Renewables 2017. Global status report.

Figuur 83: Vlaanderen en België hebben relatief veel windturbines en PV-installaties tov andere EU-landen⁹¹



Figuur 84: Geïnstalleerd vermogen PV en windturbines tov andere indicatoren (EU-perspectief)⁹²

	Wind MW	Zon MW	km²	inw	BBP mio	Wind MW/100km²	Zon MW/100 km²	Zon+wind MW/100 km²
BE	2 176	3 122	30 528	11 311 117	422	7	10	17
DK	5 075	782	42 924	5 707 251	277	12	2	14
DE	44 670	39 786	357 376	82 175 684	3 134	12	11	24
IE	2 440	2	69 797	4 724 720	266	3	0	3
SP	22 943	4 856	505 944	46 445 828	1 114	5	1	5
FR	10 217	6 755	633 187	66 759 950	2 225	2	1	3
IT	9 137	18 892	302 073	60 665 551	1 672	3	6	9
LUX	64	116	2 586	576 249	54	2	4	7
NL	3 391	1 515	41 542	16 979 120	697	8	4	12
FIN	1 005	15	338 440	5 487 308	214	0	0	0
ZW	5 840	104	438 574	9 851 017	462	1	0	1
UK	14 291	9 187	248 528	65 382 556	2 367	6	4	9
VL	777	2 238	13 522	6 516 011	234	6	17	22

5 Certificaten

Dit deel bundelt de informatie over de Vlaamse certificatensystemen, meer bepaald over

- De toegekende certificaten en hun kosten (5.1)
- De onzekerheden hierover (5.2)

⁹¹ 2015. EU [Pocketbook](https://europa.eu/european-union/about-eu/countries_nl) 2017. [Vlaanderen](https://europa.eu/european-union/about-eu/countries_nl) in cijfers 2017. https://europa.eu/european-union/about-eu/countries_nl

⁹² Vermogen voor 2015. Andere data voor 2016. EU [Pocketbook](https://europa.eu/european-union/about-eu/countries_nl) 2017. [Vlaanderen](https://europa.eu/european-union/about-eu/countries_nl) in cijfers 2017. https://europa.eu/european-union/about-eu/countries_nl

- De certificatenschuld in de vorm van certificatenoverschotten en van saldi op de nettarieven (5.3)
- De doorrekening van certificatenkosten in de elektriciteitsfactuur (5.4)
- De evolutie van de certificaatplichtige leveringen (5.5).

5.1 Toegekende certificaten en kosten

Figuur 85: Toegekende certificaten en hun waarde: kerncijfers

Certificaten en kosten	2016	2020
GS-certificaten	6,1 mio	6,9 mio
WKK-certificaten	5,5 mio	3,6 mio
Euro	1.208 mio €	1.221 mio €
GSC	1.059 mio €	1.125 mio €
WKC	149 mio €	96 mio €

Kosten (mio €)	2016	2020
Zon	694	722
Wind	125	205
Biomassa	170	134
Biogas	62	61
Restafval	7	3
Groene stroom	1.059	1.125
WKK	149	96
Totaal	1.208	1.221

Aantal toegekende certificaten

In 2016 werden ongeveer 6,1 miljoen groene stroomcertificaten toegekend en 5,5 mio WKK-certificaten (Figuur 86).

Het aantal groene stroomcertificaten dat toegekend is, is geen maat voor de groene stroomproductie, noch voor de kosten van de certificaten systemen of de globale ondersteuningskost per technologie type (bv. door solidarisering van de kosten van de terugdraaiende teller). De certificaten die toegekend zijn aan installaties tot 2012 kunnen immers verschillen in waarde en certificaten die toegekend zijn aan installaties na 2012 kunnen verschillen in de hoeveelheid groene stroom waarvoor ze zijn toegekend. Bovendien worden aan bepaalde hoeveelheden groene stroomproductie geen groene stroomcertificaten toegekend (bv. energie-af trek, ter compensatie van het indirect energieverbruik dat nodig is voor hun verwerking, afoming van steun, e.d.). Het aantal toe te kennen certificaten kan wijzigen door wijzigingen in het productiepark van groene stroominstallaties, wijzigingen in de exploitatie ervan, andere weersomstandigheden (meer zon, meer wind, ...), etc.

De verwachting is dat het aantal toe te kennen groene stroomcertificaten in het scenario van het Energieplan 2020 zal stijgen tot 6,9 mio certificaten in 2020. De toename is vooral te wijten aan de vooropgestelde groei van wind- en zonne-energie (Figuur 87), die evenwel getemperd wordt door de verminderde toekenning van certificaten aan bestaande installaties (cf. verlengingsregeling en degressiviteit in toekenning WKK-certificaten). Het aantal toegekende WKK-certificaten zal volgens de VEA-prognoses dalen naar 3,6 mio certificaten per jaar in 2020.

Figuur 86: Aantal toegekende groene stroomcertificaten per technologie/bron⁹³

	Biomassa	Biogas	Restafval	Zonne-energie	Wind-energie	Waterkracht	Totaal GSC	WKC
2002	54 714	49 427	0	5	44 218	1 678	150 042	
2003	96 729	133 948	0	82	58 946	1 863	291 568	
2004	184 049	212 095	52 464	393	95 044	1 926	545 971	
2005	416 924	234 416	159 505	715	154 446	2 283	968 289	260 865
2006	819 746	186 940	180 492	1 356	237 749	2 079	1 428 362	459 582
2007	913 019	252 088	186 602	5 585	284 520	2 733	1 644 547	1 134 177
2008	1 188 152	273 006	179 152	33 622	332 965	3 603	2 010 500	2 149 405
2009	1 522 250	446 509	203 543	142 024	386 851	3 311	2 704 488	3 336 088
2010	1 572 728	408 090	208 019	488 646	397 998	3 364	3 078 845	4 656 555
2011	1 691 398	406 916	215 385	992 081	571 497	3 093	3 880 370	5 210 256
2012	2 230 898	511 574	225 446	1 710 585	700 627	2 213	5 381 343	5 651 203
2013	2 030 150	612 239	279 436	1 954 467	848 309	2 159	5 726 760	5 830 201
2014	1 622 395	679 619	266 988	2 068 287	1 006 049	2 749	5 646 087	5 724 258
2015	2 176 895	715 971	183 730	2 133 188	1 309 841	2 050	6 521 675	6 097 638
2016	1 891 294	688 333	80 086	2 083 654	1 393 698	2 077	6 139 142	5 536 102
2017	1 724 245	616 582	55 695	2 117 759	1 614 741	2 077	6 131 098	4 764 416
2018	1 699 006	725 582	51 219	2 181 198	1 835 128	2 077	6 494 210	4 182 754
2019	1 639 671	725 582	43 853	2 271 826	2 056 171	2 077	6 739 180	3 881 413
2020	1 489 923	675 745	33 792	2 393 220	2 277 214	2 077	6 871 971	3 560 647

Figuur 87: Wijziging in de certificaten-toekenning tov jaar n-1 (GSC-aantallen)

	Biomassa	Biogas	Restafval	Zonne-energie	Windenergie	Waterkracht	Totaal
2002							
2003	42 015	84 521	0	77	14 728	185	141 526
2004	87 320	78 147	52 464	311	36 098	63	254 403
2005	232 875	22 321	107 041	322	59 402	357	422 318
2006	402 822	-47 476	20 987	641	83 303	-204	460 073
2007	93 273	65 148	6 110	4 229	46 771	654	216 185
2008	275 133	20 918	-7 450	28 037	48 445	870	365 953
2009	334 098	173 503	24 391	108 402	53 886	-292	693 988
2010	50 478	-38 419	4 476	346 622	11 147	53	374 357
2011	118 670	-1 174	7 366	503 435	173 499	-271	801 525
2012	539 500	104 658	10 061	718 504	129 130	-880	1 500 973
2013	-200 748	100 665	53 990	243 882	147 682	-54	345 417
2014	-407 755	67 380	-12 448	113 820	157 740	590	-80 673
2015	554 500	36 352	-83 258	64 901	303 792	-699	875 588
2016	-285 601	-27 638	-103 644	-49 534	83 857	27	-382 533
2017	-167 049	-71 752	-24 391	34 105	221 043	0	-8 044
2018	-25 239	109 000	-4 476	63 440	220 387	0	363 112
2019	-59 335	0	-7 366	90 628	221 043	0	244 970
2020	-149 748	-49 837	-10 061	121 394	221 043	0	132 791

In 2017 ging 34% van de toegekende GSC naar PV-installaties, 31% naar biomassa-installaties, 23% naar windturbines en 11% naar biogasinstallaties. Het aandeel certificaten toegekend aan restafvalverbrandingsinstallaties is de afgelopen tien jaar systematisch gedaald.

⁹³ VREG, certificatenrapport. Prognoses 2017 en daarna: SERV-secretariaat in het scenario van de Vlaamse regering De groei van het aantal toe te kennen certificaten wordt vooral verklaard door de groei van het aantal certificaten toe te kennen aan zonnepanelen en windturbines. De daling van het aantal toe te kennen certificaten is te wijten aan de veronderstelde daling van het aantal certificaten toe te kennen aan bestaande installaties. Daarbij werd gekeken naar de aangroei van het aantal certificaten 10 jaar geleden om te veronderstellen dat de helft van deze aangroei 10 jaar nadien zal wegvallen. De totalen komen afgerond overeen met de totalen in de staafjesdiagrammen op basis van VREG in de nota van minister Tommelein. Precieze data die later beschikbaar kwamen (Rekenhof), komen hiermee afgerond overeen, maar niet in detail.

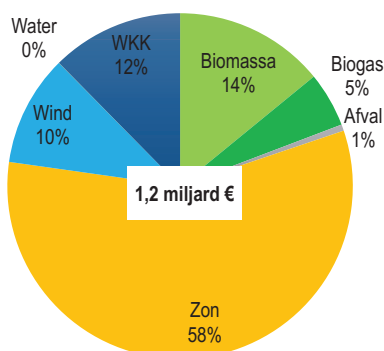
Figuur 88: Aandeel van de technologieën in de GSC-toekenning (%)

	Biomassa	Biogas	Restafval	Zonne-energie	Windenergie	Waterkracht	Totaal
2002	36%	33%	0%	0%	29%	1%	100%
2003	33%	46%	0%	0%	20%	1%	100%
2004	34%	39%	10%	0%	17%	0%	100%
2005	43%	24%	16%	0%	16%	0%	100%
2006	57%	13%	13%	0%	17%	0%	100%
2007	56%	15%	11%	0%	17%	0%	100%
2008	59%	14%	9%	2%	17%	0%	100%
2009	56%	17%	8%	5%	14%	0%	100%
2010	51%	13%	7%	16%	13%	0%	100%
2011	44%	10%	6%	26%	15%	0%	100%
2012	41%	10%	4%	32%	13%	0%	100%
2013	35%	11%	5%	34%	15%	0%	100%
2014	29%	12%	5%	37%	18%	0%	100%
2015	33%	11%	3%	33%	20%	0%	100%
2016	31%	11%	1%	34%	23%	0%	100%
2017	28%	10%	1%	35%	26%	0%	100%
2018	26%	11%	1%	34%	28%	0%	100%
2019	24%	11%	1%	34%	31%	0%	100%
2020	22%	10%	0%	35%	33%	0%	100%

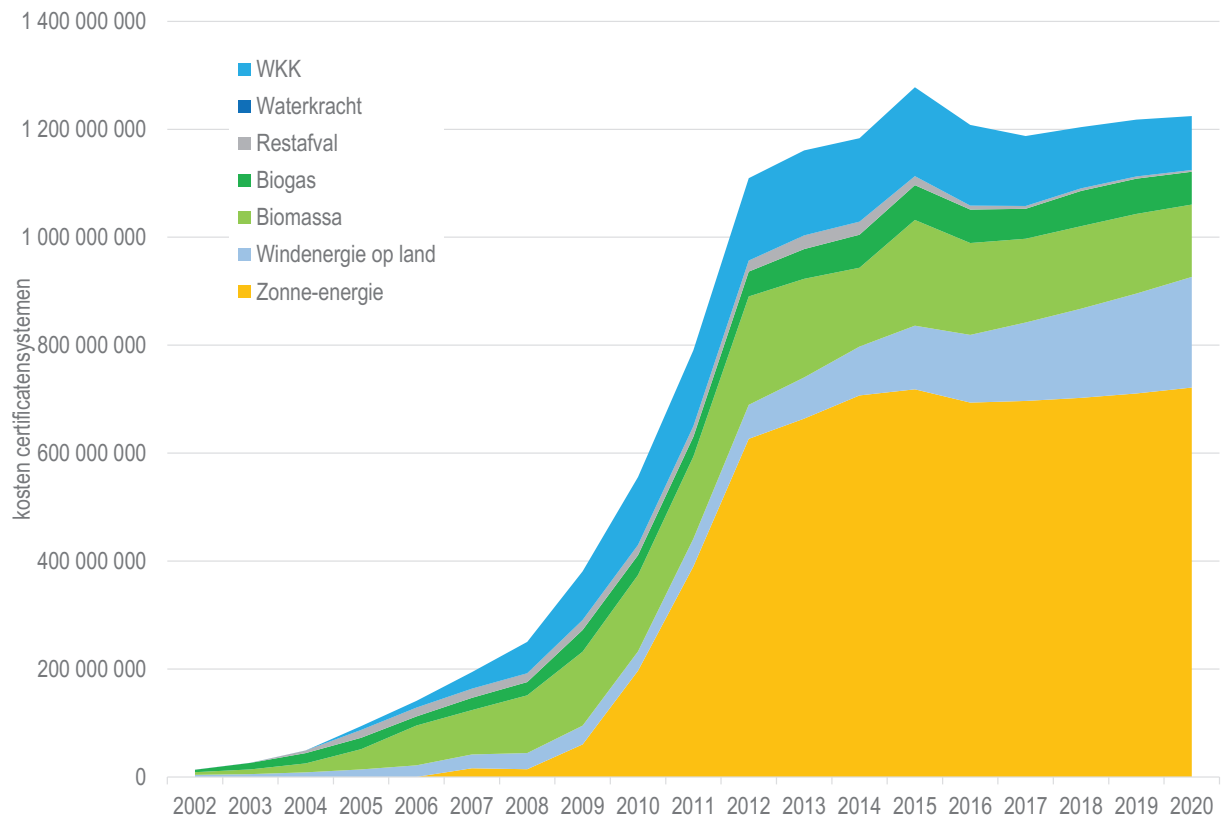
Waarde toegekende certificaten

In 2016 werd er voor ongeveer 1,2 miljard euro aan groene stroomcertificaten en WKK-certificaten toegekend. Daarvan gaat het grootste deel (ongeveer 700 mio euro, 58%) naar zonnepanelen, 170 mio euro naar biomassa-installaties, 150 mio naar WKK-installaties, 125 mio naar windturbines, 60 mio naar biogasinstallaties en 7 mio naar restafvalverbranding. Op basis van de subdoelen en de VEA-prognoses kan verwacht worden dat ook de komende jaren er jaarlijks ongeveer 1,2 miljard euro aan certificaten wordt toegekend. Ruw gesteld, wordt de toename van het aantal toegekende certificaten als gevolg van nieuwe investeringen gecompenseerd door de afname van het aantal toegekende certificaten aan bestaande installaties.

Figuur 89: 58% van de certificatenkosten in 2016 zijn voor PV



Figuur 90: Waarde toegekende certificaten (subdoelen)



Figuur 91: 1,2 miljard €/j aan GSC en WKC⁹⁴

Mio €	Bio- massa	Biogas	Rest- afval	Zon	Wind	Water	GSC	Gecum. GSS	WKC	GSC+ WKC	Gecum. GSC + WKC
2002	5	4	0	0	4	0	14	14	0	14	14
2003	9	12	0	0	5	0	26	40	0	26	40
2004	17	19	5	0	9	0	49	89	0	49	89
2005	38	21	14	0	14	0	87	176	7	94	183
2006	74	17	16	0	21	0	129	305	12	141	324
2007	82	23	17	16	26	0	164	468	31	194	518
2008	107	25	16	14	30	0	192	661	58	250	769
2009	137	40	18	60	35	0	291	952	90	381	1 150
2010	142	37	19	197	36	0	430	1 382	126	556	1 705
2011	152	37	19	390	51	0	650	2 031	141	791	2 496
2012	201	46	20	626	63	0	957	2 988	153	1 109	3 606
2013	183	55	25	664	76	0	1 003	3 992	157	1 161	4 766
2014	146	61	24	707	91	0	1 029	5 021	155	1 183	5 950
2015	196	64	17	718	118	0	1 113	6 134	165	1 278	7 228
2016	170	62	7	694	125	0	1 059	7 193	149	1 208	8 436
2017	155	55	5	697	145	0	1 058	8 250	129	1 187	9 622
2018	153	65	5	702	165	0	1 091	9 341	113	1 204	10 826
2019	148	65	4	711	185	0	1 113	10 454	105	1 217	12 043
2020	134	61	3	722	205	0	1 125	11 578	96	1 221	13 264

5.2 Onzekerheden over kosten certificatsystemen

Figuur 92: Kerndata sensitiviteit op GSC-certificatentoekenning

Sensitiviteit extra certificaten (mio €)	2020
Meer verlengingssteun	13
Meer grote PV in mix	10
Meer steun Max Green	9
Meer steun door capaciteitsstarief	2
Meer steun door steunduurverkortung	1
Totaal sensitiviteit	35

Overzicht sensitiviteitsanalyse

Om een idee te geven van de mogelijke impact van diverse onzekerheden op het aantal toe te kennen certificaten, werd een indicatieve sensitiviteitsanalyse gemaakt. Die houdt rekening met

- Een mogelijk ruimere toekenning aan verlengingsdossiers dan ingeschat door het VEA
- Een groter aandeel grootschalige PV-installaties in de mix
- Een mogelijke wijziging van de steun aan Max Green
- De aangekondigde invoering van een capaciteitsstarief
- De impact van de aangekondigde steunduurverandering
- Het feit dat de data over de certificatentoekenning voor 2016 nog voorlopig zijn en er nog latere rapportages zullen bijkomen.

Het gecombineerde effect van bovengenoemde elementen kan leiden tot een extra certificatentoekenning ter waarde van 35 mio euro per jaar in 2020. In een worst case scenario zou op basis van een indicatieve inschatting het aantal toe te kennen certificaten per jaar tot 9% hoger liggen dan aangenomen in de hypothesen van de Vlaamse Regering (Figuur 95). Vooral de veronderstellingen over de verlengingen, over de PV-mix van kleine en grote installaties en over Max Green blijken van belang.

⁹⁴ 90€/GSC en 27€/WKC, vermeerderd met opkoopkosten netbeheerders
2017 e.v. op basis van subdoelen.

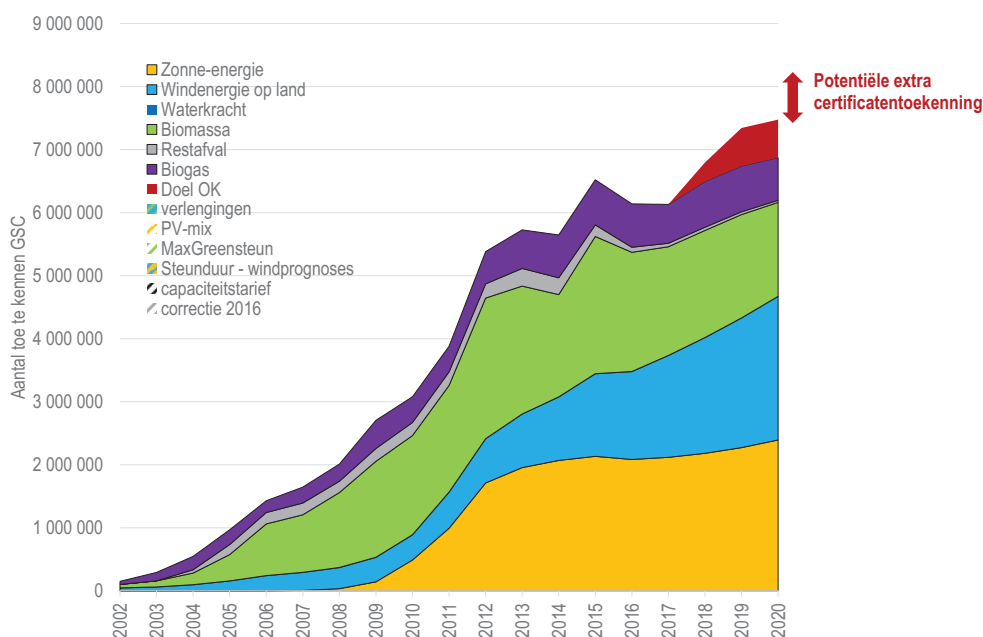
Figuur 93: Het aantal toe te kennen GSC zou hoger kunnen liggen: indicatieve sensitiviteitsanalyse

	correctie 2016	verlenging	Steunduur- verandering	Meer grote PV	Meer steun Max Green	Capaciteits- tarief	Totaal	Gecumuleerd	Totaal aantal toegekende certificaten	aandeel potentiële extra GSC tov totaal
2016	82 033	0	0	0	0	0	82 033	82 033	6 139 142	1%
2017	0	280 744	-1 173	58 434	105 256	14 851	458 111	540 144	6 150 000	7%
2018	0	30 813	-4 248	83 477	105 256	17 494	232 792	772 936	6 500 000	4%
2019	0	146 085	9 346	111 816	105 256	20 137	392 639	1 165 575	6 700 000	6%
2020	0	380 525	24 729	111 816	105 256	20 137	642 462	1 808 036	6 900 000	9%

Figuur 94: Sensitiviteitsanalyse op certificaten-toekenning: worst case scenario⁹⁵

Inleverbepaalde	Nog niet voorziene GSC	Kost in €
2017	82 033	7 382 973
2018	458 111	41 230 014
2019	232 792	20 951 243
2020	392 639	35 337 490
2021	642 462	57 821 552
Gecumuleerd totaal	1 808 036	163 211 197

Figuur 95: Het aantal toe te kennen certificaten kan groter zijn



De sensitiviteitsanalyses voor de diverse componenten worden hieronder nader toegelicht en gedocumenteerd zodat desgewenst eenvoudig andere scenario's kunnen worden samengesteld.

Mogelijk ruimere verlenging van certificaten-toekenning

VEA veronderstelt bij de inschatting van de toekomstige certificaten-toekenning dat installaties die een verlenging van de certificaten-toekenning vragen in die verlengingsperiode de helft krijgen van de certificaten die ze voordien kregen (0,5 factor). In de praktijk kan dat variëren tussen 0 en 1. De sensitiviteitsanalyse probeert in kaart te brengen hoeveel extra certificaten zullen worden toegekend als deze factor op 1 wordt gesteld. VEA publiceert hier geen gegevens over.

De berekening hield rekening met verlengingsfactor van 1 voor biomassa-installaties, biogasinstallaties en windturbines. Voor restafvalinstallaties werd dit niet gedaan. Ook VEA veronderstelt hier een factor 0.

⁹⁵ Er wordt verondersteld dat certificaten het jaar nadien verrekend worden. Als ze in het jaar zelf verrekend zouden worden, zou dat de te verrekenen kosten in de periode tot en met 2020 verhogen.

Om het volume certificaten te kunnen inschatten dat onderhevig wordt aan een verlengingsregeling wordt gekeken naar de toenames van het aantal toegekende certificaten 10 jaar voordien. Betere data, liefst op installatiebasis zijn niet beschikbaar. Deze berekening kan een onderschatting inhouden van de mogelijke extra certificaten-toekenning omdat de komst van nieuwe installaties in de statistieken gecompenseerd kan zijn door de verminderde productie in bestaande installaties en omdat installaties in het eerste jaar wellicht nog niet voluit gedraaid hebben. De impact van de voorgestelde wijzigingen aan de verlengingsregeling op de certificaten-toekenning is nog onbekend en werd niet specifiek mee verrekend.

Vooral voor biomassa-installaties blijken de veronderstellingen over de certificaten-toekenning in de verlengingsregeling van belang. Het is terzake onduidelijk wat in de VEA-prognoses verondersteld wordt voor de Max Greeninstallatie.

Figuur 96: Inschatting mogelijk effect van verlengingsregeling aan 100% voor biomassa, biogas en wind⁹⁶

Toename certificaten-toekenning	Biomassa	Biogas	Windenergie	Totaal
2008-2009	334 098	173 503	53 886	561 487
2009-2010	50 478		11 147	61 625
2010-2011	118 670		173 499	292 169
1/2 extra verlengingscertificaten				
2018	167 049	86 752	26 943	280 744
2019	25 239		5 574	30 813
2020	59 335		86 750	146 085
Extra kosten bij verlenging aan huidig steunniveau				
2018	15 034 410	7 807 635	2 424 870	25 266 915
2019	2 271 510		501 615	2 773 125
2020	5 340 150		7 807 455	13 147 605

Meer grootschalige PV

Er worden mogelijk meer grootschalige PV-installaties dan verondersteld geplaatst. Omdat deze meer steun krijgen dan kleine installaties, stijgen de certificatenkosten met een hoger aandeel grootschalige PV-installaties in de mix. Dit zou kunnen oplopen tot 10 mio euro per jaar.

Er werd in deze sensitiviteitsanalyse verondersteld dat 20% van de nieuw bijgekomen productie (voor de realisatie van de subdoelen voor 2020) kleinschalig zou zijn (< 10 kW; niet ondersteund) en 40% middelgroot (10-250 kW) en 40% groot (>250 kW). Dit in plaats van 50% voor <10, 20% voor 10-250 en 30% voor >250. Een groter aandeel grootschalige installaties kan volgen uit de keuze om op korte tijd zeer grote volumes bijkomend geïnstalleerd vermogen gerealiseerd te zien. Er werd voor beide mixen rekening gehouden met de gewijzigde steunduur die leidt tot hogere OT's voor PV, met name 70€, resp. 64€/MWh (precieze herrekenende steunniveaus zijn nog niet beschikbaar), zodat deze component louter het effect van de mix toont.

Figuur 97: Sensitiviteit van toegekend GSC op PV-mix

incl. steunduurverkortung	<10	10-250	>250	2017	2018	2019	2020
Toegekend aan PV in 50/20/30 mix	50%	20%	30%	51 157	95 159	135 942	182 091
Toegekend aan PV in 20/40/40 mix	20%	40%	40%	82 571	153 594	219 419	293 906
Vershil in GSC				31 414	58 434	83 477	111 816
Vershil in €				2 827 248	5 259 077	7 512 968	10 063 423

Meer steun voor Max Green

Er bestaan onzekerheden over het toekomstig steunniveau voor Max Green als gevolg van het feit dat de bandingfactor tijdens de volgende verlengingsperiode kan verschillen van de huidige. Los van de herberekening van de steun bestaat er ook onzekerheid over de afroaming van 11% van het op basis van de onrendabele top berekende steunniveau die uitzonderlijk voor dit type installatie geldt. Aangezien er eerder signalen waren over de beperkte rendabiliteit van de installatie werd in deze sensitiviteitsanalyse een verhoging van de steun aan Max Green verondersteld die overeen zou komen met een situatie waarbij deze afroaming van 11% ten opzichte van de huidige bandingfactor niet geldt. De toekomstige bandingfactor werd dus gelijk verondersteld.

⁹⁶ Aan 90€/GSC

Op 24 november 2017 – na de afronding van de SERV-berekeningen - besliste de Vlaamse Regering om deze 11%-afroming te beperken tot 4%. De reële toekomstige bandingfactor en de finale impact op de steun aan Max Green van dat voorstel blijft nog onduidelijk.

Figuur 98: Sensitiviteit op Max Green

	€/MWh ⁹⁷	Certificatensteun (mio €/jaar)		Sensitiviteit
		Groene stroomproductie 1,2 TWh/jaar	Groene stroomproductie: 1,483 TWh	
11% afroming (Huidige situatie)	66	79	98	
0% afroming en huidige bandingfactor (Sensitiviteitsanalyse SERV-secretariaat)	74	89	110	+ 10 tot 13 mio €/jaar

Invoering capaciteitstarief

Op basis van de prognoses van VREG werd in deze sensitiviteitsanalyse verondersteld dat windturbines een hoger nettatarief zouden moeten betalen dat voor installaties geplaatst na 2012 gecompenseerd zou worden door een hogere certificatensteun via de OT-berekening. Dit zou leiden tot een extra certificatensteun ter waarde van 1,8 mio euro.

De VEA-prognoses lijken geen rekening te houden met de eventuele invoering van een capaciteitstarief dat de VREG vanaf 2019 wil invoeren. Door een capaciteitstarief vermindert het variabele deel van de energiefactuur, hetgeen investeringen in hernieuwbare energie en WKK minder interessant maakt. Het nettatarief zal dan immers niet meer KWh-gebaseerd zijn. De impact hangt af van de vormgeving van het capaciteitstarief en van het vereist vermogen van de aansluiting.

Uitgaande van de indicatieve berekeningen van de VREG werd een mogelijke impact van +3.276 euro per jaar op het nettatarief vastgesteld voor een turbine van 2 MW. Die impact kan aanleiding geven tot een verhoging van de certificatensteun aan installaties geplaatst na 2012. Vereenvoudigd werd het bijkomend vermogen gedeeld door 2 (MW) en vermenigvuldigd met de vereiste extra steun om het verhoogde nettatarief door het capaciteitstarief te compenseren.

Volgens de inschattingen van de VREG op basis van een voorstel van capaciteitstarief⁹⁸ zou ¾ van de prosumenten na de invoering van een capaciteitstarief meer betalen en 45% zelfs gevoelig meer. Veel zal terzake afhangen van de precieze vormgeving van het capaciteitstarief. Met deze impact op prosumenten werd geen rekening gehouden omdat zij geen certificatensteun krijgen. Het lagere nettatarief voor bepaalde middelgrote of grote PV heeft wellicht weinig impact op de certificatensteun gezien het lage geplaatste volume aan PV-installaties na 2012 waarvoor de steun jaarlijks herkend wordt in functie van de evolutie van de elektriciteitsopbrengst.

⁹⁷ Ruwe inschatting SERV-secretariaat. Maakt abstractie van de nieuw te berekenen bandingfactor. Als die hoger ligt dan de huidige, kan dat het effect van de verminderde afroming versterken.

Data over steunniveau: [Parlementaire bespreking](#)

⁹⁸ [Presentatie](#) toelichting capaciteitstarief.

Figuur 99: Impact van capaciteitstarief op nettatarief voor PV bij particulieren⁹⁹

	aandeel	Huidig tarief	Toekomstig tarief	Vershil
X1	0%	275,74	162,93	-112,81
X2	9%	275,74	206,33	-69,41
X3	27%	275,74	279,38	3,64
X4	18%	275,74	340,97	65,23
X5	18%	275,74	415,02	139,28
X6	9%	275,74	550,40	274,66
X7	0%	275,74	855,01	579,27
onbekend	18%			
	100%			

Figuur 100: Impact capaciteitstarief op nettatarief voor HE-investeringen bij bedrijven¹⁰⁰

			injectie kWh/jaar	onderschreven vermogen kW	Aansluitings- vermogen kVA	Huidig tarief	Toekomstig tarief	Vershil
inj 1	PV	100 kW	85 000	100	130	1 030,08	539,75	-490,33
inj 2	PV	200 kW	170 000	200	260	1 211,03	1 066,65	-144,38
inj 3	Wind	2 MW	4 000 000	2 000	2 600	10 475,72	13 752,56	3 276,84
inj 4	Wind	11,5 MW	23 000 000	11 500	14 950	56 319,19	79 077,23	22 758,04

Figuur 101: Extra certificaten toekenning aan windturbines van na 2012

	vermogen (MWe vanaf 2012 geplaatst)	euro extra steun	aantal extra GSC
2018	843	1 381 188	14 851
2019	993	1 626 951	17 494
2020	1 143	1 872 714	20 137

Verandering steunduur zon en wind

De aangekondigde steunduurverandering voor zon- en windenergie leidt in principe op korte termijn tot meer certificaten toekenning aan zonnepaneleninstallaties en minder aan windturbines. Deze aankondiging werd nog niet in rekening gebracht bij de prognoses over het aantal toe te kennen certificaten. Bij afwezigheid van geactualiseerde OT-berekeningen werd voor PV middelgroot (100 – 250 kW) gerekend met 70€/MWh, PV groot (> 250 kW) met 64€/MWh en wind 46€/MWh. Afhankelijk van de veronderstelde PV-mix en het gerealiseerd windpotentieel, compenseren beiden elkaar. Rekent men daarentegen met de VEA-prognoses voor 2020, zoals hier wordt gedaan, dan worden er vanaf 2019 jaren meer certificaten toegekend (Figuur 102).

Figuur 102: Compenseren steunduurverkortung PV en steunduurverlenging wind elkaar certificategewijs?

	<10/10-250/>250	2017	2018	2019	2020	Totaal
Meer GSC aan zon	50/20/30	17 052	31 720	45 314	60 697	154 783
	33/33/33	17 652	32 835	46 908	62 831	160 226
	20/40/40	31 414	58 434	83 477	111 816	285 141
minder GSC aan wind	subdoelen	54 355	54 194	54 355	54 355	217 258
	prognose (2465 GWh in 2020)	18 226	35 968	35 968	35 968	126 129
Gebruikte sensitiviteit	50/20/30 en prognose	-1 173	-4 248	9 346	24 729	28 654

Niet in rekening gebracht

In de analyse hier wordt geen rekening gehouden met

- De mogelijke extra certificaten toekenning (en daarmee verbonden kosten) om de 1.418 GWh-kloof te dichten met interne maatregelen: Hieronder worden deze kosten wel indicatief berekend, maar er wordt bij de scenario-analyses hieronder verondersteld dat de subdoelen al erg ambitieus zijn en een kloofdichting met interne maatregelen wellicht niet aan de orde zal zijn. De scenario's gaan bijgevolg uit van een kloofdichting met flexibiliteitsmechanismen. Indien de subdoelen overschreden zouden worden om de kloof inderdaad met interne maatregelen te dichten kunnen de kosten anders zijn, afhankelijk van de mix interne maatregelen en de kosten van de vermeden flexibiliteitsmechanismen.

⁹⁹ Presentatie toelichting capaciteitstarief.

¹⁰⁰ Simulaties VREG

Figuur 103: Kosten van certificaten voor extra windturbines en PV om 1.418 GWh-kloof te dichten

Gerekend aan huidige OT								
				Wind	PV > 250 kW	PV 10-250 kW	PV < 10 kW	
				61 €/MWh	42,8 €/MWh	46,7 €/MWh	0 €/MWh	
Mix om de kloof te dichten				Kostprijs €/jaar om kloof te dichten				
Wind	PV > 250 kW	PV 10-250 kW	PV < 10 kW	Wind	PV > 250 kW	PV 10-250 kW	PV < 10 kW	Totaal
50%	13%	12,50%	25%	43 249 000	7 586 300	8 277 575	0	59 112 875
0%	30%	25%	45%	0	18 207 120	16 555 150	0	34 762 270
25%	25%	25%	25%	21 624 500	15 172 600	16 555 150	0	53 352 250
0%	50%	25%	25%	0	30 345 200	16 555 150	0	46 900 350
0%	33,33%	33,33%	33,33%	0	20 230 133	22 073 533	0	42 303 667
0%	50%	50%	0%	0	30 345 200	33 110 300	0	63 455 500
Gerekend met aanpassingen aan steun als gevolg van de aanpassing van de steunduur ¹⁰¹								
Mix om de kloof te dichten				Kostprijs €/jaar om kloof te dichten				
				Wind	PV > 250 kW	PV 10-250 kW	PV < 10 kW	
			€/MWh	45,75 €/MWh	64,4 €/MWh	70,05 €/MWh	0 €/MWh	
Wind	PV > 250 kW	PV 10-250 kW	PV < 10 kW	Wind	PV > 250 kW	PV 10-250 kW	PV < 10 kW	Totaal
50%	13%	12,50%	25%	32 436 750	11 414 900	12 416 363	0	56 268 013
0%	30%	25%	45%	0	27 395 760	24 832 725	0	52 228 485
25%	25%	25%	25%	16 218 375	22 829 800	24 832 725	0	63 880 900
0%	50%	25%	25%	0	45 659 600	24 832 725	0	70 492 325
0%	33,33%	33,33%	33,33%	0	30 439 733	33 110 300	0	63 550 033
0%	50%	50%	0%	0	45 659 600	49 665 450	0	95 325 050

■ **de extra steunverlening aan coöperatieve projecten¹⁰²:** De Vlaamse regering stelde om voor coöperatieve projecten onder te brengen in een aparte projectcategorie om hier meer steun aan toe te kunnen kennen. De impact hiervan is nog onbekend en werd nog niet doorgerekend (1.000 €/installatie per jaar?).

■ **eventuele bijkomende kosten voor kleine PV.** De introductie van digitale meters vanaf 2018/2019 dreigt kleinschalige PV-installaties tot 2020 onrendabel te maken en daardoor het halen van de doelen van het zonnepan sterk te bemoeilijken. Het voordeel van de terugdraaiende teller dreigt met de introductie van slimme meters weg te vallen omdat dit niet meer automatisch gebeurt. Dit kan wel anders gecompenseerd worden. Daarbij rijst de vraag of en hoe dat gecompenseerd zal worden en of Vlaanderen wel bevoegd is om zo'n compensatie te regelen omdat Vlaanderen niet voor alle componenten van de energiefactuur bevoegd is. Als er geen (voldoende) compensatieregeling is om het weggeven voordeel van de terugdraaiende teller te compenseren, dreigt het rendement van nieuwe kleine PV-installaties onder 0% te zakken. Het lijkt weinig waarschijnlijk dat met dergelijke negatieve rendementen de verhoopte investeringsvolumes gerealiseerd zullen worden. In het verleden was er een sterke link tussen het investeringsritme en de geboden rendementen (cf. supra).

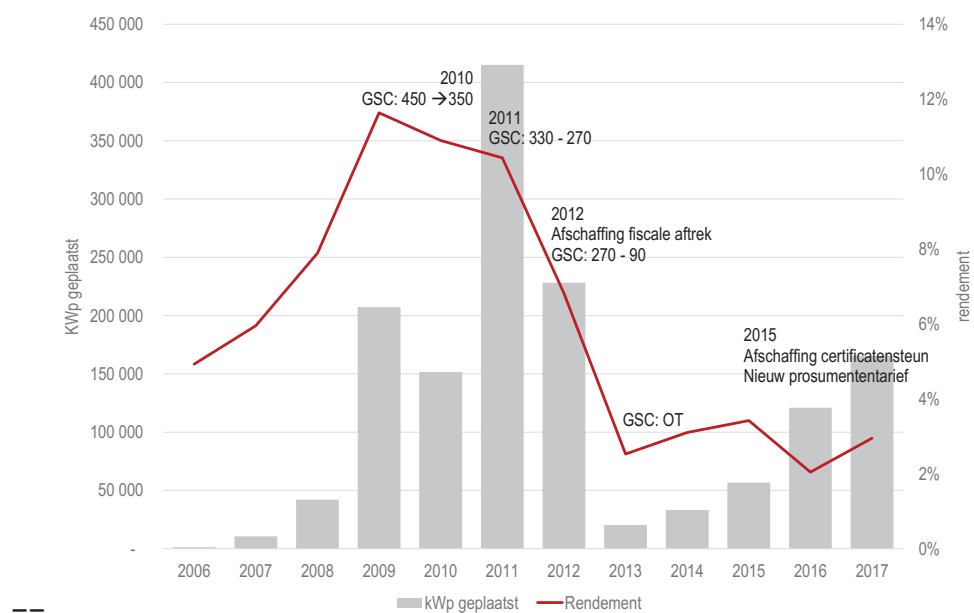
Als Vlaanderen niet zou kiezen voor een compensatieregeling, maar een soort investeringssteunregeling om nieuwe kleine PV-installaties terug breakeven (0%-rendement) te maken, zou er naar schatting een investeringssteun van 2.500 euro nodig zijn in 2018 en 1.800 euro in 2019. Een rendement van 3% zou een investeringssteun per installatie van ongeveer 5.400€¹⁰³ vergen in 2018 en van 4.400 € in 2019. Afhankelijk van het veronderstelde investeringsritme zou dat tussen 74 en 359 mio € per jaar kunnen kosten.

¹⁰¹ Aanpassing duur van de certificaten toekenning (van 15 jaar naar 10 voor zonnepanelen en van 15 jaar naar 20 jaar voor windturbines): niet verdisconteerd, geen aanpassing van het rendement. Er wordt wel verlaging van het rendement voor windturbines aangekondigd van 8% naar 7,5%, dus mogelijk overschatting van het steunniveau voor wind. Evenwel scenario's met veel extra windturbines bovenop de reeds bijzonder ambitieuze windscenario's in de subdoelen, zijn wellicht te optimistisch. Geen herberekend steunniveau beschikbaar.

¹⁰² De Vlaamse Regering wil projecten met burgerparticipatie extra steun geven door voor deze projecten een aparte projectcategorie te voorzien. Er is sprake van 1000 euro extra steun voor windprojecten met burgerparticipatie en 150 euro voor grootschalige PV-projecten met burgerparticipatie. Het is onzeker of de impact van deze wijziging ingecalculeerd is in de certificatenprognoses.

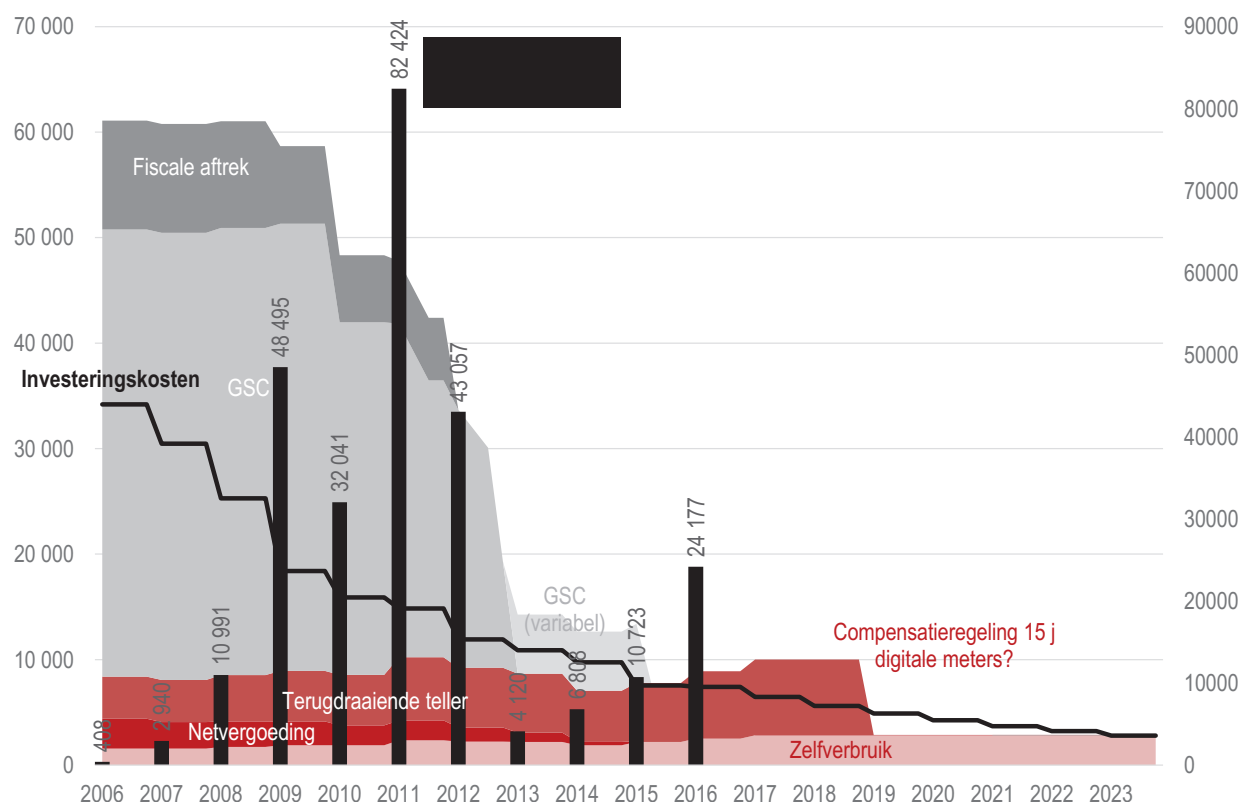
¹⁰³ Steun met 0%-rendement vermeerderd met rendement van 3% op investering gedurende 20 jaar.

Figuur 104: Investeringsritme kleine PV gelinkt aan rendement, dat sterk zakt zonder terugdraaiende teller¹⁰⁴



¹⁰⁴ Ruwe inschatting, zonder verdiscontering, op 25 jaar, waarbij verondersteld werd dat de helft van de vereiste nieuwe PV-capaciteit in het zonneplan om te komen tot 3500 MW geplaatst zou worden als kleinschalige PV's. Verondersteld dat de helft van de kloof van 1400 GWh opgevuld wordt met zon waarvan de helft kleinschalig. In de veronderstelling dat bij de introductie van slimme meters het voordeel van de terugdraaiende teller wegvalt. De knikken in de rendementen kunnen verklaard worden door de sterke verlaging van de steun in 2012 (knik in 2013) en de afschaffing van de steun en de introductie van de netvergoeding in 2015 (knik naar 2016). In de veronderstelling dat de slimme meters vanaf 2018 bij nieuwe kleinschalige PV-installaties geplaatst worden.

Figuur 105: Kosten en opbrengsten van PV-investeringen¹⁰⁵



■ **Andere onzekerheden:** Er werd in de sensitiviteitsanalyse ook geen rekening gehouden met andere onzekerheden omtrent het aantal toe te kennen certificaten die verband houden met

- de exploitatie van bestaande installaties,
- investeringen in nieuwe installaties,
- de evolutie van kosten van installaties
- de evolutie van de elektriciteitsprijzen (omdat die het steunniveau beïnvloeden),
- de maximalisering van steun
- ...

¹⁰⁵ Ruwe inschatting op basis van beschikbare data, niet verdisconteerd, naakte optelling van opbrengsten; inschatting van evolutie van elektriciteitsprijzen om voordelen op eigen verbruik in te schatten op basis van gemiddelde elektriciteitsprijs in marktrapporten VREG (excl. de niet-vermijdbare energieheffing – ongeacht verbruik).

5.3 Certificatenschuld: overschotten en nettariiefsaldi

Figuur 106: Certificatenschulden: kerncijfers¹⁰⁶

Schulden (mio €)	2016	2017	2020
Totale schulden	2.073	1.255	462
Saldi nettarieven (VREG)	855	640	160
Certificatenoverschot (VR)	1.218	615	302
GSC	929	532	173
WKC	289	82	126
Certificatenoverschot mio			
GSC	10,3	5,9	1,9
WKC	14,4	4,1	6,3

Certificatenschulden bestaan uit saldi en overschotten

De 'certificatenschulden' bestaan uit twee componenten¹⁰⁷:

- Saldi op de nettarieven:** Tussen 2010 en 2014 konden de netbeheerders onvoldoende hun netto-kosten voor de opkoping van certificaten aan minimumsteun¹⁰⁸ doorrekenen in de nettarieven. Dat kwam omdat de meerjarennettarieven die in 2008 werden vastgesteld voor 2009-2012 onvoldoende rekening hielden met de sterke groei van zonnepanelen en omdat deze nadien onvoldoende werden bijgesteld. Bovendien werden in 2012 de nettarieven op dat te laag niveau bevroren tot 2014. Daardoor liepen de saldi bij de netbeheerders op tot naar schatting 870 à 910 mio € in 2015. Het komt de VREG toe de omvang van deze historische én nieuwe saldi te bepalen, maar deze publiceert hierover nauwelijks data. Bovendien moet de VREG beslissen over de aanpak en doorrekening ervan.
- Certificatenoverschotten:** Tussen 2009 en 2015 ontstonden certificatenoverschotten doordat het aantal toegekende certificaten systematisch hoger was dan het aantal uitgekeerde certificaten. Op 31/3/2013 hadden de overschotten aan groene stroomcertificaten en WKK-certificaten een waarde van 1.030 mio euro. De Vlaamse Regering is verantwoordelijk voor de aanpak van de certificatenoverschotten.

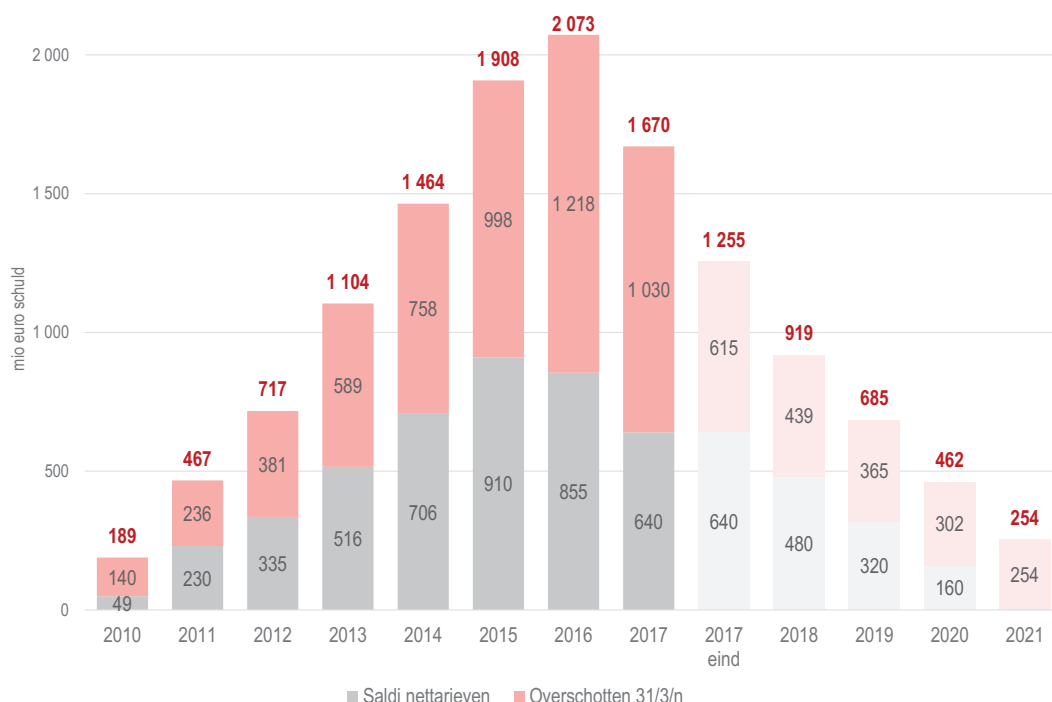
De certificatenschulden, die bestaand uit saldi op de nettarieven en certificatenoverschotten, zijn van 2,1 mld euro in 2016 tot 1,7 mld gezakt (en binnenkort tot 1,3 mld) (zie figuur).

¹⁰⁶ Cijfers voor 2017 veronderstellen de aangekondigde bijkomende uit de marktnames van certificaten na de inleverronde van 31/3/2017. Cijfers voor 2016 slaan op 31/3/2016. Cijfers voor 2020 slaan op 31/3/2020. Waardering aan 90€/GSC en 20€/WKC. Ruwe inschattingen over saldi op nettarieven: precieze data ontbreken.

¹⁰⁷ Voor verdere toelichting: SERV (2014) Achtergrondrapport. Uitgestelde doorrekening van certificatenkosten voor groene stroom en WKK op de elektriciteitsfactuur.

¹⁰⁸ bv. 450 € minimumsteun – 90€ vermoedelijke verkoopwaarde = 360 € netto-opkoopkost

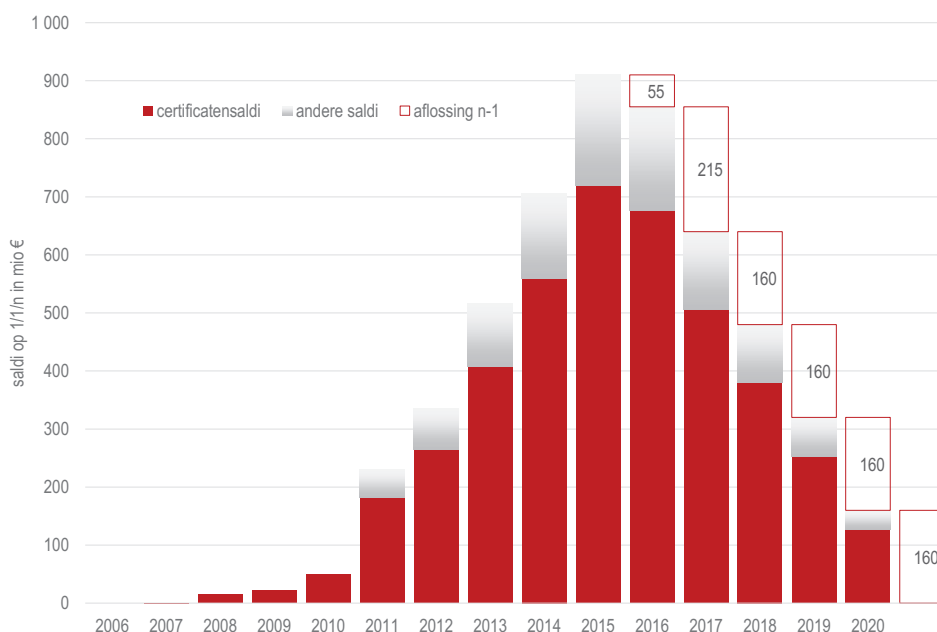
Figuur 107: Afbouw van 2 miljard schulden is gestart¹⁰⁹



VREG bouwt saldi af

De VREG besliste de saldi van 2008 en 2009 op 2 jaar door te rekenen in 2015 en 2016 en de naar schatting 0,9 miljard € aan saldi voor 2010 tot 2014 op 5 jaar tussen 2016 en 2020 (Figuur 108). Daardoor zouden de historische saldi op de nettarieven tegen 2021 opgelost zijn.

Figuur 108: VREG besliste 0,9 mld € saldi op nettarieven op 5 jaar af te bouwen¹¹⁰



¹⁰⁹ GSC gewaardeerd aan 90€, WKC aan 20€. Data van eind 2017 houden al rekening met nog geplande uit de marktnames van GSC's en WKC's eind 2017. Nettariefsaldi zijn ruwe data, inclusief overige saldi (niet voor certificatenkosten), aangezien VREG hierover geen data publiceert.

¹¹⁰ Ruwe schatting op basis van de opkoopkosten van certificaten en het aandeel van certificatenkosten in saldi. Er zijn ook saldi opgebouwd door volumeverschillen (minder elektriciteit geleverd dan voorzien) en saldi op REG-

1 miljard € aan certificatenoverschotten

De overschotten aan groene stroomcertificaten en WKK-certificaten bereikten in 2016 (inleverronde in maart) een recordwaarde van 1,2 miljard euro. Door de maatregelen van de Vlaamse Regering genomen sedert eind 2015 is de afbouw van deze overschotten gestart. Bij de inleverronde van maart 2017 waren er certificatenoverschotten ter waarde van 1 miljard euro (Figuur 109).

Figuur 109: Overschotten groene stroomcertificaten en WKK-certificaten

31/3/n	GSC-overschot		WKC-overschot		Waarde overschot (€)
	aantal GSC	waarde (90€/GSC)	aantal WKC	waarde (20€/WKC)	
2003	84 071	7 566 390	0	0	7 566 390
2004	194 170	17 475 300	0	0	17 475 300
2005	150 188	13 516 920	0	0	13 516 920
2006	180 623	16 256 070	0	0	16 256 070
2007	319 634	28 767 060	0	0	28 767 060
2008	473 559	42 620 310	0	0	42 620 310
2009	467 543	42 078 870	884 425	17 688 500	59 767 370
2010	1 055 721	95 014 890	2 255 935	45 118 700	140 133 590
2011	1 619 456	145 751 040	4 537 293	90 745 860	236 496 900
2012	2 896 892	260 720 280	6 038 955	120 779 100	381 499 380
2013	4 540 369	408 633 210	9 003 416	180 068 320	588 701 530
2014	5 973 158	537 584 220	11 009 203	220 184 060	757 768 280
2015	8 219 730	739 775 700	12 910 459	258 209 180	997 984 880
2016	10 321 677	928 950 930	14 433 312	288 666 240	1 217 617 170
2017	7 748 738	697 386 420	16 644 310	332 886 200	1 030 272 620

Maatregelen voor de afbouw certificaten

De Vlaamse Regering voorzag sedert eind 2015 meerdere (bijkomende) maatregelen om de certificatenoverschotten af te bouwen. De belangrijkste maatregelen worden hieronder opgesomd:

- Om het **aanbod** certificaten te verkleinen
 - Afschaffing van retrobanding van PV-certificaten voor installaties van 2012, waardoor netbeheerders certificaten van deze installaties konden inruilen tegen meerdere certificaten (al naar gelang de minimumprijs voor deze certificaten)
- Om de **vraag** naar certificaten te verhogen
 - Verhoging van het aantal in te leveren certificaten door de leveranciers door de afschaffing van de factor Btot bij de berekening van het aantal in te leveren certificaten (die zorgde voor een verlaging van het reële quotum) én door een verhoging van de quota (Q) (Figuur 16 en Figuur 17)
 - Uit de marktnames van certificaten. Deze gebeuren via indiening en vernietiging van certificaten in handen van de netbeheerders. Dit gebeurde reeds voor PV-certificaten. Voor andere GSC-certificaten en WKC-certificaten nog niet omdat dit afhankelijk is van Europese goedkeuring in het kader van de staatssteunregeling.

De voorgestelde quotumstijgingen nemen meer certificaten uit de markt: groene stroomcertificaten (+27 mio €/jaar) en warmtekrachtcertificaten (+12 mio € in 2019 en +27 mio € vanaf 2020). Samen met de voorgestelde uit de marktnames zakt het GSC-overschot rond 2020 tot aan de 'optimale buffer' en het WKC-overschot pas na 2026. De buffers die de Vlaamse Regering voorstelt om voldoende liquiditeit op de certificatenmarkt te garanderen hebben een waarde van 207 mio € aan GSC en 56 mio € aan WKC. Onderbouwing van de grootte deze buffers ontbreekt. Naarmate een grotere buffer wordt verondersteld, wordt een deel van de overschotten niet aangepakt.

Hieronder wordt nader ingezoomd op de GSC- en WKC-overschotten afzonderlijk.

premies, e.d. Precieze data publiceert de VREG niet. Bovendien maakt deze figuur abstractie van het feit dat ook na 2015 nog nieuwe saldi worden opgebouwd die evenwel telkens in n+2 worden verrekend (zoals bv. gebeurde in 2017).

Een lift naar genoeg groene energie?
Achtergrondrapport

Figuur 110: GSC-overschot: voorstel VR versus oude situatie¹¹¹

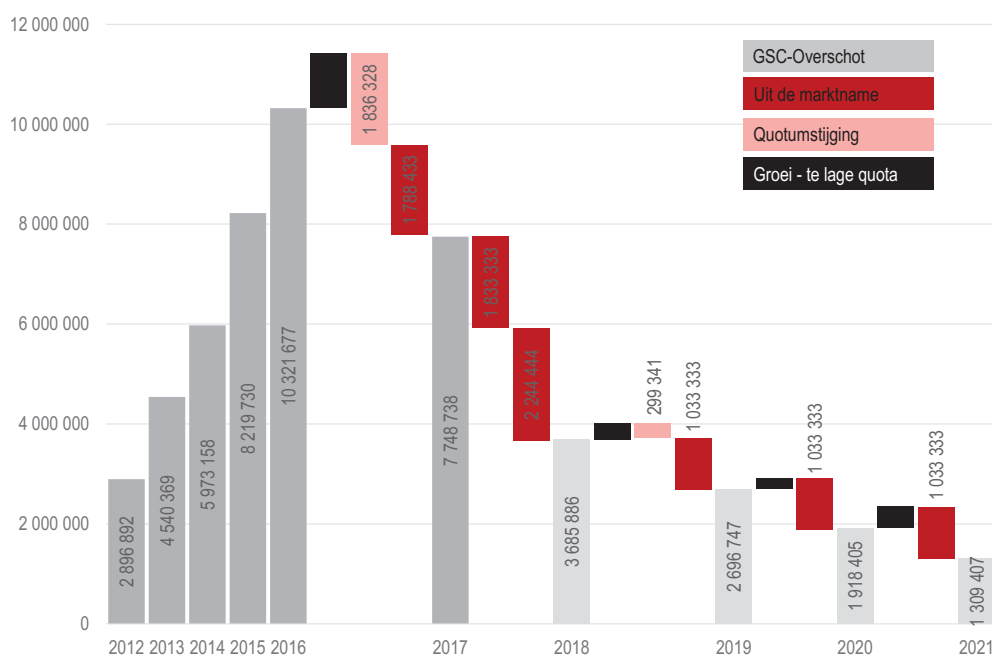
31/3/ n	Voorstel VR								Voorstel VR - Sensitiviteitsanalyse		Oude situatie		Oude + sensitiv.
	Toekennin g n-1	In te leveren	Beschikbaar	Ingeleverd	uit de markt name	Overschot op 31/3/n	uit de marktnam e na inleveren de	Overschot op 31/12	toegekend met sensitiviteit	Overschot sensitiviteit	in te leveren oude quota	Overschot oude quota en oude uitmarktnam e	Overschot oude quota, uit de marktnam e en sensitiviteit
2003	150 042	313 192	199 203	115 132		84 071			150 042	84 071	313 192	84 071	84 071
2004	291 568	409 959	393 009	198 839		194 170			291 568	194 170	409 959	194 170	194 170
2005	545 971	850 960	800 798	650 610		150 188			545 971	150 188	850 960	150 188	150 188
2006	968 289	1 061 176	1 206 073	1 025 450		180 623			968 289	180 623	1 061 176	180 623	180 623
2007	1 428 362	1 269 650	1 587 945	1 268 311		319 634			1 428 362	319 634	1 269 650	319 634	319 634
2008	1 644 547	1 589 531	2 061 134	1 587 575		473 559			1 644 547	473 559	1 589 531	473 559	473 559
2009	2 010 500	2 077 894	2 540 586	2 073 043		467 543			2 010 500	467 543	2 077 894	467 543	467 543
2010	2 704 412	2 073 201	3 127 689	2 071 968		1 055 721			2 704 412	1 055 721	2 073 201	1 055 721	1 055 721
2011	3 078 072	2 474 430	4 093 577	2 474 121		1 619 456			3 078 072	1 619 456	2 474 430	1 619 456	1 619 456
2012	3 880 370	2 757 889	5 654 751	2 757 859		2 896 892			3 880 370	2 896 892	2 757 889	2 896 892	2 896 892
2013	5 381 343	3 799 806	8 340 165	3 799 796		4 540 369			5 381 343	4 540 369	3 799 806	4 540 369	4 540 369
2014	5 726 760	4 320 320	10 293 465	4 320 307		5 973 158			5 726 760	5 973 158	4 320 320	5 973 158	5 973 158
2015	5 646 087	4 527 619	12 747 339	4 527 609		8 219 730			5 646 087	8 219 730	4 527 619	8 219 730	8 219 730
2016	6 521 675	5 048 476	15 370 143	5 048 466		10 321 677			6 521 675	10 321 677	5 048 476	10 321 677	10 321 677
2017	6 139 142	6 884 804	14 632 455	6 883 717	1 788 433	7 748 738	1 833 333	5 915 405	6 221 175	7 748 738	6 884 804	7 748 738	7 748 738
2018	6 151 411	6 136 486	12 066 816	6 136 486	2 244 444	3 085 080			6 609 522	4 345 439	6 136 486	3 903 663	4 361 775
2019	6 480 021	6 435 826	10 165 907	6 435 826	1 033 333	2 096 197			6 712 813	3 891 256	6 136 486	387 199	1 078 102
2020	6 690 818	6 435 826	9 387 565	6 435 826	1 033 333	1 818 405			7 083 457	4 109 880	6 136 486	-2 918 469	-1 834 927
2021	6 860 161	6 435 826	8 778 566	6 435 826	1 033 333	1 309 407			7 502 623	4 143 343	6 136 486	-6 054 793	-4 328 790
2022	7 100 000	6 435 826	8 409 407	6 435 826	1 033 333	660 357			7 742 462	4 416 645	6 136 486	-8 951 279	-6 582 814

¹¹¹ Data prognoses toegekende certificaten Rekenhof 2017

GSC-overschotten worden opgelost voor 2020

De overschotten van groene stroomcertificaten zijn al fors gedaald door de doorgevoerde quotumstijging in 2015 (voor inleverperiode 2017) en de uit de marktnames van certificaten die gebeurden met de inkomsten van de energieheffing. Dat laatste gebeurt voor certificaten die in handen waren van de netbeheerders. Voor de groene stroomcertificatenoverschotten zijn de voorziene maatregelen (quotumstijging en uit de marktnames) wellicht voldoende om de overschotten tegen 2020 terug te dringen tot een buffer die vooropgesteld werd om de certificatenmarkt voldoende liquide te houden. Als er evenwel meer certificaten worden toegekend dan VEA veronderstelt (bv. door 'hogere dan ingeschatte verlengingskosten en andere elementen uit de hierboven beschreven sensitiviteitsanalyse), kunnen de GSC-overschotten terug toenemen.

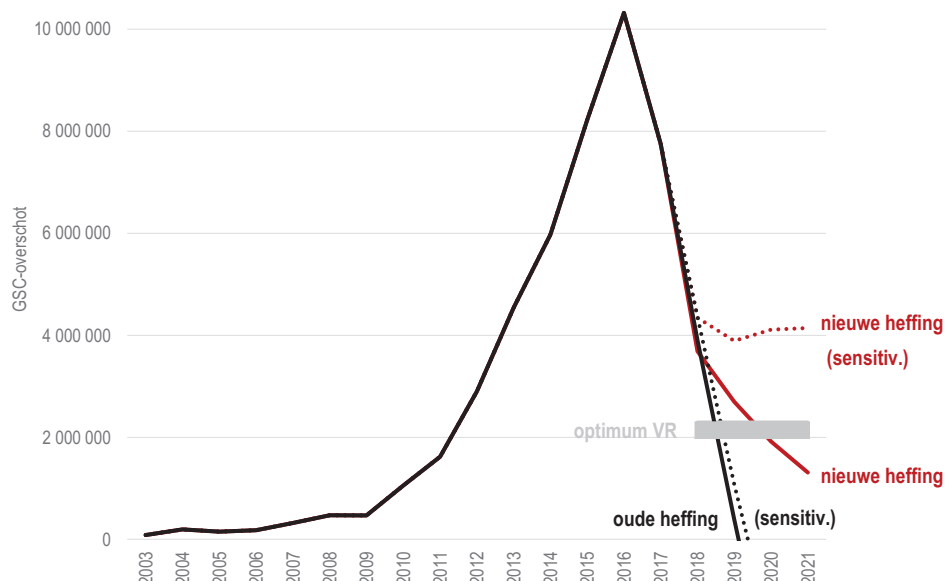
Figuur 111: Aanpak GSC-overschotten¹¹²



¹¹² Afhankelijk van de veronderstelde timing van de uit de marktnamen van certificaten kunnen de prognoses van de overschotten verschillen (bv. tov data Rekenhof). Hier werd verondersteld dat de certificaten voor de inleverperiode einde maart worden opgekocht. Ook werd verondersteld dat de beoogde opkoping ter waarde van 50 mio euro aan GSC voorzien voor 2017 wordt gevoegd bij de geplande uit de marktnamen in 2018, gezien de lopende aanmeldingsprocedure hierover bij Europa.

Data reeds opgekochte certificaten verschillen licht met data die het Rekenhof hanteert: opkoop in 2016 1.788.433 GSC en in 2017 1.869.584. Dit komt omdat de berekeningen van het SERV-secretariaat gebeurden op basis van de afgeronde data in de nota Tommelein.

Figuur 112: GSC-overschotten zijn sterk gedaald



WKC-overschotten worden niet helemaal opgelost voor 2020

Met de voorgenumen opkoping van WKC-certificaten ter waarde van 250 mio € zullen de WKC-overschotten aanvankelijk sterk dalen. Doordat evenwel het aantal toegekende WKC's structureel hoger ligt dan het aantal in te leveren WKC's, zullen de WKC-overschotten nadien terug toenemen. In 2020 zullen er 4 mio WKC's op overschot zijn. Pas na 2026 zullen de WKC-overschotten onder de optimale buffer zakken.

Figuur 113: WKC-overschot: voorstel VR

31/3/n	Toekenning n-1	In te leveren	Beschikbaar	uit de markt name	Overschot op 31/3/n
2006	260 865	575 209	316 293		-258 916
2007	459 582	1 032 004	601 964		-430 040
2008	1 134 177	1 393 948	1 242 698		-151 250
2009	2 149 405	1 750 076	2 634 501		884 425
2010	3 336 088	1 889 821	4 145 756		2 255 935
2011	4 656 555	2 252 388	6 789 681		4 537 293
2012	5 210 256	3 327 789	9 366 744		6 038 955
2013	5 651 203	3 218 178	12 221 594		9 003 416
2014	5 830 201	3 703 679	14 712 882		11 009 203
2015	5 724 258	3 841 478	16 751 937		12 910 459
2016	6 097 638	4 077 938	18 511 250		14 433 312
2017	5 536 102	3 561 354	20 205 664	12 500 000	16 644 310
2018	4 764 416	3 561 354	8 908 726		5 347 372
2019	4 182 754	3 561 354	9 530 126		5 968 772
2020	3 881 413	3 561 354	9 850 185		6 288 831
2021	3 560 647	3 561 354	9 849 478		6 288 124

Onderstaande figuur illustreert de wijzigingen die de Vlaamse Regering doorvoert aan de eerdere plannen inzake de oplossing van de WKC-overschotten.

Figuur 114: Kosten van WKC-overschotten worden doorgeschoven naar later en naar nettarieven

	mio WKC	mio €
2016-2020 (inle verronde 2021)		
Planning oude heffing		
Jaarlijkse opkoop WKC-overschot (2016-2020) aan 27€/WKC: 5 x 112 mio euro	20,8	562
Voorliggende voorstellen		
Eenmalige opkoop WKC-overschot in 2017 aan 20€/WKC	12,5	250
Quotumstijging voor inle verrondes 31/3/2020 en 31/3/2021: extra uit marktname aan 27€/MWh	1,9	52
Nog op te lossen ongewenst WKC-overschot in 2020 aan 27€/WKC	4	108
Verschuiving naar nettarieven door opkoping aan 20€ ipv 27€/WKC	(12,5)	88
Hogere buffer (vroeger 1 mio WKC)	1,5	41
Lagere inschatting WKC-overschotten 2020 27€/WKC	0,9	23
Totaal		562

5.4 Doorgerekende certificatenkosten

Figuur 115: Kerncijfers doorgerekende certificatenkosten



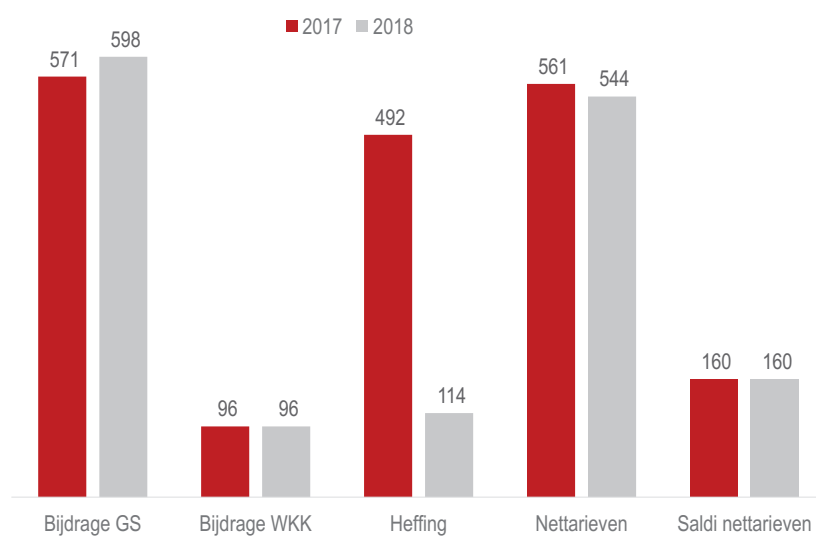
Doorgerekende certificatenkosten (mio €)	2017	2018
Bijdrage GS en WKK	667	694
Nettarieven (excl. saldi)	561	544
Energieheffing	492	114
Totaal	1.720	1.352

Overzicht doorgerekende certificatenkosten

De kosten van certificaten worden in 2017 via 3 kanalen doorgerekend, via de bijdrage groene stroom en WKK (via de leveranciersverplichting) voor 39%, via de nettarieven (via openbare dienstverplichtingen voor netbeheerders) voor 33% en via de energieheffing voor 29%. In 2017 werd volgens ruwe schattingen 1,7 miljard aan certificatenkosten doorgerekend. Dit bedrag is exclusief BTW, exclusief de doorrekening van de saldi op de nettarieven en exclusief de doorrekeningsmarges.

Worden de saldi bij de netbeheerders (die ook niet-certificatenkosten bevatten) meer gerekend, dan werd in 2017 naar schatting 1,9 miljard aan kosten van Vlaamse certificatenkosten doorgerekend. 35% hiervan werd doorgerekend via de bijdrage groene stroom en WKK, 26% via de heffing en 39% via de nettarieven. Door de verlaging van de energieheffing zullen de doorgerekende certificatenkosten in 2018 dalen naar 1,5 miljard euro waarvan 46% via de bijdrage groene stroom en WKK, 8% via de heffing en 47% via de nettarieven.

Figuur 116: Doorgerekende certificatenkosten in nettarieven, bijdrage GS en WKK en heffing

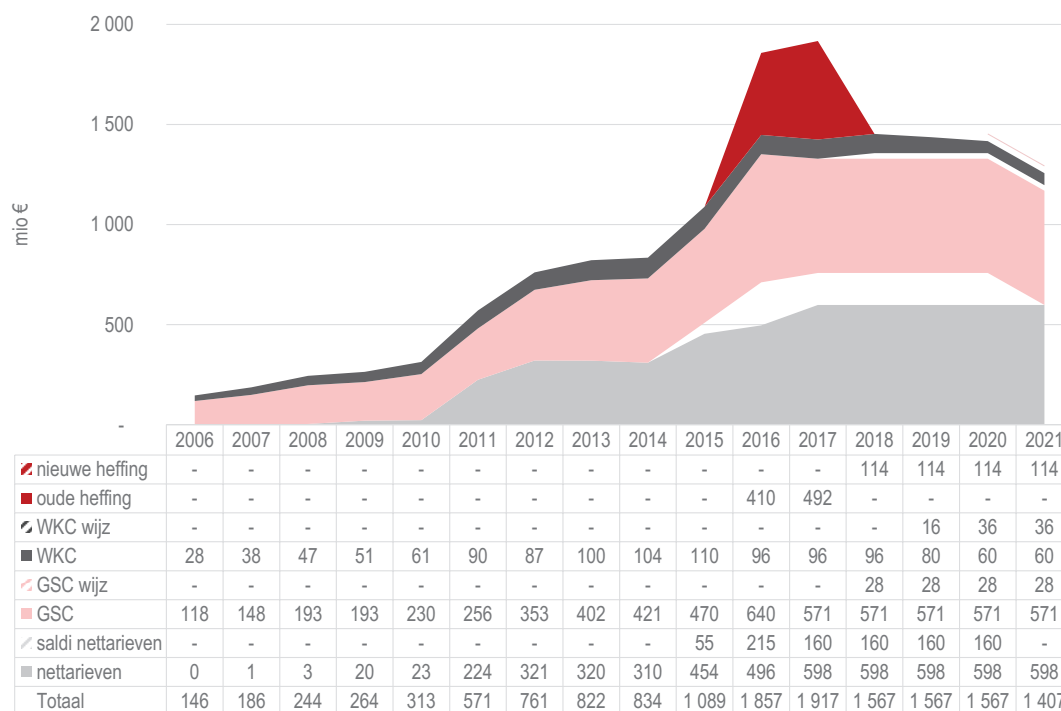


Figuur 117: Doorgerekende certificatenkosten¹¹³

	Mio €		%	
	2017	2018	2017	2018
Bijdrage GS	571	598	30%	40%
Bijdrage WKK	96	96	5%	6%
Heffing	492	114	26%	8%
Nettarieven	561	544	30%	36%
Saldi nettarieven (?)	160	160	9%	11%
Totaal	1 880	1 512	100%	100%

¹¹³ Excl. BTW en doorrekeningsmarge, incl. saldi nettarieven. Onzekere inschatting van het aandeel van de certificatenkosten in de saldi.

Figuur 118: Doorgerokende certificatenkosten¹¹⁴

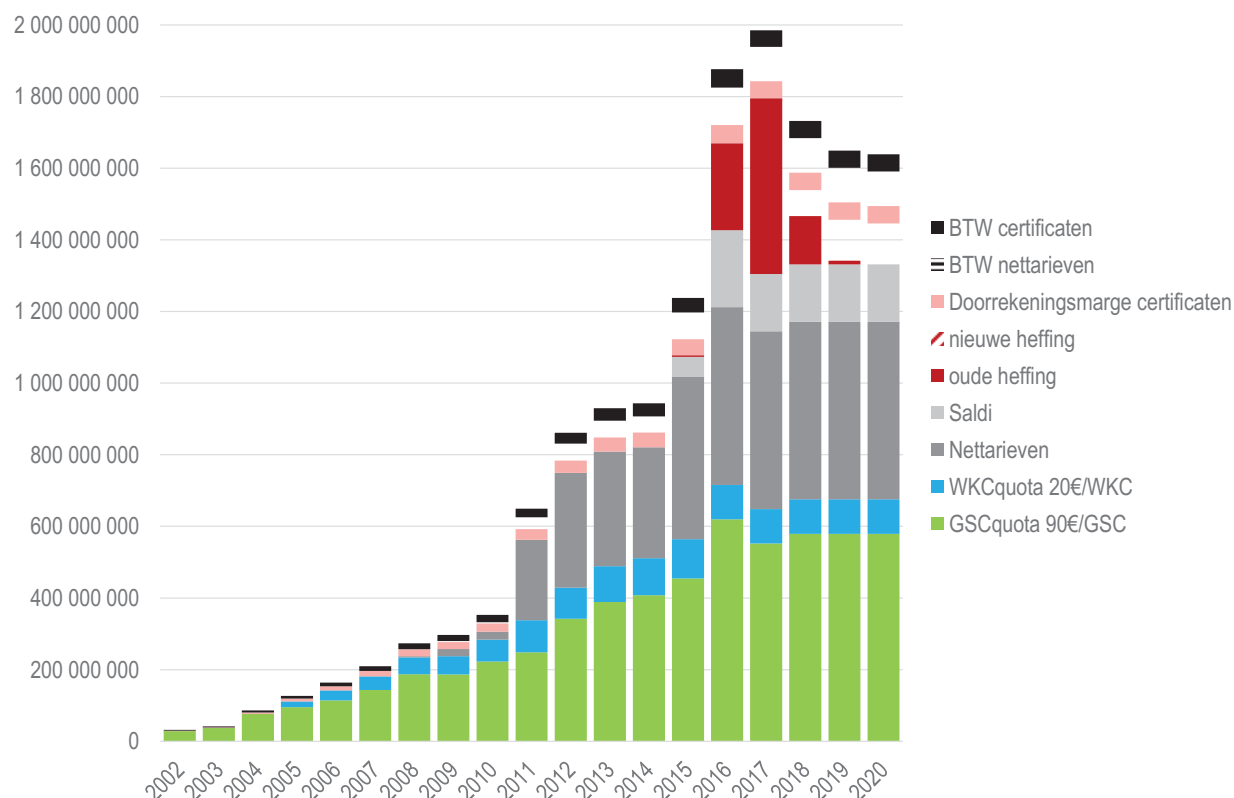


Onderstaande figuur geeft een idee van de omvang van de verschuldigde BTW en de doorrekeningsmarges die nog bovenop de door te rekenen certificatenkosten komen.

¹¹⁴ Raming omdat VREG geen gedetailleerde cijfers over doorgerokende certificatenkosten publiceert. Data van nettarieven 2017 doorgetrokken naar komende jaren. Saldi volledig aangerekend hoewel in theorie niet volledig aan certificaten toe te schrijven. GSC gerekend aan 93€/certificaat, dus zonder doorrekeningsmarge (104.85 €/certificaat gemiddelde doorrekening) en zonder BTW; WKC aan 27€/certificaat, zonder doorrekeningsmarge (31.14 €/certificaat) en zonder BTW. Deze data verschillen van de data van de VREG omdat gerekend wordt met de geschatte certificatenkosten op basis van de opgekochte certificaten (hetgeen lijkt te impliceren dat de doorgerokende certificatenkosten in 2017 te laag waren om kostendekkend te zijn;

Ook nettarieven zonder BTW gerekend.

Figuur 119: Doorgerekende certificatenkosten incl. doorrekeningsmarge en BTW



Hieronder worden de drie doorrekeningskanalen nader geanalyseerd.

Doorrekening via de bijdrage groene stroom en WKK

In 2017 werd naar schatting 667 mio euro (excl. BTW) doorgerekend als bijdrage groene stroom en WKK, waarvan 571 mio voor groene stroom en 96 mio voor WKK. Daarbij wordt verondersteld dat de certificaten worden doorgerekend aan 93€/GSC en 27€/WKC. In de praktijk liggen de waarden veel hoger voor veel particuliere klanten (104€/GSC en 31€/WKC¹¹⁵) en wellicht lager voor klanten die goed onderhandelen met hun leverancier.

¹¹⁵ Zie ook SERV-rapport over uitgestelde doorrekening van certificatenkosten (2014). Berekeningen SERV-secretariaat op basis van VREG-rapport over de kosten van certificatenverplichtingen voor leveranciers.

Figuur 120: Bijdrage groene stroom en WKK¹¹⁶

	In te leveren GSC 31/3/n+1	€ (93€/GSC)	In te leveren WKC (31/3/n+1)	€ (27€/WKC)	Totaal
2002	313 192	29 126 856		0	29 126 856
2003	409 959	38 126 187		0	38 126 187
2004	850 960	79 139 280		0	79 139 280
2005	1 061 176	98 689 368	575 209	15 530 643	114 220 011
2006	1 269 650	118 077 450	1 032 004	27 864 108	145 941 558
2007	1 589 531	147 826 383	1 393 948	37 636 596	185 462 979
2008	2 077 894	193 244 142	1 750 076	47 252 052	240 496 194
2009	2 073 201	192 807 693	1 889 821	51 025 167	243 832 860
2010	2 474 430	230 121 990	2 252 388	60 814 476	290 936 466
2011	2 757 889	256 483 677	3 327 789	89 850 303	346 333 980
2012	3 799 806	353 381 958	3 218 178	86 890 806	440 272 764
2013	4 320 320	401 789 754	3 703 679	99 999 333	501 789 087
2014	4 527 619	421 068 567	3 841 478	103 719 906	524 788 473
2015	5 048 476	469 508 268	4 077 938	110 104 326	579 612 594
2016	6 884 804	640 286 772	3 561 354	96 156 558	736 443 330
2017	6 136 486	570 693 159	3 561 354	96 156 558	666 849 717
2018	6 435 826	598 531 850	3 561 354	96 156 558	694 688 408
2019	6 435 826	598 531 850	3 561 354	96 156 558	694 688 408
2020	6 435 826	598 531 850	3 561 354	96 156 558	694 688 408

Doorrekening via de energieheffing

Het voorstel van nieuwe energieheffing zou 114 mio €/j opbrengen in plaats van de huidige **492 mio €**. Dat is dus een jaarlijkse minderopbrengst van 378 mio €. De energieheffing zal gemiddeld meer dalen vanaf 2018 dan dat de certificatenquota zullen stijgen. De aangerekende certificatenkosten via de bijdrage groene stroom en WKK zullen stijgen (+27 mio €/jaar voor GSC vanaf 2018 en +12 mio € in 2019 voor WKC en +27 mio € voor WKC vanaf 2020). Deze vaststelling geldt niet voor de individuele gebruikers (cf. deel 0).

Figuur 121: Hervormde energieheffing moet 114 mio €/j opbrengen

	Aantal	Heffing	Inkomsten	
LS – beschermd	221 308	0	0	0%
LS - niet-professioneel	2 545 283	5	12 726 415	11%
LS - professioneel	597 528	94.5	56 466 396	49%
MS	22 708	1 800	40 874 400	36%
HS	382	10 500	4 011 000	4%
	3 387 209		114 078 211	100%

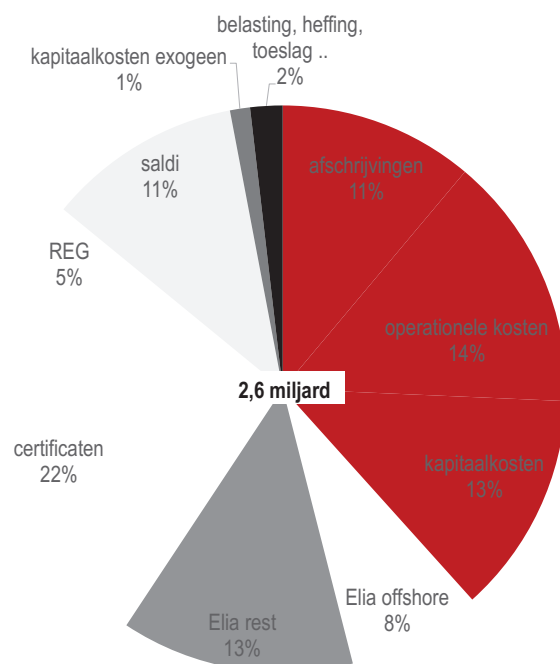
Doorrekening via de nettarieven

In 2017 werd **561 mio** certificatenkosten van de Vlaamse certificaten systemen via de nettarieven doorgerekend (excl. BTW). Dat is 22% van de doorgerekende nettarieven in 2017. Daarbij zijn de kosten van de doorgerekende saldi die te wijten zijn aan de certificaten systemen¹¹⁷ en de kapitaalkosten (15,4 mio) verbonden aan de certificaten systemen nog niet meegerekend. Ook de kosten van de federale offshorecertificaten (geschat op 8% van de nettarieven) zijn hierin niet verrekend.

¹¹⁶ Met de voorgestelde nieuwe quota voor de toekomst.

¹¹⁷ De VREG

Figuur 122: Certificatenkosten zijn 22% van de nettarieven (excl. doorrekening saldi)



Figuur 123: Samenstelling nettarieven¹¹⁸

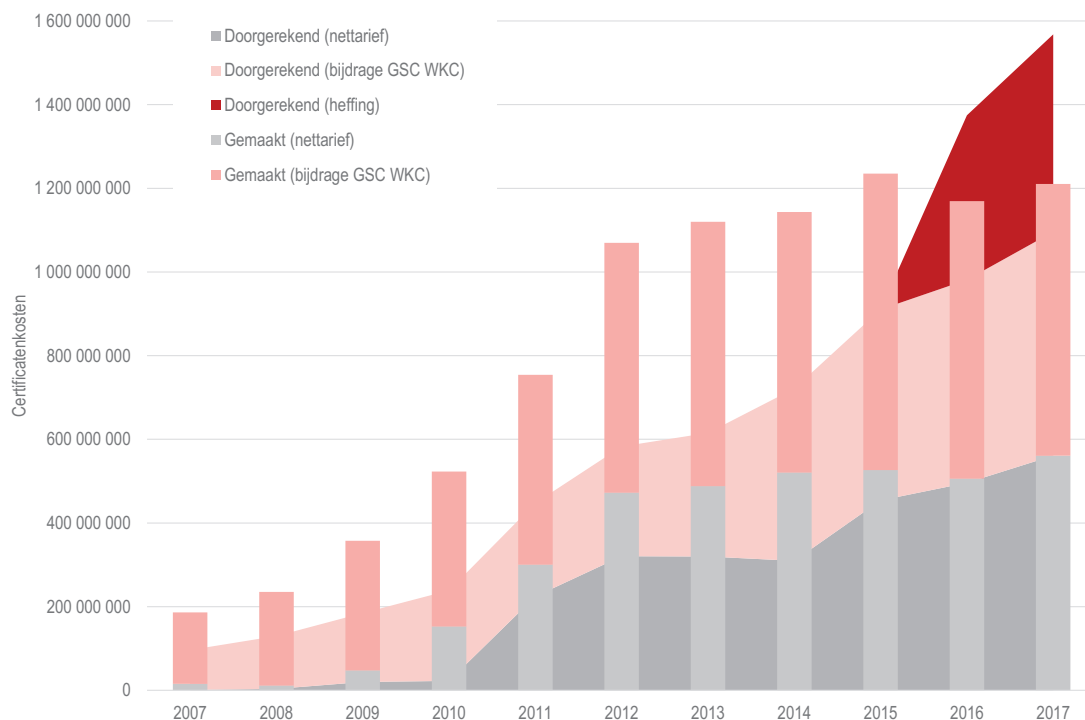
	2015	2016	2017	2018
Endofoon	1 002 751 222	1 007 136 449	983 065 994	998 979 259
Afschrijvingen			285 089 138	289 703 985
Operationele kosten			373 565 078	379 612 118
Kapitaalkosten			324 411 778	329 663 155
Exofoon	1 414 374 648	1 456 174 223	1 581 308 190	1 477 921 733
Steuncertificaten		539 015 712	561 475 335	543 927 399
Elia		522 212 921	537 673 295	521 543 513
Afbouw regulator passief		218 107 760	161 122 704	161 122 704
REG		93 367 612	121 088 154	118 029 036
Afbouw regulator saldo exogene kosten			79 596 052	46 680 535
Belastingen, heffingen, toeslagen en niet gekapitaliseerde pensioenlasten		47 691 129	47 232 434	44 546 497
Afbouw regulator saldo volumeverschillen			46 729 268	33 137 767
Kapitaalkostvergoeding regulator actief/passief		16 954 756	11 278 589	8 056 135
Kapitaalkostvergoeding steuncertificaten		17 840 423	15 411 327	5 766 940
Afbouw regulator saldo herindexering budget endogene kosten				1 848 703
Kapitaalkostenvergoeding regulator saldo exogene kosten			2 082 763	933 611
Kapitaalkostenvergoeding regulator saldo volumeverschillen		983 911	611 375	331 378
Kapitaalkostvergoeding regulator saldo herindexering budget endogene kosten				33 277
Kapitaalkostvergoeding regulator saldo exogene kosten Elia			-76 322	-157 564
Afbouw regulator saldo exogene kosten Elia			-2 916 782	-7 878 198
Totaal	2 417 125 870	2 463 310 672	2 564 374 184	2 476 900 992

Doorgerekende versus gemaakte certificatenkosten

De omvang van de doorgerekende kosten is in 2016 en 2017 hoger dan de gemaakte kosten omdat certificatenschulden uit het verleden tegelijkertijd worden afgelost.

¹¹⁸ VREG, [2017](#) en [2018](#)

Figuur 124: Gemaakte en doorerekende certificatenkosten¹¹⁹

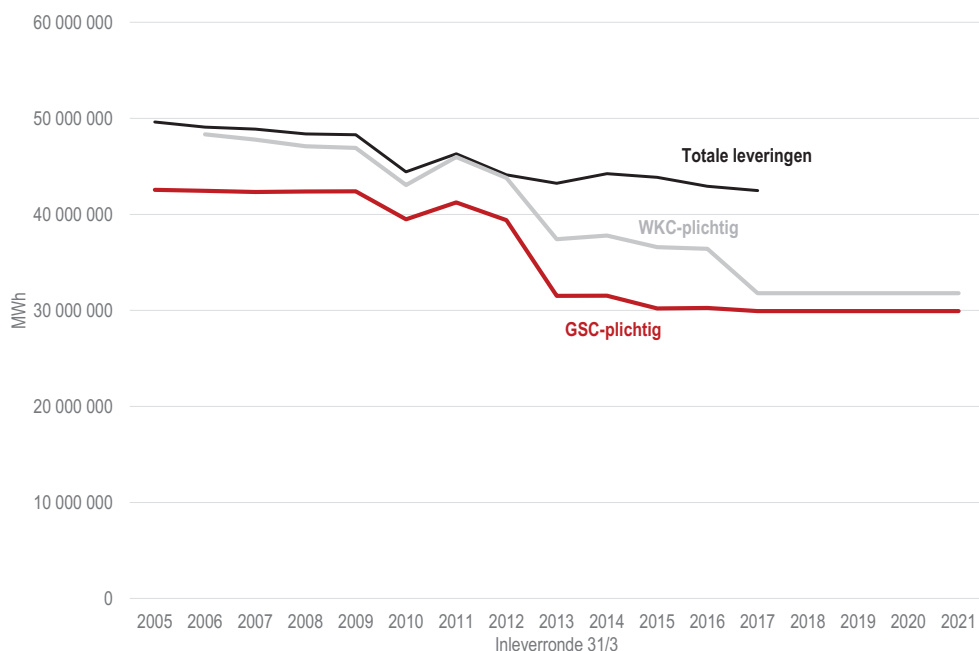


5.5 Certificaatplichtige leveringen

In de certificaten systemen geldt een quotumverplichting voor bepaalde afnames van elektriciteit. Sommige leveringen zijn vrijgesteld van de certificatenverplichtingen. De afgelopen jaren werden meermaals de certificaatplichtige leveringen verlaagd door vrijstellingen op de certificatenverplichtingen te introduceren en te verhogen voor bepaalde types afnames, bv. bij grootverbruikers en voor afnemers die beleverd worden door de netbeheerders. Vooral in 2012 werd een aanzienlijke reductie van de GSC- en de WKC-plichtige leveringen voorzien. Eind 2015 werd vanaf de inleverronde van 2017 vooral een reductie van WKC-plichtige leveringen voorzien (Figuur 125). De verhoogde vrijstellingen voor GSC-plicht voor sommige afnemers werd vrijwel volledig gecompenseerd voor de verminderde vrijstellingen voor andere afnemers (met name het openbaar vervoer). In de laatste inleverronde (maart 2017) waren 70% van de leveringen GSC-plichtig en 75% WKC-plichtig (Figuur 126).

¹¹⁹ Gerekend aan 90€/GSC en 20€/WKC waardering en doorrekening in leverancierstarief. Heffing gerekend aan verschuldigde bedragen (aandeel in energieheffing dat bestemd is voor certificatenopkoop). Voor 2016; 10/12 gerekend aangezien heffing pas vanaf 1/3 verschuldigd was.

Figuur 125: Certificaatplichtige leveringen (en prognoses)¹²⁰



Figuur 126: Certificaatplichtige leveringen

31/3/n	Afnames n-1	GSC-plichtige leveringen		WKC-plichtige leveringen	
		MWh	Aandeel %	MWh	Aandeel %
2003		39 149 000			
2004		34 163 250			
2005	49 619 127	42 548 000	86%		
2006	49 073 534	42 447 040	86%	48 336 891	98%
2007	48 873 186	42 321 667	87%	47 777 963	98%
2008	48 373 250	42 373 250	88%	47 092 838	97%
2009	48 288 188	42 406 249	88%	46 918 928	97%
2010	44 432 587	39 489 543	89%	43 048 314	97%
2011	46 309 626	41 240 500	89%	45 967 102	99%
2012	44 117 485	39 398 414	89%	43 786 697	99%
2013	43 226 253	31 512 235	73%	37 420 674	87%
2014	44 238 569	31 523 458	71%	37 792 643	85%
2015	43 857 542	30 199 741	69%	36 585 505	83%
2016	42 922 354	30 255 872	70%	36 410 161	85%
2017	42 474 865	29 934 076	70%	31 797 804	75%
2018		29 934 076		31 797 804	
2019		29 934 076		31 797 804	
2020		29 934 076		31 797 804	
2021		29 934 076		31 797 804	

¹²⁰ Vrijstellingsregelingen wijzigen niet en daarom constante certificaatplichtige leveringen naar de toekomst toe voorspeld.

6 Flexmex en boete

Dit deel gaat in op diverse scenario's ingeval de doelstelling niet met interne maatregelen wordt gerealiseerd. Wat is de boeteregeling? (6.1) Wat zijn de mogelijkheden van flexibiliteitsmechanismen? (6.2) Wat met flexmex uit andere gewesten (6.3) of uit andere landen (6.4)? Hoe verhouden deze diverse pistes zich tot elkaar en tot interne maatregelen? (6.5)

Figuur 127: Kerncijfers: opties om kloof te dichten



Opties voor de kloof	€/MWh	Hangt af van ...
Zon	0 - 70	Steunduur, grootte, ...
Wind	46 - 61	Steunduur
Biogas	93	
Andere maatregelen	?	
Flexmex Wallonië	55 - 63	Windsteun
Flexmex internationaal	14 - 54	Aanbod, vraag
Boete (73 mio €)	7 - 51	Omvang kloof

6.1 Boete

Als blijkt dat België als geheel het aandeel van energie uit hernieuwbare bronnen, vermeld in artikel 30, §1, niet behaalt maar de contracterende partijen allen wel hun doelstelling, vermeld in artikel 30 § 4 en § 5 hebben behaald, zal dit voorgelegd worden aan het eerste Overlegcomité dat rechtstreeks zal volgen op het afronden van de cijfers van de inventarissen en van de eindevaluatie van de doelstelling inzake hernieuwbare energiebronnen.

Artikel 260 van het Verdrag betreffende de werking van de EU voorziet de mogelijkheid boetes op te leggen aan lidstaten die geen uitvoering geven aan een voorafgaand arrest van het Hof van Justitie waarbij niet-nakoming van Europese regelgeving werd vastgesteld. Een boete wordt dus sowieso opgelegd aan de lidstaat in kwestie, en niet over de regio's verdeeld. In eerste instantie moet België de boete betalen, maar die kan in principe dan verhaald worden op de gewesten.

Een boete kan uit een forfaitair bedrag en een dwangsom bestaan. Er bestaan richtlijnen over hoe die boete wordt bepaald, al kan daar in de praktijk van worden afgeweken. Volgens die richtlijnen wordt de hoogte van deze boetes bepaald in functie van de ernst van de inbreuk, de duur ervan en de noodzaak om door afschrikwekkende werking herhaling te voorkomen. Sinds 2006 vraagt de Europese Commissie bij de meeste inbreukprocedures aan het Hof van Justitie om zowel een forfaitaire som als een dwangsom op te leggen. Een **forfaitaire boete** zou voor België als volgt vastgelegd kunnen worden: een basisbedrag van 220 euro/dag wordt vermenigvuldigd met:

- een factor die de ernst van de inbreuk weergeeft (factor van 1-20)
- lidstaatsfactor 5,15 (lidstaatsfactor voor België)
- aantal dagen dat de inbreuk loopt (periode vanaf eerste arrest).

Een eventuele dagelijkse dwangsom zou voor België als volgt vastgelegd kunnen

worden: een basisbedrag van 650 euro per dag te vermenigvuldigen met:

- een factor die de ernst van de inbreuk weergeeft (factor van 1-20)
- lidstaatsfactor 5,15 (lidstaatsfactor voor België)
- een factor die de duur van de inbreuk weergeeft (factor 1 tot 3).

Dit geeft een boete van maximum **73 mio euro** per jaar. Er wordt gespeculeerd of de EU de boete wel zal innen¹²¹.

¹²¹ "Het is nog maar de vraag of de EU die boetes wel gaat innen. Er zijn heel wat landen die de doelstelling niet zullen halen en België doet het wat betreft duurzame energie binnen Europa zo slecht nog niet" www.apache.be/2017/09/25/vlaanderen riskeert liever boete ...

Op dit moment is de factor 'ernst van de inbreuk' hierbij telkens moeilijk te bepalen. Er kan echter wel van worden uitgegaan dat een doelstelling als de 2020 doelstelling voor hernieuwbare energie als een zeer belangrijke Europese doelstelling kan worden beschouwd. Het is immers onder meer één van de hoofddoelstellingen in het Europese 2020 actieplan.

Volgens de Europese Commissie werken dergelijke boetes ook **niet "bevrijdend"** en blijven de lidstaten verplicht om alsnog de inspanningen te verhogen en de doelstelling te realiseren, eventueel door de inzet van samenwerkingsmechanismen¹²². Het niet-naleven van Europese verplichtingen heeft daarnaast ook een politieke impact inzake Europese samenwerking en diplomatieke betrekkingen.

6.2 Flexmex

Flexmexmogelijkheden

Gezien Vlaanderen de 2020-doelen niet op eigen kracht met interne maatregelen zal realiseren, zal de inzet van de zogenaamde flexibiliteitsmechanismen nodig zijn om te liften naar de doelstellingen. Het samenwerkingsakkoord binnen België laat dat ook toe¹²³. Die flexibiliteitsmechanismen kunnen volgens de Europese Hernieuwbare Energierichtlijn 3 verschillende vormen aannemen

- Bij **statistische transfer** kan een land met een overschot aan hernieuwbare energie dit verkopen aan een land met een tekort.
- Bij **Joint Project** kan een land een hernieuwbare energieproject uitvoeren in een ander land en dat op eigen rekening zetten.
- Bij een **Joint Support Scheme** zetten landen samen een subsidieregeling en verdelen ze de baten hiervan.

België realiseert HE-doel wellicht niet zonder flexmex

Het is niet zo vreemd dat België het moeilijk heeft om zijn hernieuwbare energiedoelstellingen te halen (cf. supra) en daardoor wellicht beroep zal moeten doen op flexibiliteitsmechanismen. Het is samen met Luxemburg de enige regio die doelstellingen opgelegd kreeg die boven het berekende potentieel volgens Green-X-database zaten.

Figuur 128: Belgische doelstelling was hoger dan de potentieelinschatting¹²⁴



¹²² [Vlaams Parlement](#)

¹²³ Art. 37 samenwerkingsakkoord: Elke contracterende partij kan een deel van zijn doelstellingen, vermeld in artikelen 30, §4 en §5, en 31, §2, behalen door de inzet van samenwerkingsmechanismen conform artikel 6 tot en met 12 van richtlijn 2009/28/EG.

¹²⁴ http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/research/downloads/PR_230_futures-e_-_Action_plan.pdf

6.3 Aankoop van andere gewesten (i.e. Wallonië)

Wallonië heeft een overschot: Wallonië had in 2014 15.657 GWh hernieuwbare energie¹²⁵ (1,346 Mtep), terwijl de doelstelling voor 2020 in het Samenwerkingsakkoord 14.852 GWh of 1,277 Mtep bedraagt. Wallonië beoogt om in 2020 16.773 GWh te halen¹²⁶. Wallonië zal vermoedelijk een overschot hebben van 1.921 GWh.

De contracterende partij die van deze samenwerkingsvormen gebruik wil maken om haar tekort te compenseren, geeft eerst de andere contracterende partijen de kans om een mogelijkheid tot interne samenwerking te formuleren. Als een of meerdere contracterende partijen een geschat tekort hebben en de andere contracterende partijen hebben een geschat overschot, dan moeten deze overschotten, als deze verkocht worden, prioritair aangeboden worden aan de contracterende partijen die een tekort hebben. Daarbij wordt op het moment van de verkoop een **referentieprijs** gehanteerd die het **gemiddelde** is van de in het **Waalse en in het Vlaamse** Gewest toegekende **steun** op basis van certificaten voor **nieuwe** on shore windenergie-installaties, met als **startdatum** het voorgaande jaar, uitgedrukt in **euro per GWh** en met een maximum van 75.000 EUR/GWh.

De intergewestelijke solidariteit zal er als volgt uit zien:

Voor de eerste schijf van 750 GWh die aangekocht wordt, is er een vermindering van 25%;

voor de schijf van 751 tot 1500 GWh: - 20%;

voor de schijf van 1501 tot 3000 GWh: - 15%;

voor de schijf van 3001 tot 3500 GWh: - 10%;

voor de schijf vanaf 3501: - 5%.

Als deze overschotten echter onvoldoende zouden zijn om de doelstellingen van alle contracterende partijen te behalen, dan worden deze overschotten pro rata aan contracterende partijen met een geschat tekort toegekend a rato van hun aandeel om de respectievelijk geschatte tekorten te compenseren.

Als uit de analyse, vermeld in artikel 36, §1 blijkt dat België als geheel het aandeel van energie uit hernieuwbare bronnen, vermeld in artikel 30, §1, niet behaalt en geen enkele contracterende partij realiseert een overschot, dan zullen alle contracterende partijen die hun deel van energie uit hernieuwbare bronnen, vermeld in artikel 30, §4 en §5, niet halen in overeenstemming met artikel 6 van de richtlijn 2009/28/EG overschotten van andere lidstaten van de Europese Unie aankopen om aan de verplichtingen, vermeld in artikel 30, §4 en §5, te voldoen.

Figuur 129: Flexmex bij Wallonië aankopen kost minstens 60 mio € (en 315 mio in een worst casescenario)

	Productie hernieuwbare energie (GWh)	Kloof (GWh)	Aankoop flexmex Wallonië (€/jaar)	
			Huidige prijzen	Verlaging windsteun
Prognose VR	23 656	1 418	68 632 200	60 325 525
realistische PV, wind	22 262	2 812	143 495 100	126 127 638
realistische PV, wind - Max Green	21 062	4 012	212 555 700	186 829 713
realistische PV, wind, groene warmte - Max Green	19 576	5 498	301 492 800	265 002 600

Figuur 130: Kosten Waalse flexmex verschillen naar gelang Vlaamse windsteun

€/MWh			Kloof			
Waals minimumprijs Elia	Vlaamse OT	Gemiddelde	1418	2812	4012	5498
65	61	63	68 632	143 495	212 556	301 493
65	46	55	60 326	126 128	186 830	265 003

Als de 1.418 GWh-kloof zouden worden ingevuld via de aankoop van flexibiliteitsmechanismen bij Wallonië zou hiervoor **60 tot 68 mio €/jaar** nodig zijn voor 2020 (en eventuele volgende jaren zolang de doelstelling niet gehaald

¹²⁵ Waalse [energiebalans](#) voor 2014 (publicatie 2016)

¹²⁶ <http://clusters.wallonie.be/tweed-fr/D:42386.html?IDC=5792&IDD=61190> en [beslissing 29/4/2015](#)

wordt)¹²⁷. Stijgt de kloof in het worst-case-scenario tot 5.498 dan zou hiervoor **265 tot 302 mio €/jaar** nodig zijn, in de veronderstelling dat Wallonië zo'n grote overschotten zou hebben¹²⁸.

6.4 Aankoop van andere landen

Wellicht aanbod internationale flexibiliteitsmechanismen

Er zal wellicht een aanbod van intra-Europese flexibiliteitsmechanismen zijn, omdat Europa verwacht de 20% doelstelling te overtreffen (zie figuur). Deze cijfers lijken echter erg onzeker: zo verwacht Europa dat België zijn doelstelling zal overschrijden en 13,9% hernieuwbare energie zal realiseren. Gezien ook voor andere landen de prognoses onzeker zijn, is het onduidelijk of er een overschot aan hernieuwbare energieproductie zal zijn en zo ja, hoe groot dit overschot zal zijn omdat de komende jaren nog in diverse lidstaten sterke stijgingen van de hernieuwbare energieproductie nodig zijn en het niet zeker is dat deze doelen gehaald worden. België bijvoorbeeld haalde tot nu toe de tussentijdse indicatieve doelstellingen, maar het is onzeker of dat ook de komende jaren nog zo zal zijn.

Figuur 131: Europa verwacht overschrijding 20% hernieuwbare energiedoel¹²⁹



Op de internationale markt voor flexibiliteit zal Vlaanderen wellicht concurrentie krijgen van Ierland, Luxemburg en Nederland (en Verenigd Koninkrijk) die hun 2020-doelstelling wellicht niet zullen realiseren¹³⁰. Het Verenigd Koninkrijk en Luxemburg zouden reeds aangegeven hebben dat ze gebruik zullen maken van de samenwerkingsmechanismen¹³¹.

¹²⁷ naar gelang aannames over de geldende windsteun in beide gewesten, die mee de hoogte van de prijs voor de flexmex bepalen. Als Vlaanderen zoals de wijziging van het energiebesluit voorstelt de looptijd van steun voor windprojecten verlengd van 15 jaar naar 20 jaar zal de steun per MWh dalen en dus ook de prijs van de flexmex.

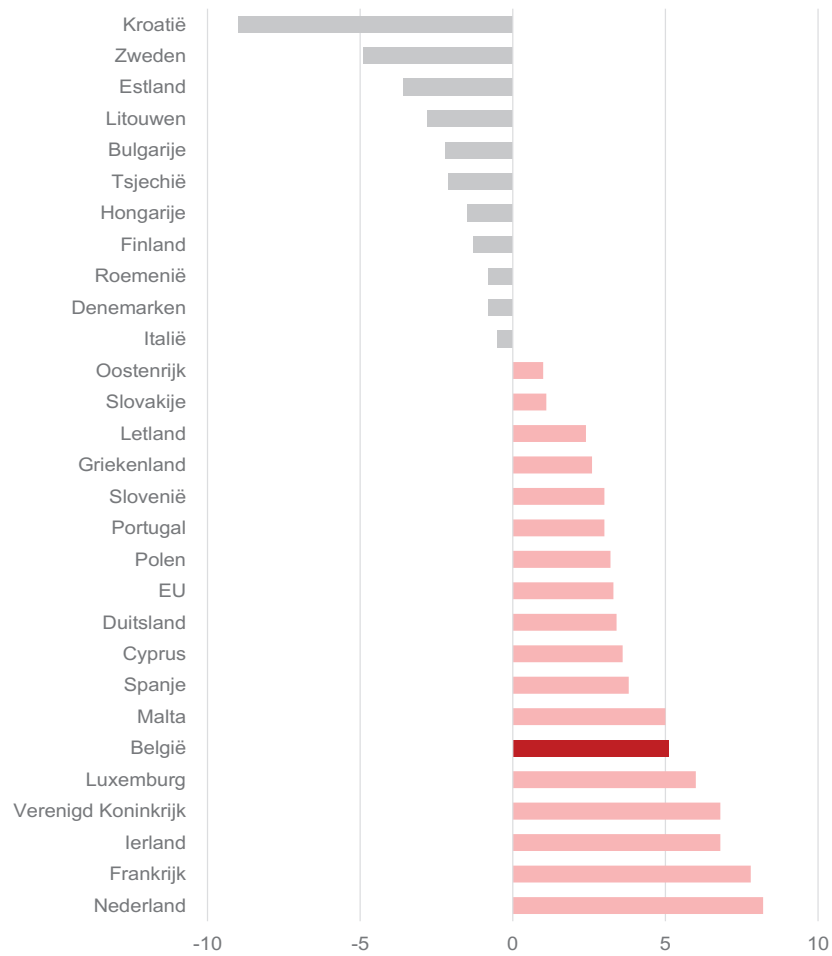
¹²⁸ Volgens de huidige verwachtingen zou Wallonië 1.921 GWh beschikbaar hebben.

¹²⁹ Europese Commissie (2017) [Renewable Energy Progress Report](#)

¹³⁰ Europese Commissie (2017) [Renewable Energy Progress Report](#)

¹³¹ <http://docs.vlaamsparlament.be/pfile?id=1125481>

Figuur 132: Afstand tot de hernieuwbare energiedoelen (in procentpunten in 2015)¹³²



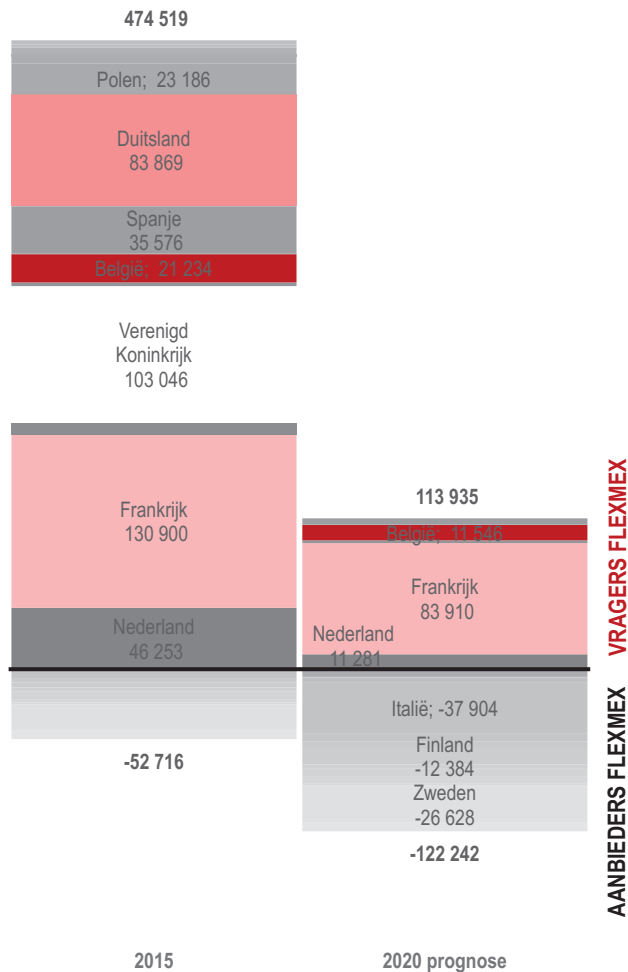
¹³² [Eurostat](#)

Figuur 133: Hernieuwbare energiedoelstellingen in EU

	HE-%					Verbruik GWh 2015	HE-prod GWh		SalDI HE GWh	
	2015	2020 doel	Afst. tot doel	2020 NREAP	2020 progn. ¹³³		2015	2020 progn.	2015	2020
België	7,9	13,0	5,1	13,9	10,2	416 354	32 892	57 873	21 234	11 546
Bulgarije	18,2	16,0	-2,2	20,9	20,9	110 485	20 108	23 091	-2 431	-5 414
Cyprus	9,4	13,0	3,6	14,8	12,2	19 771	1 858	2 926	712	164
Denemarken	30,8	30,0	-0,8	33,8	33,8	161 657	49 790	54 640	-1 293	-6 143
Duitsland	14,6	18,0	3,4	18,5	18,0	2 466 723	360 142	456 344	83 869	0
Estland	28,6	25,0	-3,6	25,7	25,7	32 564	9 313	8 369	-1 172	-1 172
Finland	39,3	38,0	-1,3	42,4	42,4	281 446	110 608	119 333	-3 659	-12 384
Frankrijk	15,2	23,0	7,8	23,5	18,0	1 678 209	255 088	394 379	130 900	83 910
Griekenland	15,4	18,0	2,6	18,4	18,4	190 732	29 373	35 095	4 959	-763
Hongarije	14,5	13,0	-1,5	13,0	13,0	189 569	27 488	0	-2 844	-2 844
Ierland	9,2	16,0	6,8	15,5	16,0	130 256	11 984	20 190	8 857	0
Italië	17,5	17,0	-0,5	19,8	19,8	1 353 732	236 903	268 039	-6 769	-37 904
Kroatië	29,0	20,0	-9,0	21,1	21,1	76 758	22 260	16 196	-6 908	-6 908
Letland	37,6	40,0	2,4	40,3	40,3	44 194	16 617	17 810	1 061	-133
Litouwen	25,8	23,0	-2,8	24,0	24,0	56 987	14 703	13 677	-1 596	-1 596
Luxemburg	5,0	11,0	6,0	8,3	6,5	46 520	2 326	3 861	2 791	2 106
Malta	5,0	10,0	5,0	11,8	6,5	6 978	349	823	349	246
Nederland	5,8	14,0	8,2	13,0	12,0	564 055	32 715	73 327	46 253	11 281
Oostenrijk	33,0	34,0	1,0	35,2	35,2	318 662	105 158	112 169	3 187	-3 824
Polen	11,8	15,0	3,2	15,1	15,1	724 549	85 497	109 407	23 186	-725
Portugal	28,0	31,0	3,0	33,4	33,4	186 080	52 102	62 151	5 582	-4 466
Roemenië	24,8	24,0	-0,8	26,0	26,0	254 697	63 165	66 221	-2 038	-5 094
Slovakije	12,9	14,0	1,1	14,3	14,3	119 789	15 453	17 130	1 318	-359
Slovenië	22,0	25,0	3,0	25,0	25,0	54 661	12 025	13 665	1 640	0
Spanje	16,2	20,0	3,8	20,9	19,5	936 215	151 667	195 669	35 576	4 681
Tsjechië	15,1	13,0	-2,1	13,5	13,5	280 283	42 323	37 838	-5 886	-5 886
Verenigd Koninkrijk	8,2	15,0	6,8	14,8	13,0	1 515 389	124 262	224 278	103 046	Brexit
Zweden	53,9	49,0	-4,9	56,2	56,2	369 834	199 341	207 847	-18 122	-26 628
EU	16,7	20,0	3,3	21,0	21,0	12 587 149	2 085 509	5 224 696	843 605	-8 306

¹³³ Ruwe inschatting SERV-secretariaat op basis van NREAP voor overschrijders van doelen en andere bronnen o.a.: <http://news.vattenfall.com/en/article/long-way-go-renewables-netherlands>, <https://www.actu-environnement.com/media/pdf/news-29662-statistiques-enr-france-europe-2016.pdf>, <http://euanmearns.com/eu-2020-renewable-energy-targets-part-i/>, <https://www.lexology.com/library/detail.aspx?g=36ca301c-dce8-45b5-a3bf-7e21c28b2431>, <https://energytransition.org/2017/08/germany-has-surpassed-its-2020-target-for-green-power/>.

Figuur 134: Inschatting mogelijk aanbod internationale flexmex



Onduidelijkheid over prijzen internationale flexibiliteitsmechanismen

Het is **niet zeker hoeveel** flexibiliteit uit andere EU-landen zal kosten. Kosteninschattingen voor de aankoop van flexibiliteitsmechanismen van elders (buiten Wallonië) zijn niet publiek beschikbaar. Wel gaf de minister aan dat er al contacten met potentiële aanbieders van flexibiliteitsmechanismen waren¹³⁴. Er zouden verkennende gesprekken zijn met een aantal landen om informatie te verzamelen over de voorwaarden voor het gebruik van samenwerkingsmechanismen om een deel van de doelstelling te realiseren. De actuele stand van zaken terzake is nog onbekend.

Een eerste¹³⁵ overeenkomst voor statistische transfers werd recent gesloten (oktober 2017) tussen Litouwen en Luxemburg, voor 700 GWh naar voor 10 mio €, dus aan 14€/MWh¹³⁶. Er circuleren ook prijzen van 30 €/MWh in

¹³⁴ <http://docs.vlaamsparlement.be/pfile?id=1125481>

¹³⁵ <http://delano.lu/d/detail/news/lithuania-generate-renewable-energy-lux/160100>

¹³⁶ [Euractiv](#): 700 GWh voor 10 mio €. [Legal](#)

Roemenië, 45€/MWh in Zweden¹³⁷ en tussen 54€ en 111€ in Estland¹³⁸. Er zijn weinig data beschikbaar omdat de prijzen bilateraal tussen lidstaten worden afgesproken. Ook verwacht men dat prijzen zullen stijgen als de deadline dichterbij komt. Prijzen rond 50€/MWh lijken dus realistisch¹³⁹. Maar als het aanbod beperkter uitdraait, doordat er meerdere lidstaten toch niet hun prognoses realiseren, zouden de prijzen sterk kunnen stijgen. Meer nog, landen met een vermoedelijk tekort zouden er voordeel bij kunnen hebben om hun vermoedelijke tekorten te onderrapporteren om aldus de vermoedelijke aankoop prijs van flexmex te drukken. Daarom wordt ook met een worst case scenario van 80 €/MWh gerekend.

6.5 Opties vergeleken

Indien men pistes om de hernieuwbare energiedoelstelling te halen, moeten keuzes gemaakt worden over het referentiekader. Bij de beoordeling van opties om de doelstelling te halen¹⁴⁰, is cruciaal

- of men ervan uitgaat dat de doelstelling louter geldt voor 2020 of ook als baseline voor daarna en
- of men veronderstelt dat de boete bevrijdend werkt of niet. Er heerst hierover nog onduidelijkheid.

De mogelijke scenario's worden hieronder bekeken.

Stel: Vereiste hernieuwbare energieproductie na 2020: int. flexmex lijkt goedkoop

Als Vlaanderen ook na 2020 nog een bepaalde hernieuwbare energieproductie moet aanhouden (ondanks het feit dat er geen landenspecifieke doelstellingen meer zullen gelden), moeten flexmexopties voor de jaren afgewogen worden tegen kosten van interne maatregelen per jaar.

¹³⁷ http://www.econet-poland.pl/fileadmin/ahk_polen_econet/Publikationen/SOLIVAN_WP_IJ_Perspective_of_RES_Target_2020_for_Poland_16_05_17_final.pdf

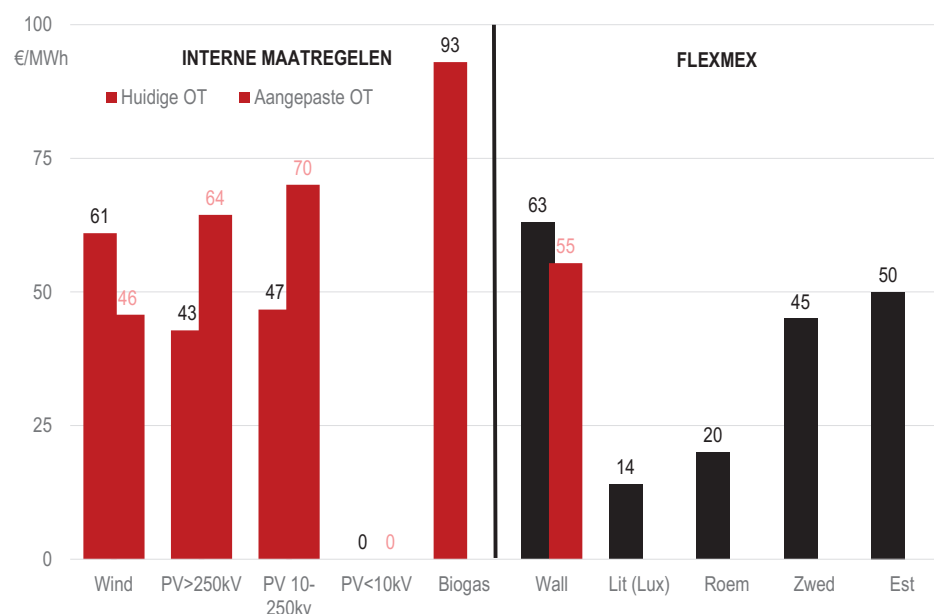
Estland zou graag offshore windprojecten via flexibiliteitsmechanismen financieren. Die zouden 95€/MWh kosten (berekend op basis van [kostendata](#)), verminderd met naar schatting 45€/MWh, zou dat een flexmexprijs van ongeveer 50€/MWh kan opleveren.

¹³⁸ <http://delano.lu/d/detail/news/lithuania-generate-renewable-energy-lux/160100>

¹³⁹ http://www.econet-poland.pl/fileadmin/ahk_polen_econet/Publikationen/SOLIVAN_WP_IJ_Perspective_of_RES_Target_2020_for_Poland_16_05_17_final.pdf

¹⁴⁰ Hierbij wordt abstractie gemaakt van de bijdrage van de investeringen in hernieuwbare energie over de diverse jaren aan de CO₂-doelstellingen, waarvoor wel een jaarlijkse afrekening gebeurt. Gezien het waterbedeffect binnen het ETS-systeem, leiden CO₂-emissiereducties in de energiesector door de absolute cap overigens niet noodzakelijk tot dalingen van de CO₂-emissies op Europees niveau.

Figuur 135: Indicatieve vergelijking kost extra maatregelen intern en flexmex¹⁴¹



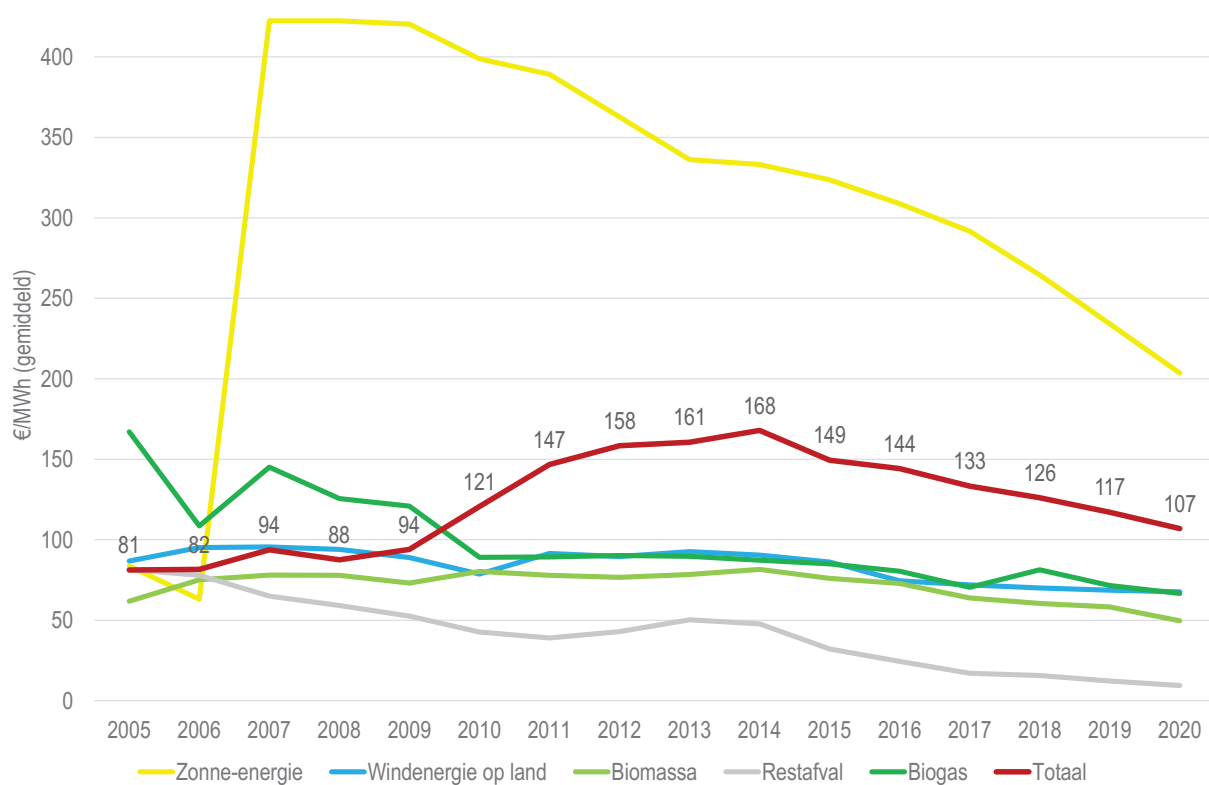
Moest Vlaanderen internationale flexibiliteitsmechanismen kunnen aankopen zoals Luxemburg dat deed, met name aan 14€/MWh, dan is deze **internationale flexmexpiste** veruit goedkoper dan het aankopen van **flexmex bij Wallonië**, zelfs indien de verlaagde windsteun (door de steunperiode op 20 jaar te brengen) wordt doorgerekend (Figuur 139). De vraag is daarbij wel of Vlaanderen zo'n flexmexprijzen zal kunnen bedingen, gezien het lange voorbereidingstraject dat hiervoor binnen Luxemburg gevolgd werd.

¹⁴¹ Geen precieze indicatie van prijzen van internationale flexmex. Schattingen variëren tussen 14€/MWh, dat naar verluidt bedongen werd door Luxemburg bij Litouwen en de ruim 50€/MWh waarop Estland lijkt te hopen.

Aangepaste steunbedragen zijn slechts ruwe benadering van impact van aangekondigde wijzigingen in certificatensteun (PV-steun van 15 jaar naar 10 jaar en wind-steun van 15 jaar naar 20 jaar). De aangepaste steun voor wind beïnvloedt ook de prijzen waartegen Vlaanderen flexmex van Wallonië zal kunnen kopen.

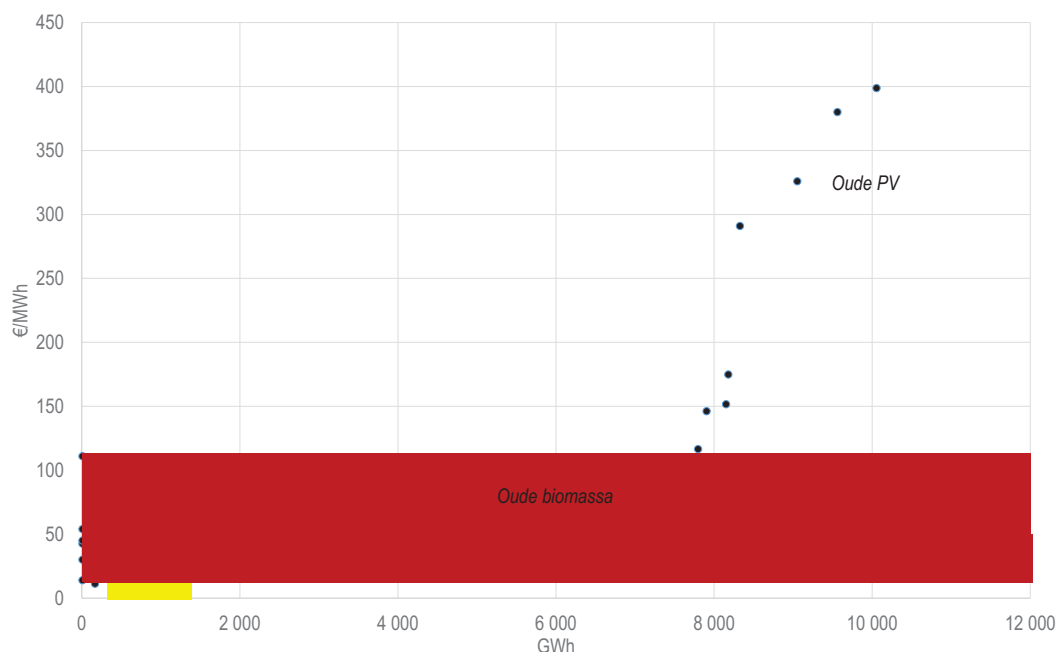
Kostenefficiëntie van diverse groene stroomopties

Figuur 136: Kostenefficiëntie van het GSC-systeem¹⁴²



¹⁴² Naakte certificatenkosten, zonder doorrekeningsmarge en BTW (aan 90€/GSC)

Figuur 137: Kostenefficiëntie van 2020-mix voor groene stroom volgens subdoelen met indicatieve range van flexmexprijzen¹⁴³

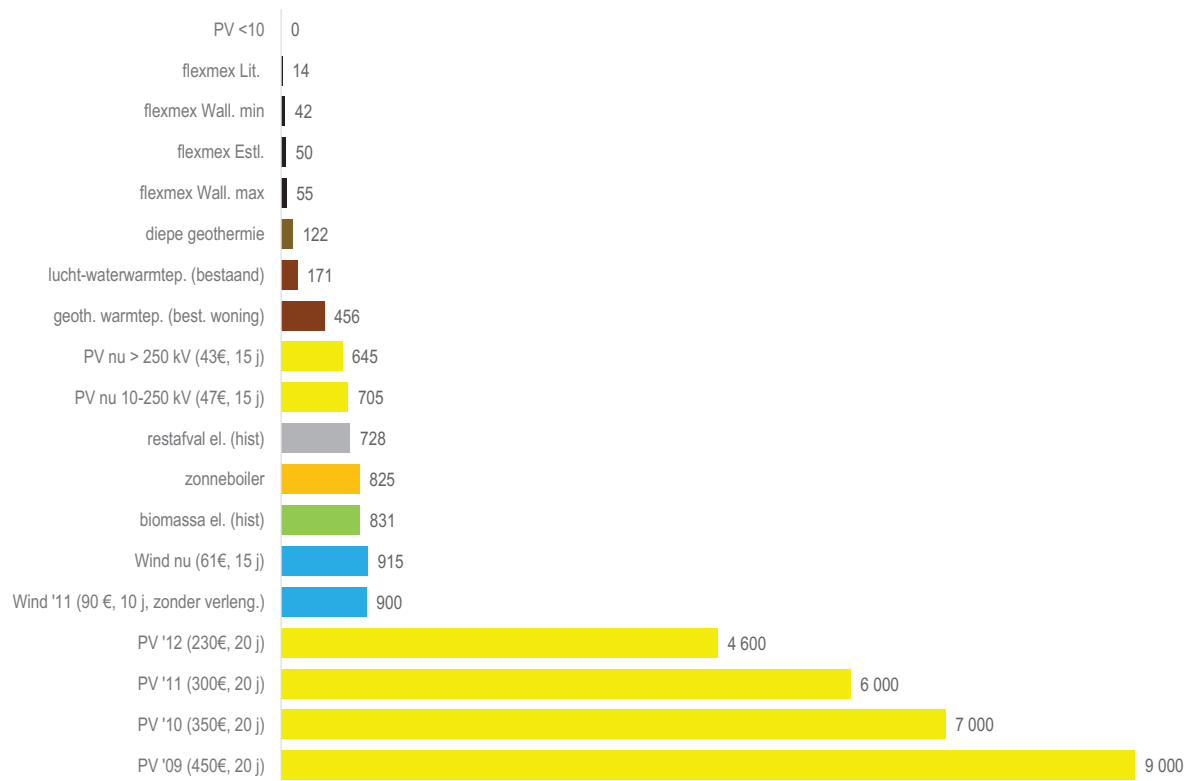


Stel: Louter doelstelling in 2020: flexmex lijkt goedkoop

Als de doelstelling louter geldt voor 2020, wordt een eenmalige 'afkoping' van de doelstelling met flexmex voor één jaar vanuit subsidie-efficiëntie zeer snel interessant in vergelijking met interne maatregelen met ondersteuning (bv. interne maatregelen die gedurende 10, 15, 20 jaar certificatensteun krijgen, warmtepompen en zonneboilers die een investeringspremie krijgen). Er zijn ook interne maatregelen zonder steunkost, zoals investeringen in kleinschalige PV, investeringen in hernieuwbare energie in nieuwe woningen (tenzij hierdoor een vermindering op de onroerende voorheffing wordt bekomen), houtverbranding bij particulieren, ...

¹⁴³ Louter de kosten van de ondersteuning. Andere kosten en baten werden in deze figuur niet opgenomen.

Figuur 138: Kosten vanuit overheidsperspectief voor diverse opties om de HE-doelstelling te bereiken (bij éénmalige afrekening) (€/MWh)¹⁴⁴



Stel: Bevrijdende boete: boete lijkt goedkoop

Indien men veronderstelt dat de Europese boete bevrijdend is en dat de richtlijnen van de Europese Commissie omtrent de hoogte van de boete gevolgd worden¹⁴⁵, kan deze **boetepiste** interessant worden, bv. bij volgende gevallen

¹⁴⁴ Diepe geothermie: 20 mio € steun voor 164 GWh hernieuwbare energie in 2020.

Biomassa: de ondersteuning van de afgelopen jaren tem 2020 in de waarde van de certificaten gedeeld door de verwachte productie in 2020. De kosten werden dus meegerekend die nodig waren om de installaties de afgelopen jaren gaande te houden. Zelfde methodologie voor kostenberekening van hernieuwbare energie uit restafval.

Geothermische warmtepomp: 4000 € steun via netbeheerder en voor lucht/waterwarmtepomp: 1500 € steun via netbeheerder: Gemiddelde hernieuwbare energieproductie berekend door de totale groei van de hernieuwbare energieproductie uit warmtepompen per jaar (610-376= 78 GWh per jaar) te delen door het aantal verwachte nieuwe warmtepompen per jaar (8900), geeft 8,8 MWh/warmtepomp. Idem voor zonneboilers waar de maximale premie van 2750 €/zonneboiler in rekening werd gebracht (op basis van het aantal m² zonneboiler in 2015 en het aantal installaties kan immers afgeleid worden dat een gemiddelde installatie 6,7 m² telt en aan 550 €/m² wordt dit maximum dan gemiddeld steeds gehaald) en gerekend werd met een gemiddelde hernieuwbare energieproductie van 3,33 MWh per installatie.

Flexmex Wallonië: houdt in minimumscenario rekening met een kleine kloof (1418 GWh en verlaagde windsteun) en in het maximumscenario met een grote kloof (>5000 GWh, waardoor de korting die bedongen is in het lastenverdelingsakkoord minder groot wordt) en de huidige windsteun.

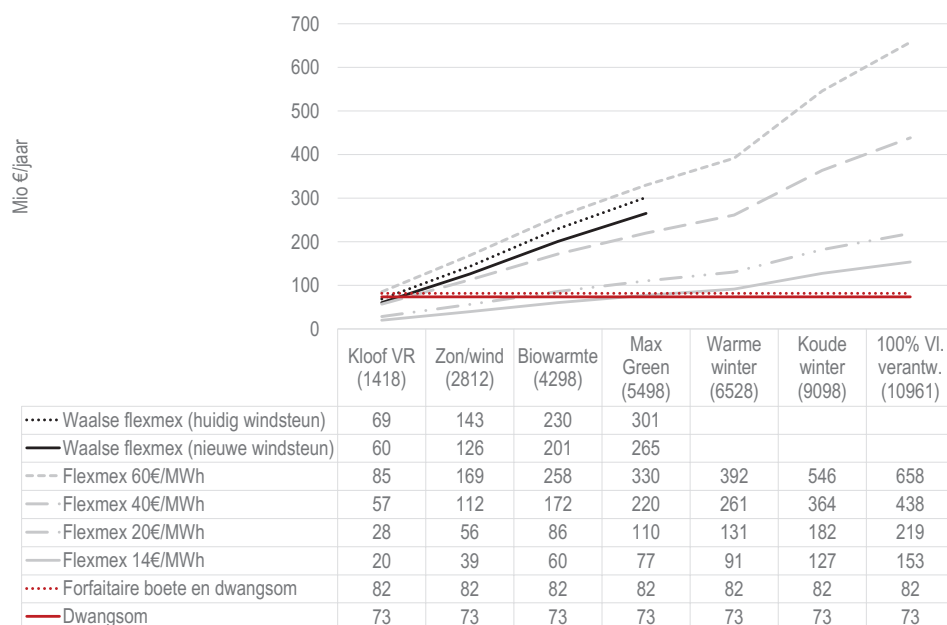
¹⁴⁵ Hiervan zou afgeweken kunnen worden. Dit lijkt evenwel weinig waarschijnlijk omdat Vlaanderen in vergelijking tot het beschikbare potentieel al bijzonder veel inspanningen leverde en de resultaten hiervan in GWh en in € zeker in vergelijking met vele andere lidstaten al goed zijn.

- **een omvangrijke kloof.** Vanaf een te overbruggen kloof van 5 236 GWh¹⁴⁶ wordt de boete goedkoper dan de aankoop van goedkope flexmex (14€/MWh).
- **“dure” flexmex:** Vanaf een internationale flexmexprijs van 52€/MWh¹⁴⁷ is het betalen van de boete goedkoper dan de aankoop van flexmex voor het overbruggen van de kloof die de Vlaamse Regering veronderstelt.

Deze afwegingen op basis van kosten houden geen rekening met **andere elementen**, zoals

- de impact op **diplomatieke relaties** of
- de impact op de Europese **hernieuwbare energieproductie**. Indien flexibiliteitsmechanismen in extremis worden aangekocht van landen met een overschot aan hernieuwbare energieproductie, lijkt de meerwaarde hiervan voor de Europese hernieuwbare energieproductie beperkt of onbestaande. Worden met flexibiliteitsmechanismen bijkomende projecten gefinancierd, lijkt er wel een meerwaarde.

Figuur 139: Waalse flexmex zijn duur; bij aanzienlijke kloof is boete het goedkoopst¹⁴⁸



Stel: Niet-bevrijdende boete

Als de boete niet bevrijdend werkt en dus bovenop de kosten komt om alsnog (eventueel met flexmex) de doelstelling te halen, is de boete piste nooit interessant. Bovendien lijkt de procedure inzake ingebrekestelling door Europa voldoende tijd te voorzien om, ingeval de doelen niet gehaald alsnog flexmex aan te kopen (als hiervoor althans voldoende aanbod beschikbaar is).

¹⁴⁶ Forfaitaire boete gedeeld door 14€.

¹⁴⁷ Forfaitaire boete gedeeld door 1418 GWh kloof.

¹⁴⁸ In de veronderstelling van een bevrijdende boete en dwangsom. De figuur geeft de kosten weer van de flexmex of de boete bij verschillende groottes van de kloof tot de doelstelling, uitgedrukt in GWh. Daarbij wordt links vertrokken van de kloof die de Vlaamse Regering veronderstelt. Daarbij wordt naar rechts opschuivend telkens een kloofvergroting toegevoegd (bv. minder investeringen in zonne-energie en windenergie, minder biowarmte dan verondersteld, de stopgezette exploitatie van Max Green, een hoger energieverbruik dan verondersteld in de lastenverdeling, een veel hoger energiegebruik dan verondersteld in de lastenverdeling, een volledige 100% Vlaamse verantwoordelijkheid voor een te hoog Belgisch finaal energieverbruik).

Flexmex 14€/MWh verwijst naar aankoop van flexmex door Luxemburg. Dwangsom en boete gaan ervan uit dat Vlaanderen de volledige Belgische boete draagt en dat Wallonië en Brussel dus hun deel van de lastenverdeling realiseren. Voor de aankoop van flexmex uit Wallonië werden geen kosten doorgerekend voor een kloof die groter is van 5498 GWh omdat het weinig waarschijnlijk lijkt dat Wallonië zoveel overschot aan hernieuwbare energie zal hebben.

6.6 Kosten van flexmex

De kosten van de inzet van flexibiliteitsmechanismen hangen af van de grootte van de te overbruggen kloof tot de doelstelling en de prijs van de flexibiliteitsmechanismen (en eventueel de duur van de periode waarin de kloof overbrugd moet worden). De kosten voor de aankoop van flexmex voor een kloof van 1.418 GWh variëren van 20 mio €/jaar (14€/MWh) tot 57 mio €/jaar (40€/MWh). Bij een kloof van 10.961 GWh (incl. extra verplichtingen in lastenverdeling bis) van 153 mio €/jaar (14€/MWh) tot 438 mio €/jaar (40 €/MWh). Deze inschattingen van kosten worden echter niet zo mee genomen in de scenario-analyses. Bij de inzet van flexmex ter compensatie van interne maatregelen worden de kosten van flexmex ter vervanging van zon/wind en Max Green wel vermeld, maar niet bij het totaal opgeteld, aangezien deze flexmex (deels) komen in de plaats maatregelen waarvoor reeds kosten werden voorzien. Zo geeft de tabel bijv. aan dat voor de compensatie van onvoldoende interne maatregelen om de 25.074 GWh-doelstelling te halen tot 116 mio € per jaar nodig is bij een flexmexprijs van 40€/MWh en een kloof van 2 904 GWh. Dat laatste komt overeen met de kloof die de Vlaamse Regering zelf voorziet én een extra kloof als gevolg van onvoldoende extra groene warmte.

Figuur 140: Inschatting extra kostprijs internationale flexmex (mio €/per jaar) ¹⁴⁹

Figuur 140: Inschatting extra kostprijs internationale hexamex (mbo €/per jaar)									
		GWh Kloof	€/MWh						
			10	14	20	30	40	50	60
Mogelijke componenten van de kloof									
Compensatie interne maatregelen		2 904	29	41	58	88	116	145	174
	Kloof VR	1 418	14	20	28	43	57	71	85
	Groene warmte	1 486	15	21	30	45	59	74	89
	Zon/wind	1 394	14	20	28	42	56	70	84
	Max Green	1 200	12	17	24	36	48	60	72
Compensatie extra Vlaamse verplichtingen lastenverdeling bis		5 463	55	76	109	164	219	273	328
	Warme winter	1 030	10	14	21	31	41	52	62
	Koude winter	2 570	26	36	51	77	103	129	154
	100% Vl. verantwoordelijkheid	1 863	19	26	37	56	75	93	112
Murphy - kloofinschatting									
	Kloof VR	1 418	14	20	28	43	57	71	85
	+ groene warmtetekort	2 904	29	41	58	87	116	145	174
	+ Belg. lastenverdeling bis	3 934	39	55	79	118	157	197	236
	+ koude winter	6 504	65	91	130	195	260	325	390
	+ 100% Vl. verantwoordelijkheid	8 367	84	117	167	251	335	418	502

¹⁴⁹ 1418 GWh: kloof VR
+ 1486 GWh: kloof als gevolg van niet-realiseren van groene warmte doelstellingen en bevrozing op nieuw van 2015.
Als de doelstellingen inzake PV en windenergie niet gehaald worden, zullen ook de voorziene toe te kennen certificaten niet toegekend worden. Afhankelijk van de prijs van de niet gerealiseerde productie ten opzichte van de kostprijs van flexmex, zouden er een extra kloof en extra kosten kunnen ontstaan. Die werden nu nog niet meegerekend.
+ 1030 GWh: extra verplichtingen voor Vlaanderen als gevolg van niet sluitende Belgische lastenverdeling en dus een lastenverdeling bis (bij een warme winter: 390 TWh finaal verbruik in B)
+ 2570 GWh: extra verplichtingen voor Vlaanderen als gevolg van niet sluitende Belgische lastenverdeling en als gevolg van een koude winter (420 TWh finaal verbruik in België)
+ 1863 GWh: extra verplichtingen voor Vlaanderen als gevolg van niet sluitende Belgische lastenverdeling bij een koude winter als volledige verantwoordelijkheid voor de niet gerealiseerde energiebesparing op Vlaanderen zou rusten.

Een lift naar genoeg groene energie?
Achtergrondrapport

Figuur 141: Potentiële extra Vlaamse inspanningen als Belgische rekening niet klopt¹⁵⁰

		Bruto finaal verbruik België in 2020 (GWh)							
		Warm jaar - veel energiebesparingen				Koud jaar - Geen energiebesparing			
		380 000	390 000	400 000	410 000	420 000	430 000	440 000	450 000
13% aandeel op kloof (GWh)		263	1 563	2 863	4 163	5 463	6 763	8 063	9 363
Extra Vlaamse GWh HE									
65,9% ¹⁵¹		173	1 030	1 887	2 744	3 600	4 457	5 314	6 170
100% ¹⁵²		263	1 563	2 863	4 163	5 463	6 763	8 063	9 363
Extra kosten (€/jaar)									
14€/MWh	66%	2 422 000	14 420 000	26 418 000	38 416 000	50 400 000	62 398 000	74 396 000	86 380 000
	100%	3 682 000	21 882 000	40 082 000	58 282 000	76 482 000	94 682 000	112 882 000	131 082 000
20€/MWh	66%	3 460 000	20 600 000	37 740 000	54 880 000	72 000 000	89 140 000	106 280 000	123 400 000
	100%	5 260 000	31 260 000	57 260 000	83 260 000	109 260 000	135 260 000	161 260 000	187 260 000
30€/MWh	66%	5 190 000	30 900 000	56 610 000	82 320 000	108 000 000	133 710 000	159 420 000	185 100 000
	100%	7 890 000	46 890 000	85 890 000	124 890 000	163 890 000	202 890 000	241 890 000	280 890 000
40€/MWh	66%	6 939 270	41 207 270	75 475 270	109 743 270	144 011 270	178 279 270	212 547 270	246 815 270
	100%	10 530 000	62 530 000	114 530 000	166 530 000	218 530 000	270 530 000	322 530 000	374 530 000
50€/MWh	66%	8 674 088	51 509 088	94 344 088	137 179 088	180 014 088	222 849 088	265 684 088	308 519 088
	100%	13 162 500	78 162 500	143 162 500	208 162 500	273 162 500	338 162 500	403 162 500	468 162 500

¹⁵⁰ Gerekend dat bijkomend 13% hernieuwbare energie moet gerealiseerd worden op het extra verbruik. Verondersteld een energieverbruik tussen 390 en 420 TWh en een flexmeprijs van 40 €/MWh en een aandeel van Vlaanderen in het dichten van de kloof tussen 66% (Als men ervan uitgaat dat het niet-realiseren van de energie-efficiëntiedoelen wordt toegewezen aan de gewesten a rato van hun aandeel in het energieverbruik van 2015 (ia. 66%) en 100% (Als 100% van deze tekortkoming aan Vlaanderen wordt toegeschreven omdat Wallonië wel zijn energiebesparingsdoelen lijkt te halen in tegenstelling tot Vlaanderen)

¹⁵¹ aandeel van Vlaanderen in verbruik 2015

¹⁵² Vermoedelijke verantwoordelijkheid van Vlaanderen in de niet-realise van de EE-doelen

7 Energiefonds en overige financiering

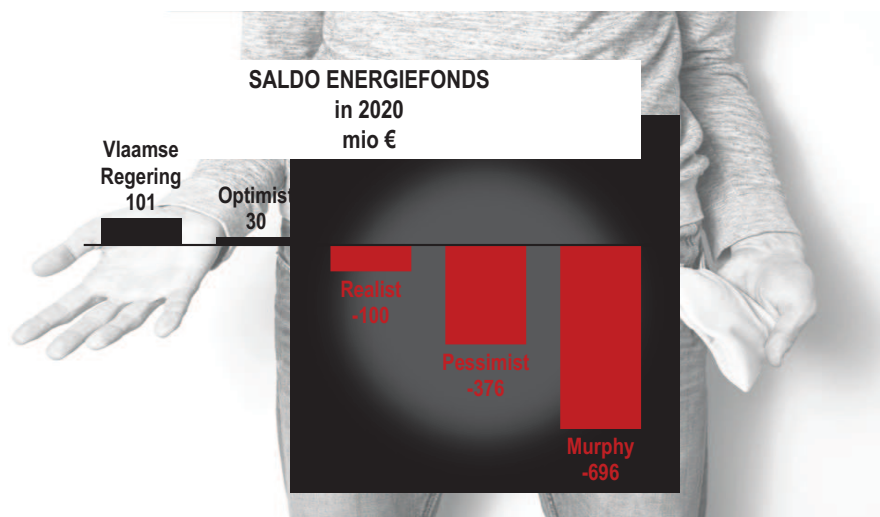
Zonder exhaustief te zijn, bundelt dit deel informatie over de financiering van hernieuwbare energiebeleid, vooral over het Energiefonds (7.1) en in beperkte mate over financiering via netbeheerderspremies (7.2).

Figuur 142: Diverse financieringskanalen hernieuwbare energie¹⁵³

Bron	Kanaal	(mio €)	Bestemming
Bijdrage GS/WKK: 667 Nettarieven: 561 Energieheffing: 492	Certificatensystemen: 1.208		Groene stroom: 1.059 WKK: 149
Energiefonds Energieheffing	Call groene warmte: 10		Warmte: 10
Nettarieven: 121 REG	Netbeheerderspremie: 13		Zonneboiler: 12 Warmtepomp: 1
Energiefonds Energieheffing	Investeringspremie: 5		Batterijen: 1 Kleine wind: 4
	Ecologiepremie Strategische ecologiesteun Verh. investeringsaftrek		Diverse?
	...		

7.1 Energiefonds

Figuur 143: Energiefonds kan bij tegenvallers tot bijna 700 mio € tekort hebben in 2020



Hieronder wordt nagegaan of de verwachte inkomsten van het Energiefonds zullen volstaan om de verwachte en/of benodigde uitgaven te financieren. Eerst wordt het door de Vlaamse regering voorgestelde scenario doorgerekend, daarna enkele alternatieve scenario's. Het is immers onzeker of de opbrengsten van de energieheffing, die terecht komen in het Energiefonds, te allen tijde zullen volstaan om de benodigde uitgaven vanuit het Energiefonds te dekken. Er is vooral grote onzekerheid over de omvang van de met flexmex op te vullen tekorten, de kostprijs van die flexmex, de omvang van de overschotten en de extra uitgaven voor de energietransitie die nodig zijn en aangerekend zullen worden op het Energiefonds. Scenario-analyses proberen de impact van deze factoren aan te tonen.

Uit de analyse blijkt dat indien de hypothesen van de Vlaamse regering bewaarheid worden, de vermoedelijke inkomsten zullen volstaan om de verwachte uitgaven te dekken, inclusief de inzet van flexibiliteitsmechanismen om de

¹⁵³ Laatste beschikbare historische jaar.

kloof naar de doelstelling te betalen. Uit de analyse blijkt ook dat in minder optimistische scenario's de kosten om de 2020-doelen voor Vlaanderen te realiseren veel hoger kunnen zijn dan vooropgesteld en dat ze in een aantal scenario's de inkomsten van het Energiefonds kunnen overtreffen. In een tegenvallend Murphy-scenario zou het tekort op het Energiefonds bijna 700 mio € in 2020 kunnen bedragen.

Saldo Energiefonds volgens scenario VR

Indien men uitgaat van de veronderstellingen van de Vlaams Regering, klopt de rekening. De 1,2 miljard euro verwachte inkomsten uit de energieheffing (en de energieboetes) tot en met 2020 zijn voldoende om - gegeven een aantal veronderstellingen (cf. infra) - de diverse veronderstelde uitgaven via het Energiefonds ter waarde van 1,1 miljard euro te betalen. Het saldo op het Energiefonds wordt in 2020 met de voorziene uitgaven en ontvangsten ingeschat op ongeveer 130 mio euro, excl. de aankoop van flexibiliteitsmechanismen¹⁵⁴. Worden deze flexmex wel meegerekend aan 20€/MWh, komt het saldo op 101 mio euro.

Figuur 144: Inkomsten en uitgavenposten Energiefonds (excl. boete)

Mio €	Inkomsten oude heffing	Inkomsten nieuwe heffing	Uitgaven
2015	4,5		
2016	243,1		165 (1,8 mio GSC)
2017	490,9		165 (1,8 mio GSC) 50 (GSC) 250 (1,2 mio WKC)
2018	134,7	114	152 (GSC) 5,7 (VREG) 10 (groene warmte) 4,2 (kleine windmolens) 1,2 (batterijen)
2019	10,5	114	93 (GSC) 5,7 (VREG) 10 (groene warmte) 4,2 (kleine windmolens) 1,2 (batterijen)
2020, e.v.		114	93 (GSC) 5,7 (VREG) 10 (groene warmte) 4,2 (kleine windmolens) 1,2 (batterijen)
Totaal (-2021)	883,7	342	

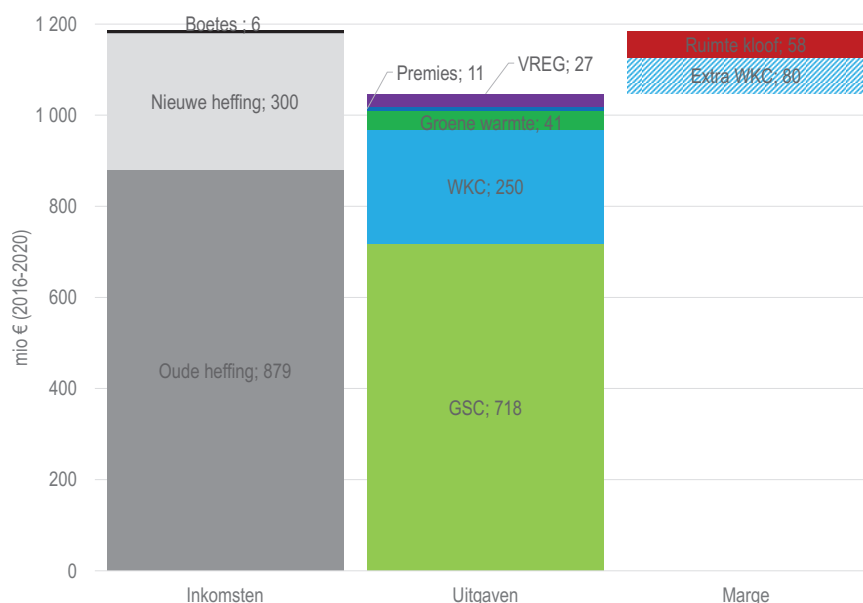
¹⁵⁴ Ter vergelijking: het Rekenhof komt op een saldo van 117 mio euro. Het rekenhof gaat uit van hogere uitgaven voor groene warmte e.d. (15,4 mio €) en iets lagere inkomsten van de (oude) heffing.

Figuur 145: Ontvangsten en uitgaven Energiefonds: scenario Vlaamse Regering: details¹⁵⁵

	Ontvangsten						Uitgaven							Saldo (excl. flexmex)
	oude heffing	nieuwe heffing	oninbare ontv.	boetes	Totaal	Gecum. ontv.	GSC-overschot	WKC-overschot	Call groene warmte	Premies kleine wind, batterijen	VREG	Totaal	Gecum. uitgaven	
2015	4,5	0,0	0,0	0,0	4,5	4,5	0,0	0,0	2,8	0,0	5,0	7,8	7,8	3,3
2016	243,1	0,0	0,0	1,0	244,1	248,6	165,0	0,0	5,1	0,0	5,1	175,2	183,0	65,6
2017	490,9	0,0	0,0	1,5	492,4	741,0	215,0	0,0	5,6	0,0	5,0	225,6	408,6	332,4
2018	134,7	72,7	0,4	1,0	208,0	949,0	152,0	250,0	10,0	5,4	5,7	423,1	831,7	117,3
2019	10,5	114,6	0,6	1,0	125,5	1 074,6	93,0	0,0	10,0	5,4	5,7	114,1	945,8	128,8
2020	0,0	114,6	0,6	1,0	115,0	1 189,6	93,0	0,0	10,0	5,4	5,7	114,1	1 059,9	129,7
2021	0,0	114,6	0,6	1,0	115,0	1 304,6	93,0	0,0	10,0	5,4	5,7	114,1	1 174,0	130,6

Dat saldo op het Energiefonds in het optimistische scenario biedt onder een aantal voorwaarden¹⁵⁶ ruimte om niet alleen de verwachte onbestemde kloof van **1418 GWh in 2020 te dichten** via de financiering van extra maatregelen in de eigen regio en/of flexibiliteitsmechanismen **maar ook om tegelijkertijd de WKC-overschotten vervroegd** (met name voor 2020) **af te lossen**.

Figuur 146: Energiefonds met nieuwe heffing biedt vóór 2020 ruimte voor WKC-oplossing en 1418 GWh-kloofdichting in optimistisch scenario¹⁵⁷



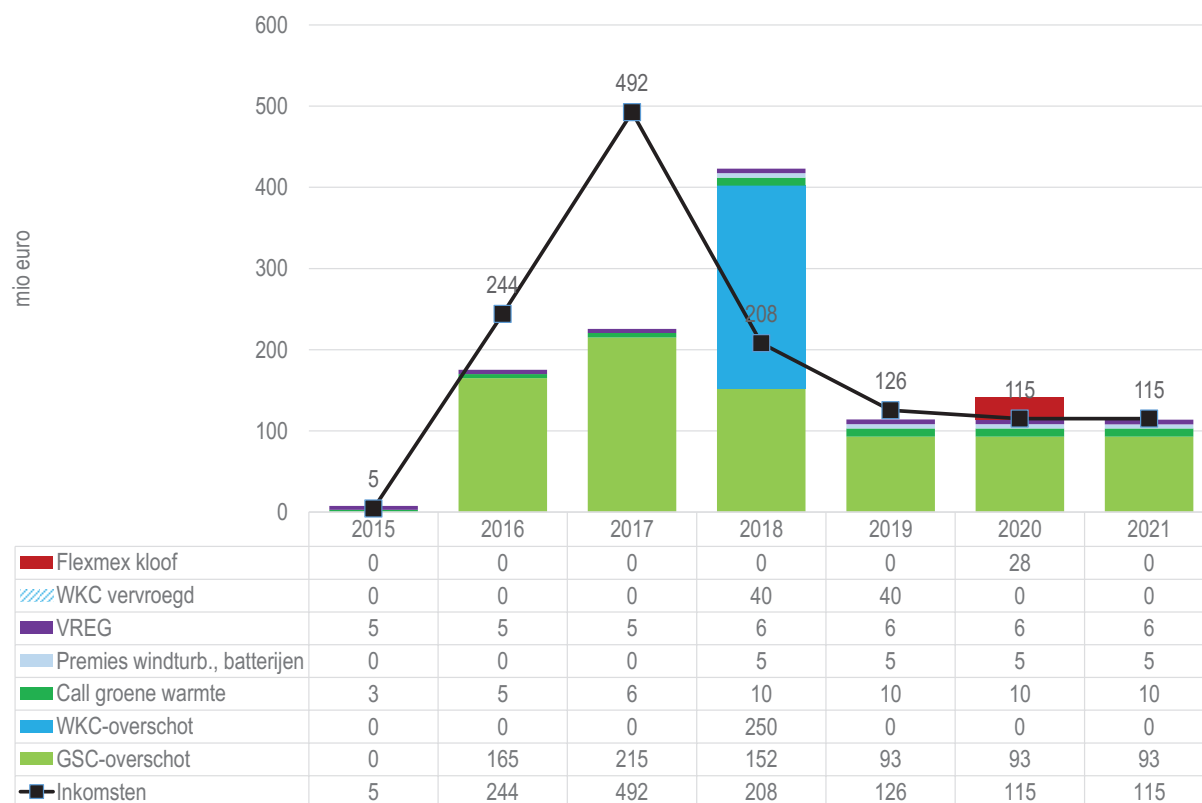
¹⁵⁵ Ontvangsten op basis van nota VR en nota Tommelein. Deze data verschillen van deze van het Rekenhof.

Uitgaven veronderstellen dat opkoping van WKC en nog geplande opkoping van GSC in 2017 in 2018 zullen gebeuren.

¹⁵⁶ Flexmex goedkoper dan 41 €/MWh, geen Belgische kloof of extra verplichtingen uit Belgische lastenverdeling en geen extra budget voor de voorbereiding van de transitie

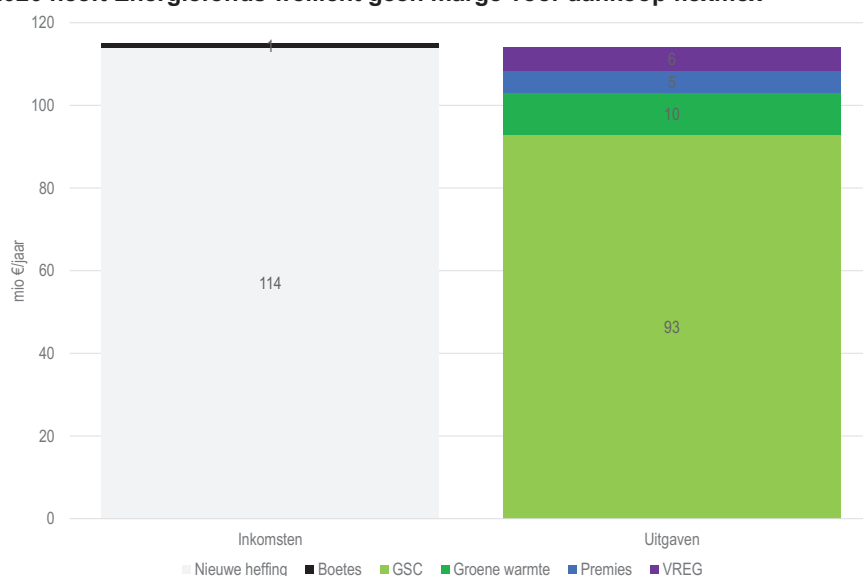
¹⁵⁷ Optimistisch scenario, gecumuleerd over de ganse periode.

Figuur 147: Inkomsten en uitgaven Energiefonds: scenario Vlaamse Regering



Het Energiefonds biedt in dat optimistisch scenario echter wellicht **niet voldoende ruimte om ook na 2020 nog de kloof te dichten**. Nochtans zou Vlaanderen zelfs volgens in de optimistische scenario's van de Vlaamse Regering pas ten vroegste eind 2021 de 2020-doelen halen. Dat wil zeggen dat vermoedelijk ook voor 2021 flexibiliteitsmechanismen aangekocht moeten worden, in de verwachting dat Europa dit ook vereisen na 2020 zolang de 2020-doelen (de zogenaamde baseline) niet gehaald worden. Voor deze flexmex na 2020 lijkt er structureel geen financiering voorzien. Na 2020 zullen de inkomsten uit de nieuwe energieheffing volledig opgebruikt zijn met de voorziene uit de marktname van GSC's voor 93 mio €, de call groene warmte (10 mio €) en de financiering van de VREG en de premies voor kleine windturbines en batterijen.

Figuur 148: Na 2020 heeft Energiefonds wellicht geen marge voor aankoop flexmex



'Rooskleurige' versus realistische hypothesen

De veronderstellingen die de Vlaamse regering hanteert, lijken erg rooskleurig, zowel over de verwachte investeringen als over de kosten van het hernieuwbare energiebeleid. Dat wordt hieronder nader toegelicht.

Figuur 149: De optimistische veronderstellingen van de Vlaamse regering

Veronderstellingen VR	'Realistische' veronderstellingen / nog niet doorgerekende elementen
De investeringen in groene stroom zullen versnellen	- Er zijn twijfels omtrent de prognoses voor grootschalige PV-installaties. Gaat de verkorte steunduur (10 jaar) voldoende nieuwe grootschalige PV-installaties kunnen uitlokken, als het risico op onvoldoende eigen verbruik bij deze installaties een drempel blijft? - Er zijn ook twijfels over de investeringen in nieuwe kleinschalige PV-installaties. Voor deze investeringen zorgt de aangekondigde introductie van digitale meters voor onzekerheid gezien de impact hiervan op de rendabiliteit van deze installaties. De rendabiliteit van kleinschalige PV-installaties de komende jaren hangt sterk af van het beloofde compensatiemechanisme tot 2020. De timing en modaliteiten van dat compensatiemechanisme blijven nog onduidelijk. Zonder zo'n mechanisme dreigt bij de introductie van digitale meters de rendabiliteit van PV-installaties tijdelijk onder 0% te zakken. - De veronderstelde investeringen in windturbines liggen veel hoger (50%) dan de vergunde volumes, terwijl zelfs de vergunde volumes worden veelal niet volledig gerealiseerd. Bovendien is leadtime voor windenergieprojecten al gauw 5 jaar, waardoor het onwaarschijnlijk lijkt dat in 2018 en 2019 bovenop de vergunde projecten nog veel extra turbines geplaatst kunnen worden. De impact van de verhoogde steunduur (20 jaar) en de maatregelen in de Conceptnota Windkracht 2020 op de investeringen is nog onduidelijk.
Huidige groene stroominstallaties zullen blijven draaien aan huidige en zelfs dalende steunniveaus (1/2 gemiddeld)	- Er zijn nu al vragen bij de rendabiliteit van bepaalde bestaande bio-installaties (grote én kleine). - Het aantal toe te kennen certificaten bij verlengingen moet nu nog berekend worden en kan hoger zijn dan verondersteld. De Vlaamse regering heeft een voorstel tot aanpassing van de verlengingsregeling gemaakt, maar de impact hiervan is nog niet doorgerekend. - Het steunniveau zou beperkt stijgen voor coöperatieve projecten, maar ook de impact hiervan is nog niet doorgerekend.

	De impact van een eventueel capaciteitstarief dat de VREG voor 2019 aankondigt, werd nog niet meegerekend. Dit zou via actualisering van de steun bijvoorbeeld kunnen leiden tot meer steun voor o.a. windturbines van na 2012.
Het huidige budget voor groene warmte blijft gehandhaafd en zal zorgen voor een grote toename aan groene warmte	- De vereiste versnelling in groene warmte zal wellicht ook de druk op de benodigde budgetten o.a. van de call groene warmte doen stijgen. - Ook de budgetten van de netbeheerders voor premies voor zonneboilers en warmtepompen zullen wellicht moeten stijgen, bij meer investeringen. Dat verhoogt de nettarieven.
Flexmex (flexibiliteitsmechanismen) zullen voldoende beschikbaar zijn tegen 20 tot 40€/MWh	- Flexmexaanbod en -prijzen zijn onzeker. Vermelde prijzen variëren van 14 tot 50€/MWh (en soms ook hoger). - De prijs van Waalse flexmex zoals afgesproken in het lastenverdelingsakkoord schommelt tussen 43€ en 55€/MWh al naar gelang de aannames rond steun aan windturbines en de gevraagde volumes flexmex.
Belgische lastenverdeling is sluitend en zal geen bijkomende lasten veroorzaken	- Belgische lastenverdeling is hoogstwaarschijnlijk niet sluitend omdat de veronderstelde energieverbruiken in 2020 energiebesparingen noodzakelijk maken die wellicht niet realiseerbaar zijn. Veel zal afhangen van de strengheid van de winter in 2020, het economisch klimaat en het gevoerde energie-efficiëntiebeleid. - Het samenwerkingsakkoord voorziet dat het overlegcomité bij een niet sluitende lastenverdeling afspraken maakt over bijkomende maatregelen.
Beperkt budget is nodig voor steun enkel voor batterijen en kleinschalige windturbines	- Er wordt regelmatig melding gemaakt van nieuwe energietransitieprojecten (o.a. inzake energiebesparing, flexibiliteit, waterstof, warmte, lokale opslag, ...) die ondersteuning zoeken. Hier lijkt althans in het Energiefonds geen marge voor. - Er wordt aangekondigd dat de overheden meer het voorbeeld moeten geven inzake energie-investeringen. Hier lijkt althans in het Energiefonds geen marge voor.

Onderstaande figuur geeft aan hoeveel de kosten kunnen fluctueren in gevolge de gemaakte veronderstellingen. In een volgende alinea worden vervolgens minder optimistische scenario's uitgewerkt.

Figuur 150: Ruwe inschatting van de variabiliteit op de kosten

Gedekte kosten voor het sluiten van de 1.418 GWh-kloof in een optimistisch scenario		
1A. Interne maatregelen	34 tot 95 mio €/jaar	Geschatte extra certificatenkosten ¹⁵⁸ voor interne maatregelen om 1418 GWh-kloof te dichten, verschillend afhankelijk van de veronderstelde mix van nieuwe installaties in eigen regio en het veronderstelde steunniveau ¹⁵⁹
OF		
1B. Flexmex voor 1.418 GWh kloof	20 tot 57 mio €/jaar	Kosten voor 1418 GWh-flexibiliteitsmechanismen (flexmexprijs tussen 14 en 40 €/GWh)
2. WKC vervroegd	80 mio €	Kosten voor de uit de marktname van de naar schatting 4 mio WKC's op overschot voor 2020, gerekend aan 20 €/WKC
Nog niet gedekte kosten van tegenvallers in minder optimistische scenario's		
3. Flexmex voor extra kloof tot Vlaams doel (groene warmte)	28 tot 60 mio €/j ¹⁶⁰	Kosten voor flexmex voor gemiste groene warmte (1456 GWh) (flexmexprijs tussen 14 en 40 €/GWh); verschillen naar gelang de veronderstellingen over de grootte van de kloof en de wijze waarop deze gedicht zal worden.
4. Flexmex voor extra Vlaamse lasten na Belgische lastenverdeling bis	14 tot 219 mio€/j ¹⁶¹	Kosten voor verwachte bijkomende Vlaamse maatregelen tussen 1030 GWh en 5463 GWh omdat de Belgische lastenverdeling wellicht niet sluitend is (flexmexprijs tussen 14 en 40 €/GWh), verschillen naar gelang verbruik in 2020.
5. Sensitiviteit	11 tot 53 mio €/j ¹⁶²	de extra kosten die te verwachten zijn op basis van sensitiviteitsanalyses op het aantal toe te kennen groene stroomcertificaten
6. Beleidsmarge	Tot 75 mio €/j	Kosten voor andere transitieprojecten, groene warmte, REG, ...

Minder optimistische scenario's

Om rekening te kunnen houden met deze minder rooskleurige veronderstellingen, werden 4 alternatieve scenario's beschreven en werd hun impact op het saldo van het Energiefonds in 2020 doorgerekend. Die scenario's verschillen onderling in hun veronderstellingen inzake de toegekende certificaten (cf. sensitiviteitsanalyse), de aanpak van de WKC-overschotten, de inzet van flexibiliteitsmechanismen en de benodigde marge voor het bredere energietransitiebeleid.

¹⁵⁸ Er kunnen ook nog andere kosten verbonden zijn aan de realisatie van deze interne maatregelen, bv. kosten voor investeringssteun.

¹⁵⁹ Gerekend aan de OT voor 2018, zoals vermeld in het [VEA-rapport](#). Geen kostendaling voor 2019 en 2020 verwacht.

¹⁶⁰ Om de netto-kostentoeename hiervan in te schatten, moet bekeken worden welke vooropgestelde eigen productie niet gerealiseerd werd en tegen hoeveel €/MWh deze eigen productie ondersteund werd. Worden doelen inzake groene warmte en kleinschalige PV, die beiden niet via de certificaten systemen ondersteund werden niet gehaald, dan betekent de inzet van bijkomende flexmex een netto-kostentoeename. Komt de inzet van flexmex in de plaats van productie die duurder was dan de flexmex, dan kunnen de kosten hierdoor dalen.

¹⁶¹ Zie deel 6.6

¹⁶² Zie deel 5.2

Figuur 151: Scenario's over ontwikkeling van uitgaven Energiefonds

	GSC: Verlengingen, capaciteitstarief, ...	WKC-overschot aanpak vóór 2020	WKC-prijs overschot (€/WKC)	Flexmex (GWh)	Flexmex (€/MWh)	Marge (warmte, , publieke gebouwen, ...) (mio €/j)
Vlaamse Regering		neen		1418	20	
Optimist		ja	20	1418	14	
Realist		ja	20	1418 (VI. kloof) 743 (warmte) 1565 (lastenverdeling bis)	20	25
Pessimist	50% van worst case	ja	27	1418 (VI. kloof) 1486 (warmte) 3600 (lastenverdeling bis)	30	50
Murphy	100% worst case	ja	27	1418 (VI. kloof) 1486 (warmte) 5463 (lastenverdeling bis)	40	75

De onderstaande figuur documenteert nader welke veronderstellingen inzake de kloof tot de doelstelling werden aangehouden in de scenario's die worden berekend om de sluitendheid van het Energiefonds na te gaan. In de scenario's over de sluitendheid van de financiering via het Energiefonds wordt de eventuele realisatie van de doelen voor zon- en windenergie en voor de exploitatie van Max Green als niet relevant beschouwd, omdat dit elementen zijn waarvoor middelen in de financiering zijn voorzien. Hierbij wordt aangenomen dat als de doelstellingen terzake niet gerealiseerd worden, de aanvankelijk voorziene middelen gebruikt kunnen worden om deze doelen via een alternatieve weg te financieren. Het reële effect op de financieringsbehoefte zal afhangen van de verhouding tussen de voorziene middelen en de kosten om de betreffende kloof op een alternatieve manier te dichten. Dit kan een onderschatting van het financieringstekort betekenen als vooral de veronderstelde groei voor kleinschalige PV niet gerealiseerd wordt, omdat ook hiervoor geen middelen zijn voorzien. Omgekeerd kan het financieringstekort overschat worden, bv. als in plaats van de steun voor Max Green goedkope flexibiliteitsmechanismen worden ingezet. De prognoses rond de lastenverdeling bis en rond groene warmte zijn in de analyse van de financiering wel relevant omdat hiervoor geen (of nauwelijks: in het geval van groene warmte) middelen zijn voorzien.

Figuur 152: Veronderstellingen over de kloof in diverse scenario's over de sluitendheid van het Energiefonds

Veronderstellingen	Impact op kloof	Vlaamse Regering	Optimist	Realist	Pessimist	Murphy
Kloof VR	1 418	1	1	1	1	1
Zon/wind cf. VEA-prognose 2016	1 394	0	0	Niet relevant	Niet relevant	1
Groene biowarmte op 2015-niveau	1 486	0	0	0,5	1	1
Geen productie van Max Green	1 200	0	0	Niet relevant	Niet relevant	1
Warme winter	1 030	0	0	1	1	1
Koude winter	2 570	0	0	0	1	1
100% VI. verantwoordelijkheid	1 863	0	0	(1) ¹⁶³	0	1
Kloof		1 418	1 418	5 054	6 504	10 961

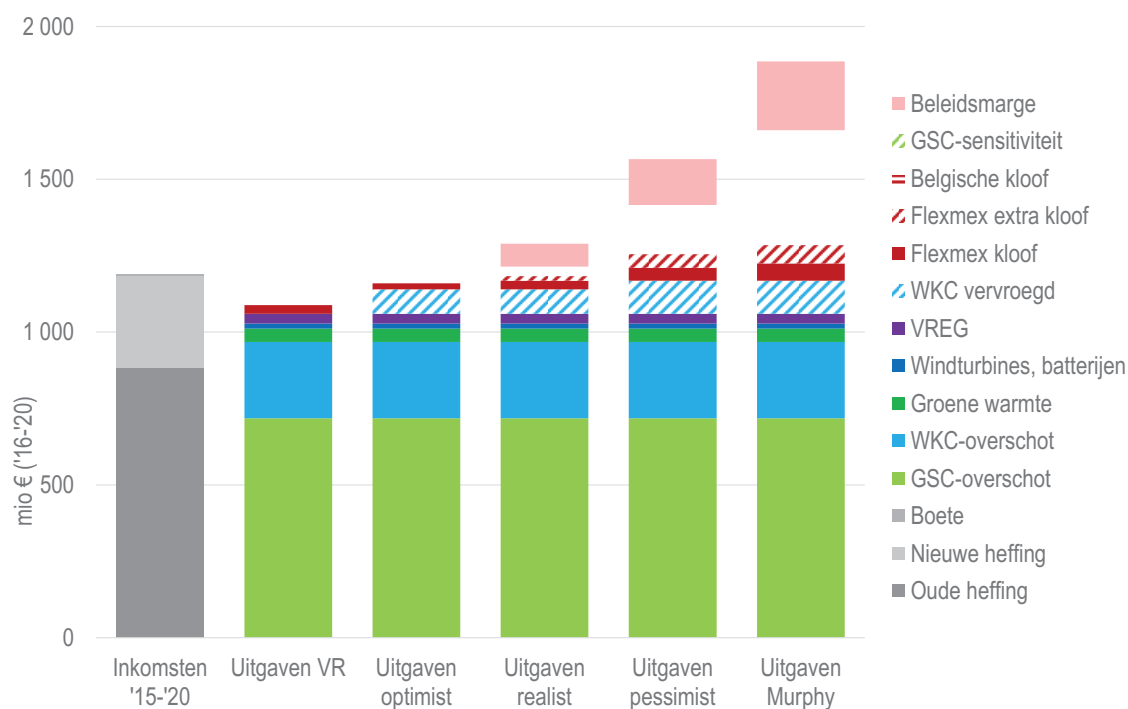
Saldo Energiefonds in minder optimistische scenario's

Bij minder optimistische scenario's biedt het Energiefonds wellicht **niet voldoende ruimte** om de kloof tot de doelstelling te dichten. In die minder optimistische scenario's zijn de kosten hoger omdat de kloof tot de doelstelling groter verondersteld wordt met duurdere flexmex om die kloof te dichten, met meer marge voor de financiering van bredere energietransitie-uitgaven (Figuur 153) en meer certificaten toekenning o.a. in het kader van verlengingsdossiers. Hierbij werd verondersteld dat het Energiefonds gebruikt wordt om de aankoop van flexmex te financieren¹⁶⁴.

¹⁶³ 100% op kloof bij warme winter: 1.565 GWh, (1.030 + 535 GWh extra kloof als gevolg van 100% verantwoordelijkheid bovenop 1.030 GWh).

¹⁶⁴ Dit lijkt logisch aangezien het de keerzijde betreft van gemiste interne maatregelen en aangezien de Vlaamse Regering hiervoor elders geen middelen voorzien lijkt te hebben.

Figuur 153: Saldo Energiefonds volstaat in optimistisch scenario

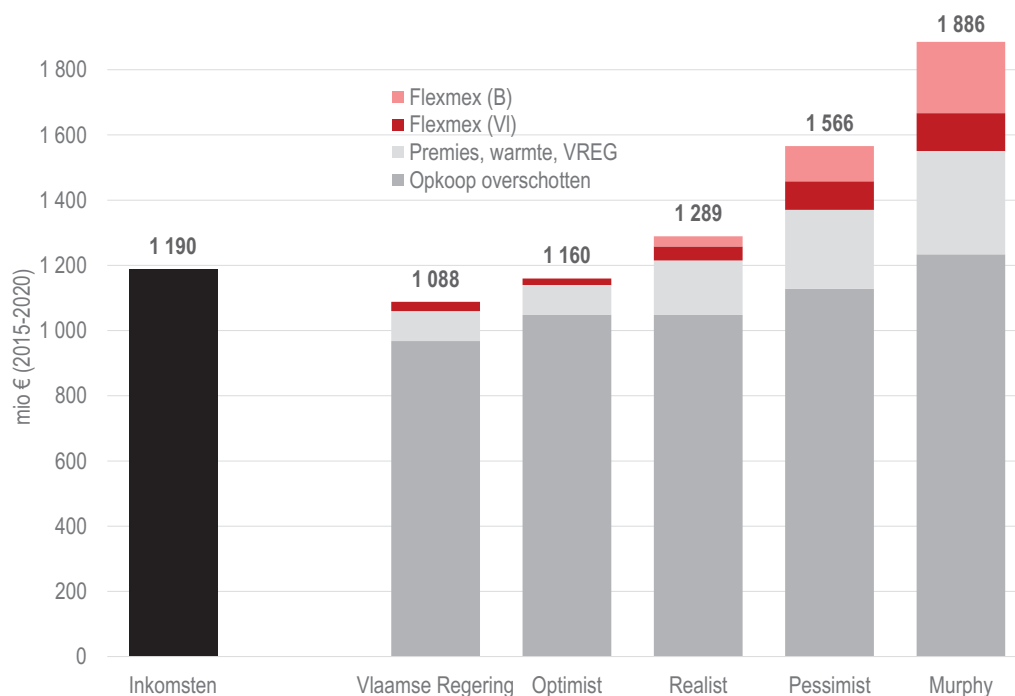


Figuur 154: Inkomsten en uitgaven tem 2020 in diverse scenario's

	Inkomsten '15-'20	Uitgaven				
		VR	optimist	realist	pessimist	Murphy
Oude heffing	884					
Nieuwe heffing	300					
Boete	6					
GSC-overschot		718	718	718	718	718
WKC-overschot		250	250	250	250	250
Groene warmte		44	44	44	44	44
Windturbines, batterijen		16	16	16	16	16
VREG		32	32	32	32	32
WKC vervroegd		0	80	80	108	108
Flexmex kloof		28	20	28	43	57
GSC-sensitiviteit		0	0	0	53	158
Flexmex extra kloof		0	0	15	45	59
Belgische kloof		0	0	31	108	219
Beleidsmarge		0	0	75	150	225
Totaal	1 190	1 088	1 160	1 289	1 566	1 886

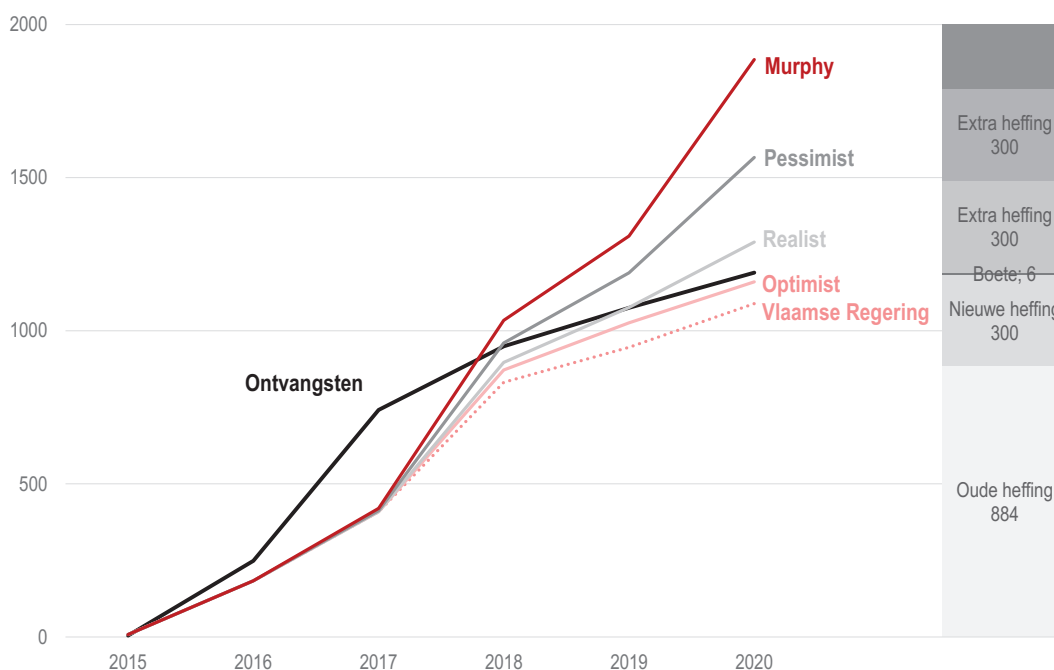
Onderstaande figuur geeft dezelfde data meer geaggregeerd weer.

Figuur 155: Geen marge voor extra kosten in minder optimistische scenario's



Op basis van ruwe inschattingen van het SERV-secretariaat, zouden, afhankelijk van de gemaakte veronderstellingen, in een zeer pessimistisch scenario (Murphy in de figuur), de inkomsten van de energieheffing de komende jaren moeten vertwee- of verdrievoudigen om de rekening te laten kloppen en om geen kosten door te schuiven naar de toekomst.

Figuur 156: Rekening klopt in heel wat scenario's niet (gecumuleerde inkomsten en uitgaven '15-'20, mio €)



7.2 Netbeheerderspremies

De hernieuwbare energietoepassingen warmtepompen en zonneboilers komen in aanmerking voor premies van de netbeheerders. De omvang van de toe te kennen premies zal wellicht stijgen met het ambitieniveau voor deze toepassingen.

Toegekende premies

Figuur 157: Netbeheerderspremies voor warmtepompen (WP) en zonneboiler (ZB)¹⁶⁵

	Aantal toegekende premies				Bedrag toegekende premies (€)			
	Huishoudelijk		Niet-huishoudelijk		Huishoudelijk		Niet-huishoudelijk	
	WP	ZB	WP	ZB	WP	ZB	WP	ZB
2004	224	462						
2005	278	749						
2006	111	1 048						
2007	321	1 785						
2008	494	3 210						
2009	621	3 417						
2010	317	2 981						
2011	434	3 003						
2012	1 095	4 452						
2013	1 125	17 924						
2014	1 049	6 204						
2015	1 545	5 931						
2016	1 351	4 980	38	85	741 952	47 991	12 072 772	152 305

Kosten netbeheerderspremies als gevolg van subdoelen

De voorgestelde subdoelen voor 2020 voorzien een sterke groei van zonneboilers en warmtepompen. Deze technologieën komen in aanmerking voor een premie van de netbeheerders indien ze bij een bestaand, niet-EPB-plichtig gebouw worden geplaatst. Deze premies komen via de nettarieven in de elektriciteitsfactuur terecht. De Vlaamse Regering kan er ook voor opteren de netbeheerders te vergoeden voor de kosten van deze openbare dienstverplichtingen (zoals in het verleden deels gebeurde).

Naar gelang de veronderstelde aard van de warmtepomp kunnen de kosten van de netbeheerderspremies per jaar hiervoor variëren van 20 tot 26 mio euro per jaar.

Figuur 158: Inschatting van de kosten van netbeheerderspremies voor zonneboilers en warmtepompen¹⁶⁶

	Premie per installatie	Aantal installaties per jaar (bestaand)	aantal installaties (bestaand + nieuwbouw)	Kost €/j	Kost tot 2020
Geothermische warmtepomp	4 000	2 500	8 900	10 000 000	30 000 000
Zonneboiler	2 750	6 000	10 200	16 500 000	49 500 000
Totaal				26 500 000	79 500 000

	Premie per installatie	Aantal installaties per jaar (bestaand)	aantal installaties (bestaand + nieuwbouw)	Kost €/j	Kost tot 2020
Lucht-waterwarmtepomp	1 500	2 500	8 900	3 750 000	11 250 000
Zonneboiler	2 750	6 000	10 200	16 500 000	49 500 000
Totaal				20 250 000	60 750 000

¹⁶⁵ Vlaams Parlement, [schriftelijke vragen](#), voor 2014

¹⁶⁶ Er wordt op basis van data van de gemiddelde grootte van de huidige installaties verondersteld dat de premie voor zonneboilers gemiddeld uitgeput wordt tegen het maximumbedrag (2750 euro)

8 Analyse van impact van voorstellen

Er werd geen reguleringsimpactanalyse (RIA) gevoegd bij het dossier over de aanpassing van de energieheffing en de quota. In dit deel wordt de impact van de voorstellen op de factuur voor de doelgroepen (deels) in kaart gebracht en is een beperkte inschatting opgenomen van de effecten op rationeel energiegebruik (REG) en de ontwikkeling van hernieuwbare energie.

8.1 Impact op doelgroepen

Aangepaste energieheffing

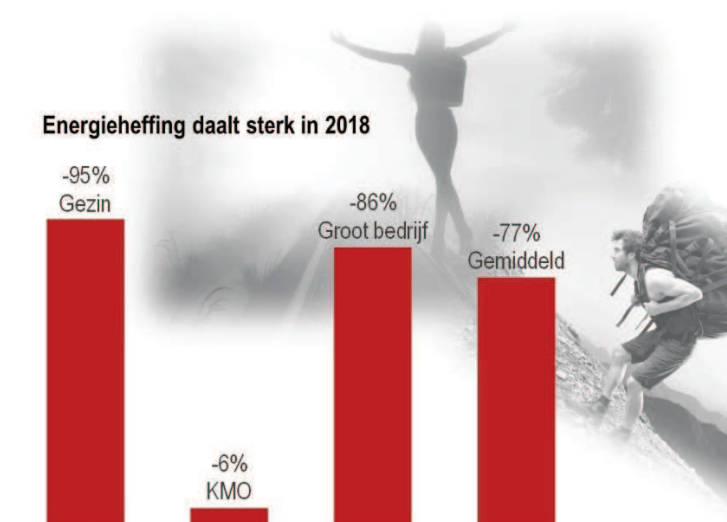
Drie kwart van de afnamepunten zal in de toekomst een energieheffing van 5€ betalen, 18% zal 94,5 € betalen. 7% zal geen energieheffing betalen omdat het beschermde klanten zijn. 1% betaalt het 1800 €-tarief en 0,01% 10 500 €.

Figuur 159: Spreiding van de afnamepunten over de heffingscategorieën

	Heffing €/jaar	Aantal afnamepunten	Aandeel afnamepunten
Laagspanning – beschermd	0	221 308	7%
Laagspanning – residentieel	5	2 545 283	75%
Laagspanning – niet-residentieel	94,5	597 528	18%
Middenspanning	1 800	22 708	1%
Hoogspanning	10 500	382	0,01%
		3 387 209	100%

Door de voorstellen tot aanpassing van de energieheffing zullen de meeste elektriciteitsafnemers vanaf 2018 een aanzienlijk **lagere energieheffing** betalen dan in 2017. Een gemiddeld gezin zal in 2018 nog 5% van de oude heffing moeten betalen. Een KMO van het lc-type (op MS, 160 MWh) zal in 2018 nog 94% van de oude heffing betalen; een grootverbruiker van het lj-type (op HS, 70 GWh) 14% (Figuur 5).

Figuur 160: Heffing daalt vooral voor huishoudens en grootverbruikers



De energieheffing zal in de toekomst **hoger** zijn voor

- **Afnamepunten op het transmissienet:** De nieuwe heffing zal ook gelden voor de afnamepunten op het transmissienet. Deze afnamepunten vielen tot nu toe niet onder het toepassingsgebied van de heffing. Er wordt vanuit gegaan dat de gewesten in de hen toegewezen aangelegenheden (REG en HE) verplichtingen kunnen opleggen aan alle betrokken actoren, ook wat activiteiten op het vervoers- of transmissienet betreft. Daarbij wordt geadviseerd dat de ondernemingen op het transmissienet ook genieten van de minimumsteunregeling en dat het dan billijk is hen eveneens aan de heffing te onderwerpen. Deze afnamepunten zullen per jaar 10.500 euro moeten betalen. Het is niet duidelijk over hoeveel afnamepunten dit gaat (een 30-tal?).
- **Kleinverbruikers (<100 MWh) op het middenspanningsnet:** Voor afnamepunten met een verbruik kleiner dan 100 MWh aangesloten op het middenspanningsnet is de nieuwe energieheffing hoger dan de oude. Het is onduidelijk over hoeveel afnamepunten dit gaat.

Figuur 161: Oude en nieuwe heffing voor kleinverbruikers op middenspanning

€/jaar	Oude heffing	Nieuwe heffing
Beschermde klanten, actieve budgetmeter, actieve stroombegrenzer	25,85	1 800
tot 5 MWh	103,37	1 800
5 tot 10 MWh	134,37	1 800
10 tot 25 MWh	299,75	1 800
25 tot 50 MWh	795,88	1 800
50 tot 100 MWh	1 343,69	1 800
100 tot 500 MWh	1 912,18	1 800

- Verbruikers (<5 GWh) op het hoogspanningsnet: Voor afnamepunten met een verbruik kleiner dan 5 MWh aangesloten op het hoogspanningsnet is de nieuwe energieheffing hoger dan de oude. Het is onduidelijk over hoeveel afnamepunten dit gaat.

Figuur 162: Oude en nieuwe heffing voor kleinverbruikers op hoogspanning

€/jaar	Oude heffing	Nieuwe heffing
Beschermde klanten, actieve budgetmeter, actieve stroombegrenzer	25,85	10 500
tot 5 MWh	103,37	10 500
5 tot 10 MWh	134,37	10 500
10 tot 25 MWh	299,75	10 500
25 tot 50 MWh	795,88	10 500
50 tot 100 MWh	1 343,69	10 500
100 tot 500 MWh	1 912,18	10 500
500 MWh tot 1 GWh	2 687,38	10 500
1 tot 5 GWh	6 718,45	10 500
5 tot 20 GWh	16 537,71	10 500

Verhoogde quota

Door de verhoogde quota zal de bijdrage groene stroom en WKK bij de meeste verbruikers in 2018 4% hoger zijn, in 2018 7% en in 2020 10%. Bij grootverbruikers (>50 GWh) worden stijgingen tot 14% in 2020 genoteerd. De stijgingen van 4% naar 7% in 2019 en 10% vanaf 2020 zijn te wijten aan de verhoging van de WKC-quota in die jaren.

Deze berekende bijdragen groene stroom en WKK kunnen verschillen van de effectief doorgerekende bijdragen. Dat kan o.a. doordat

- de (sommige) **leveranciers** een bijdrage (kunnen) doorrekenen aan klanten die niet overeenkomt met de theoretisch berekende kosten van hun certificatenverplichting voor die klant. Dat kan te wijten zijn aan bijkomende kosten van leveranciers (zoekkosten, transactiekosten, ...) om te voldoen aan de certificatenverplichting. Veelal blijken kleinere verbruikers een hogere bijdrage te betalen in verhouding tot de verplichting die op de leveranciers rust.
- particuliere klanten **BTW** verschuldigd zijn op de bijdrage groene stroom en WKK. In tegenstelling tot de energieheffing moeten particuliere klanten op de aangerekende bijdrage groene stroom en WKK ook BTW (21% betalen).
- leveringen aan klanten die beleverd worden door de **netbeheerders** niet onder de certificatenverplichting vallen.
- de geldende **vrijstellingspercentages** voor grootverbruikers misschien zullen verlagen: De berekende bijdragen kunnen verschillen van de realiteit als ingevolge de aanmeldingsprocedure voor de certificaten systemen bij Europa de vrijstellingspercentages voor grootverbruikers aangepast worden. De vrijstellingspercentages hoger dan 85% staan dan mogelijk ter discussie.
- de **supercap-regeling** mogelijk de bijdragen verlaagt: De aangekondigde supercapregeling kan de certificatenverplichtingen voor bepaalde energie-intensieve verbruikers verlagen. Het is onduidelijk hoeveel klanten hieronder zouden kunnen vallen.

Figuur 163: Nieuwe bijdrage groene stroom en WKK (excl. BTW) zal in 2019 en 2020 gevoelig hoger zijn dan oude bijdrage

€/jaar		Huidig	Voorstel	Verschil	%				
						Incl. doorrekeningsmarge			
						Huidig	Voorstel	Verschil	%
0,6 MWh (Da)	2014	10	10	0	0%	11	11	0	0%

€/jaar		Huidig	Voorstel	Verschil	%				
	2015	11	11	0	0%	13	13	0	0%
	2016	15	15	0	0%	17	17	0	0%
	2017	13	13	0	0%	15	15	0	0%
	2018	13	14	1	4%	15	16	1	4%
	2019	13	14	1	7%	15	16	1	7%
	2020	13	14	1	10%	14	16	1	10%
1,2 MWh (Db)	2014	20	20	0	0%	23	23	0	0%
	2015	22	22	0	0%	25	25	0	0%
	2016	29	29	0	0%	33	33	0	0%
	2017	27	27	0	0%	30	30	0	0%
	2018	27	28	1	4%	30	31	1	4%
	2019	26	28	2	7%	29	31	2	7%
	2020	25	28	2	10%	28	31	3	10%
3,5 MWh (Dc)	2014	59	59	0	0%	66	66	0	0%
	2015	65	65	0	0%	73	73	0	0%
	2016	85	85	0	0%	97	97	0	0%
	2017	77	77	0	0%	87	87	0	0%
	2018	77	81	3	4%	87	91	4	4%
	2019	76	81	5	7%	85	91	6	7%
	2020	73	81	7	10%	83	91	8	10%
7,5 MWh (Dd)	2014	126	126	0	0%	142	142	0	0%
	2015	139	139	0	0%	157	157	0	0%
	2016	183	183	0	0%	207	207	0	0%
	2017	166	166	0	0%	187	187	0	0%
	2018	166	173	7	4%	187	195	8	4%
	2019	162	173	11	7%	183	195	12	7%
	2020	157	173	15	10%	178	195	18	10%
20 MWh (De)	2014	336	336	0	0%	380	380	0	0%
	2015	371	371	0	0%	420	420	0	0%
	2016	488	488	0	0%	552	552	0	0%
	2017	442	442	0	0%	500	500	0	0%
	2018	442	460	19	4%	500	521	21	4%
	2019	432	460	29	7%	488	521	33	7%
	2020	419	460	41	10%	473	521	47	10%
30 MWh (Ia)	2014	504	504	0	0%				
	2015	556	556	0	0%				
	2016	732	732	0	0%				
	2017	663	663	0	0%				
	2018	663	691	28	4%				
	2019	647	691	43	7%				
	2020	629	691	62	10%				
50 MWh (Ib)	2014	839	839	0	0%				
	2015	927	927	0	0%				
	2016	1 221	1 221	0	0%				
	2017	1 104	1 104	0	0%				
	2018	1 104	1 151	47	4%				
	2019	1 079	1 151	72	7%				
	2020	1 048	1 151	103	10%				
160 MWh (Ic)	2014	2 686	2 686	0	0%				
	2015	2 967	2 967	0	0%				
	2016	3 906	3 906	0	0%				
	2017	3 534	3 534	0	0%				
	2018	3 534	3 683	149	4%				
	2019	3 452	3 683	231	7%				

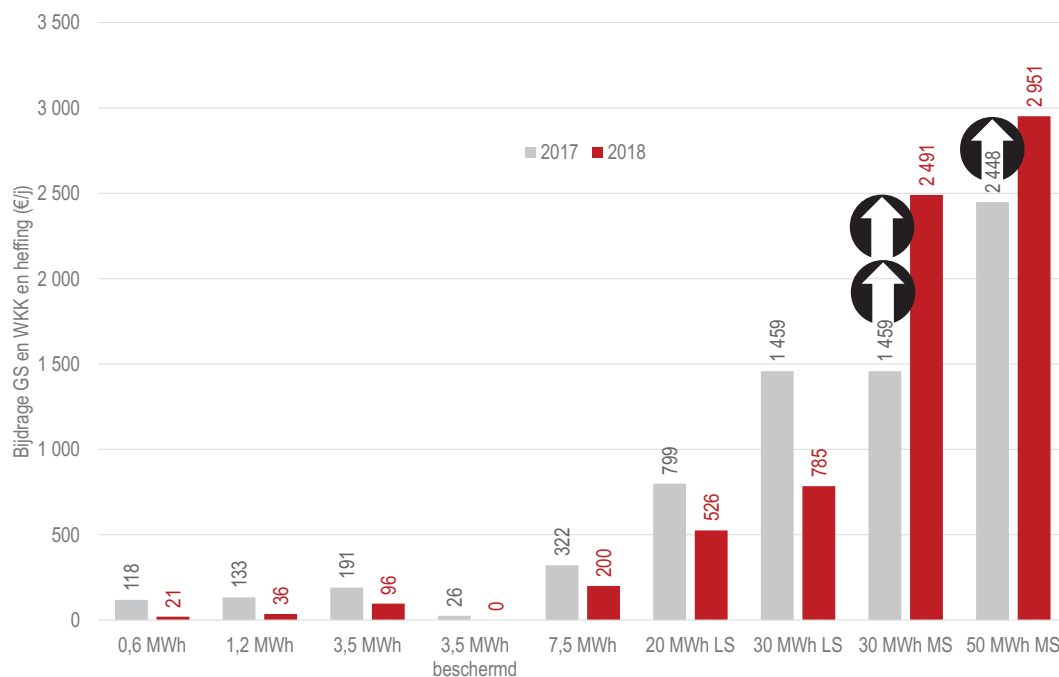
€/jaar		Huidig	Voorstel	Vershil	%				
	2020	3 353	3 683	330	10%				
1 GWh	2014	16 785	16 785	0	0%				
	2015	18 542	18 542	0	0%				
	2016	24 414	24 414	0	0%				
	2017	22 089	22 089	0	0%				
	2018	22 089	23 019	930	4%				
	2019	21 576	23 019	1 443	7%				
	2020	20 955	23 019	2 064	10%				
1,25 GWh (ld)	2014	19 514	19 514	0	0%				
	2015	21 550	21 550	0	0%				
	2016	27 649	27 649	0	0%				
	2017	25 016	25 016	0	0%				
	2018	25 016	26 069	1 053	4%				
	2019	24 435	26 069	1 634	7%				
	2020	23 732	26 069	2 337	10%				
2 GWh (le)	2014	27 696	27 696	0	0%				
	2015	30 575	30 575	0	0%				
	2016	37 353	37 353	0	0%				
	2017	33 796	33 796	0	0%				
	2018	33 796	35 219	1 423	4%				
	2019	33 011	35 219	2 208	7%				
	2020	32 061	35 219	3 158	10%				
5 GWh	2014	60 447	60 447	0	0%				
	2015	66 672	66 672	0	0%				
	2016	76 172	76 172	0	0%				
	2017	68 918	68 918	0	0%				
	2018	68 918	71 819	2 902	4%				
	2019	67 317	71 819	4 502	7%				
	2020	65 380	71 819	6 440	10%				
10 GWh (lf)	2014	114 324	114 324	0	0%				
	2015	126 077	126 077	0	0%				
	2016	140 869	140 869	0	0%				
	2017	127 454	127 454	0	0%				
	2018	127 454	132 820	5 366	4%				
	2019	124 494	132 820	8 326	7%				
	2020	120 910	132 820	11 909	10%				
15 GWh	2014	168 201	168 201	0	0%				
	2015	185 483	185 483	0	0%				
	2016	205 566	205 566	0	0%				
	2017	185 989	185 989	0	0%				
	2018	185 989	193 820	7 831	4%				
	2019	181 670	193 820	12 150	7%				
	2020	176 441	193 820	17 379	10%				
20 GWh	2014	222 079	222 079	0	0%				
	2015	244 889	244 889	0	0%				
	2016	270 263	270 263	0	0%				
	2017	244 525	244 525	0	0%				
	2018	244 525	254 820	10 295	4%				
	2019	238 846	254 820	15 974	7%				
	2020	231 972	254 820	22 848	10%				
24 GWh (lg1)	2014	244 527	244 527	0	0%				
	2015	269 479	269 479	0	0%				
	2016	293 423	293 423	0	0%				
	2017	265 825	265 825	0	0%				
	2018	265 825	276 864	11 039	4%				
	2019	259 120	276 864	17 744	7%				
	2020	251 004	276 864	25 860	10%				
50 GWh (lh1)	2014	390 438	390 438	0	0%				

€/jaar		Huidig	Voorstel	Verschil	%				
	2015	429 314	429 314	0	0%				
	2016	443 963	443 963	0	0%				
	2017	404 275	404 275	0	0%				
	2018	404 275	420 150	15 875	4%				
	2019	390 901	420 150	29 249	7%				
	2020	374 712	420 150	45 438	12%				
70 GWh (li1)	2014	502 677	502 677	0	0%				
	2015	552 264	552 264	0	0%				
	2016	559 763	559 763	0	0%				
	2017	510 775	510 775	0	0%				
	2018	510 775	530 370	19 595	4%				
	2019	492 271	530 370	38 099	8%				
	2020	469 872	530 370	60 498	13%				
100 GWh	2014	671 036	671 036	0	0%				
	2015	736 689	736 689	0	0%				
	2016	733 463	733 463	0	0%				
	2017	670 525	670 525	0	0%				
	2018	670 525	695 700	25 175	4%				
	2019	644 326	695 700	51 374	8%				
	2020	612 612	695 700	83 088	14%				
						Met aanpassing vrijstelling			
250 GWh	2014	1 301 947	1 301 947	0	0%	1 301 947	1 301 947	0	0%
	2015	1 429 028	1 429 028	0	0%	1 429 028	1 429 028	0	0%
	2016	1 465 883	1 465 883	0	0%	1 465 883	1 465 883	0	0%
	2017	1 333 195	1 333 195	0	0%	1 333 195	1 333 195	0	0%
	2018	1 333 195	1 386 270	53 075	4%	1 333 195	1 386 270	53 075	4%
	2019	1 291 606	1 386 270	94 664	7%	1 291 606	1 386 270	94 664	7%
	2020	1 241 262	1 386 270	145 008	12%	1 241 262	1 386 270	145 008	12%
500 GWh	2014	1 357 486	1 357 486	0	0%	1 357 486	1 357 486	0	0%
	2015	1 476 378	1 476 378	0	0%	1 476 378	1 476 378	0	0%
	2016	1 686 233	1 686 233	0	0%	1 686 233	1 686 233	0	0%
	2017	1 541 920	1 541 920	0	0%	1 684 908	1 684 908	0	0%
	2018	1 506 010	1 599 645	93 635	6%	1 887 310	1 999 545	112 235	6%
	2019	1 437 624	1 599 645	162 022	11%	2 057 236	2 249 483	192 247	9%
	2020	1 275 162	1 387 965	112 803	9%	1 894 774	2 037 803	143 028	8%
1000 GWh	2014	1 936 339	1 936 339	0	0%	1 936 339	1 936 339	0	0%
	2015	2 115 398	2 115 398	0	0%	2 115 398	2 115 398	0	0%
	2016	2 126 933	2 126 933	0	0%	2 126 933	2 126 933	0	0%
	2017	1 959 370	1 959 370	0	0%	2 388 333	2 388 333	0	0%
	2018	1 959 370	2 026 395	67 025	3%	3 103 270	3 226 095	122 825	4%
	2019	1 860 069	2 026 395	166 327	9%	3 718 906	3 975 908	257 002	7%
	2020	1 739 862	2 026 395	286 533	16%	3 598 699	3 975 908	377 208	10%

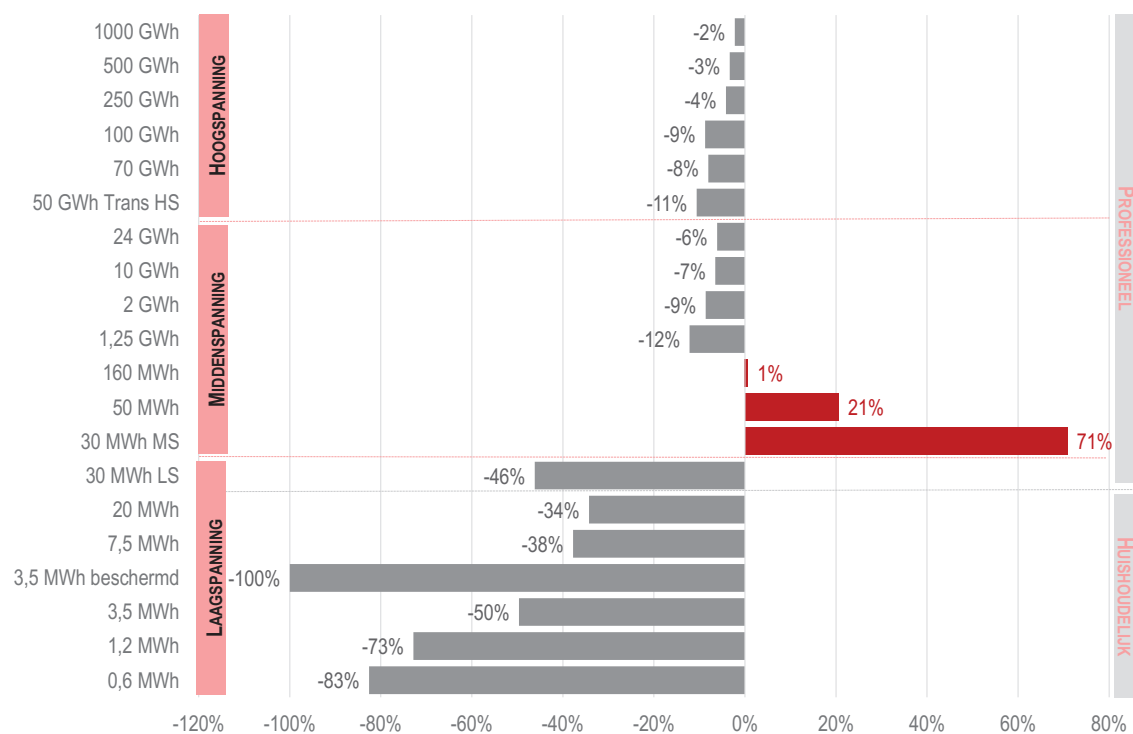
Impact heffing en quota

Gemiddeld genomen is de verlaging van de energieheffing (ter waarde van 378 mio euro minderopbrensten) groter dan de verhoging van de quota (ter waarde van een verhoging van de certificatenverplichting van 28 mio € in 2018 tov 2017). Daardoor zal de certificatenfactuur (excl. doorrekening via de nettarieven, dus via bijdrage groene stroom en WKK + energieheffing) voor de meeste verbruikers dalen. Uitzondering zijn kleinverbruikers op middenspanning en hoogspanning.

Figuur 164: Bijdrage GS en WKK én energieheffing in 2017 en 2018 (€/jaar)



Figuur 165: Aangepaste heffing en quota verlagen kosten ten opzichte van 2017, behalve voor kleine verbruikers op middenspanning¹⁶⁷



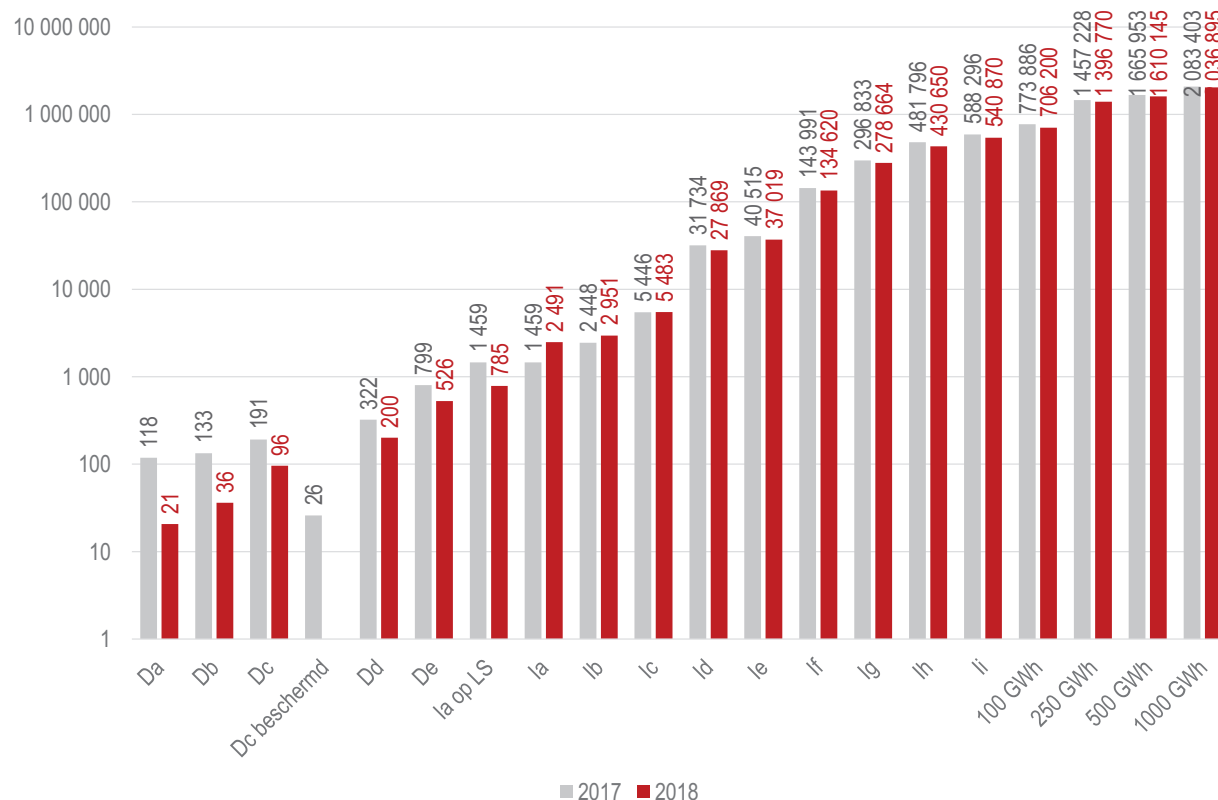
¹⁶⁷ Wijziging van bijdrage groene stroom en WKK en energieheffing 2018 tov 2017 voor de klantentypes volgens Eurostat. Merk op dat de onderzochte klanten op laagspanning D-klanten zijn, met name huishoudelijke klanten.

Figuur 166: Voor iedereen daalt impact t.o.v. 2017, behalve voor kleine verbruikers op middenspanning

	Bijdrage groene stroom en WKK		Heffing		Totaal		Verschil		Verbruik
	2017	2018	2017	2018	2017	2018	€	%	
Da	15	16	103	5	118	21	-98	-83%	0,6 MWh
Db	30	31	103	5	133	36	-97	-73%	1,2 MWh
Dc	87	91	103	5	191	96	-95	-50%	3,5 MWh
Dc beschermd	max. tarief	max. tarief	26	0	26	0	-26	100%	3,5 MWh beschermd
Dd	187	195	134	5	322	200	-122	-38%	7,5 MWh
De	500	521	300	5	799	526	-274	-34%	20 MWh
Ia op LS	663	691	796	95	1 459	785	-673	-46%	30 MWh LS
Ia	663	691	796	1 800	1 459	2 491	1 032	71%	30 MWh MS
Ib	1 104	1 151	1 344	1 800	2 448	2 951	503	21%	50 MWh
Ic	3 534	3 683	1 912	1 800	5 446	5 483	37	1%	160 MWh
Id	25 016	26 069	6 718	1 800	31 734	27 869	-3 865	-12%	1,25 GWh
Ie	33 796	35 219	6 718	1 800	40 515	37 019	-3 496	-9%	2 GWh
If	127 454	132 820	16 538	1 800	143 991	134 620	-9 372	-7%	10 GWh
Ig	265 825	276 864	31 008	1 800	296 833	278 664	-18 169	-6%	24 GWh
Ih	404 275	420 150	77 521	10 500	481 796	430 650	-51 145	-11%	50 GWh Trans HS
Ii	510 775	530 370	77 521	10 500	588 296	540 870	-47 425	-8%	70 GWh
100 GWh	670 525	695 700	103 361	10 500	773 886	706 200	-67 686	-9%	100 GWh
250 GWh	1 333 195	1 386 270	124 033	10 500	1 457 228	1 396 770	-60 458	-4%	250 GWh
500 GWh	1 541 920	1 599 645	124 033	10 500	1 665 953	1 610 145	-55 808	-3%	500 GWh
1000 GWh	1 959 370	2 026 395	124 033	10 500	2 083 403	2 036 895	-46 508	-2%	1000 GWh

Voor niet huishoudelijke klanten die ook op laagspanning aangesloten zijn de dalingen ten opzichte van 2017 minder prominent.

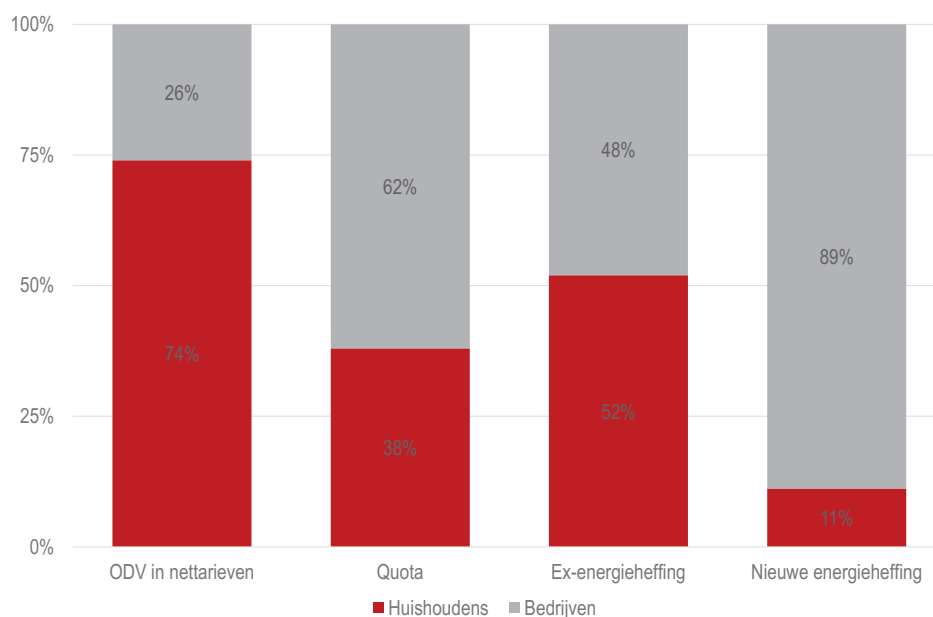
Figuur 167: Impact wijzigingen op bijdrage GS en WKK en energieheffing¹⁶⁸



Impact op verdeling tussen gezinnen en bedrijven

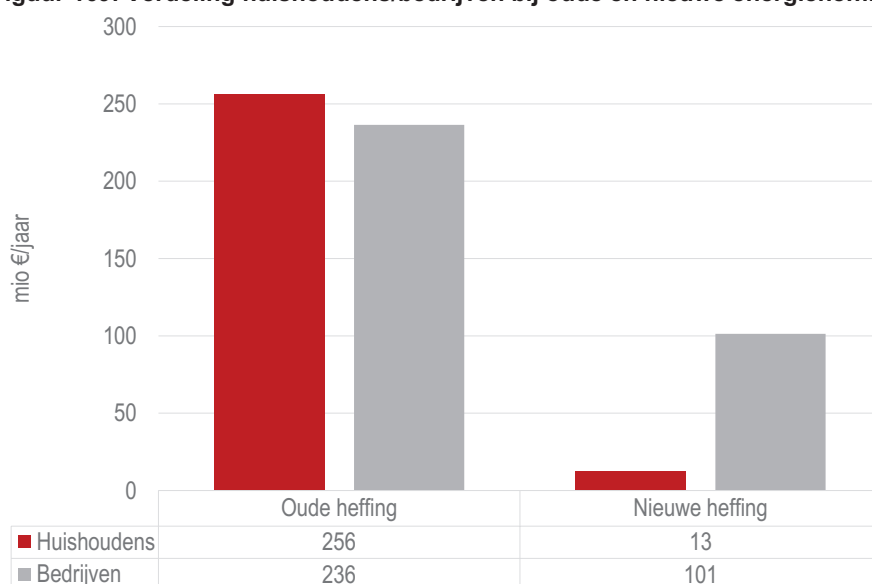
Verhoudingsgewijs financieren bedrijven een groter deel van de nieuwe energieheffing (89%) ten opzichte van 48% bij de oude energieheffing.

Figuur 168: Nieuwe energieheffing legt groter aandeel bij bedrijven



¹⁶⁸ Logaritmische schaal.

Figuur 169: Verdeling huishoudens/bedrijven bij oude en nieuwe energieheffing



Impact op verdeling tussen spanningsniveaus

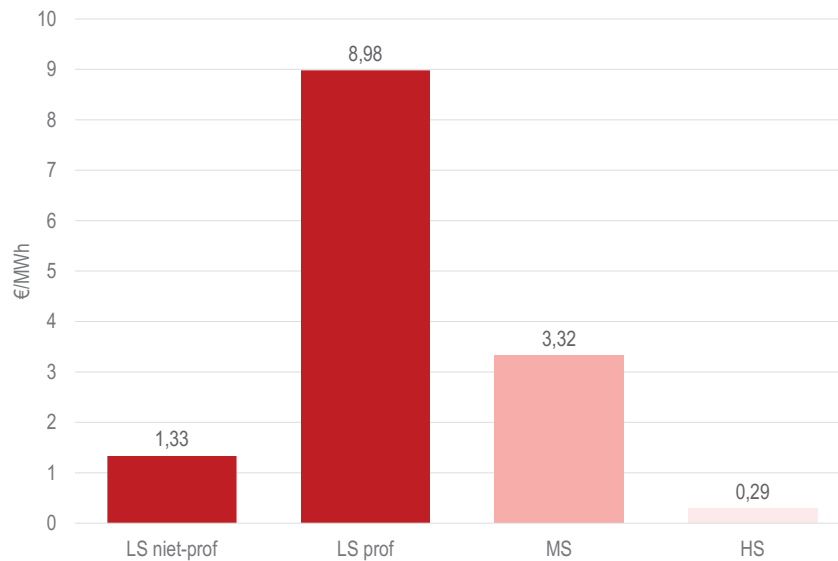
De nieuwe heffing legt 60% van de heffingsdruk op laagspanning (11% op niet-professionele laagspanningsklanten en 49% op professionele laagspanningsklanten), 36% op middenspanning en 4% op hoogspanning. De verdeling van de heffingsinkomsten van de oude heffing over de spanningsniveaus is niet gekend.

De heffingsdruk (€/MWh) is gemiddeld voor professionele verbruikers op laagspanning 3 keer hoger dan professionele verbruikers op middenspanning (Figuur 170 en Figuur 170).

Figuur 170: Verdeling afnemers, verbruiken en lasten nieuwe heffing over spanningsniveaus

	MWh		Verwachte inkomsten		€/MWh	Aantal afnemers	Gemiddeld verbruik (MWh)
LS niet-prof	9 548 037	23%	12 726 415	11%	1,33	2 766 591	3,5
LS prof	6 287 644	15%	56 466 396	49%	8,98	597 528	10,5
MS	12 307 300	29%	40 874 400	36%	3,32	22 708	542,0
HS	13 878 642	33%	4 011 000	4%	0,29	382	36 331,5
	42 021 623	100%	114 078 211	100%			

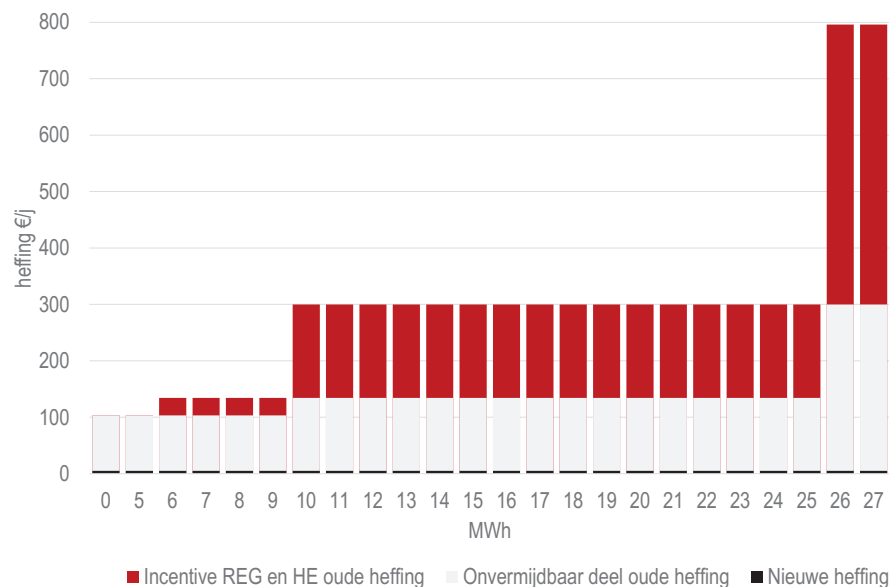
Figuur 171: Professionele afnemers op laagspanning hebben gemiddeld de hoogste heffingsdruk (€/MWh)



8.2 Impact op REG en HE

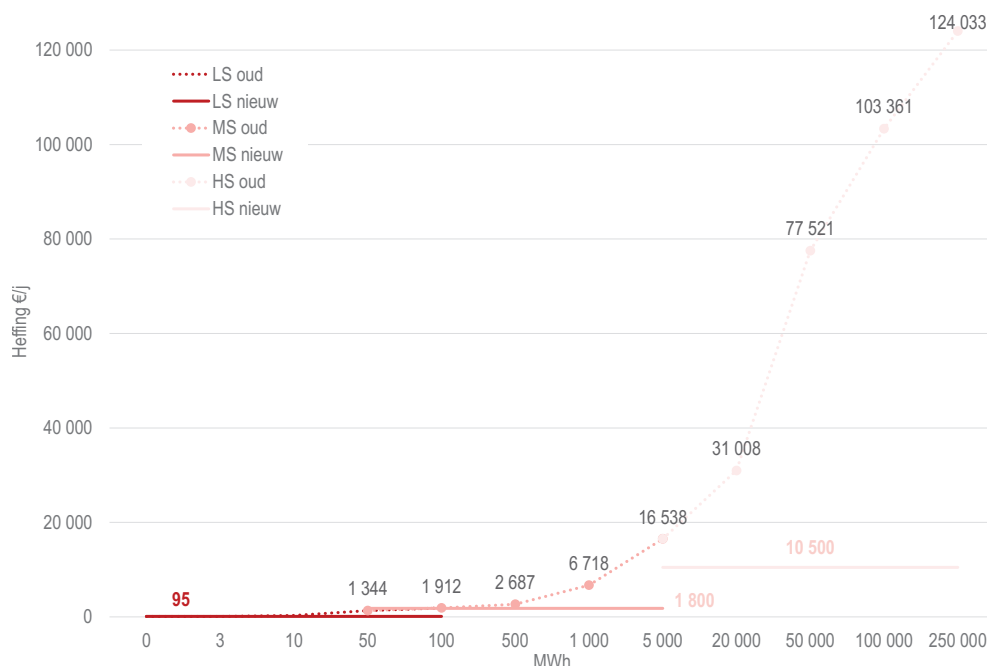
Het incentive voor rationeel energieverbruik (REG) en hernieuwbare energie (HE) daalt door de verlaging van de energieheffing. Doordat de heffing lager is en de potentieel vermijdbare energiekost lager is, verlaagt de rendabiliteit van REG- en HE-investeringen. Doordat de heffing juridisch niet meer gerelateerd mag zijn aan het verbruik (cf. uitspraak Grondwettelijk Hof), daalt m.a.w. het variabel aandeel van de factuur (en stijgt de forfaitaire component). Dat zal vermoedelijk efficiëntiemaatregelen inzake elektriciteitsverbruik (relighting, besparingsmaatregelen bij elektrisch verwarmde huizen, ...) minder interessant maken alsook investeringen in zonnepanelen. Dat verminderd investeringsincentive is vooral sterk voor afnemers met verbruiken die (net) boven de verbruiksdrempels zaten van de oude heffing en die dus veel konden besparen door (soms beperkt) te besparen zodat ze in een lagere categorie zouden vallen (Figuur 172).

Figuur 172: Nieuwe heffing bevat minder stimulans voor REG en hernieuwbare energie dan oude heffing (huishoudens)¹⁶⁹



¹⁶⁹ In de veronderstelling dat met REG- of HE-investering men kan zakken naar één lagere verbruikscategorie.

Figuur 173: Nieuwe heffing is voor verbruikers met 1 afnamepunt minder progressief dan oude heffing (professioneel)¹⁷⁰



9 Leveringen, aansluitpunten, klantentypes, ...

Hieronder wordt informatie gebundeld over de elektriciteitsleveringen, de spanningsvlakken, het aantal afnamepunten, etc.

¹⁷⁰ Er werd vanuit gegaan dat de verbruiken op de diverse spanningsniveaus een spreiding hebben van een factor 10 hoger en lager ten opzichte van het gemiddelde verbruik op het spanningsniveau. Precieze data over de spreiding van de verbruiken zijn niet beschikbaar.

In de veronderstelling dat een verbruiker maar één afnamepunt heeft. In realiteit kunnen bepaalde verbruikers meerdere afnamepunten hebben.

Figuur 174: Onduidelijkheid over data toegangspunten

	VREG Kwaliteit dienstverlening 2016 (ook Tommelein-nota) ¹⁷¹		Marktrapport VREG 2016 ¹⁷²		Vershil
Bedrijven		620 618		632 061	11 443
	HS	382	AMR	27 962	
	MS	22 708	MMR	14 124	
	Professioneel LS	597 528	Jaargelezen	589 975	
Huishoudelijk		2 766 591		2 753 028	-13 563
	Huishoudelijk LS	2 545 283	Jaargelezen	2 753 028	
	Beschermd	221 308			
Totaal		3 387 209		3 385 089	-2 120

Figuur 175: Spanningsvlakken in Vlaanderen¹⁷³

	Elia	Hoogspanning 30 kV -	380 kV 220 kV 150 kV	Federale bevoegdheid	6 TWh	30 bedrijven
Plaatselijk vervoernet			70 kV 36 kV 30 kV		4 TWh	400 bedrijven
	Infrax Eandis	Middenspanning 1-30 kV	24 kV 15 kV 12 kV 6 kV	Vlaamse bevoegdheid	12 TWh	23.000 bedrijven
		Laagspanning - 1kV	400 V 230 V		15 TWh	600.000 professionelen 2,5 mio huishoudens

¹⁷¹ 1/01/2017. Inclusief de achterliggende toegangspunten op het gesloten distributienet Brussels Airport en BASF

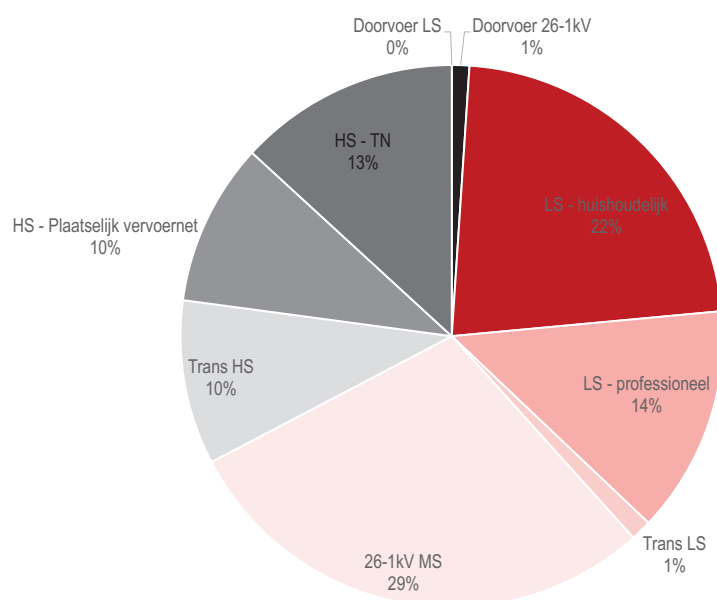
¹⁷² 31/12/2016. actieve toegangspunten met uitsluiting van de toegangspunten toegewezen aan openbare verlichting

¹⁷³ Inschattingen van geleverde volumes en toegangspunten o.a. op basis van VREG Marktrapport 2016/

Figuur 176: Leveringen en verbruiken in Vlaanderen

Leveringen 2016¹⁷⁴	MWh		Bedrijven		Huishoudens	
HS - TN	5 594 452	13%	5 594 452			
HS - Plaatselijk vervoernet	4 120 076	10%	4 120 076			
Trans HS	4 164 114	10%	4 164 114			
26-1kV MS	12 307 300	29%	12 307 300			
Trans LS	529 302	1%	529 302			
LS	15 306 379	36%	5 758 342		9 548 037	
Doorvoer 26-1kV	440 637	1%				
Doorvoer LS	2 606	0%				
Totaal (DN en TN)	42 464 866	100%	32 473 586	76%	9 548 037	22%
DN incl. plaatselijk vervoer	36 870 414		26 879 134	73%	9 548 037	26%
DN excl. plaatselijk vervoer	32 750 338		22 759 058	69%	9 548 037	29%
Verbruiken 2014¹⁷⁵	49 027 777		37 527 778	77%	11 500 000	23%

Figuur 177: Verdeling leveringen over huishoudens en bedrijven en spanningsniveaus¹⁷⁶

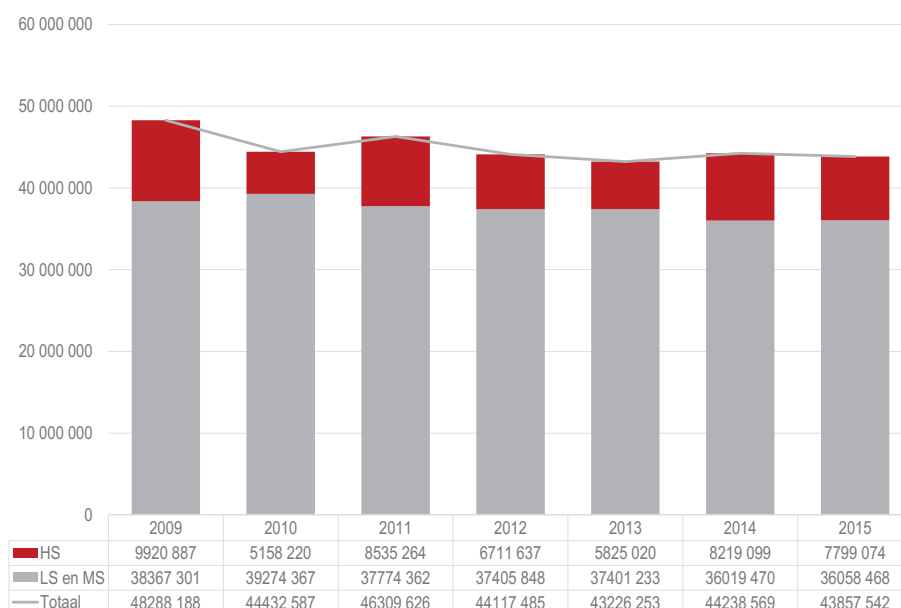


¹⁷⁴ Energiebalans VITO 2014

¹⁷⁵ Inschatting op basis van Energiebalans VITO 2014

¹⁷⁶ Schatting voor Vlaanderen, verondersteld dat huishoudens enkel op laagspanning zijn aangesloten.

Figuur 178: Leveringen in Vlaanderen¹⁷⁷



Figuur 179: Typeklanten Eurostat

		Jaarlijks verbruik kWh
Da	Laagspanning (LS)	600
Db	Laagspanning (LS)	1.200
Dc	Laagspanning (LS)	3.500
Dd	Laagspanning (LS)	7.500
De	Laagspanning (LS)	20.000
Ia	Middenspanning (MS)	30.000
Ib	Middenspanning (MS)	50.000
Ic	Middenspanning (MS)	160.000
Id	Middenspanning (MS)	1.250.000
Ie	Middenspanning (MS)	2.000.000
If	Middenspanning (MS)	10.000.000
Ig1	Middenspanning (MS)	24.000.000
Ig2	Middenspanning (MS)	24.000.000
Ih1	Transformatie naar MS (TransHS)	50.000.000
Ih2	Transformatie naar MS (TransHS)	50.000.000
Ii1	Transformatie naar MS (TransHS)	70.000.000
Ii2	Transformatie naar MS (TransHS)	70.000.000

10 Datanoden

Er zijn nog datanoden die de onderbouwing van het hernieuwbare energie (en soms ook de opmaak van rapporten als deze) hinderen. Die worden hieronder beschreven.

¹⁷⁷ Data lijken niet volledig consistent. Er lijkt een verschil tussen data gebruikt bij opmaak nettarieven en data over totale leveringen.

Figuur 180: Er is nood aan meer data: niet-exhaustieve lijst van informatienoden

Productie en vermogen hernieuwbare energie	- Wat is de recente stand van zaken? De recentste officiële beschikbare cijfers slaan op 2015. De cijfers voor 2016 zijn nog voorlopig¹⁷⁸. De cijfers van de inventaris hernieuwbare energie verschijnen met vertraging van 9 maanden en dit jaar zelfs 10 maanden. Hierdoor zijn er nog geen data voor 2016 beschikbaar. Tommelein.com publiceerde wel data voor eind 2016 maar die lijken slechts inschattingen¹⁷⁹. Een snelle opvolging van evoluties is cruciaal. - Hoeveel niet-huishoudelijke groene warmte installaties zijn er? - Wat is de stand van zaken voor enkele grote installaties zoals Max Green? Vergunning verlengd? Verlengingsregeling? Verdere investeringen? - Wat is het gemiddeld aantal draaiuren van installaties en hoe verschilt dit doorheen de tijd, naar gelang de toepassing, ...? - In welke (deel)sectoren is het vermogen hernieuwbare energie opgesteld en hoeveel hernieuwbare energie wordt per (deel)sector geproduceerd?
Investeringen	- Voor hoeveel € werd er in Vlaanderen geïnvesteerd in hernieuwbare energie? - Hoeveel investeringen (in aantal, MW en in €) gebeuren door diverse actoren (professionele private spelers, huishoudens, publieke spelers, coöperatieve spelers, ...) in de diverse toepassingen? - Hoeveel nieuwe installaties zitten er in de pijplijn? - Hoeveel publieke investeringen worden nog gepland bij de diverse lokaties (scholen, administratie, ...)? - Wat is de leadtime van investeringen? - Wat zijn drivers voor investeringen bij de diverse types spelers? - Wat zijn hinderpalen voor investeringen bij diverse types spelers? Hoe evolueren de indicatoren terzake?
Certificatentoekenning	- Hoe zal de certificatentoekenning evolueren bij enkele andere hypothesen, bv. inzake de mix van zonnepaneleninvesteringen (andere verhouding tussen grote en kleine installaties), inzake de komst van het capaciteitstarief, bij de stopzetting van bepaalde grote installaties, bij andere toekomstige OT's (bv. lagere/hogere bandingfactoren, ...), ...? - Wat zijn de resultaten van sensitiviteitsanalyses op de hypothesen inzake de verlenging van de certificatentoekenning? - Wat is de impact van de voorgestelde wijzigingen in het Energiebesluit inzake de verlengingsregeling? Deze lijkt nog niet ingecalculeerd. - Wat is de impact van de recent voorgestelde maximumsteunregeling op de toekenning van certificaten?
Flexibiliteitsmechanismen	- Met welke landen onderhandelt men? Welke volumes worden gecontracteerd? Aan welke prijs? Wanneer zal men aankopen/beslissen? - Wat is de impact van de gewijzigde steunduurregeling voor windturbines op de prijs van eventuele aangekochte flexmex bij Wallonië? - Hoeveel volumes beschikbare flexmex worden er bij Wallonië verwacht?
Nettarieven en saldi	- Wat zijn de resterende saldi die nog doorgerekend moeten worden in de nettarieven? - Hoe evolueren de saldi recent? - Hoe evolueren de in de nettarieven door te rekenen kosten per jaar? Welke aannames gebeuren dan inzake de verkoopprijzen van certificaten? - Wat is de impact van de certificatenkosten op de nettarieven? Wat is het aandeel van certificatenkosten in nettariestijgingen? - Wat is de impact van diverse opkoopscenario's voor certificaten op de nettarieven?

¹⁷⁸ Enkel publicatie van voorlopige cijfers in de Beleidsbrief Energie en enkele andere documenten van de Vlaamse regering. De jaarlijkse update van de inventaris hernieuwbare energie was op 29/11/2017 nog steeds niet gepubliceerd.

¹⁷⁹ Groene warmteproductie zou bv. in 2016 exact 700 GWh meer zijn dan in 2015. De cijfers van groene stroom zijn meer dan de optelling van de cijfers voor de onderdelen van groene stroom.

Verbruiken	■ Wat is de spreiding van elektriciteitsafnames over diverse klantentypes (in aantallen en in volumes)? Deze informatie is van belang o.a. voor impactanalyses. ■ Wat zijn verbruiksdata en –spreiding voor andere energiedragers? Welke stappen worden gezet met het oog op de verschuiving van de doorrekening van kosten naar andere tariefdragers (cf. energievisie)? ■ Wat is de spreiding van de verbruikers over de netvlakken? de cijfers uit de nota van minister Tommelein van september 2017 verschillen van die van de VREG-marktmonitor 2016.
------------	--

Referentielijst

Actieplan hernieuwbare energie [België](#), 2009.

Anna Bergek, Ingrid Mignon and Gunnel Sundberg. [Who invests](#) in renewable electricity production? Empirical evidence and suggestions for further research. Linköping University Post Print

[Begroting 2017](#)

[Begroting 2018](#).

[Belgische rapportages](#)

Bilan energetique de la [Wallonie](#) 2014.

Bilan energetique de la [Wallonie](#). Bilan Provisoire 2014.

Conceptnota over het Energieplan. Voorstel van nieuwe [subdoelstellingen](#) hernieuwbare energie 2020 voor stakeholderoverleg. 2 augustus 2016

[Energieplan 2020](#) presentatie

[Energy ville](#) Energy Transition in Belgium – Choices and Costs

EU, Energy in figures [Pocketbook Energy](#) 2017

Europese Commissie (2017) [Renewable Energy Progress Report](#).

[Eurostat](#): hernieuwbare energie stand van zaken.

FOD Economie. [Kerncijfers](#) Energie 2015

Fraunhofer:

https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/AgoraEnergie_wende_Current_and_Future_Cost_of_PV_Feb2015_web.pdf

[Rekenhof](#) (2017) Verslag van het Rekenhof over het onderzoek van de Vlaamse begroting voor 2018

[Samenwerkingsakkoord](#) tussen de Federale Staat, het Vlaamse Gewest, het Waalse Gewest en het Brusselse Hoofdstedelijke Gewest betreffende de verdeling van de Belgische klimaat- en energiedoelstellingen voor de periode 2013-2020

SERV (2017) Advies Veel vuur voor energie- en klimaatvisies. 10 juli 2017.

SERV, Minaraad (2011). Advies hernieuwbare energie. 17 november 2011

SERV, Minaraad (2013) Advies Decreet diverse bepalingen inzake energie (wijzigingen energiedecreet), 24 januari 2013.

SERV, Minaraad (2013) Advies [Subdoelstellingen](#) groene stroom 2013-2020. 21 mei 2013

SERV, Minaraad (2017) Advies Decretale mist over [digitale meters](#). 2 oktober 2017.

SERV (2013) [Achtergronddocument](#). Subdoelstellingen groene stroom 2013-2020: Context en implicaties van het VEA-voorstel en alternatieven. 21 mei 2013.

SERV (2017) Advies [Digitale meters tegen de meetlat](#). 11 april 2017

Minister Tommelein [nota](#) 27 september 2017

Vierde Vlaams actieplan [energie-efficiëntie](#)

VITO [Inventaris Hernieuwbare energie](#). 2016.

Vlaams Parlement, Beleidsbrief Energie 2017-2018 ingediend door viceminister-president Bart Tommelein. Ingediend op 27 oktober 2017.

Vlaamse Regering (2017) Conceptnota [energievisie](#).

Vlaamse Regering, [Zonneplan](#)

Vlaamse Regering. Conceptnota [warmteplan](#).

Vlaamse Regering. Conceptnota [windkracht](#) 2020.

Vlaamse Regering. [Energieplan 2020](#). 'Energieplan': Voorstel van nieuwe subdoelstellingen hernieuwbare energie 2020. 6 oktober 2017

VREG (2017) Rapport van de Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt met betrekking tot het toegelaten inkomen van de distributienetbeheerder uit periodieke distributienettarieven voor 2018. 12 oktober 2017

VREG, [Certificatenmarktrapport 2015](#)

VREG, [Certificatenmarktrapport](#) 2016.

VREG, [De Vlaamse energiemarkt in 2006](#)

VREG, [Marktmonitor 2016](#)

VREG, [Marktrapport 2008](#)

VREG, [Marktrapport 2009](#)

VREG, [Marktrapport 2010](#)

VREG, [Marktrapport 2011](#)

VREG, [Marktrapport 2012](#)

VREG, [Marktrapport 2013](#)

VREG, [Marktrapport 2016](#)

VREG, Marktrapport, [De Vlaamse energiemarkt in 2007](#)

VREG, Rapport van de Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt van 1 augustus 2017 met betrekking tot de [kwaliteit](#) van de dienstverlening van de elektriciteitsdistributienetbeheerders en de beheerder van het plaatselijk vervoernet in het Vlaamse Gewest in 2016.

VREG, Toelichting bij [toegelaten inkomen](#) van de distributienetbeheerder 2017

Foto's Flickr

- Foto voorpagina: Monongahela Grotto, Stephens Gap, TAG 2014 WVUSG. [Flickr](#).
- Vlaams Parlement. Opening Parlementair jaar 2015-2016. [Flickr](#).

- green power solar Martin Abegglen. (2009) [Flickr](#)
- 500 Euros, Peter Linke (2016) Flickr.
- Red Colander, Fraser Elliot (2008) Flickr
- Webtreasts, Webtreastsetc Abstract Warped Dots Seamless Pattern (2009)
- Cashier, Daisy Yeung (2004)
- Victus Wood Pellets, Clean Energy Resource Teams (2012)
- Windpark Bassum, Windwärts Energie (2011)
- My medals and trophies, Tim Riley (2007)
- Ice on a heat pump. Jennifer Boyer (2008)
- Norway_Oslo_29, Ivan Sierra Sanjurjo (2013)
- Touw, Tom Wijnants (2014)

Foto Empty pocket. CafeCredit.com (2016).¹⁸⁰

Noun project: miss by Dan Hetteix from the Noun Project. Autumn Leaves by Becca O'Shea from the Noun Project, heavy object by Jenie Tomboc from the Noun Project, Abundance by Luis Prado from the Noun Project

Lijst met figuren

Figuur 1: Kloof kan 8 keer groter zijn dan Vlaamse Regering veronderstelt.....	5
Figuur 2: GSC-overschotten worden voor 2020 opgelost, WKC-overschotten niet helemaal	6
Figuur 3: Energiefonds kan bij tegenvallers tot bijna 700 mio € tekort hebben in 2020	7
Figuur 4: Geen marge voor extra kosten in minder optimistische scenario's.....	7
Figuur 5: Heffing daalt vooral voor huishoudens en grootverbruikers	8
Figuur 6: Recente initiatieven inzake hernieuwbare energiebeleid	9
Figuur 7: Fragment Septemберverklaring over certificaten systemen en energieheffing (25/09/2017).....	10
Figuur 8: Subdoelen hernieuwbare energie	11
Figuur 9: Tarieven en tariefcategorieën van de nieuwe energieheffing	12
Figuur 10: Differentiatie in oude energieheffing 2016 en 2017 en nieuwe energieheffing 2018.	12
Figuur 11: Inkomsten energieheffing op kruissnelheid	13
Figuur 12: Ontvangsten van de energieheffing	13
Figuur 13: Verwachten inkomsten per categorie afnamepunten	13
Figuur 14: Verwachte aan te rekenen oude energieheffing.....	14
Figuur 15: Oude energieheffing 2017 en nieuwe energieheffing 2018 (€/jaar).....	14
Figuur 16: Vlaamse Regering verhoogt de GSC-quota vanaf inleverronde 2019.....	16
Figuur 17: Vlaamse Regering verhoogt WKC-quota vanaf 2021.....	16

¹⁸⁰ [Flickr](#)

Figuur 18: GSC-quotum zal ondanks stijging lager zijn dan het aantal toegekende certificaten	17
Figuur 19: WKC-quotum zal ondanks stijging lager zijn dan het aantal toegekende certificaten	17
Figuur 20: Vlaamse Regering plant 6 mio GSC- en 12 mio WKC-overschotten op te kopen	18
Figuur 21: Gerealiseerde en geplande uit de marktnames van certificaten	19
Figuur 22: België: hernieuwbare energie en afstand tot doelen en indicatief pad	20
Figuur 23: Hernieuwbare energiedoelen 2020 voor België: lastenverdeling	21
Figuur 24: Fragment uit het samenwerkingsakkoord van 20/1/2017	21
Figuur 25: Beoogde hernieuwbare energieproductie omgerekend in relatieve aandelen	22
Figuur 26: Nieuwe subdoelen hernieuwbare energie, mét een kloof van 1418 GWh	23
Figuur 27: Subdoelen hernieuwbare energie voor Vlaanderen (GWh, 2020 tov 2016)	23
Figuur 28: Subdoelen hernieuwbare energie voor 2020 vastgesteld in 2014, 2016 en 2017	24
Figuur 29: Subdoelen 2020 en tussentijdse doelen (VR: 6/10/2017)	24
Figuur 30: Subdoelen 2020 zoals vastgesteld op 6/10/2017 naar bron en drager	25
Figuur 31: Subdoelen hernieuwbare energie	25
Figuur 32: Kloof van 1.418 GWh zou kunnen oplopen tot 5.498 GWh	26
Figuur 33: Overzicht van de scenario's	27
Figuur 34: Subdoelen groene energie en verwachtingen: een kloof van meer dan 5000 GWh	27
Figuur 35: Kloof tot de doelstelling in diverse scenario's	27
Figuur 36: Kloof tot de doelstelling in diverse scenario's	28
Figuur 37: Hoeveel PV-installaties en windturbines moeten er dan bijkomen?	29
Figuur 38: Zonne-energie moet sterk groeien	29
Figuur 39: Geïnstalleerd windvermogen moet 4 jaar 50% hoger liggen dan vergund vermogen	30
Figuur 40: Lastenverdelingsakkoord met absolute doelen veronderstelt 32,5 Mtep verbruik	32
Figuur 41: Finaal energieverbruik in België	32
Figuur 42: Bruto finaal energieverbruik België tov doelstelling uit energie-efficiëntieactieplan	33
Figuur 43: Vlaanderen haalt energiebesparingscijfer wellicht niet	34
Figuur 44: Wallonië realiseert wellicht wel de energiebesparingsdoelen	34
Figuur 45: Scenario's over het finaal energieverbruik	35
Figuur 46: Impact van veronderstellingen op de kloof tot de doelstelling	35
Figuur 47: Kloof kan 8 keer groter zijn dan Vlaamse Regering veronderstelt	36
Figuur 48: Kerncijfers hernieuwbare energieproductie Vlaanderen	37
Figuur 49: Evolutie hernieuwbare energieproductie in Vlaanderen	37
Figuur 50: Vlaanderen heeft nu 6,4% hernieuwbare energie en mikt op 8,5% in 2020	38

Figuur 51: Hernieuwbare energiemix 2010-2020 (doelen Energieplan 2020)	38
Figuur 52: Aandeel biomassa in groene energieproductie daalt verder	40
Figuur 53: Groene energie in Vlaanderen is en blijft in hoofdzaak op basis van biomassa	40
Figuur 54: Aandeel groene warmte neemt af	41
Figuur 55: Vooral groene stroomproductie stijgt	41
Figuur 56: 12,3% groene stroom, 5,1% groene warmte	42
Figuur 57: Finaal energieverbruik	42
Figuur 58: Operationeel vermogen groene stroominstallaties (kWe) in cijfers	43
Figuur 59: Operationeel vermogen groene stroominstallaties (kWe)	43
Figuur 60: Geïnstalleerd vermogen elektriciteitsproductie aangesloten op het Elia-net	44
Figuur 61: PV: kernindicatoren	45
Figuur 62: Zonne-energie: kerncijfers en prognoses	45
Figuur 63: Aantal geplaatste PV-installaties	46
Figuur 64: PV-investeringen en subdoelen	47
Figuur 65: Subdoelen veronderstellen stijging van 50%; invullen kloof vergt tot groei tot 96% ..	47
Figuur 66: Investeringsritme kleine PV en rendementen	48
Figuur 67: Kosten en opbrengsten kleine PV volgens investeringsjaar	49
Figuur 68: Investeringen grootschalige PV en subdoelstellingen	50
Figuur 69: Weinig PV-panelen bij appartementen	51
Figuur 70: Mattheuseffecten bij spreiding zonnepanelen	51
Figuur 71: Kerncijfers windenergie	51
Figuur 72: Windenergie: productie, vermogen, aantal installaties en prognoses	52
Figuur 73: Aantal geplaatste windturbines (Energieplan gecorrigeerd)	53
Figuur 74: Verwachte groei windenergieproductie in diverse scenario's	53
Figuur 75: Geïnstalleerd vermogen windenergie in diverse scenario's	54
Figuur 76: Kerncijfers: zonneboilers	54
Figuur 77: Zonneboilers aantal installaties	55
Figuur 78: Aantal geplaatste zonneboilers	55
Figuur 79: Warmtepompen: kerncijfers	56
Figuur 80: Warmtepompen: aantal installaties, vermogen, groene warmteproductie	56
Figuur 81: Aantal geplaatste warmtepompen per jaar (prognoses energieplan)	57
Figuur 82: Hoe scoort België in EU inzake hernieuwbare energie?	57
Figuur 83: Vlaanderen en België hebben relatief veel windturbines en PV-installaties tov andere EU-landen	58

Figuur 84: Geïnstalleerd vermogen PV en windturbines tov andere indicatoren (EU-perspectief)	58
Figuur 85: Toegekende certificaten en hun waarde: kerncijfers	59
Figuur 86: Aantal toegekende groene stroomcertificaten per technologie/bron	60
Figuur 87: Wijziging in de certificaten-toekenning tov jaar n-1 (GSC-aantallen)	60
Figuur 88: Aandeel van de technologieën in de GSC-toekenning (%)	61
Figuur 89: 58% van de certificatenkosten in 2016 zijn voor PV	61
Figuur 90: Waarde toegekende certificaten (subdoelen)	62
Figuur 91: 1,2 miljard €/j aan GSC en WKC	63
Figuur 92: Kerndata sensitiviteit op GSC-certificaten-toekenning	63
Figuur 93: Het aantal toe te kennen GSC zou hoger kunnen liggen: indicatieve sensitiviteitsanalyse	64
Figuur 94: Sensitiviteitsanalyse op certificaten-toekenning: worst case scenario	64
Figuur 95: Het aantal toe te kennen certificaten kan groter zijn	64
Figuur 96: Inschatting mogelijk effect van verlengingsregeling aan 100% voor biomassa, biogas en wind	65
Figuur 97: Sensitiviteit van toegekend GSC op PV-mix	65
Figuur 98: Sensitiviteit op Max Green	66
Figuur 99: Impact van capaciteitstarief op nettatarief voor PV bij particulieren	67
Figuur 100: Impact capaciteitstarief op nettatarief voor HE-investeringen bij bedrijven	67
Figuur 101: Extra certificaten-toekenning aan windturbines van na 2012	67
Figuur 102: Compenseren steunduurverkorting PV en steunduurverlenging wind elkaar certificaten-gewijs?	67
Figuur 103: Kosten van certificaten voor extra windturbines en PV om 1.418 GWh-kloof te dichten	68
Figuur 104: Investeringsritme kleine PV gelinkt aan rendement, dat sterk zakt zonder terugdraaiende teller	69
Figuur 105: Kosten en opbrengsten van PV-investeringen	70
Figuur 106: Certificatenschulden: kerncijfers	71
Figuur 107: Afbouw van 2 miljard schulden is gestart	72
Figuur 108: VREG besliste 0,9 mld € saldi op nettarieven op 5 jaar af te bouwen	72
Figuur 109: Overschotten groene stroomcertificaten en WKK-certificaten	73
Figuur 110: GSC-overschot: voorstel VR versus oude situatie	74
Figuur 111: Aanpak GSC-overschotten	75
Figuur 112: GSC-overschotten zijn sterk gedaald	76

Figuur 113: WKC-overschot: voorstel VR	76
Figuur 114: Kosten van WKC-overschotten worden doorgeschoven naar later en naar nettarieven	77
Figuur 115: Kerncijfers doorgerekende certificatenkosten	77
Figuur 116: Doorgerekende certificatenkosten in nettarieven, bijdrage GS en WKK en heffing	78
Figuur 117: Doorgerekende certificatenkosten	78
Figuur 118: Doorgerekende certificatenkosten	79
Figuur 119: Doorgerekende certificatenkosten incl. doorrekeningsmarge en BTW	80
Figuur 120: Bijdrage groene stroom en WKK	81
Figuur 121: Hervormde energieheffing moet 114 mio €/j opbrengen	81
Figuur 122: Certificatenkosten zijn 22% van de nettarieven (excl. doorrekening saldi)	82
Figuur 123: Samenstelling nettarieven	83
Figuur 124: Gemaakte en doorgerekende certificatenkosten.....	84
Figuur 125: Certificaatplichtige leveringen (en prognoses)	85
Figuur 126: Certificaatplichtige leveringen	85
Figuur 127: Kerncijfers: opties om kloof te dichten	86
Figuur 128: Belgische doelstelling was hoger dan de potentieelinschatting	87
Figuur 129: Flexmex bij Wallonië aankopen kost minstens 60 mio € (en 315 mio in een worst casescenario).....	88
Figuur 130: Kosten Waalse flexmex verschillen naar gelang Vlaamse windsteun	88
Figuur 131: Europa verwacht overschrijding 20% hernieuwbare energiedoel	89
Figuur 132: Afstand tot de hernieuwbare energiedoelen (in procentpunten in 2015)	90
Figuur 133: Hernieuwbare energiedoelstellingen in EU	91
Figuur 134: Inschatting mogelijk aanbod internationale flexmex	92
Figuur 135: Indicatieve vergelijking kost extra maatregelen intern en flexmex.....	94
Figuur 136: Kostenefficiëntie van het GSC-systeem.....	95
Figuur 137: Kostenefficiëntie van 2020-mix voor groene stroom volgens subdoelen met indicatieve range van flexmexprijzen	96
Figuur 138: Kosten vanuit overheidsperspectief voor diverse opties om de HE-doelstelling te bereiken (bij éénmalige afrekening) (€/MWh)	97
Figuur 139: Waalse flexmex zijn duur; bij aanzienlijke kloof is boete het goedkoopst.....	98
Figuur 140: Inschatting extra kostprijs internationale flexmex (mio €/per jaar)	99
Figuur 141: Potentiële extra Vlaamse inspanningen als Belgische rekening niet klopt	100
Figuur 142: Diverse financieringskanalen hernieuwbare energie	101
Figuur 143: Energiefonds kan bij tegenvallers tot bijna 700 mio € tekort hebben in 2020	101

Figuur 144: Inkomsten en uitgavenposten Energiefonds (excl. boete).....	102
Figuur 145: Ontvangsten en uitgaven Energiefonds: scenario Vlaamse Regering: details.....	103
Figuur 146: Energiefonds met nieuwe heffing biedt vóór 2020 ruimte voor WKC-oplossing en 1418 GWh-kloofdichting in optimistisch scenario.....	103
Figuur 147: Inkomsten en uitgaven Energiefonds: scenario Vlaamse Regering	104
Figuur 148: Na 2020 heeft Energiefonds wellicht geen marge voor aankoop flexmex	105
Figuur 149: De optimistische veronderstellingen van de Vlaamse regering	105
Figuur 150: Ruwe inschatting van de variabiliteit op de kosten.....	107
Figuur 151: Scenario's over ontwikkeling van uitgaven Energiefonds.....	108
Figuur 152: Veronderstellingen over de kloof in diverse scenario's over de sluitendheid van het Energiefonds	108
Figuur 153: Saldo Energiefonds volstaat in optimistisch scenario.....	109
Figuur 154: Inkomsten en uitgaven tem 2020 in diverse scenario's	109
Figuur 155: Geen marge voor extra kosten in minder optimistische scenario's.....	110
Figuur 156: Rekening klopt in heel wat scenario's niet (gecumuleerde inkomsten en uitgaven '15-'20, mio €)	110
Figuur 157: Netbeheerderspremies voor warmtepompen (WP)en zonneboiler (ZB)	111
Figuur 158: Inschatting van de kosten van netbeheerderspremies voor zonneboilers en warmtepompen	111
Figuur 159: Spreiding van de afnamepunten over de heffingscategorieën	112
Figuur 160: Heffing daalt vooral voor huishoudens en grootverbruikers	112
Figuur 161: Oude en nieuwe heffing voor kleinverbruikers op middenspanning	113
Figuur 162: Oude en nieuwe heffing voor kleinverbruikers op hoogspanning	113
Figuur 163: Nieuwe bijdrage groene stroom en WKK (excl. BTW) zal in 2019 en 2020 gevoelig hoger zijn dan oude bijdrage	113
Figuur 164: Bijdrage GS en WKK én energieheffing in 2017 en 2018 (€/jaar)	117
Figuur 165: Aangepaste heffing en quota verlagen kosten ten opzichte van 2017, behalve voor kleine verbruikers op middenspanning	117
Figuur 166: Voor iedereen daalt impact t.o.v. 2017, behalve voor kleine verbruikers op middenspanning.....	118
Figuur 167: Impact wijzigingen op bijdrage GS en WKK en energieheffing.....	119
Figuur 168: Nieuwe energieheffing legt groter aandeel bij bedrijven.....	119
Figuur 169: Verdeling huishoudens/bedrijven bij oude en nieuwe energieheffing	120
Figuur 170: Verdeling afnemers, verbruiken en lasten nieuwe heffing over spanningsniveaus.....	120
Figuur 171: Professionele afnemers op laagspanning hebben gemiddeld de hoogste heffingsdruk (€/MW)	121

Figuur 172: Nieuwe heffing bevat minder stimulans voor REG en hernieuwbare energie dan oude heffing (huishoudens)	121
Figuur 173: Nieuwe heffing is voor verbruikers met 1 afnamepunt minder progressief dan oude heffing (professioneel)	122
Figuur 174: Onduidelijkheid over data toegangspunten	123
Figuur 175: Spanningsvlakken in Vlaanderen	123
Figuur 176: Leveringen en verbruiken in Vlaanderen	124
Figuur 177: Verdeling leveringen over huishoudens en bedrijven en spanningsniveaus	124
Figuur 178: Leveringen in Vlaanderen	125
Figuur 179: Typeklanten Eurostat	125
Figuur 180: Er is nood aan meer data: niet-exhaustieve lijst van informatienoden	126