



Achtergrondrapport

Uitgestelde doorrekening van certificatenkosten voor groene stroom en WKK op de elektriciteitsfactuur

Brussel, 10 maart 2014

Toelichting

Dit rapport 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 deze studie 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 02 209 01 00



Inhoud

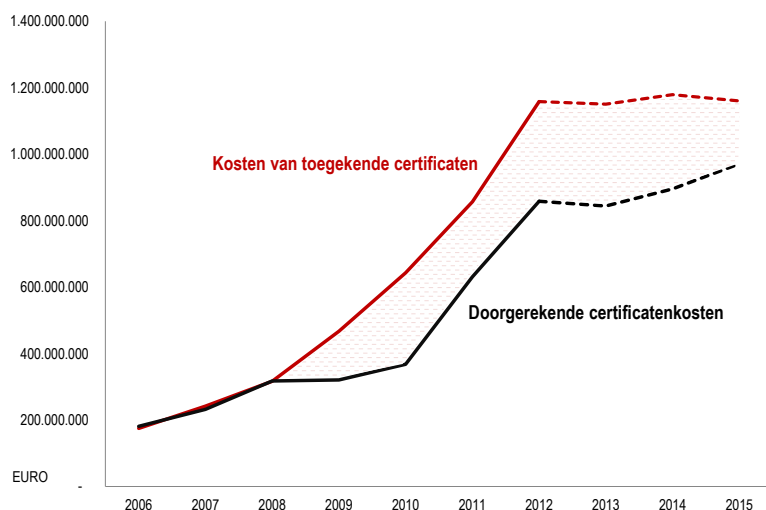
Kernboodschap	3
Samenvatting	4
Inleiding	8
1. Energiefactuur steeg sterk door groene stroom, ondanks inspanningen	10
1.1. Kosten certificaten systemen verdubbelden tussen 2009 en 2012	10
1.2. Vlaanderen probeerde kosten en impact op factuur te beperken.....	11
1.3. Elektriciteitsfactuur stijgt niettemin sterk door groene stroom	12
2. Certificatenkosten komen nog niet volledig op elektriciteitsfactuur.....	16
2.1. Nettarieven vergoeden niet alle opkoopkosten: 699 mio schuld eind 2015.....	16
2.2. Leverancierstarieven vergoeden niet alle certificaten: 1.056 mio in 2015	24
2.3. Netbeheerders prefinancieren certificatenkosten: 95 mio rente in 2015	29
2.4. Bijna twee miljard 'schuld' eind 2015 in BAU.....	32
2.5. 'Historische schuldaflissing': 461 mio/j. tussen 2016-2019	33
3. Verschillende kostenstijgingen dreigen zich op te stapelen (2016-2019) .	34
3.1. Mogelijke impact nettarieven: +326 mio/j. (incl. 197 mio historisch tekort).....	34
3.2. Overschotoplossing: +563 tot +720 mio/j. (incl. 264 mio historisch overschot)	36
3.3. Realisatie 2020-hernieuwbare energiedoelen: +60 mio tot +120 mio/j.....	38
3.4. Totale doorrekening kosten Vlaamse certificaten systemen: 1,9 tot 2,1 mld/j ...	42
3.5. Doorrekening samen met andere kostenstijgingen: 2 tot 2,4 mld/j.....	44
3.6. Impact kostenstijgingen is gedifferentieerd en nadelig	47
3.7. Snelle aanpak kan plotse stijgingen (én kosten) verminderen	52
4. Bijlagen	55
Referentielijst	70

Kernboodschap

De kosten voor de subsidiëring van groene stroom en WKK via de certificaten systemen worden normaal gezien doorgerekend in de elektriciteitsstarieven. Maar de doorgerekende kosten zijn al meerdere jaren lager dan de gemaakte kosten. Bij ongewijzigd beleid zal dat ook in 2014 en 2015 nog het geval zijn, misschien zelfs nog in 2016. De SERV heeft, net zoals VREG en VEA, al eerder gewezen op de omvang van de problematiek en op de mogelijke impact ervan op de toekomstige elektriciteitsfactuur. Ondanks enkele maatregelen van de Vlaamse regering nam de problematiek verder toe.

Volgens voorzichtige berekeningen van het SERV-Secretariaat waren de doorgerekende kosten sedert 2009 30% lager dan de gemaakte kosten. 1,2 miljard euro gemaakte certificatenkosten waren eind 2013 nog niet doorgerekend. Dat bedrag zal oplopen tot 1,8 miljard euro eind 2015 bij ongewijzigd beleid. Deze kosten zullen vroeg of laat moeten worden betaald. 57% van deze 'schuld' is te wijten aan de certificatenoverschotten op de quotumverplichting voor leveranciers en 38% wordt veroorzaakt door de te lage en bevroren nettatarieven. De resterende 5% zijn opgelopen financieringskosten, omdat netbeheerders moeten lenen om de niet doorgerekende certificatenkosten voor te schieten.

Doorgerekende certificatenkosten zijn lager dan gemaakte kosten



Als de niet betaalde kosten wel worden betaald, zal de impact van de certificaten systemen op de tarieven en/of de impact op de begroting plots en fors stijgen, zelfs als de betaling over een paar jaar wordt gespreid. Als die betaling tot 2016 wordt uitgesteld, zal dat samenvallen met de stijgende kosten van de Vlaamse certificaten systemen omdat de hernieuwbare energiedoelstellingen in 2020 gerealiseerd moeten worden en omdat die wellicht deels ingevuld zullen worden door twee grote nieuwe biomassa-installaties die dan operationeel worden. Bovendien zullen na 2016 ook de kosten voor het federaal offshore windbeleid stijgen. Dat kan leiden tot een opeenstapeling van te betalen kosten voor de Vlaamse én federale certificaten systemen in Vlaanderen. In een scenario waarbij de terugbetaling van de uitgestelde doorrekening wordt gespreid over de 4 jaren tussen 2016 tot 2019 stijgen de te betalen kosten van de Vlaamse en federale certificaten systemen van 893 mio euro per jaar in 2012 tot 2,0 miljard euro per jaar in 2016. De impact hiervan op de diverse doelgroepen hangt af van de gemaakte keuzes en enkele externe factoren.

Samenvatting

De kosten van de Vlaamse certificatsystemen voor groene stroom en WKK worden al enkele jaren niet volledig doorgerekend in de elektriciteitsstarieven. Bij ongewijzigd beleid zal dit ook in 2014 en 2015 en misschien zelfs in 2016 nog het geval zijn. Deze niet betaalde kosten zullen vroeg of laat, op de ene of andere manier moeten worden betaald. De uitgestelde doorrekening van certificatenkosten speelt bij de certificatenkosten die worden verrekend via de netbeheerders (nettarieven) en vooral bij de certificatenkosten die worden verrekend via de leveranciers (meestal via de bijdrage groene stroom en WKK in de elektriciteitsfactuur).

De nettarieven moeten de **netbeheerders** normaal gezien vergoeden voor de nettokosten die zij moeten maken voor de **opkoping** van certificaten aan minimumsteun. Het gaat dan vooral over certificaten voor fotovoltaïsche zonne-energie. Door een samenloop van omstandigheden kunnen de netbeheerders de gemaakte kosten nu nog niet volledig doorrekenen. De huidige tarieven werden bevroren tot eind 2014, in de hoop dat vanaf 1 januari 2015 nieuwe (Vlaamse) tarieven van kracht zouden worden. Maar deze datum lijkt nog moeilijk haalbaar, waardoor de huidige (in verhouding tot de gemaakte kosten te lage) tarieven nog verder verlengd zouden worden tot 1 januari 2016 (en mogelijks zelfs tot 1 januari 2017). Tegen eind 2015 zullen netbeheerders bij ongewijzigd beleid naar schatting 699 mio euro certificatenkosten niet hebben doorgerekend.

Zolang de gemaakte kosten niet volledig worden doorgerekend, moeten de netbeheerders deze kosten voorschieten. De netbeheerders moeten hiervoor lenen. Dat geeft **financieringskosten** die oplopen tot 30 à 60 mio euro per jaar in 2015 of gecumuleerd 95 mio euro eind 2015 (waarvan 7 mio euro vergoed wordt uit de Vlaamse begroting). Zo lopen de naar de toekomst doorgeschoven kosten (kosten + financiering) op tot 787 mio euro eind 2015 bij ongewijzigd beleid.

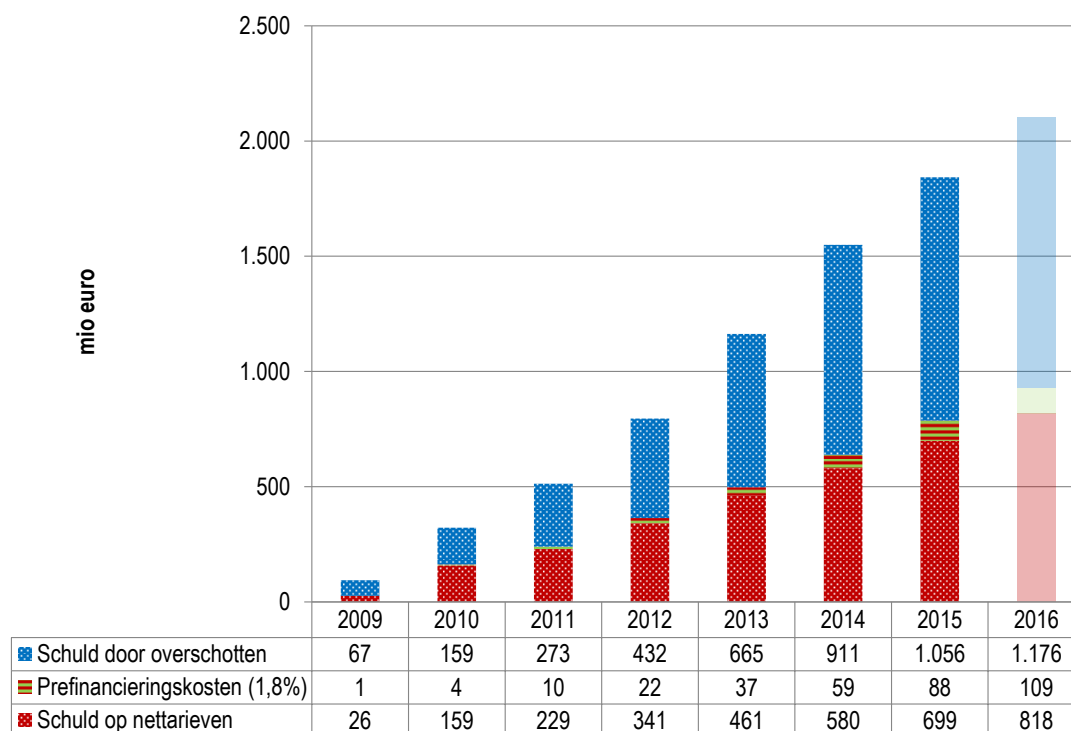
De **elektriciteitsleveranciers** moeten certificaten indienen volgens een jaarlijks stijgend quotum. Al jaren worden er meer certificaten uitgereikt dan er moeten worden ingediend. Daardoor zijn er grote **overschotten** aan groenestroomcertificaten en WKK-certificaten, die bij ongewijzigd beleid nog zullen toenemen. Die overschotten zetten de certificatenmarkten en de investeerders in hernieuwbare energie onder druk. Als die certificatenoverschotten uit de markt worden genomen, kan dat ofwel een sterke stijging van de bijdrage groene stroom en WKK van de leveranciers veroorzaken ofwel grotere kosten die op een andere manier moet worden betaald. De certificatenoverschotten (GSC en WKC) zullen in 2015 bij ongewijzigd beleid een waarde hebben van ongeveer 1.056 mio euro.

Verschil gemaakte en doorgerekende kosten (stand eind van het jaar)

	Eind 2012	Eind 2013	Eind 2015
Te weinig doorgerekend in nettarieven	361	501	793
Niet doorgerekende netto-opkoopkosten in nettarieven	341	461	699
Financieringskosten netbeheerders	20	40	94
Certificatenoverschotten	432	665	1.056
GSC-overschot	269	422	651
WKC-overschot	163	243	405
Totaal tekort	793	1.166	1.849

Samengevat gaat het volgens voorzichtige eigen berekeningen over **1,8 miljard euro niet doorgerekende kosten eind 2015 (en 2,1 miljard euro eind 2016)** bij ongewijzigd beleid (zie figuur A).

A. Uitgestelde doorrekening van certificatenkosten

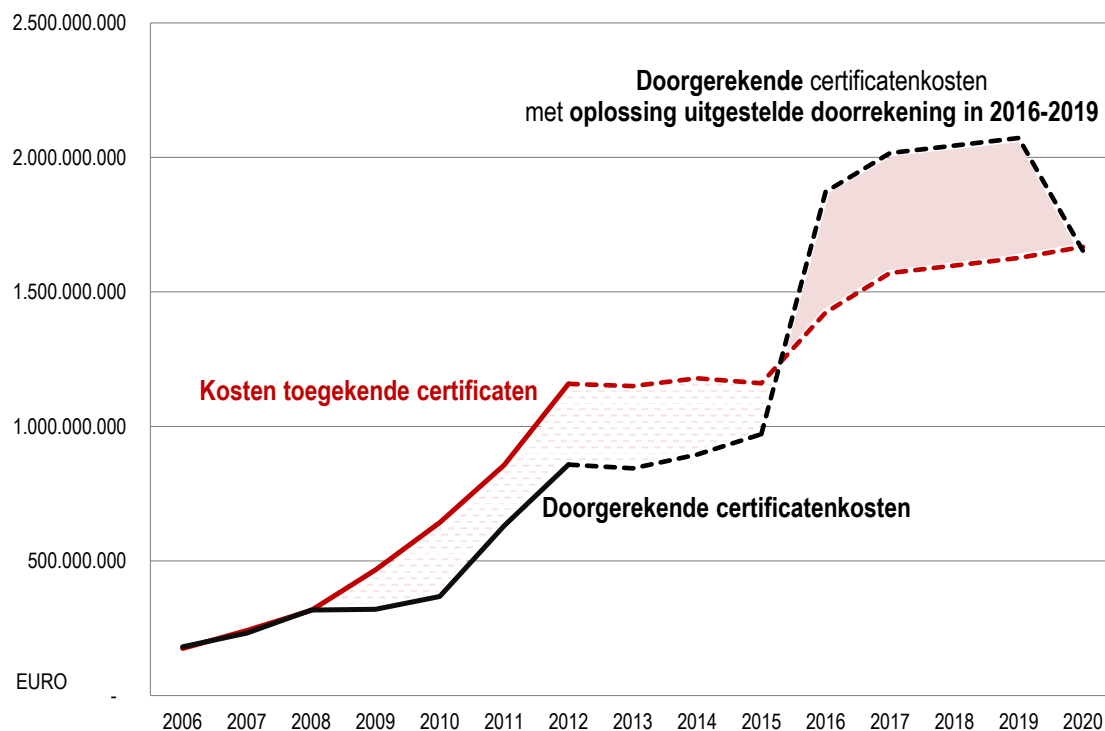


Als de niet betaalde kosten pas vanaf 2016 worden betaald, zullen de tarieven en/of de impact op de begroting plots sterk stijgen. In diezelfde periode stijgen ook de gemaakte certificatenkosten omdat de hernieuwbare energiedoelstellingen in 2020 gerealiseerd moeten worden en omdat die wellicht deels ingevuld zullen worden door twee nieuwe biomassa-installaties die dan operationeel worden en die veel certificaten behoeven. De doorgerekende kosten van de **Vlaamse** certificaten systemen zouden zo naar schatting stijgen van 0,8 miljard euro in 2013 tot 1,9 miljard euro in 2016 en 2,1 miljard euro in 2019, als de terugbetaling van de uitgestelde doorrekening zou worden gespreid over de vier jaren tussen 2016 en 2019 (zie figuur B).

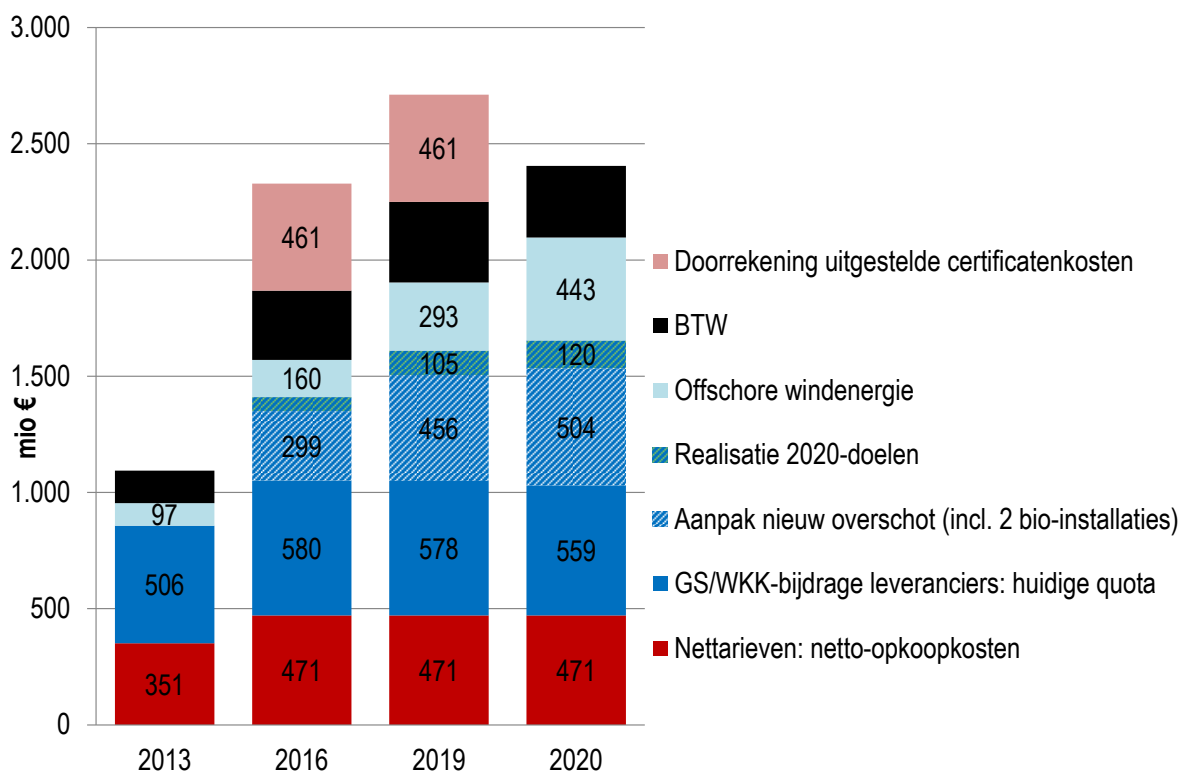
Bovendien zullen in diezelfde periode ook andere kosten van het energiebeleid toenemen. Zo zullen o.a. ook de te betalen kosten voor het federaal offshore windbeleid sterk toenemen. Die opeenstapeling doet de te betalen kosten voor de **Vlaamse én federale** certificaten systemen in Vlaanderen naar schatting stijgen van 1,1 miljard euro per jaar in 2013 tot 2,3 miljard euro per jaar in 2016 en 2,7 miljard euro in 2019 (incl. BTW) (zie figuur C).

Als de doorrekening van de niet-doorgerekende certificaten wordt vervroegd (bv. vanaf 2014), kunnen de financieringskosten dalen en plotse kostenstijgingen worden verzacht. Dat zou wel snelle aanpak vereisen.

B. Te betalen Vlaamse certificatenkosten bij doorrekening van niet betaalde kosten in 2016-2019



C. Doorrekening Vlaamse en federale certificatenkosten in Vlaanderen (incl. verrekening uitgestelde kosten tussen 2016 en 2019)



Hoewel de evolutie van de totale certificatenkosten voor Vlaanderen redelijk goed voorspelbaar is, is de precieze impact van deze kostenstijgingen op de diverse doelgroepen op basis van de beschikbare gegevens vrij moeilijk in kaart te brengen.

Op dit moment wordt het merendeel van de doorgerekende certificatenkosten gedragen door huishoudens en KMO's, o.a. om de concurrentiepositie van energie-intensieve bedrijven te vrijwaren. Niettemin zijn er grote verschillen naar gelang het netgebied, de gekozen leverancier, het verbruiksprofiel, de gezinssamenstelling, e.d.

De *toekomstige* impact zal sterk afhangen van hoe, door wie en wanneer de nog niet betaalde certificatenkosten zullen worden gefinancierd en welke remediërende maatregelen eventueel worden genomen. Ook zijn er grote verschillen in de kwetsbaarheid van de verschillende types huishoudens en bedrijven voor eventuele kostenstijgingen. Verder blijft het nog de vraag welke doelgroepen zelf zullen (kunnen) investeren in een eigen hernieuwbare energie-installatie en hoe de overige posten op de elektriciteitsfactuur zullen evolueren (verlenging BTW-verlaging na 2015 of niet, evolutie van de energie-component en de invloed daarvan op de kostprijs van de certificaten systemen, ...). Tot slot blijft ook de impact onduidelijk van de vereiste bijkomende netinvesteringen, eventuele capaciteitsvergoedingsmechanismen, steunregelingen voor groene warmte en warmtenetten, aangepaste aansprakelijkheidsregelingen, etc.

De voorgaande berekeningen zijn gebaseerd op de beschikbare cijfers en eerder conservatieve aannames. Het is aan de Vlaamse overheid, die over meer gedetailleerde informatie beschikt, om deze problematiek en de impact van mogelijke oplossingen op de verschillende soorten eindafnemers preciezer in kaart te brengen en te documenteren.

Inleiding

De afgelopen maanden waren er diverse berichten over dalende elektriciteitsprijzen¹. Dat is goed nieuws, want de energiefactuur bepaalt mee de koopkracht van de gezinnen en de concurrentiekracht van de bedrijven. Maar er is ook reden tot ongerustheid.

De kosten van de Vlaamse certificaten systemen worden al enkele jaren niet volledig doorgerekend in de nettarieven en in de andere componenten op de elektriciteitsfactuur. Dat komt vooral door de certificatenoverschotten en in mindere mate door de te lage, bevroren nettarieven. Bij ongewijzigd beleid zullen ook in 2014 en 2015 (en misschien zelfs in 2016) de doorgerekende kosten van de certificaten systemen lager zijn dan de gemaakte kosten. Die niet doorgerekende kosten moeten vroeg of laat worden betaald.

Als de niet doorgerekende kosten vanaf 2016 (of misschien pas vanaf 2017) worden doorgerekend, zullen de tarieven en/of de impact op de begroting plots en fors stijgen. In diezelfde periode zullen de aangerekende kosten van de Vlaamse én de federale certificaten systemen ook toenemen om nieuwe 'schuldopbouw' te vermijden en om de 2020-hernieuwbare energiedoelstelling te realiseren. De aangerekende kosten voor het federaal offshore windbeleid zullen eveneens sterk stijgen.

De SERV kaartte deze problematiek (de uitgestelde doorrekening van certificatenkosten, de dreigende toename van de nettarieven, de certificatenoverschotten) al sedert 1 december 2010 herhaaldelijk aan². Recent wees ook de VREG op de sterke stijging in de nettarieven die dreigt voor 2015 en de jaren daarna³ en stelde VEA dat extra maatregelen

¹ <http://www.creg.info/Tarifs/boordtabel.pdf>; CREG, Overzicht en evolutie van de elektriciteits- en aardgas prijzen voor residentiële klanten en KMO's. Oktober 2013. Een **daling van de energiecomponent** met 80,56 € (24,18%) op jaarbasis voor residentiële gebruikers tussen 04/2012 (bevrozing door Federale overheid) en 10/2013 CREG: <http://www.creg.info/36D01CF2-1035-4EB0-9756-87774CD8BC5B/FinalDownload/DownloadId-821543B2C7028466CA64CC222389EBC6/36D01CF2-1035-4EB0-9756-87774CD8BC5B/Tarifs/energiecomponent.pdf> 'Op niveau van de energiecomponent is er in België een lichte daling waar te nemen (zowel op residentieel als op professioneel niveau)'

VREG: Marktmonitor 2013: 'Hieruit [prijsanalyses die we maken op basis van de gegevens uit de V-TEST] blijkt dat voor een gezin met een doorsnee elektriciteitsverbruik de **elektriciteitsprijs** in juli 2013 gemiddeld 2,91% **lager** lag dan een jaar voordien.'

² O.a. SERV op 1/12/2010: 'De 'meerkosten' van de PV-ondersteuning boven de marktprijs wegen op de toekomstige distributienettarieven. ... Doordat de distributienettarieven evenwel voor 4 jaar zijn vastgelegd door de CREG, zal de effectieve doorrekening in de nettarieven wellicht pas vanaf 2013 gebeuren, **hetgeen in of vanaf dat jaar een sterke stijging van de distributienettarieven zal veroorzaken.**' (zie ook bijlage met overzicht van energiebeleidsadviesing).

SERV op 12/03/2013, 19/06/2013: 'De distributienetbeheerders maken vandaag immers kosten (o.a. verplichte opkoop van certificaten) die zij door de bevrozing van de nettarieven nu nog niet in hun tarieven kunnen of willen doorrekenen, maar pas na afloop van de huidige meerjarentarieven. **De SERV vreest dan ook een belangrijke tariefschok na 2014**, op het moment dat de VREG bevoegd wordt voor de regulering van de distributienettarieven. Immers, zolang er te weinig wordt doorgerekend, moeten de netbeheerders deze kosten prefinancieren, en lopen de naar de toekomst doorgeschoven lasten (kosten + prefinanciering) verder op. Het gaat om zeer aanzienlijke bedragen - volgens nog voorzichtige eigen berekeningen om een bedrag van meer dan 500 miljoen euro dat tussen 2012 en 2015 wordt opgebouwd en dat doorgeschoven wordt naar de toekomst - die door recente beleidsbeslissingen verder worden verhoogd. Deze doorgeschoven lasten komen bovenop de stijgende andere kosten van het energiebeleid, die op een of andere manier zullen worden verrekend'. 'Verder uitstel van de discussie over de distributienettarieven, en achterliggend over de financiering van het energiebeleid, is dus geen oplossing maar vergroot het probleem.'

³ De Standaard, Energieprijzen dreigen omhoog te schieten in 2015. 25/10/2013. De Morgen, VREG-topman: 'Regering, tijd voor actie'. 25/10/2013. Memorandum VREG: 'De huidige federale tarieven zijn

len zich lijken op te dringen om het steeds groter wordend overschot aan certificaten aan te pakken⁴.

Dit rapport wil de uitgestelde doorrekening van de certificatenkosten nader documenteren. De problematiek is immers omvangrijk en acuut geworden. Bovendien lijken enkele oplossingen voor de problematiek maar mogelijk als er snel actie wordt ondernomen.

De cijfers in dit rapport zijn het resultaat van berekeningen van het SERV-secretariaat op basis van de beschikbare cijfers, met voorzichtige aannames en met diverse scenario's ingeval van onzekerheden⁵. Het is aan de VREG en het VEA om op basis van de aldaar beschikbare informatie meer accurate berekeningen te maken en bekend te maken.

Dit rapport werd opgemaakt ter ondersteuning van het sociaal-economisch overleg en de beleidsadvisering door de sociale partners in de SERV. De bevindingen, interpretaties en conclusies in deze studie 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.

Deel 1 van dit rapport bekijkt de evolutie van de energiefactuur en de impact daarop van de certificaten systemen. Deel 2 licht toe hoe en in welke mate de doorrekening van sommige certificatenkosten wordt uitgesteld. Deel 3 geeft aan wat de gevolgen zijn als de niet doorgerekende kosten wel doorgerekend worden. De bijlagen in deel 4 bevatten nadere toelichting en cijfergegevens.

bevroren, maar intussen lopen de kosten van de netbeheerders verder op. Daardoor zal de energiefactuur stijgen. De juiste impact hangt af van het uiteindelijke saldo en de wijze van aanrekening ervan.' Persbericht 5 december 2013. www.vreg.be/adv-2013-10

⁴ Vlaams Energieagentschap, Rapport 2013/3 Deel 3: evaluatie quotumpad, productiedoelstellingen en marktanalyserapport.

⁵ De berekeningen werden grotendeels afgerond in december 2013. Waar mogelijk werden gegevens die daarna vrijkwamen, nog verwerkt. Wanneer de beschikbare tijd niet toeliet om de berekeningen opnieuw te doen op basis van de nieuwe gegevens, werden deze nieuwe gegevens louter vermeld, zonder verdere opname in de berekeningen.

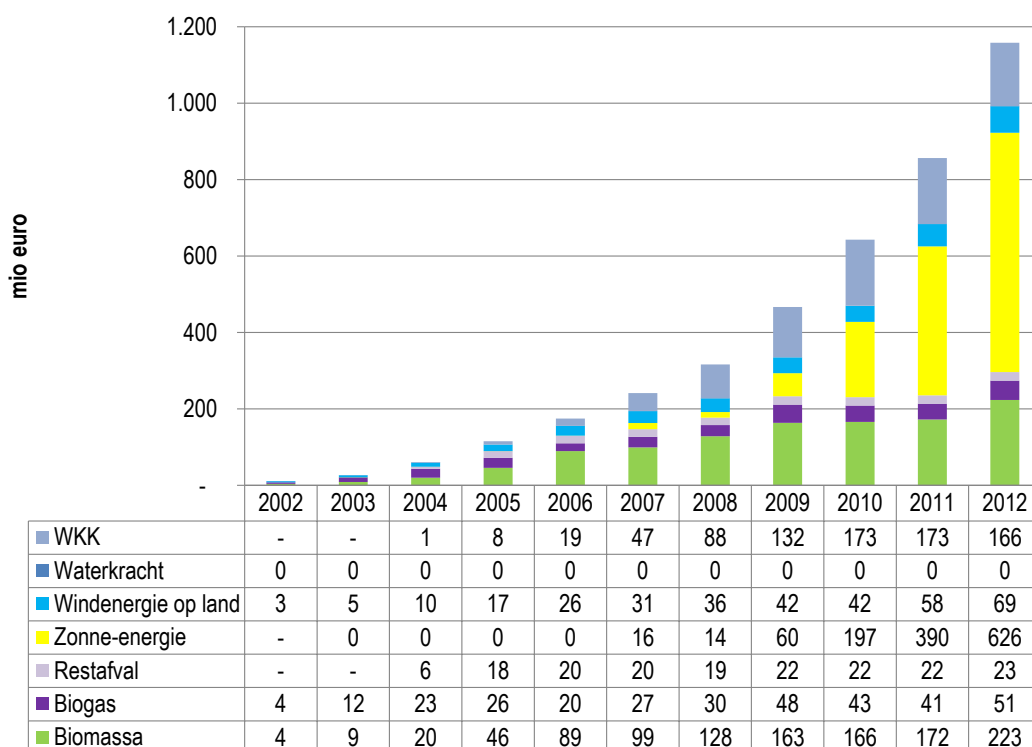
1. Energiefactuur steeg sterk door groene stroom, ondanks inspanningen

De kosten van de certificaten systemen zijn tussen 2009-2012 sterk gestegen (deel 1.1). De Vlaamse regering probeerde de kosten van de certificaten systemen te beperken (1.2), maar niettemin steeg de elektriciteitsfactuur sterk door de Vlaamse certificaten systemen (1.3).

1.1. Kosten certificaten systemen verdubbelden tussen 2009 en 2012

De kosten van het Vlaamse hernieuwbare energiebeleid stegen de jongste jaren sterk, in het bijzonder die van de certificaten systemen voor groene stroom (GSC) en WKK (WKC). De globale waarde van de uitgereikte certificaten bedroeg 467 mio euro per jaar in 2009 en 1.158 mio euro per jaar in 2012. Die kostenstijging is vooral te wijten aan de ontwikkeling van fotovoltaïsche zonne-energie, van 60 mio euro in 2009 tot 626 mio euro in 2012 (zie Figuur 1)⁶.

Figuur 1: Kosten certificaten systemen stegen vooral door PV-zonne-energie⁷



⁶ Zonne-energie staat in voor 63% van de kosten van de groenestroomcertificaten en voor 28% van de bruto groenestroomproductie. VITO, inventaris hernieuwbare energie 2012. Deze gegevens verschillen van de verhouding tussen de toepassingen volgens de toegekende certificaten, omdat de bruto groene stroomproductie wordt beschouwd. De effecten van banding van certificaten (het toekennen van meer of minder dan 1 certificaat per MWh), de aftrek van indirecte energieverbruiken, e.d. zijn dan niet doorgevoerd.

⁷ Certificaten gewaardeerd aan minimumsteun als minimumsteun groter is dan marktprijs. Overige certificaten gewaardeerd aan de gemiddelde marktprijs in de betreffende periode.

1.2. Vlaanderen probeerde kosten en impact op factuur te beperken

De belangrijkste componenten van de elektriciteitsfactuur waarop Vlaanderen impact heeft, zijn de kosten van de certificaten systemen. De Vlaamse regering heeft inspanningen gedaan om de kostprijs van de certificaten systemen en het bredere energiebeleid te beperken, evenals de impact ervan op de energiefactuur (zie Tabel 1).

Tabel 1: Vlaams beleid inzake kosten en impact van certificaten systemen⁸

Om de **kostprijs van de systemen te verminderen**, werd o.a.

- de steun voor fotovoltaïsche zonne-energie herhaaldelijk aangepast om oversubsidiëring te verminderen;
- de certificaten toekenning aan bestaande installaties in de tijd beperkt;
- banding van certificaten ingevoerd voor nieuwe installaties om oversubsidiëring te vermijden voor toepassingen met een onrendabele top lager dan de marktprijs (bij hervorming systeem in 2012);
- een maximale bandingfactor ingevoerd om te vermijden dat te dure technologieën ondersteund zouden worden;
- de minimumsteun van diverse andere toepassingen aangepast, eveneens om oversubsidiëring te vermijden/verminderen.

Om de **kosten van de certificaten systemen anders door te rekenen of te verschuiven in de tijd en tussen (sommige) doelgroepen** (huishoudens/bedrijven, huidige verbruikers/toekomstige verbruikers, distributienetklanten/transmissienetklanten, ...), werd(en) o.a.

- de boete verlaagd voor het niet-indienen van certificaten, in de hoop zo de doorrekening van de certificatenkosten aan de eindverbruikers te verminderen;
- de vrijstelling van de certificatenplicht voor energie-intensieve verbruikers aanzienlijk versterkt;
- voorzien in controle op de doorrekening van de certificatenkosten door leveranciers;
- retrobanding ingevoerd voor PV-certificaten toegekend aan installaties in dienst genomen in 2012, om de impact op de nettarieven te beperken⁹;
- ook transmissienetbeheerders onderworpen aan de opkoopplicht voor certificaten, waardoor ook transmissienetklanten potentieel meer mee zullen betalen voor de certificaten systemen;
- voorzien in een tegemoetkoming uit de Vlaamse begroting voor een deel van de bankingkosten van netbeheerders (cf. infra);
- door de VREG gevraagd aan de CREG om de nettarieven te bevroren.

Om de **overige kosten van het energiebeleid en de impact ervan op de energiefactuur** te beperken, besliste de Vlaamse regering ook

- een tegemoetkoming te voorzien van ongeveer 50 mio euro per jaar voor de dakisolatiepremie, waardoor de doorgerekende kosten voor REG-openbare dienstverplichtingen in de nettarieven verminderde.
- de (royale) subsidiëring van zonneboilers die gold in 2012 aan te passen vanaf 2013.
- geen volledige uitrol van slimme meters te doen. Dat betekende ongeveer een eenmalige vermeden uitgave van ongeveer 1 miljard €. Niettemin kan een slimme uitrol van slimme meters (ev. bij prosumenten) wel degelijk een rol spelen in de transitie van het energiesysteem¹⁰.

Toch zou snellere actie de kosten van de certificaten systemen en de impact ervan op de factuur veel meer hebben beperkt¹¹. Dat geldt vooral voor een vroegere aanpassing van de minimumsteun voor PV-zonne-energie die lange tijd substantieel hoger bleef dan de op dat moment berekende onrendabele top (zie Figuur 22 in bijlage). Ook had een snellere systeemaanpassing (via banding of via een ander systeem) de oversubsidiëring van

⁸ Het is onduidelijk hoeveel extra PV-installaties geplaatst zouden zijn indien de steun later of niet werd aangepast.

⁹ -35 mio euro per jaar

¹⁰ O.a. SERV, Minaraad, Advies Conceptnota slimme meters. Brussel, SERV, 28 september 2012.

¹¹ SERV, Advies over de aanpassing van de groenestroom- en warmtekracht-certificaten systemen (regeringsamendement programmadecreet 2011). 1 december 2010.

installaties met een onrendabele top lager dan de marktprijs kunnen verminderen. Op dit moment liggen de mogelijkheden voor verdere efficiëntiewinsten vooral bij slimme keuzes inzake de timing en de samenstelling van de gewenste (hernieuwbare) energiemix, de beperking van de systeemkosten (inefficiënties bij doorrekening, risicopremies, transactiekosten, beheerskosten, ...), de aanpassingen aan de netinfrastructuur en het groene warmtebeleid (cf. infra).

1.3. Elektriciteitsfactuur stijgt niettemin sterk door groene stroom

De elektriciteitsfactuur is de jongste jaren, ondanks de gedane inspanningen, vooral door het groene stroombeleid sterk toegenomen, in het bijzonder voor laagspanningsklanten (huishoudens en KMO's)¹². De elektriciteitsprijs voor de **residentiële** eindgebruikers (Dc¹³) is in Vlaanderen tussen 2007 en 2013 volgens de CREG gestegen met **43%**, meer bepaald met 61,56 €/MWh¹⁴. Voor **professionele** eindgebruikers op middenspanning (Ic1¹⁵) bedraagt deze stijging **0,6%**¹⁶.

Deze stijgingen zijn vooral te wijten aan:

- de gestegen **distributienettarieven**, in hoofdzaak door de stijgende kosten van de openbare dienstverplichtingen voor de opkoopverplichting van de certificaten aan minimumsteun en voor de REG-acties¹⁷. Tussen 2007 en 2013 stegen de distributienettarieven voor residentiële klanten in Vlaanderen gemiddeld met 99,96%¹⁸. De certificaterelateerde kosten die in de nettarieven doorgerekend worden, stegen van 21 mio euro in 2009 tot 351 mio euro nu in 2013.

¹² CREG, <http://www.creg.info/pdf/Studies/F1271NL.pdf>. Daarnaast zijn er ook andere factoren die een invloed hebben op de elektriciteitsfactuur.

¹³ Dc: huishoudelijke afnemer met een verbruik van 3.500 kWh per jaar. Hij heeft een aansluitingsvermogen van 4 tot 9 kW en wordt bevoorrad in laagspanning (LS). Het verbruik van deze afnemer is verdeeld over 1.600 kWh overdag en 1.900 kWh 's nachts. De berekeningen gaan uit van een gezin van 4 personen (500 kWh gratis in Vlaanderen).

¹⁴ CREG, <http://www.creg.info/pdf/Studies/F1271NL.pdf> (blz. 107; van 143,27 €/MWh naar 204,83 €/MWh). In Wallonië en Brussel was de stijging beperkter: resp. 54,91 EUR/MWh en 35,44 EUR/MWh. Voor een gemiddelde klant komt dat neer op een stijging van de jaarlijkse elektriciteitsfactuur met ongeveer 200 euro sedert 2007. Dc-klant: stijging 198,35 EUR/jaar in Vlaanderen. In Wallonië: 136,64 EUR/jaar stijging en in Brussel 131,57 EUR/jaar. <http://www.creg.info/Tarifs/energiecomponent.pdf>

¹⁵ Ic1: professionele afnemer met een maximum jaarvermogen van 111 kVA, bevoorrad via middenspanning. Het verbruik van deze afnemer is verdeeld over 135.000 kWh overdag en 25.000 kWh 's nachts.

¹⁶ CREG, <http://www.creg.info/pdf/Studies/F1271NL.pdf> (blz. 110)

¹⁷ Andere factoren die leidden tot een verhoging waren:

- de gevolgen van de arresten door het Hof van Beroep (2007);
- de dading met de DNB's van de gemengde sector (2007-2008);
- stijgende energiekosten voor het compenseren van de netverliezen en financiële lasten;
- de invoering van de meerjarentarieven (2008) met een hogere billijke vergoeding, de automatische indexering van de goedgekeurde kosten in de tarieven 2008, afschrijvingen op meerwaarde, het feit dat de x-factor kleiner is dan de inflatie op 4 jaar en de korf van de beheersbare kosten beperkt is.
- indexering van de distributienettarieven (2012).

¹⁸ In Brussel en Wallonië stegen de distributienettarieven veel minder sterk.

- de gestegen **bijdrage groene stroom en WKK** ten gevolge van de jaarlijks stijgende quota en de extra doorgevoerde quotumverhogingen. De bijdrage voor groene stroom en WKK is tussen 2009 en 2013 per MWh verdubbeld¹⁹.
- de **BTW** op de gestegen nettarieven en bijdragen groene stroom en WKK. Op nettarieven en bijdragen groene stroom en WKK is 21% BTW verschuldigd²⁰.

De aangerekende kosten voor de **certificatensystemen** in Vlaanderen stegen volgens eigen schattingen zo van 324 mio euro in 2009 tot 858 mio euro in 2012, excl. BTW (+165%; zie Figuur 2).

Bij huishoudelijke klanten vormen deze certificaterelateerde kosten ruim een kwart van de elektriciteitsfactuur²¹. Toch kunnen er **grote verschillen** optreden tussen diverse types verbruikers (bv. door vrijstellingen op de certificatenplicht voor bepaalde types klanten, door verschillen in de aangerekende nettarieven in de verschillende netgebieden, door verschillen in de aangerekende bijdragen groene stroom en WKK bij de verschillende leveranciers, door verschillen in het verbruiksprofiel of in de gezinssamenstelling, door verschillen tussen consumenten en prosumenten, ...). Daardoor kunnen sommige verbruikers meer of minder aan deze prijsstijgingen onderhevig zijn (cf. deel 3.6).

¹⁹ <http://www.creg.info/pdf/Studies/F1271NL.pdf>: Figuur 8 uit deze CREG-studie: van 6 tot 9 €/MWh in 2009 tot ongeveer 16 €/MWh in 2013.

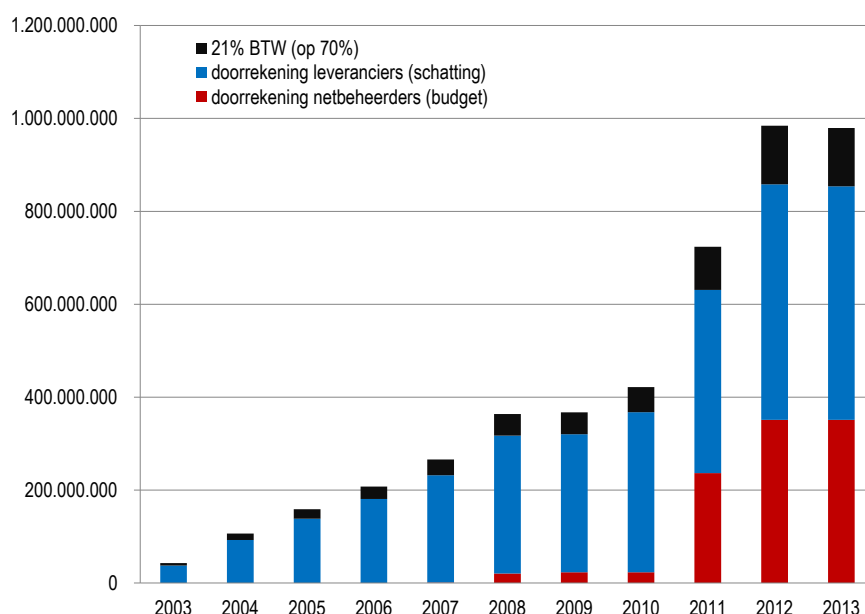
²⁰ Voor ongeveer 70% van de verbruiken zal deze BTW naar verluidt niet terugvorderbaar zijn omdat het gaat over residentieel verbruik. In 2014 en 2015 zou de BTW tijdelijk 6% bedragen.

²¹ <http://www.creg.info/pdf/Studies/F1271NL.pdf>: Dc: inschatting certificatenkosten voor april 2013

- Via nettarieven: 30 à 50 €/MWh voor ODV (incl. REG), waarvan naar schatting 70% voor certificatenkosten (op basis van data van Infrax), dus 21 à 35€/MWh,
- Via leveranciers (bijdrage groene stroom en WKK): 16 €/MWh
- Offshore windenergie: 2€/MWh
- BTW op bovenstaande componenten

Totaal €/MWh: 47€/MWh tot 64€/MWh op een totale elektriciteitsfactuur van 175 tot 235 €/MWh. Dat geeft een aandeel van doorgerekende Vlaamse en federale certificatenkosten op de elektriciteitsfactuur van 27% in 2013 en een aandeel van 26% als alleen de kosten van de doorgerekende Vlaamse certificatenkosten worden beschouwd.

Totale Vlaamse certificatenkosten voor een gemiddeld gezin (verbruik 3500 kWh) 2013: 166€ tot 225€.

Figuur 2: Impact certificatenkosten (GSC en WKC) op de elektriciteitsfactuur²²

De impact van de certificaten systemen op elektriciteitsfactuur zal **de komende jaren** belangrijk blijven en **blijven stijgen** door de reeds genomen beleidsmaatregelen op de diverse beleidsniveaus waarvan de impact op de energiefactuur vrij voorspelbaar is (cf. infra). Daarbij blijkt de impact van **historische engagements** ten aanzien van bestaande installaties cruciaal²³.

Toch worden **sedert 2011** dalingen van de elektriciteitsfactuur genoteerd²⁴, vooral door **dalingen** van de **energiecomponent** op de factuur. Die dalingen worden o.a. toegeschreven aan de toegenomen marktintegratie en de introductie van hernieuwbare ener-

²² BTW werd gerekend op 70% van de factuur. Schatting doorrekening leverancier: in te leveren certificaten x prijs certificaten:

- Tot 2011 op basis van gemiddelde prijs certificaten.
- Voor 2012 wordt de gemiddelde doorrekenbare kost per certificaat genomen, zoals berekend op basis van het VREG-rapport 2013-9; 104 €/GSC en 34,69 €/WKC. Dit maakt abstractie van het feit dat sommige leveranciers blijkbaar meer doorrekenden dan deze doorrekenbare kost. Op basis van de door de VREG gepubliceerde gegevens is het niet mogelijk om de volledige doorgerekende kost exact in te schatten.
- Voor 2013 wordt de gemiddelde prijs per certificaat volgens laatst beschikbare gegevens van de inleverperiode gebruikt: 93,16 €/GSC en 25,92 €/WKC (7/11/2013, geraadpleegd op 20/12/2013). Het is wel de vraag of de lagere prijs per certificaat in 2013 effectief zal resulteren in een lagere doorrekening per certificaat door leveranciers. Gegevens over (gebudgetteerde) nettarieven verstrekt door CREG aan SERV-secretariaat.

²³ Zonder de twee aangekondigde nieuwe biomassa-installaties (BEE Power Gent en Eon Langerlo) zouden volgens eerdere schattingen van de SERV de engagements ten aanzien van bestaande installaties (t.e.m. 2012) in 2020 verantwoordelijk zijn voor ongeveer 88% van de kosten binnen het Vlaamse groenestroomcertificatenstelsel. Zie SERV, Achtergronddocument. Subdoelstellingen groene stroom 2013-2020: Context en implicaties van het VEA-voorstel en alternatieven. Brussel, 21 mei 2013. Bestaande installaties zijn goed voor een reëel aandeel groene stroom van 9,9%, zijnde 71% van het 2020-quotum, dat 20,5% bedraagt, maar goed is voor 13,9% reële groene stroom (volgens de recente VEA-publicatie 2013/3 deel 3 is dat 12,8%). Indien de aangekondigde twee biomassa-installaties worden meegerekend, zal het aandeel van de bestaande installaties in de totale certificatenkosten in 2020 dalen.

²⁴ Zo blijkt volgens VREG uit prijsanalyses op basis van de gegevens uit de V-TEST dat voor een gezin met een doorsnee elektriciteitsverbruik de elektriciteitsprijs in juli 2013 gemiddeld 2,91% lager lag dan een jaar voordien. Marktmonitor '13. VREG.

gie. Deze dalingen zijn sterker bij professionele afnemers op middenspanning (-18,1 €/MWh tussen 2007 en 2013)²⁵ en compenseren daar bijna de prijsstijgingen door o.a. hernieuwbare energie. Voor residentiële klanten zijn de dalingen van de energieprijs relatief beperkt (-1,5€/MWh²⁶, al werd tussen februari 2013 en februari 2014 een daling van -7€/MWh genoteerd²⁷) ten opzichte van de stijgingen van de andere componenten (+60,1 €/MWh). Bovendien moet opgemerkt worden dat de andere componenten van de elektriciteitsfactuur door een samenloop van omstandigheden de jongste jaren **kunstmatic laag** gehouden werden. Dat wordt hieronder nader toegelicht²⁸.

²⁵ <http://www.creg.info/pdf/Studies/F1271NL.pdf>. (tot april 2013).

²⁶ www.creg.info/pdf/Studies/F1271NL.pdf. 26 september 2013. De verhoudingen kunnen verschillen van leverancier tot leverancier en van netbeheerder tot netbeheerder. Toch is deze voorstelling van de CREG duidelijker dan de voorstelling van de VREG in de marktmonitor 2013 (figuur 36 op blz. 59) omdat daar de omschrijving van de componenten in 2013 veranderde en de tijdsreeksen niet consistent werden aangepast.

²⁷ Cijfers voor België, voor Dc (3500 MWh). CREG. Overzicht en evolutie van de elektriciteits- en aardgas-prijzen voor residentiële klanten en KMO's. Februari 2014.

²⁸ Tabel 10 in bijlage licht eveneens toe waarom de doorgerekende kosten lager zijn dan de gemaakte kosten via de uitreiking van certificaten.

2. Certificatenkosten komen nog niet volledig op elektriciteitsfactuur

De kosten van de uitgereikte groene stroom- en WKK-certificaten worden nu niet volledig doorgerekend op de elektriciteitsfactuur. Dat komt omdat de netbeheerders de kosten voor de verplichte opkoping van certificaten niet volledig kunnen doorrekenen in de distributienettarieven (deel 2.1) en omdat er meer certificaten uitgereikt werden dan ingeleverd dienden te worden volgens de quotumverplichting (deel 2.2). Deze effecten zorgen ervoor dat tegen eind 2015 bij ongewijzigd beleid 1,75 miljard euro kosten van de certificaten systemen nog niet doorgerekend zullen zijn aan de eindafnemers. Op de 'schuld' bij de netbeheerders is ook 'rente' verschuldigd die oploopt tot 95 mio euro eind 2015 (deel 2.3). Dat zorgt in totaal voor bijna 2 miljard euro nog niet doorgerekende certificatenkosten eind 2015 bij ongewijzigd beleid (deel 2.4). Als men ervoor zou kiezen om die niet betaalde kosten vanaf 2016 wel te betalen, gespreid over 4 jaren, zullen er jaarlijks 461 mio euro aan schuldaflossingen moeten gebeuren (deel 2.5).

2.1. Nettarieven vergoeden niet alle opkoopkosten: 699 mio schuld eind 2015

De distributienettarieven zijn sinds 2009 sterk gestegen, vooral door de certificatenkosten, maar de doorgerekende kosten zijn onvoldoende om de distributienetbeheerders volledig te vergoeden voor de netto-kosten²⁹ die ze maken voor de verplichte opkoping van groene stroom- en WKK-certificaten. Ook nu en wellicht tot en met 2015 kunnen distributienetbeheerders een deel van de kosten voor het opkopen van certificaten niet doorrekenen in de distributienettarieven.

Bij ongewijzigd beleid en volgens conservatieve inschattingen zal tegen eind 2015 **699 mio euro** (excl. 95 mio euro financieringskosten) aan gemaakte certificatenkosten niet zijn doorgerekend in de nettarieven. Als pas begin 2017 nieuwe nettarieven worden ingevoerd, zal een 'schuld' van 818 mio euro (excl. 117 mio euro financieringskosten) meegenomen moeten worden bij de vaststelling van de nieuwe nettarieven of op een andere manier moeten worden aangepakt (zie figuur 3 en tabel 2). De oorzaken van deze schuld bij de netbeheerders en de omvang ervan worden hieronder nader toegelicht.

Tabel 2: Netto-opkoopkosten van netbeheerders komen in principe in nettarieven

De netbeheerders moeten als **openbare dienstverplichting** certificaten opkopen aan minimumprijzen als de certificatenproducent hen daarom verzoekt. Die minimumprijzen verschillen per toepassing. Als de minimumprijzen hoger zijn dan de marktprijs (zoals voor PV lang het geval was), is het voor exploitanten interessanter om hun certificaten aan de netbeheerders te verkopen dan op de certificatenmarkt. De opgekochte certificaten moeten de netbeheerders terug op de markt verkopen.

De **netto-opkoopkosten** – dat zijn de bruto-opkoopkosten verminderd met de verkoopopbrengsten (bv. voor een PV-GSC is dat: $450 - 100 = 350\text{€}$ ³⁰) – mogen in principe³¹ worden doorgerekend in de nettarieven.

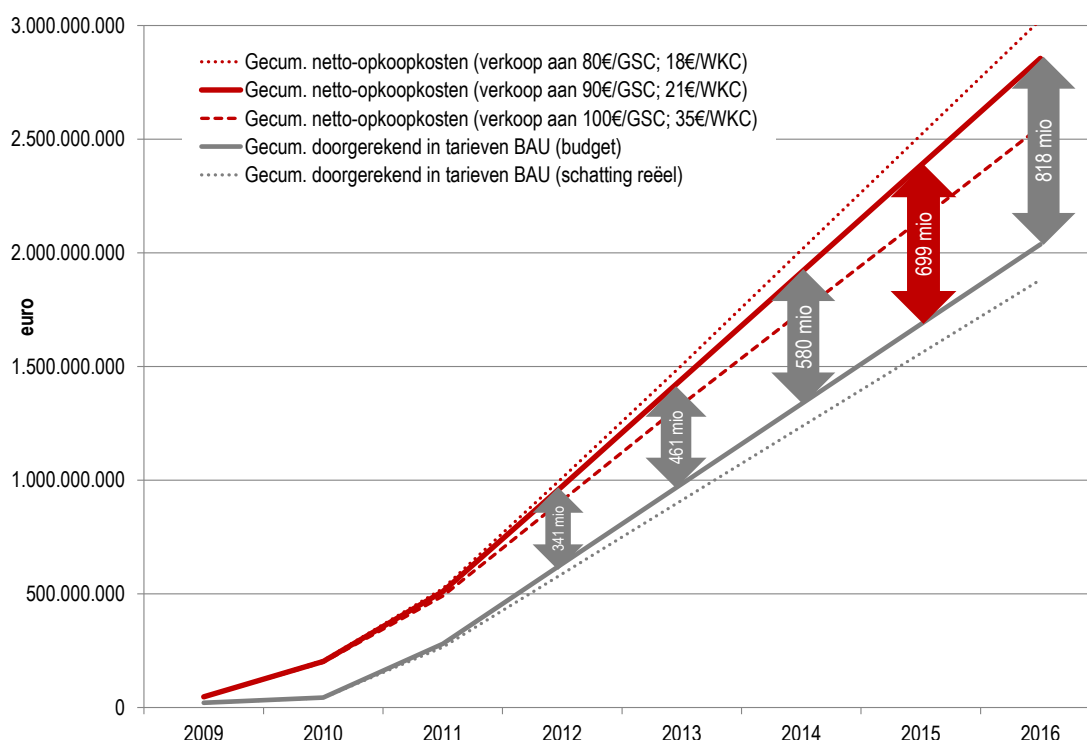
²⁹ Netto-opkoopkosten = bruto-opkoopkosten (opkoopkosten) – verkoopopbrengst voor certificaten.

³⁰ Het grootste aandeel van de opgekochte PV-certificaten (30% in 2012) heeft een minimumprijs van 450 euro. Die certificaten ter waarde van 450 euro waren in 2012 goed voor 38% van de opkoopkost voor PV-certificaten (zie bijlagen)

Aldus wordt een deel van de kosten (350 euro/GSC in het voorbeeld) van de certificaten systemen gefinancierd via de nettarieven.

Sedert de hervorming van het certificatenstelsel in 2012 wegens de certificatenkosten van nieuwe installaties in principe niet meer op de nettarieven; voor die nieuwe installaties geldt namelijk een unieke minimumprijs (93 €) die normaal lager is dan de verwachte marktprijs (97 €), waardoor netbeheerders voor deze installaties in principe geen netto-kosten hebben³². In de praktijk is evenwel de gemiddelde marktprijs (90,08 €/GSC³³) lager dan 93€ waardoor ook certificaten van nieuwe installaties aan netbeheerders worden aangeboden.

Figuur 3: Tegen 2015 is bij ongewijzigd beleid 699 mio aan certificatenkosten te weinig doorgerekend in nettarieven (excl. financieringskosten)



De **kosten** van netbeheerders voor de opkoping van groene stroom- en WKK-certificaten **zijn hoger dan verwacht** bij de vaststelling van de meerjarendistributienettarieven 2009-2012 in 2008. Dat komt vooral door de **sterke ontwikkeling van zonne-**

³¹ Het is niet helemaal duidelijk of de reële dan wel de verwachte verkoopopbrengsten gebruikt zal worden om de netto-opkoopkosten te bepalen. De CREG veronderstelde naar verluidt per groene stroomcertificaat een verkoopopbrengst van 100 euro, terwijl de reële verkoopopbrengst in 2012 volgens het VREG-rapport 2012-8 maar 80 euro bedroeg en in 2013 90 euro volgens RAPP-2013-12. De vraag is dus of het verschil tussen de verwachte verkoopopbrengsten (100 euro/GSC) en de reële verkoopopbrengsten (80 of 90 euro/GSC), die door de certificatenoverschotten veel lager zijn, ook als netto-opkoopkosten zal worden aanvaard.

³² Voor certificaten van PV-installaties uit 2012 geldt een overgangsregeling, de zogenaamde retrobanding, die zorgt dat ook de opkoping van die certificaten niet weegt op de nettarieven: netbeheerders kunnen de opgekochte certificaten van deze installaties met een minimumsteun hoger dan de marktprijs inruilen tegen meerdere certificaten.

³³ In oktober 2013, volgens VREG-statistieken, geraadpleegd op 10/12/2013.

energie vanaf 2009³⁴. Die sterke groei van zonne-energie had ondermeer te maken met de oversubsidiëring van deze technologie. De toegekende steun was voor de meeste PV-toepassingen tussen 2009 en 2012 aanzienlijk hoger dan de onrendabele top³⁵. Deze PV-ontwikkeling was in 2008 bij de vaststelling van de meerjarentarieven niet voorspelbaar; er was toen geen duidelijke visie op het toekomstig Vlaams steunbeleid voor zonne-energie en ook geen degelijke inschatting van de verwachte investeringen in zonne-energie.

De **netto-opkoopkosten** voor GSC's en WKC's voor netbeheerders (dus bruto-opkoopkosten na aftrek van de opbrengst van de verkoop van certificaten) stegen van 46 à 48 mio euro in 2009 tot 433 à 472 mio euro in 2012, afhankelijk van de veronderstelde verkoopprijs voor de certificaten³⁶. Hierna wordt verondersteld dat netbeheerders voor hun nog niet verkochte 90€/GSC en 21€/WKC krijgen, omdat dit volgens VREG in 2013 voor netbeheerders de gemiddelde verkoopprijzen waren³⁷.

De **certificatenoverschotten** hebben de netto-opkoopkosten van netbeheerders op 3 manieren beïnvloed:

- *Lagere verkoopprijs:* Door de overschotten op de GSC- en WKC-markt zijn de prijzen voor GSC's en WKC's laag. Hierdoor kunnen de netbeheerders niet altijd de verwachte prijs krijgen voor hun certificaten (90 €/GSC in plaats van de verwachte 100 €/GSC, 21€/WKC ipv 35€/WKC). Voorlopig is het onduidelijk hoe de afrekening van de tariefperiode met deze meerkosten zal omgaan. De CREG-methodologie zou bijvoorbeeld de meerkosten verbonden aan een GSC-verkoopprijs van minder dan 100 euro niet aanvaarden. Dat zou netbeheerders nu aanzetten om hun certificaten eerder bij te houden (en te prefinancieren) in de hoop dat de certificatenmarkt en dus certificaatprijs zich binnen de levensduur van een certificaat (10 jaar) herstelt. In dit rapport wordt verondersteld dat, in tegenstelling tot de houding van de CREG, het verschil tussen de opkoopkosten en de verkoopkosten wel in de tarieven terecht

³⁴ Tot 2008 werd er per jaar minder dan 100.000 kW nieuw PV-vermogen geplaatst. In 2009 was dat meer dan 400.000 kW, in 2010 en 2012 meer dan 300.000 kW en in 2011 zelfs meer dan 800.000 kW. VREG, Evolutie van het aantal zonnepanelen en hun vermogen. Te beheren goedgekeurde dossiers. www.vreg.be, geraadpleegd op 30 oktober 2013. Zie ook bijlage.

³⁵ Figuur 22 in bijlage. In 2009 is de minimumsteun aangepast en ook in 2010/2011 en 2012/2013 waren er herzieningsrondes. Opvallend is dat er tijdens de herzieningsronde in 2010/2011 voor gekozen werd om meer steun te blijven geven dan de onrendabele top. De SERV had nochtans in zijn advies van 1 december 2010 gewezen op de discrepantie tussen de berekende onrendabele top en de voorgestelde aanpassing van de minimumsteun. SERV, Advies over de aanpassing van de groene stroom- en warmtekracht-certificatensystemen (regeringsamendement programmadecreet 2011). 1 december 2010.

De explosieve groei van de installaties vanaf 2009 leidt pas vanaf 2010 tot een explosieve groei van de opkoopkosten, omdat het even duurt eer deze installaties hun eerste certificaten verwerven en omdat in het jaar van de plaatsing de installaties (tenzij voor installaties geplaatst begin januari) nog niet voor een volledig jaar certificaten worden toegekend.

³⁶ Tabel 14 netto-opkoopkosten GSC en WKC in bijlage

³⁷ Volgens VREG verkochten netbeheerders in 2013 aan gemiddelde verkoopprijs van 90,02 €/GSC en 20,96 €/WKC. VREG RAPP 2013-12. Bovendien zouden netbeheerders deze prijzen ook hanteren als richtinggevend ondergrenzen waaronder zij de opgekochte certificaten in portefeuille niet verkopen. Deze verkoopprijzen worden aangehouden tot 2019. In de praktijk is het evenwel mogelijk dat deze prijs – door de oplossing van de certificatenoverschotten – zou stijgen. Hierdoor zal de doorrekening van de certificatenkosten via de netbeheerders verminderen, maar de doorrekening via de leveranciers toenemen.

komt en dat de gevolgen van de lagere verkoopprijzen te wijten aan exogene factoren (certificatenoverschotten) dus niet ten laste zouden zijn van de netbeheerders.

- *Meer bruto-opkoopkosten door opkoping van niet-PV-GSC en WKC:* Netbeheerders moeten door de certificatenoverschotten ook steeds meer niet-PV-certificaten en WKC's opkopen. Zo kochten netbeheerders in 2012 naast 1,8 mio PV-GSC's, ook 0,2 mio niet-PV-GSC en 1,7 mio WKC op³⁸. Ook voor producenten van niet-PV-certificaten wordt de verkoop aan minimumprijzen aan netbeheerders namelijk interessanter door de dalende certificatenprijzen op de markt en het overaanbod. Van de certificaten uit biogas-GFT met nacompostering en biogas uit hoofdzakelijk agrarische stromen wordt zelfs het merendeel verkocht aan de netbeheerders. De opkoping van niet-PV-GSC en WKC waren in 2012 verantwoordelijk voor 10% van de bruto-opkoopkosten van certificaten en 2,6% van de netto-opkoopkosten van certificaten³⁹.
- *Financieringskosten voor de nog-niet verkochte certificaten:* De overschotten zorgen ervoor dat netbeheerders de opgekochte PV-certificaten (bv. aan 450 euro) niet meteen kunnen doorverkoopen. Zo konden de netbeheerders slechts 31% van de opgekochte GSC's op de markt brengen en 11% van de opgekochte WKC's⁴⁰. Er zijn financieringskosten verbonden aan de waarde van de certificaten die in portefeuille moet worden gehouden (cf. infra). Die financieringskosten mochten volgens de CREG-methodologie doorgerekend worden in de financiële kosten die in de nettarieven terecht komen.

De certificatenkosten die worden doorgerekend in de nettarieven, werden tijdens de meerjarentariefperiode 2009-2012 meermaals **aangepast** en stegen van 21 mio euro in 2009 tot 351 mio euro per jaar in 2012. Maar deze aanpassingen aan de meerjarentarieven⁴¹ waren onvoldoende in verhouding tot de evolutie van de PV-opkoopkosten. Het verschil tussen de doorgerekende kosten en de netto-opkoopkosten bedroeg naar schatting **341 mio euro** (excl. financieringskosten) voor de periode 2009-2012⁴².

Er zijn wellicht **onvoldoende meevallers** op andere posten in de nettarieven om de onverwacht hoge netto-opkoopkosten voor certificaten te compenseren. De precieze saldi

³⁸ Dat is 37% van de uitgereikte GSC en 31% van de uitgereikte WKC. De 'werking' van de certificatenmarkt beperkt zich dus tot minder dan twee derden van de markt. Voor sommige technologiesegmenten is het belang van certificatenhandel nog beperkter (Figuur 27 in bijlage).

³⁹ Zie cijfers Tabel 11 in bijlage. Voor de berekening van netto-opkoopkosten werd een verkoopopbrengst van 90€/GSC en 21€/WKC verondersteld.

⁴⁰ volgens VREG tot 20/11/2013 <http://www.vreg.be/sites/default/files/rapporten/rapp-2013-12.pdf>

⁴¹ Zie Figuur 4. Volgens de meerjarentariefpraktijk liggen tarieven voor 4 jaar (de zogenaamde regulatoire periode) vast en mogen zij niet wijzigen, tenzij in uitzonderlijke gevallen. Zo kan een netbeheerder bij de CREG een gemotiveerde vraag indienen tot aanpassing van de evolutieregels van het totaal inkomen en het toe te passen tarief als de geprojecteerde kosten sterk afwijken van de reële kosten.

Voor Eandis keurde de CREG voor de resterende periode van de regulatoire periode nieuwe tarieven goed vanaf april 2011 en voor Infrax-netgebieden werden de aangevraagde tariefverhoging niet of niet volledig aanvaard. Enkel voor Iveg en Inter-Energa golden vanaf 1 mei 2011 aangepaste tarieven.

⁴² Naar tekorten van voor 2009 wordt niet gekeken omdat verondersteld wordt dat die verrekend werden in de tarieven bij de vaststelling van de nieuwe meerjarentarieven voor 2009-2012. Het 'tekort' van 341 geldt dus eind 2012.

voor de periode 2009-2012 zijn wel nog niet bekend omdat er nog geen afrekening is gebeurd⁴³. Niettemin is het duidelijk dat

- de niet doorgerekende kosten voor de opkoping van certificaten onvoldoende gecompenseerd worden door te veel of extra doorgerekende kosten op andere **niet-beheersbare kostenposten** (boni) van de distributienetbeheerders. Volgens boekhoudkundige saldi voor 2009-2012 is zelfs sprake van een totale malus van 522 mio euro op de niet-beheersbare kosten⁴⁴.
- er **boni** zijn op de **beheersbare kosten** (150 mio euro volgens boekhoudkundige saldi). Het is echter onduidelijk of en in welke mate die boni zouden worden ingezet voor de compensatie van tekorten op niet-beheersbare kosten⁴⁵, dan wel of zij ten goede zullen komen aan de aandeelhouders van de netbeheerders, o.a. de gemeenten. Ook is het onzeker of deze boni na 2012 nog gerealiseerd zullen worden.
- de vermoedelijke **boni op gas** (133 mio euro) wellicht niet ingezet zouden worden voor de compensatie van tekorten op niet-beheersbare kosten. Immers een elektriciteitsklant heeft niet noodzakelijk een aardgasaansluiting.
- de **netvergoeding**, die opgelegd werd aan kleinschalige hernieuwbare energie-installaties (<10 kW) in 2013 en 2014, inmiddels vernietigd is door een arrest van het Hof van Beroep van Brussel. Dat instrument kan de nog niet doorgerekende certificatenkosten dus niet compenseren. Overigens zou de netvergoeding, zelfs bij volledige inning, maar goed zijn geweest voor 58 mio euro in 2013 en gecumuleerd tot eind 2015 voor **175 mio** euro (Tabel 20 in bijlage).

De **Vlaamse bankingregeling** zou de financieringskosten deels compenseren. De bijhorende garantieregeling zou aan netbeheerders voor de gebankte certificaten een minimumwaarde van 93€/GSC en 27€/WKC garanderen maar het is onduidelijk of hiervoor op de begroting geen of onvoldoende middelen gereserveerd zijn⁴⁶.

De **komende jaren** zullen de in de nettarieven doorgerekende certificatenkosten bij ongewijzigd beleid **lager blijven dan de netto-opkoopkosten** (meer bepaald **351 mio euro tov 471 mio euro**). De VREG heeft samen met de andere gewestelijke regulatoren in een schrijven van 9 januari 2012 aan de CREG namelijk gevraagd om naar aanleiding van de overdracht van de tariefbevoegdheid naar de gewesten geen tariefaanpassingen

⁴³ Er zijn geen officiële gegevens bekend over de afrekening van de afgelopen periode. In januari 2012 hebben de gewestelijke regulatoren trouwens schriftelijk aan de CREG gevraagd om de saldi (bonus/malus) te laten behandelen door de gewestelijke regulatoren en dus niet meer te doen.

⁴⁴ VREG, Rapport van de Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt van 4 december 2013 met betrekking tot raming van het regulatorisch saldo van de elektriciteits- en aardgasdistributienetbeheerders. RAPP-2013-15.

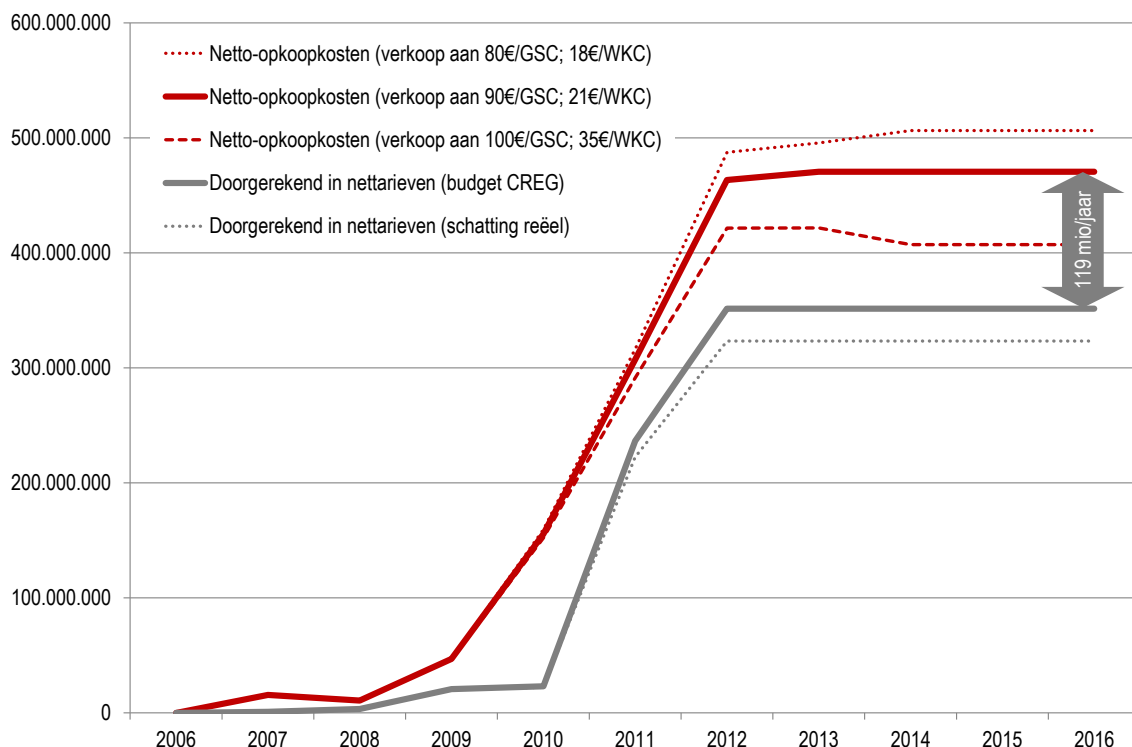
Die malus is dus hoger dan de eigen schatting van 341 mio. Dat kan wellicht verklaard worden doordat de eigen schatting conservatief is en geen rekening houdt met dalende leveringen (cf. infra) en doordat naast de nog niet doorgerekende certificatenkosten ook voor nog andere kostenposten de gebudgetteerde kosten lager waren dan de reële kosten (o.a. de kosten voor de REG-premies). Bovendien houdt deze boekhoudkundige inschatting wellicht nog een onderschatting in van de certificatenkosten omdat de boekwaarde voor certificaten zowel bij Eandis als bij Infrax hoger ligt dan de verkoopprijs die zij momenteel voor hun certificaten krijgen.

⁴⁵ Volgens het bonus-malus-systeem wordt na afloop van een tariefperiode de balans opgemaakt van de te veel en de te weinig doorgerekende kosten.

⁴⁶ SERV, Mineraad, Advies over banking van certificaten door netbeheerders in het licht van de actuele problematiek van de certificatenoverschotten. 12 december 2012.

meer te doen en om die (te lage) tarieven van 2012 te verlengen tot de jaren 2013 en 2014 en dus te **bevriezen**⁴⁷. Aangezien Vlaanderen in 2014/2015 wellicht geen nieuwe Vlaamse tarieven zal kunnen vaststellen, zullen de te lage nettarieven uit 2012 **ook nog in 2015 en misschien ook in 2016 blijven gelden**⁴⁸. Het opmaken van een nieuwe tariefmethodologie en de vaststelling van nieuwe tarieven vergt immers tijd⁴⁹.

Figuur 4: De netto-opkoopkosten zijn vanaf 2012 119 mio euro/j hoger dan gebudgetteerd in de nettarieven (BAU; excl. financieringskosten)



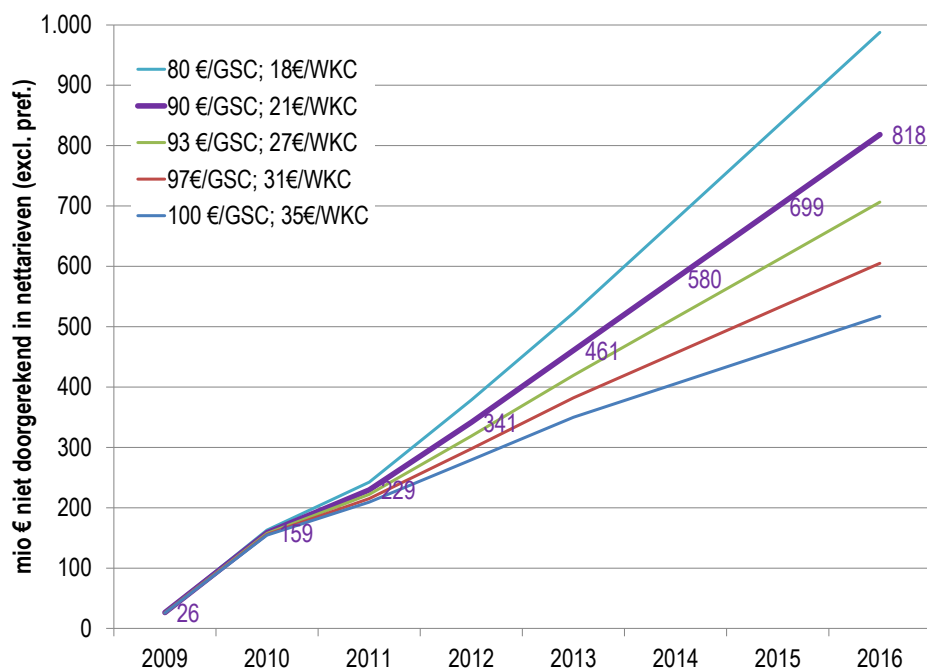
⁴⁷ Concreet werd eerst een jaar uitstel gevraagd voor de invoering van de nieuwe meerjarentarieven in de verwachting dat de bevoegdheid overkomt in 2014. Nadien werd beslist om de lopende regulatoire periode met 2 jaar te verlengen tot en met einde 2014. De distributienettarieven van 2012 zijn daardoor bevroren tot 31/12/2014.

De motivatie was o.a. dat zonder bevrozing een nieuwe tariefperiode 2012-2016 zou ingaan waardoor Vlaanderen in 2014 - wanneer het bevoegd zou worden voor de nettarieven - geen aanpassingen aan de tarieven zou kunnen doen. Men verkoos dus de (te lage) nettarieven tot 2015 te bevriezen om meteen na de bevoegdheidsoverdracht Vlaams vastgestelde tarieven te kunnen introduceren en niet te moeten wachten op het aflopen van nieuwe federaal vastgestelde tarieven (2012-2016). Ook werd het beter geacht kosten achteruit te schuiven. Handelingen Plenaire Vergadering van 15 februari 2012. Actuele vraag van de heer Robrecht Bothuyne tot mevrouw Freya Van den Bossche, Vlaams minister van Energie, Wonen, Steden en Sociale Economie, over de mogelijke bevoegdheidsoverschrijding in de federale plannen naar aanleiding van de CREG-studie over de energieprijzen.

⁴⁸ VREG-mededeling in Vlaams Parlement. De Standaard, Energieprijzen dreigen omhoog te schieten in 2015. 25 oktober 2013.

⁴⁹ Voor meer over deze problematiek, zie SERV, Advies over de Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt (VREG), 11 maart 2013 en SERV. SERV-akkoord over de uitvoering van de 6e Staatsherforming in Vlaanderen. 27 juni 2012.

Figuur 5: Verschil tussen gemaakte en doorgerekende certificatenkosten door netbeheerders (bij ongewijzigd beleid) (excl. financieringskosten)



Het verschil tussen de gemaakte certificatenkosten en de doorgerekende kosten via de nettarieven loopt verder op van 341 mio euro eind 2012 tot **699 mio euro** eind 2015 (zie Figuur 5). Dit verschil zal meegenomen moeten worden bij de vaststelling van de nettarieven voor de periode vanaf 2016 of zal op een andere wijze aangepakt moeten worden. Zo kan de Vlaamse begroting tegemoetkomingen aan netbeheerders voorzien voor de kosten die zij moeten maken in uitvoering van openbare dienstverplichtingen (o.a. de opkoping van certificaten). Wordt het verschil tussen de doorgerekende kosten en de gemaakte kosten pas vanaf 2017 aangepakt (bijv. wanneer pas vanaf 1 januari 2017 nieuwe tarieven worden vastgesteld), dan bedraagt dit verschil 818 mio euro.

Naarmate de certificatenoverschotten dalen en de certificatenprijzen zich herstellen, zouden de netto-opkoopkosten voor netbeheerders kunnen dalen en dus ook de omvang van de nog niet doorgerekende kosten. Bij ongewijzigd beleid en volgens de prognoses van VEA zullen de certificatenoverschotten echter aanhouden en zelfs toenemen (cf. infra) waardoor de aangenomen verkoopopbrengst van 90€/GSC en 21€/WKC realistisch lijkt. Een eventuele stijgende certificaatprijs zou bovendien weliswaar de doorrekening van certificatenkosten in de nettarieven doen afnemen, maar zou ook de doorrekening via de leveranciers doen toenemen (cf. infra).

Tot slot moet opgemerkt worden dat bovenstaande inschattingen van de schuld **conser vatief** zijn. Ze houden geen rekening met

- **extra opkoopkosten** ingeval de netbeheerders o.a. **door de blijvende certificatenoverschotten** meer moeten opkopen dan nu, de certificaten langer moeten bijhouden of minder dan 90€/GSC of 21€/WKC kunnen recupereren via de verkoop van hun certificaten. Nochtans bij blijvende overschotten zullen meer installaties waarvoor de verkoopcontracten aflopen, hun certificaten aan de netbeheerders willen verkopen (door lage vraag en lage prijs). Dat geldt niet alleen voor certificaten van bestaande installaties, maar ook voor certificaten van nieuwe installaties. De

marktprijs voor een groenestroomcertificaat bedraagt immers al sinds juni 2013 minder dan minimumwaarde van 93 euro (bv. oktober 2013: € 90,08).

Recente gegevens van VREG van 5 februari 2014⁵⁰ geven trouwens aan dat de **opkoopkosten voor certificaten in 2013 hoger waren dan verondersteld** in de bovenstaande berekeningen. Als gevolg daarvan zijn ook de netto-opkoopkosten hoger dan verondersteld (476 mio euro/jaar ipv 471 mio euro/jaar; dus +5,6 mio euro in 2013. Dat impliceert dat wellicht ook de tekorten op de doorrekening via de nettarieven voor de komende jaren onderschat werden. Gerekend aan 5,6 mio euro extra netto-opkoopkosten per jaar gedurende de drie jaren van 2013 tot en met 2015, zijn de niet doorgerekende certificatenkosten tussen 2009 en 2015 **17 mio euro** hoger dan hierboven werd verondersteld.

- de **lagere tarifaire basis** dan verwacht bij de vaststelling van de meerjarentarieven, waardoor de geïnde nettarieven (en dus de inkomsten voor de netbeheerders) lager waren dan gebudgetteerd. De lagere volumes geleverde stroom (kWh) waarop nettarieven betaald worden, hebben o.a. te maken met een terugval in economische activiteit, de genomen efficiëntieverhogende maatregelen en de ontwikkeling van prosumenten (in het bijzonder bij meting via terugdraaiende teller). Door de kleiner wordende tarifaire basis is er dus minder doorgerekend dan voorzien en zal er ook de komende jaren wellicht geen 351 mio euro per jaar via de nettarieven voor certificatenkosten geïnd worden. Cijfers over de reële geïnde bedragen zijn niet beschikbaar. Volgens ruwe eigen schattingen zou het kunnen gaan over een bijkomende minderopbrengst van **128 mio euro**⁵¹ tussen 2009 en 2015.
- de **BTW** verschuldigd op de 699 mio euro schuld op de nettarieven. In de veronderstelling dat de 21% BTW verschuldigd is op 70% van de certificatenkosten⁵², doet de BTW de waarde van de totale schuld eind 2015 (die pas vanaf 2016 wordt verrekend) stijgen tot 802 mio euro (+**103 mio euro** BTW)⁵³.
- de **juridische betwistingen** die de huidige basis voor de doorrekening van de nettarieven in vraag stellen. Dat creëert onzekerheid over de doorgerekende en nog door te rekenen tarieven. In een worst-case-scenario zouden zelfs geïnde bedragen moeten worden terugbetaald. Zo lopen er o.a. procedures bij het Hof van Beroep van

⁵⁰ VREG-statistieken, 5 februari 2014 over het aantal certificaten verkocht aan minimumsteun in 2013. De beschikbare tijd voor de opmaak van dit rapport liet niet toe om de berekeningen in het rapport aan deze gegevens aan te passen. De berekeningen waren gebaseerd op voorlopige gegevens voor 2013 (tot oktober 2013).

⁵¹ Netbeheerders gingen bij de budgettering naar verluidt uit van een stijging van de geleverde volumes van 1% per jaar, terwijl die met 1% per jaar daalden. Er werd in 2012 7% minder elektriciteit via het distributienet geleverd dan in 2008.

⁵² Sommige verbruikers kunnen de betaalde BTW recupereren. Het is niet volledig duidelijk op welk aandeel van de doorgerekende certificatenkosten BTW verschuldigd is en in welke mate dat die terugvorderbaar is. Het merendeel van de certificatenkosten wordt doorgerekend aan huishoudens en KMO's (cfr. Infra). 70% van het verbruik is residentieel en daarvan is de BTW niet recupereerbaar. Er werd verondersteld dat op 70% van de certificatenkosten de BTW niet terugvorderbaar is.

⁵³ Er werd verondersteld dat de tijdelijke BTW-verlaging tot 6% in 2014 en 2015 niet wordt verlengd na 2015.

Brussel om de beslissingen van de CREG inzake de wijzigingen in de nettarieven in 2011 te schorsen⁵⁴.

- de **bankingkosten** (cf. infra)

2.2. Leverancierstarieven vergoeden niet alle certificaten: 1.056 mio in 2015

De certificatenquota die leveranciers nu doorrekenen aan eindverbruikers (al dan niet als bijdrage groene stroom en WKK⁵⁵), zijn onvoldoende om de uitgereikte certificaten uit de markt te nemen en te vergoeden. Er bestaan al jaren grote certificatenoverschotten, zowel op de GSC- als op de WKC-markt. Om die certificaten op overschot definitief op te lossen, kunnen ze ofwel opgekocht worden ofwel via een quotumverhoging uit de markt worden genomen waardoor de doorrekening via de leveranciers zal toenemen. Die overschotten van GSC en WKC wijzen op nog niet doorgerekende kosten van de certificaten systemen.

Tabel 3: Oorzaken van de overschotten op de certificatenmarkt⁵⁶

- Aan de aanbodzijde werden meer groene stroom- en WKK-installaties geplaatst dan verwacht bij de vastlegging van de quota. Dat komt doordat er goed werd ingespeeld op het ondersteuningssysteem en doordat er oversubsidiëring was als gevolg van inefficiënties op de certificatenmarkt en als gevolg van het feit dat de minimumsteun niet mee evolueerde met de daling van de kostprijs van de technologieën. Bij GSC's overschreden vooral investeringen in fotovoltaïsche zonnepanelen (PV) de verwachtingen.

Aan de vraagzijde blijkt het moeilijk om goede quota vast te leggen. De automatische quotumaanpassing die vroeger in het decreet stond, werd geschrapt, maar er werden onvoldoende andere maatregelen genomen om met (dreigende) overschotten om te gaan zoals een tussentijdse aanpassing van de doelstellingen, een aanpassing van de certificatensteun of -steunduur of andere oplossingen. De GSC-quota en WKK-quota werden wel aangepast, maar onvoldoende om op korte termijn de structurele overschotten weg te werken. Zo werd de quotumverhoging in 2012 fel gecounterd door de minder zichtbare hervormingen zoals de sterke toename van de vrijstellingen op de certificaatplichtige leveringen (dus een daling van de certificaatplichtige leveringen Ev), de invoering van Btot, de retrobanding van PV-certificaten voor installaties van 2012, ...

De recent goedgekeurde bankingregeling door de Vlaamse regering⁵⁷ verkleint tijdelijk en slechts op een marginale manier de overschotten op de markt⁵⁸ en lost die dus niet defini-

⁵⁴ <http://www.creg.info/pdf/Jurisprudence/jurisprud.pdf>. Inzake wijziging tarieven 2009-2012 voor Imewo, Intergem, Iveka, Iverlek, Gaselwest, Sibelgas, Imea, Iveg, Interenerga. Nr. 2011/AR/1934 van 26/06/2012 ingesteld door Tom De Meester e.a. en 2011/AR/1935. Naar verluidt omdat de CREG zich baseerde op de derde Europese elektriciteitsrichtlijn, die toen nog niet was omgezet in Belgische regelgeving. Het Laatste Nieuws. Brussels hof van beroep fluit CREG terug. 26/6/2012. Om dat te vermijden zou het hof de bevoegdheid moeten hebben om de gevolgen van de beslissing die ze wil vernietigen in stand te houden (om de tariefverhoging blijvend te laten gelden eventueel tot aan een nieuwe, geldige, beslissing van de CREG). Het Brusselse Hof van Beroep heeft die bevoegdheid niet in tegenstelling tot de Raad van State, die ook administratieve beslissingen kan vernietigen. De raadsheren van het hof van beroep vragen zich nu af of dat verschil tussen beide gerechtshoven geen discriminatie uitmaakt en leggen daarvoor een prejudiciële vraag voor aan het Grondwettelijk Hof. Dat Hof antwoordde in zijn arrest van 9 juli 2013 negatief op deze vraag. <http://www.const-court.be/public/n/2013/2013-097n.pdf>

⁵⁵ Sommige leveranciers vermelden hun certificatenrelateerde kosten als 'bijdrage groene stroom en WKK' op de elektriciteitsfactuur. Andere leveranciers vermelden deze kosten niet apart en verrekenen ze in de energiecomponent.

⁵⁶ Gebaseerd op eerdere adviezen over overschotproblematiek (zie referenties).

tief op.

- De werking van de certificatenmarkt werd onvoldoende nauw opgevolgd en niet tijdig bijgestuurd. De overschotten uit voorgaande jaren hebben substantieel bijgedragen tot de overschotten aan GSC's en WKC's vandaag.

Na de inleverronde op 31/3/2013 waren er **4,5 mio GSC en 9 mio WKC** op overschot. Deze certificaten op overschot zijn vooral in handen van netbeheerders⁵⁹, maar ook in handen van leveranciers⁶⁰, traders en exploitanten van groene-stroom- en WKK-installaties. Die certificatenoverschotten zullen bij ongewijzigd beleid de komende jaren zeker **blijven bestaan** en nog toenemen. De overschotten zijn immers niet alleen een historisch probleem maar ook een structureel probleem: volgens de huidige regelgeving en de verwachte toekenningen van certificaten is het aantal in te leveren certificaten structureel lager dan het aantal uitgereikte certificaten, waardoor de overschotten alleen maar **aangroeien**⁶¹.

Na de inleverronde in maart 2015 zullen er volgens recente cijfers van VEA ongeveer 7 mio GSC op overschot zijn⁶². Dat zou evolueren naar 9,5 mio GSC op overschot in 2020

⁵⁷ Artikel 7.1.6, §2 en artikel 7.1.7, §2 van het Energiedecreet (toegevoegd bij de wijziging van 28 juni 2013) vormen een decretaale basis voor het opsparen en tijdelijk uit de markt van certificaten door de netbeheerders. Er is tevens een principiële goedkeuring door de Vlaamse regering tot wijziging van het Energiebesluit van 19 november, wat betreft de banking van groenestroom- en warmte-krachtcertificaten door de netbeheerders. Hier wordt vooropgesteld dat netbeheerders 1,5 miljoen groenestroomcertificaten en 1 miljoen warmte-krachtcertificaten dienen te immobiliseren. Deze certificaten mogen dan niet meer op de markt gebracht worden, in afwachting van een herstel van het evenwicht tussen vraag en aanbod op de certificatenmarkten. De inspanningen zijn als volgt te verdelen:

1° 650.000 groenestroomcertificaten immobiliseren tot 1 juli 2016, en daarbovenop:

2° 850.000 groenestroomcertificaten immobiliseren tot 1 juli 2014

3° 450.000 warmte-krachtcertificaten immobiliseren tot 1 juli 2016, en daarbovenop:

4° 550.000 warmte-krachtcertificaten immobiliseren tot 1 juli 2014

Het aandeel van de individuele netbeheerders in het gezamenlijk aantal te banken certificaten wordt bepaald aan de hand van zijn aandeel in de gezamenlijke certificatenportefeuille op 17 juli 2012.

⁵⁸ Zie hierover ook VEA, Rapport 2013/3 deel 3 – Evaluatie quotumpad en subdoelstellingen

⁵⁹ Op 20/11/2013 waren **4 mio GSC's** in handen van **netbeheerders** (2,6 mio bij Eandis, 1,4 mio bij Infrax, rest bij Elia) en **4,5 mio WKC's** (3,2 mio bij Eandis, 0,6 mio bij Infrax en 0,7 mio bij Elia). VREG. Rapport 2013-12. Rapport van de Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt van 20 november 2013 met betrekking tot het toezicht op de verkoop van certificaten door de netbeheerders. <http://www.vreg.be/sites/default/files/rapporten/rapp-2013-12.pdf> Netbeheerders konden volgens VREG tot 20/11/2013 slechts 31% van de opgekochte GSC's op de markt brengen en 11% van de opgekochte WKC's.

⁶⁰ Op 1/4/2013 (na de inleverronde) hadden leveranciers 0,6 mio GSC's in portefeuille en 1,5 mio WKC's. Rapport van de Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt van 28 juni 2013 met betrekking tot de doorrekening van de kosten voor de certificatenverplichtingen door elektriciteitsleveranciers. RAPP-2013-9. VREG geeft wel aan dat enkele leveranciers de handel in certificaten onderbrengen bij een trader waardoor deze cijfers mogelijk geen juiste inschatting zijn van de realiteit.

⁶¹ VEA, Rapport 2013/3 deel 3 – Evaluatie quotumpad en subdoelstellingen.

⁶² VEA, Rapport 2013/3 deel 3 – Evaluatie quotumpad en subdoelstellingen, versie december 2013. In alle onderzochte scenario's zijn er deze overschotten. Dit rapport publiceert geen exacte cijfers, maar enkel figuren met balkjes. De waarden werden geschat op basis van de lengte van de balkjes. Op basis van de VEA-prognoses blijkt dat in alle scenario's het aantal in te leveren certificaten, ondanks de stijgende Q daalt, met name door een dalende Btot. De veronderstellingen achter deze prognoses werden niet duidelijk bekend gemaakt.

in een scenario zonder de twee nieuwe biomassa-installaties en zelfs 23 mio in 2020⁶³ in het scenario waarbij zowel de nieuwe installatie BEE Power Gent als E.On Langerlo in productie worden genomen (vanaf 2016)⁶⁴. VEA geeft zelf aan dat de inschatting van de overschotten een minimumscenario is en dat de werkelijke overschotten ongetwijfeld hoger liggen⁶⁵. Hierna wordt gerekend met de ingebruikname van deze 2 extra biomassa-installaties, omdat zonder deze biomassa-installaties de voorlopige bruto-groenestroomdoelen buiten bereik lijken te liggen (cf. infra). Niettemin heeft de keuze voor dat scenario geen invloed op de overschotten eind 2015, aangezien die installaties pas nadien in werking zullen treden.

Het WKC-overschot zou in maart 2015 ongeveer 15 mio WKC's bedragen, oplopend tot 24 mio WKC's in 2020⁶⁶. Volgens VEA zouden de overschotten evolueren van 150% tot 500% van de inleververplichting voor GSC en van 400% tot 1000% van de inleververplichting voor WKK.

⁶³ VEA, Rapport 2013/3 deel 3 – Evaluatie quotumpad en subdoelstellingen Versie december 2013. Het VEA-rapport bevat enkel een figuur hierover waarvan cijfergegevens ruw werden afgeleid. Aangezien de VREG geen cijfers publiceert over de verwachte stopzetting van certificaten-toekenning voor installaties die ouder zijn dan 10 jaar, kunnen we deze berekeningen moeilijk zelf maken. Eerder conservatieve eigen inschattingen waren opgenomen in SERV, Achtergronddocument Subdoelstellingen groene stroom 2013-2020: Context en implicaties van het VEA-voorstel en alternatieven. Brussel, 21 mei 2013.

Uit gegevens die VEA op 28/2/2014 overmaakte, en die de basis vormden van VEA, Rapport 2013/3 deel 3, versie van 29 januari 2014, gepubliceerd op 11 februari 2014, blijkt dat de GSC-overschotten nog hoger zullen zijn in 2020 dan verondersteld voor het scenario met de twee biomassa-installaties, met name **24,5 mio** GSC's op overschot.

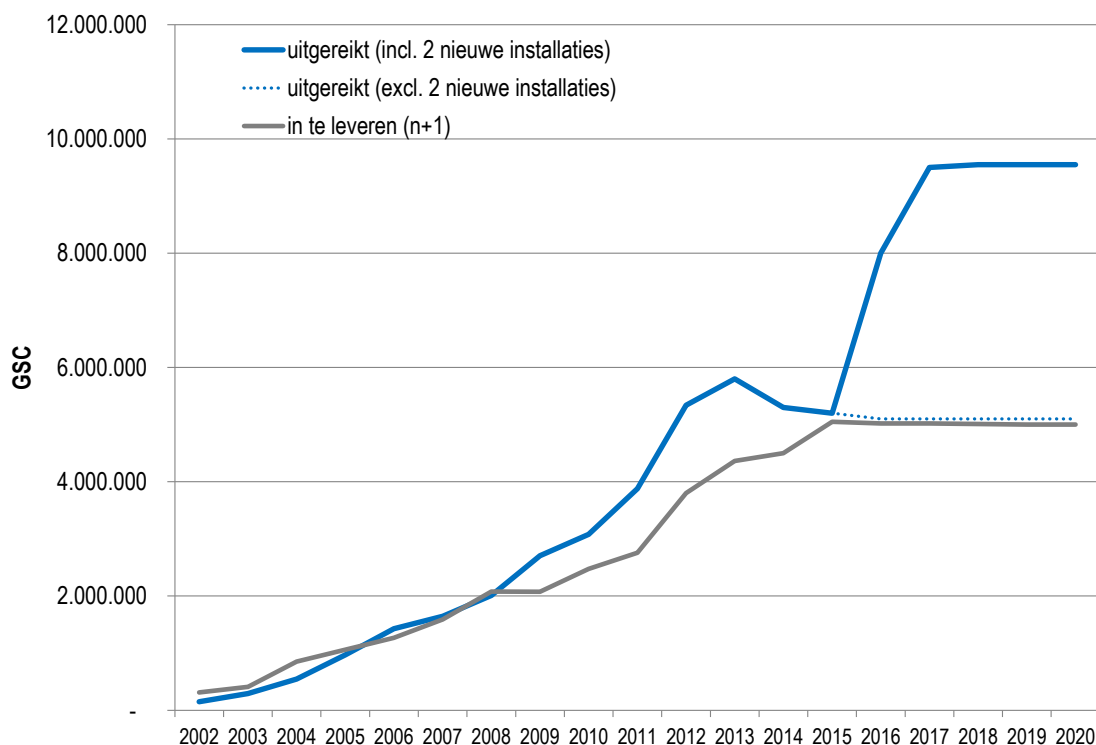
Certificatenoverschotten kunnen nog groter worden, bijvoorbeeld als Vlaanderen ook certificaten uit andere regio's moet aanvaarden (cf. juridische betwistingen terzake).

⁶⁴ Deze installaties hebben in de tweede helft van 2013 een aanvraag voor een voorlopige bandingfactor ingediend, die inmiddels afgehandeld zijn. Cf. o.a. Ministerieel besluit van 30 september 2013.

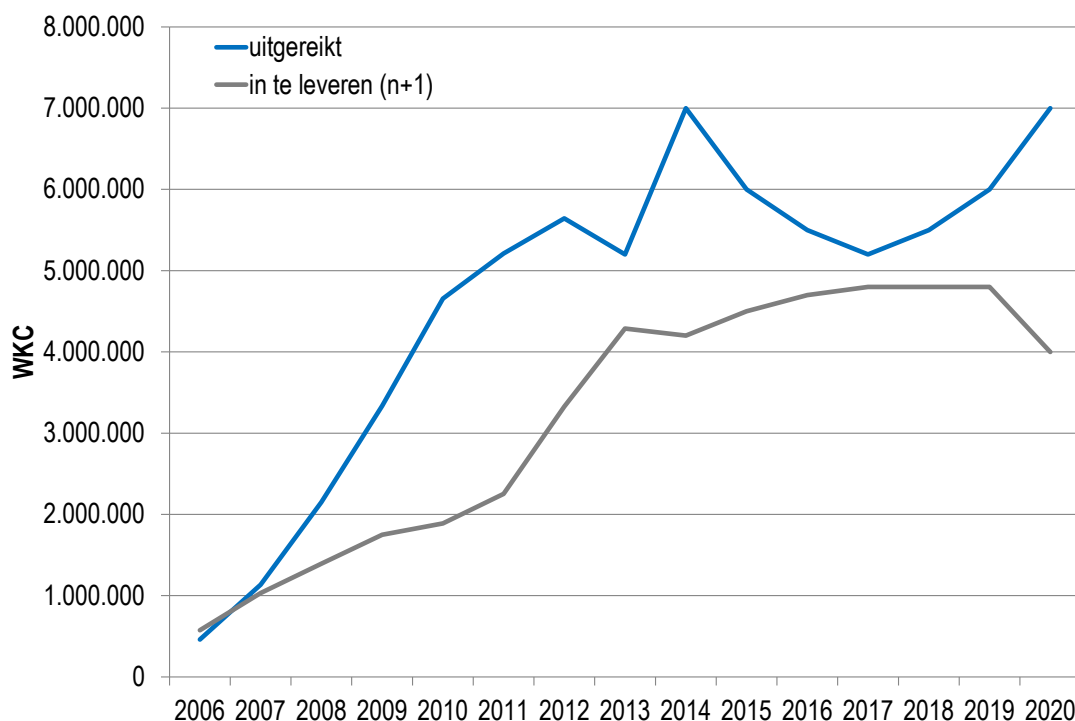
⁶⁵ Er werd aangenomen dat bestaande installaties na 10 jaar geen certificaten meer zullen ontvangen, terwijl in de praktijk heel wat installaties aanspraak kunnen maken op een steunduurverlenging. (cf. blz. 6 van VEA Rapport 2013/3).

⁶⁶ VEA, Rapport 2013/3 deel 3 – Evaluatie quotumpad en subdoelstellingen. Dit rapport bevat enkel een figuur hierover waarvan cijfergegevens ruw werden afgeleid. Eigen berekeningen worden bemoeilijkt omdat de toekenning van WKC degressief verloopt maar niet gedocumenteerd wordt.

Figuur 6: Sedert 2009 worden jaarlijks meer GSC toegekend dan ingeleverd



Figuur 7: Jaarlijks worden meer WKC toegekend dan moeten worden ingeleverd

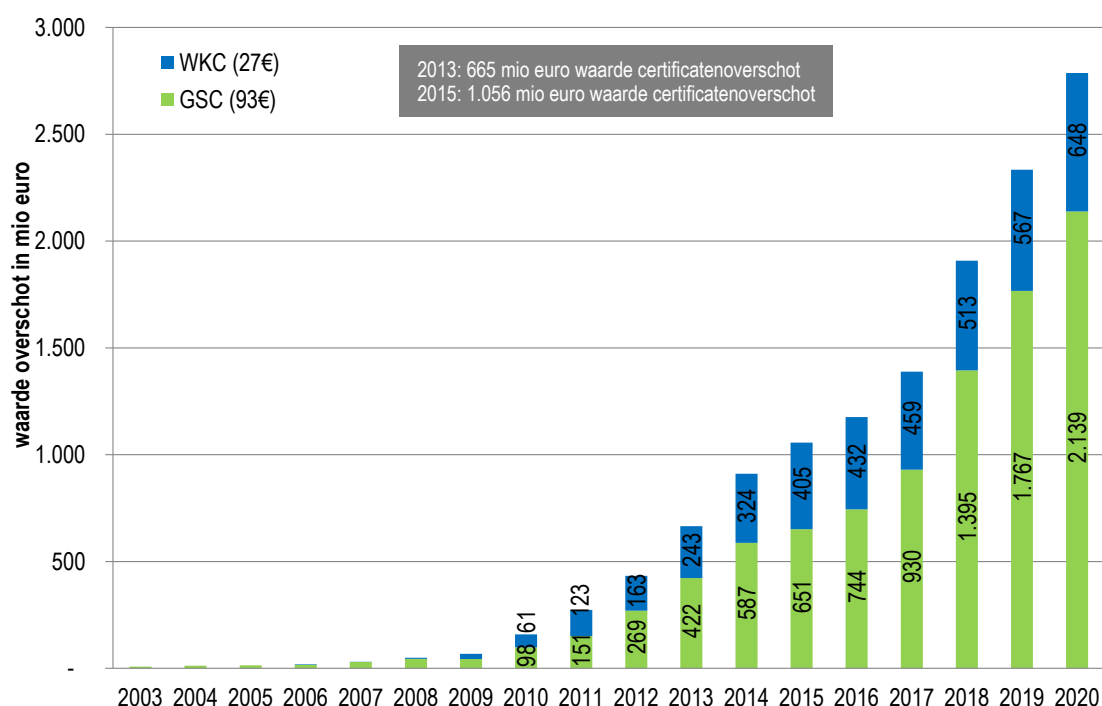


De waarde van de certificatenoverschotten (GSC en WKC) bedroeg voor 2013 665 mio euro en zal voor 2015 **1.056 mio euro** bedragen, gewaardeerd aan 93€/GSC en 27€/WKC (zie Figuur 8). Dat zijn de garantiewaarden die de Vlaamse regering voorop-

gestelde in de waarborgregeling voor certificaten in handen van netbeheerders. Het lijkt logisch dat, wanneer certificaten worden opgekocht om uit de markt te worden genomen, voor alle actoren dezelfde voorwaarden worden gecreëerd. Bovendien zijn dit ook de decretaal vastgelegde minimumsteunwaarden voor certificaten van installaties met startdatum vanaf 1 januari 2013⁶⁷.

De inschatting van de waarde van de overschotten is **conservatief**. Wanneer deze overschotten via een quotumverhoging uit de markt worden genomen, zullen de daarvoor extra doorgerekende certificatenkosten via leveranciers wellicht hoger zijn. Immers, leveranciers mogen ook bijkomende kosten voor de certificatenverplichting in rekening brengen. Zo bedroeg voor de inleverronde 2013 de doorrekenbare kost gemiddeld 104 €/GSC en 34,69 €/WKC⁶⁸, terwijl de gemiddelde verkoopprijs 100,15€/GSC en 30,85€/WKC bedroeg en de netbeheerders in 2012 en 2013 certificaten tegen gemiddeld 90€/GSC en 21€/WKC verkochten. Er werd hierbij geen rekening gehouden met de BTW.

Figuur 8: Waarde certificatenoverschot (aan garantiewaarde)⁶⁹

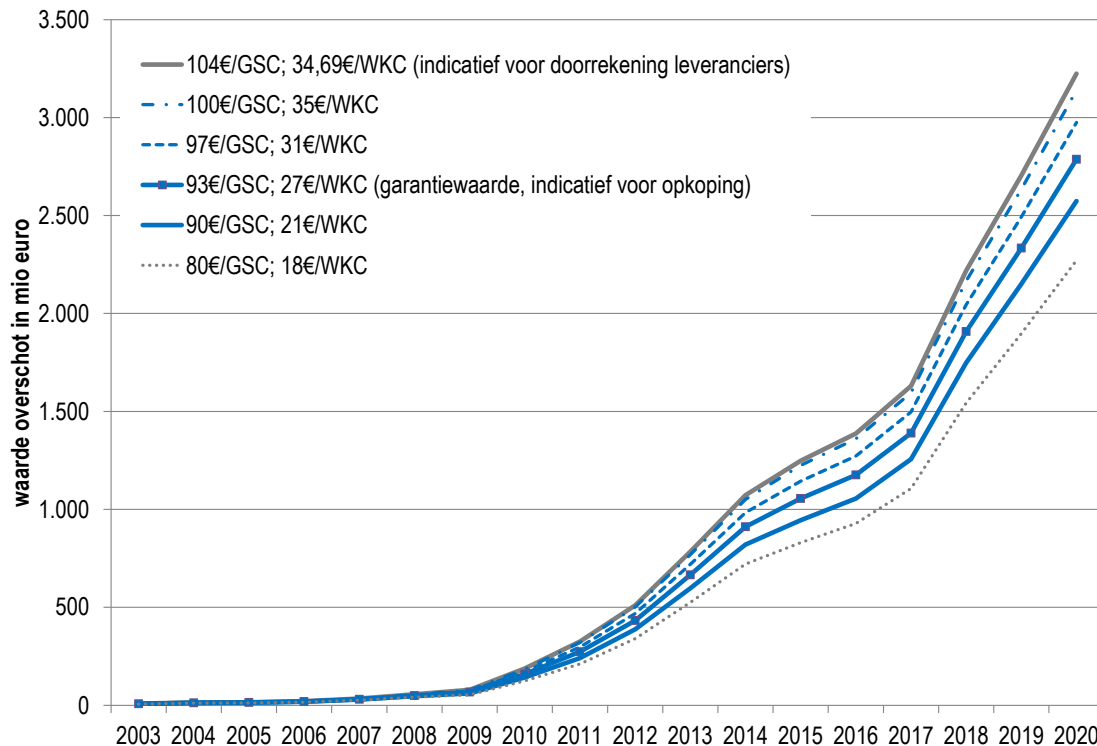


⁶⁷ Overigens zou een opkoopregeling met (gedifferentieerde) minimumsteunbedragen per technologie ertoe kunnen leiden dat de 'goedkope' certificaten niet voor opkoping worden aangeboden, maar worden ingediend voor de certificatenverplichting en enkel de duurdere certificaten voor opkoping worden aangeboden.

⁶⁸ Berekend op basis van RAPP 2013-12: aantal in te leveren certificaten met leveranciers, doorrekenbare kost per certificaat per leveranciers

⁶⁹ Incl. 2 nieuwe biomassa-installaties vanaf 2016. Op basis van de inschattingen op basis van de staafjesdiagram uit VEA 2013/3 deel 3. Recent overgemaakte gedetailleerdere gegevens door VEA schatten de waarde van de GSC-overschotten vooral tegen 2020 groter in (zie bijlage).

Figuur 9: Waarde certificatenoverschotten variëren naar gelang oploswijze⁷⁰



2.3. Netbeheerders prefinancieren certificatenkosten: 95 mio rente in 2015

Netbeheerders prefinancieren een deel van de kosten van de certificaten systemen. Die financiering gebeurt op 3 manieren, met name door:

- **de financiering van netto-opkoopkosten die nog niet zijn doorgerekend in de nettarieven.** De netbeheerders kunnen een deel van hun netto-opkoopkosten niet meteen doorrekenen in de nettarieven ten gevolge van de nettariefbefrozing (cf. supra). De financieringskosten hiervan bedragen bij ongewijzigd beleid voor de periode 2009-2015 **46 mio euro** en voor 2009-2020 64 mio euro.
- **de vergoede financiering van de verplichte banking van certificaten:** Vlaamse (ontwerp)regelgeving⁷¹ schrijft voor dat de netbeheerders een deel van hun certificaten moeten bijhouden tot 2016. Het betreft 1,5 miljoen groenestroomcertificaten (GSC) en 1 miljoen warmtekracht-certificaten (WKC). Hiervoor is een vergoeding voorzien door de Vlaamse begroting van ongeveer gecumuleerd **7,7 mio euro** tussen 2013 en 2016. Het aandeel van deze vergoeding in de totale financieringskosten tot 2016 is echter beperkt (7%).
- **de (nog) niet vergoede financiering van noodgedwongen banking van certificaten.** De netbeheerders kunnen een deel van hun certificaten niet te koop aanbieden aangezien de certificatenmarkt door de overschotten oververzadigd is. Hierdoor houden netbeheerders meer certificaten bij dan ze verplicht moeten banken tot de

⁷⁰ Incl. 2 nieuwe biomassa-installaties vanaf 2016

⁷¹ Besluit is nog niet definitief goedgekeurd.

markt zich herstelt. De financieringskosten van deze noodgedwongen bedragen gecumuleerd **42 mio euro** tot 2015 (BAU) en 67 mio euro tot 2020.

De financieringskosten **stijgen naarmate** er meer certificaten opgekocht moeten worden, naarmate men langer wacht met de doorrekening van de netto-opkoopkosten in de nettarieven, naarmate het langer duurt eer netbeheerders de opgekochte certificaten mogen en kunnen verkopen⁷², en naarmate de financieringsrente toeneemt (cf. infra scenario's). Alle financieringskosten, behalve de beperkte tegemoetkoming uit de Vlaamse begroting voor de verplichte te banken certificaten, zullen vermoedelijk vroeg of laat in de nettarieven terecht komen⁷³.

Bij ongewijzigd beleid zullen de **totale financieringskosten** oplopen tot **30 mio euro per jaar** in 2015 bij een lage rentevoet (1,8%) en tot 61 mio euro per jaar in 2015 bij een hogere rentevoet (3,5%). Gecumuleerd tot 2015 gaat het bij ongewijzigd beleid en een rentevoet van 1,8% over **95 mio euro**⁷⁴ financieringskosten (2006-2015), tegen 2016 117 mio euro (2006-2016) en tegen 2020 tot 139 mio euro. **88 mio euro** van deze financieringskosten voor 2006-2015 wordt 'niet vergoed' door de Vlaamse overheid en zal doorerekend moeten worden.

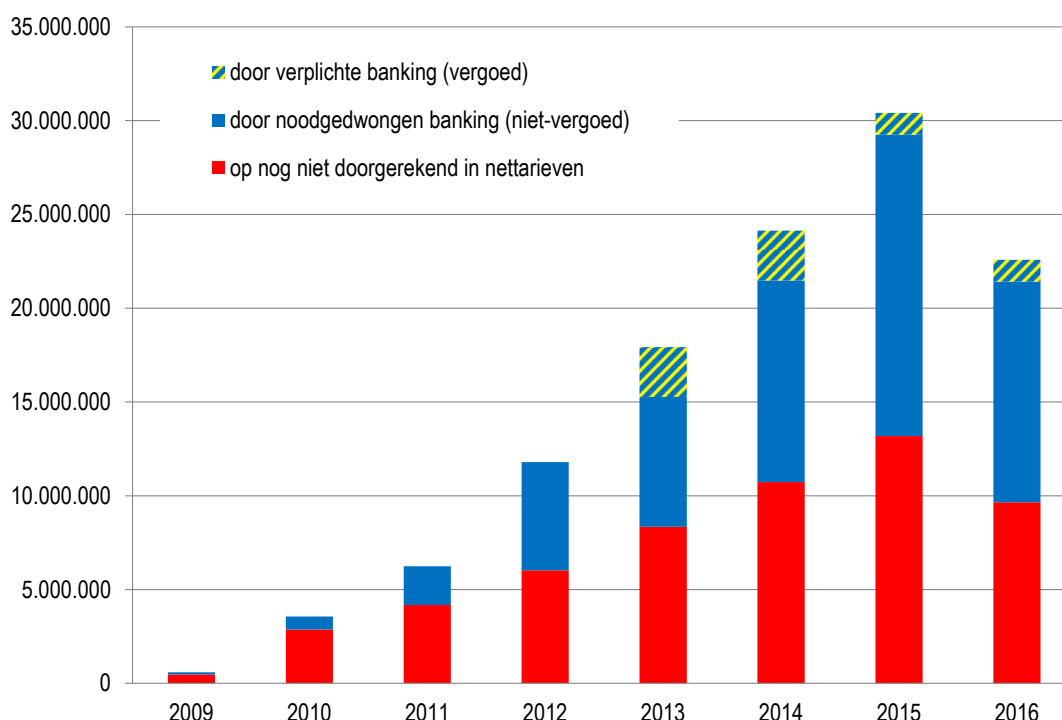
Financieringskosten zijn in feite **onnodig**⁷⁵ en kunnen vermeden worden. Ze zijn het gevolg van het feit dat men de gemaakte certificatenkosten nu nog niet wil doorrekenen, noch in de nettarieven, noch via de certificatenkosten aangerekend via de leveranciers.

⁷² Hiervoor worden geen alternatieve scenario's doorgerekend.

⁷³ Volgens huidige gebruiken bij de CREG worden prefinancieringskosten vergoed via de kapitaalskosten.

⁷⁴ 46 mio euro financieringskosten van nog niet in nettarieven doorgerekende certificatenkosten, 7 mio euro vergoede financieringskosten van de verplichte banking van certificaten, 42 mio euro niet vergoede financieringskosten van noodgedwongen banking van certificaten.

⁷⁵ De maatschappelijke kosten verbonden met prefinanciering voor banking van certificaten worden soms gerechtvaardigd door te verwijzen naar de hoop dat de verkoopopbrengsten van de gebankte certificaten na een eventuele oplossing van de overschotten misschien hoger zullen zijn. (VEA 2013/3 deel 3 blz. 15: 'Anderzijds kunnen een groot deel van de kosten die gepaard gaan met deze operatie gerecupereerd worden wanneer de certificaten opnieuw verkocht worden, eventueel zelfs aan een prijs die hoger ligt dan de minimumprijs'.) Een hogere prijs leidt weliswaar tot een lagere doorrekening via nettarieven maar ook tot een hogere doorrekening via leveranciers. Het betreft dus in feite geen maatschappelijke baat, maar louter een verschuiving van kosten.

Figuur 10: Financieringskosten BAU (1,8% rente) (euro, per soort, per jaar)

Deze inschatting van financieringskosten is **conservatief** en ruw om volgende redenen:

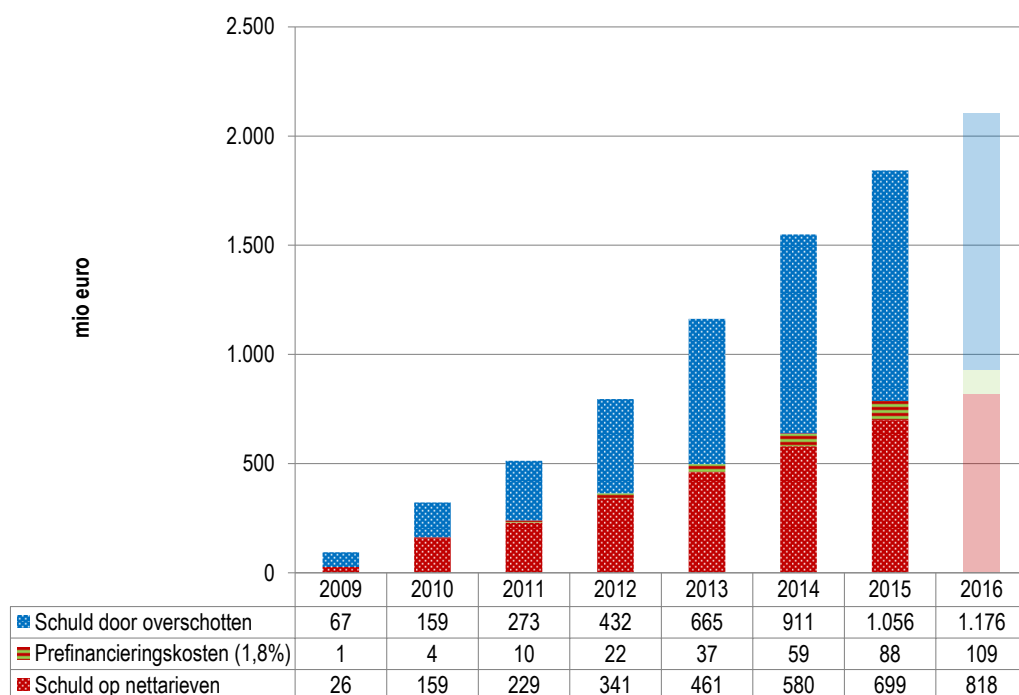
- Er werd geen rekening gehouden verschillen in financieringsrentes tussen netbeheerders en doorheen de tijd. Er werd wellicht gerekend met een **te lage financieringsrente** van 1,8%. Infrac-netbeheerders zouden recent prefinancieren aan 3,75%; Eandis-netbeheerders aan 2,85%. Er is echter geen precieze informatie over de historische financieringsvoorwaarden, noch over de toekomstige financieringsvoorwaarden. Bij een financieringsrente van 3,5% stijgen de gecumuleerde financieringskosten naar **190 mio euro in 2015 en 277 mio euro in 2020** (zie bijlage).
- **Herkapitalisatie van rentes** werd niet in rekening gebracht. Indien financieringskosten ook gekapitaliseerd worden, lopen de financieringskosten op.
- De waardering **van de te banken certificatenportefeuille is wellicht onderschat**. In de praktijk waarderen de Infrac-netbeheerders hun certificaten naar verluidt aan 93€/GSC zolang ze niet verkocht zijn, terwijl Eandis-netbeheerders ze waarderen aan 97€/GSC. In deze berekeningen wordt verondersteld dat de certificaten worden gewaardeerd aan de verkoopprijs van de certificaten in het betreffende scenario (90€/GSC). Wordt in het BAU-scenario gewaardeerd aan 97€/GSC en 27€/WKC dan stijgen de financieringskosten verbonden aan banking, maar dalen de financieringskosten verbonden aan de nog niet doorgerekende kosten in de nettarieven (door de hogere verkoopprijs).
- Als netbeheerders door aanhoudende overschotten meer certificaten moeten opkopen, maar deze (nog) niet kunnen verkopen, zullen ook financieringskosten verschuldigd zijn op de waarde van die **extra certificaten in portefeuille**.
- Ook leveranciers en exploitanten kunnen door overschotten met financierings- en risicokosten hebben, bv. omdat zij hun certificaten niet of later op de markt (kunnen) verkopen, en eventueel aan een lagere prijs. Die **financierings- en risicokosten**

kunnen indirect terecht komen op de elektriciteitsfactuur. De omvang van deze effecten is niet in kaart gebracht. Concreet moeten quotumplichtige **leveranciers** zich bij aanhoudende certificatenoverschotten en onzekerheid over toekomstige quota indekken tegen mogelijke risico's in diverse scenario's (aanpassing quota omwille van overschotten of omwille van verwachte intra-Belgische lastenverdeling) en dat kan kosten veroorzaken. Daarnaast kunnen **investeerders/exploitanten** bij certificatenoverschotten niet rekenen op de verwachte marktprijs, maar op een lagere markt- of minimumprijs. Aangezien banding voor nieuwe installaties gebeurde op basis van de verwachte marktprijs, kan het nodig zijn om voor toepassingen waarbij de minimumsteun niet voldoende lijkt, met het oog op de effectiviteit van het beleid, deze risico's in te rekenen bij de bepaling van de onrendabele top (bv. een aangepast vereist rendement).

2.4. Bijna twee miljard 'schuld' eind 2015 in BAU

Samengevat zal bij ongewijzigd beleid eind 2015 **1,8 miljard euro aan certificatenkosten niet zijn doorgerekend** (Figuur 11). 57% van deze 'schuld' (1.056 mio euro) is te wijten aan de certificatenoverschotten en de te lage doorrekening via de leveranciers. 38% (699 mio euro) wordt veroorzaakt door de te lage en bevroren nettarieven. De resterende 5% zijn opgelopen financieringskosten (88 mio euro)⁷⁶.

Figuur 11: 1,8 mld 'schuld' door niet-doorgerekende certificatenkosten eind 2015

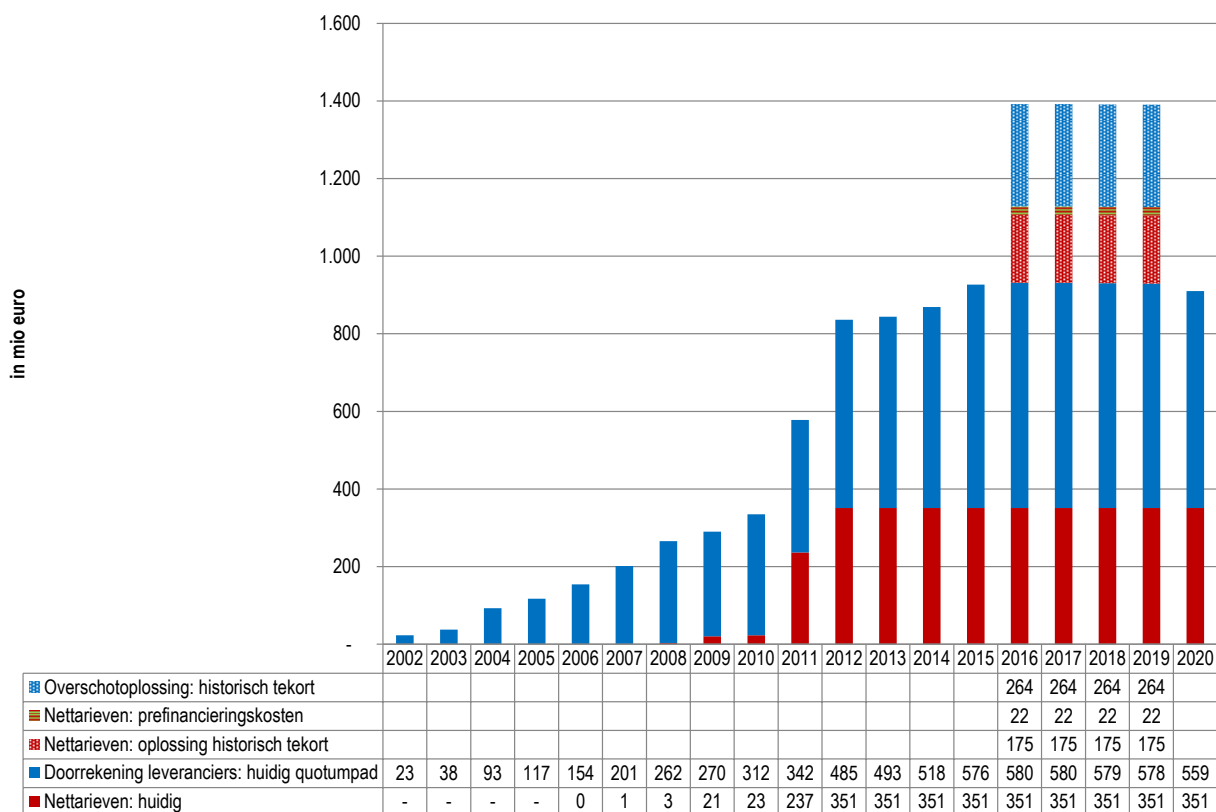


⁷⁶ Ruim 7 mio euro wordt vergoed door de Vlaamse begroting en is niet langer ten laste van netbeheerders. Daarom wordt van de 95 mio euro prefinancieringskosten maar 88 mio doorgerekend tussen 2016 en 2019.

2.5. 'Historische schuldaflissing': 461 mio/j. tussen 2016-2019

Als de opgebouwde en door te rekenen 1,8 miljard euro 'schulden' gespreid over 4 jaren tussen 2016 en 2019 worden doorgerekend, zorgt die 'schuldaflissing' voor extra door te rekenen certificatenkosten van 461 mio euro per jaar (Figuur 12).

Figuur 12: 461 mio/j schuldaflissing tussen 2016-2019



3. Verschillende kostenstijgingen dreigen zich op te stapelen (2016-2019)

Er zijn verschillende scenario's denkbaar om met de nog niet betaalde certificatenkosten om te gaan, met andere tijds- en financieringsschema's. Hieronder wordt vooreerst één scenario doorgerekend, met name het scenario dat het meest waarschijnlijk lijkt bij ongewijzigd beleid en waarbij de doorrekening van de niet betaalde certificatenkosten via de elektriciteitsfactuur wordt gespreid over de 4 jaren tussen 2016 en 2019. Er wordt aangegeven wat dan de impact zou zijn op de doorrekening van certificatenkosten op de nettarieven (deel 3.1) en op de kosten voor de oplossing van certificatenoverschotten (deel 3.2). Bovendien wordt erop gewezen dat bovenop de stijgende te betalen certificatenkosten andere kostenstijgingen, o.a. de kosten om de hernieuwbare energiedoelen in 2020 te halen (deel 3.3) waardoor de te betalen kosten van de Vlaamse certificaten systemen kunnen oplopen (deel 3.4). Daar bovenop zullen in diezelfde periode ook de overige kosten van het Vlaamse energiebeleid en van het federale offshore windbeleid toenemen (deel 3.5). De impact hiervan op de doelgroepen is gedifferentieerd, maar moeilijk voorspelbaar (deel 3.6). Tot slot wordt aangegeven dat een ander scenario met een snellere aanpak en doorrekening vanaf 2014 en 2015 van nog niet doorgerekende kosten kostenstijgingen kan milderen (deel 3.7).

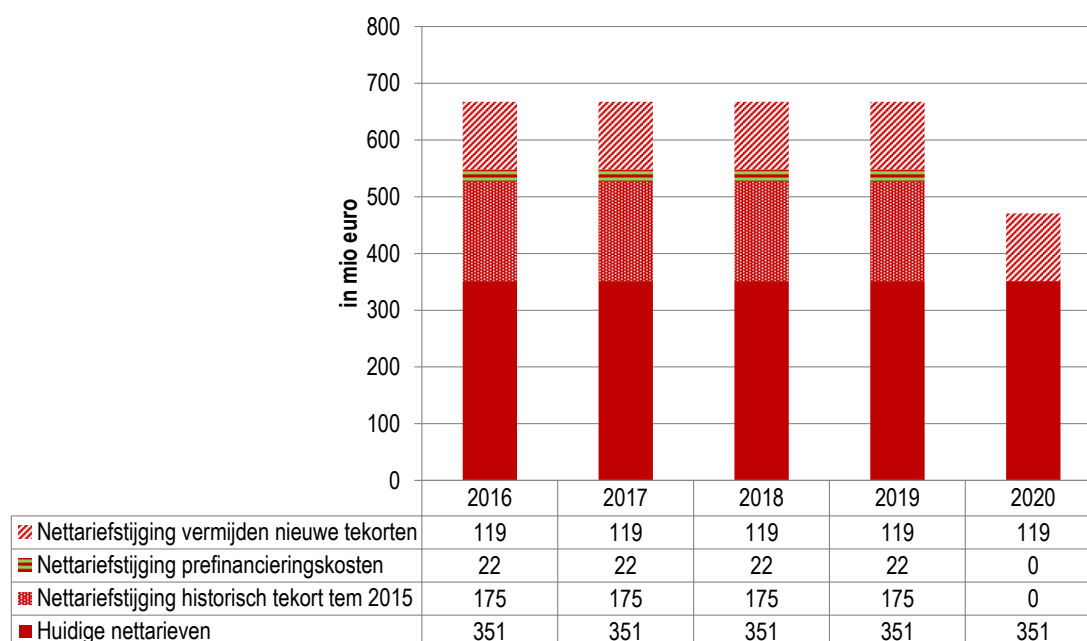
3.1. Mogelijke impact nettarieven: +326 mio/lj. (incl. 197 mio historisch tekort)

Als men de opgebouwde certificatenschulden op de nettarieven (787 mio euro: 699 mio euro incl. 88 mio euro niet-vergoede financieringskosten; **tem 2015**) vanaf 2016 gespreid over 4 jaren via de nettarieven⁷⁷ zou willen doorrekenen, dan zou de doorrekening van certificatenkosten in de nettarieven stijgen met 197 mio euro (175+22) euro per jaar van 351 mio euro per jaar nu tot 548 mio euro per jaar tussen 2016 en 2019.

Wil men echter ook de opbouw van **nieuwe** tekorten vanaf 2016 vermijden, dan zou de doorrekening van de certificatenkosten in de nettarieven nog 119 mio euro per jaar extra stijgen tot 677 mio euro per jaar (Figuur 13). Immers, volgens conservatieve aannames zullen de netto-opkoopkosten van certificaten voor netbeheerders vanaf 2016 471 mio euro bedragen (zie Tabel 14), 119 mio euro meer dan wat nu wordt aangerekend (351 mio euro).

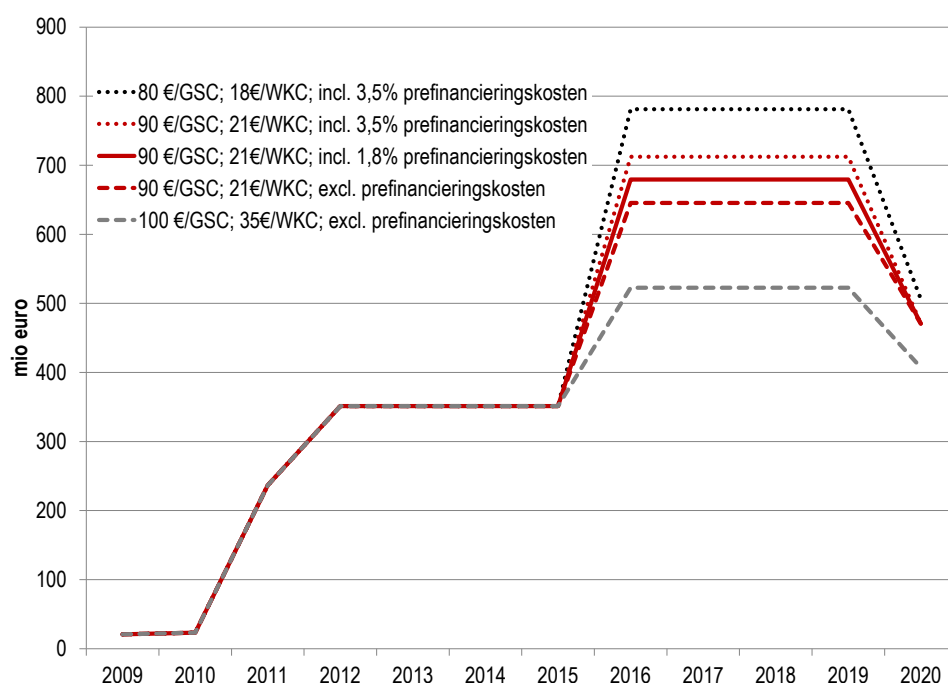
⁷⁷ Certificatenkosten worden nu doorgerekend in de component openbare dienstverplichtingen (ODV).

Figuur 13: Evolutie nettarieven naar gelang oorzaak (oplossing schuld tussen 2016 en 2019)⁷⁸



Naarmate de certificatenoverschotten de certificatenprijzen (verder) drukken en naarmate de financieringsrente toeneemt, kan de impact op de nettarieven gevoelig stijgen (Figuur 14).

Figuur 14: Certificatenkosten doorgerekend in nettarieven (tussen 2016 en 2019)



Om de impact op de nettarieven te beperken, zou men netbeheerders ook (deels) een tegemoetkoming uit andere middelen kunnen geven om de historische schulden op de

⁷⁸ 90€/GSC en 21€/WKC en 1,8% prefinancieringskosten

niet-doorgerekende certificatenkosten bij netbeheerders op te lossen en om nieuwe schuldopbouw bij netbeheerders te vermijden⁷⁹. Ook boni op andere posten zouden kunnen gebruikt worden om de impact op de distributietarieven te temperen. Omdat deze verhoging wellicht niet (volledig) compenseerd wordt door een daling op andere posten, zou de oplossing van de nettarijfschulden waarschijnlijk een netto-verhoging van de nettarieven inhouden, net op het moment dat Vlaanderen na de staatshervorming bevoegd wordt voor de nettarieven.

3.2. Overschotoplossing: +563 tot +720 mio/lj. (incl. 264 mio historisch overschot)

Om de certificatenoverschotten op te lossen, zijn drie scenario's mogelijk of een combinatie ervan:

- ▀ ofwel overschotten **opkopen en definitief uit de markt nemen**. Daarbij moet uitgeklaard worden: wie gaat de overschotten opkopen (netbeheerders, leveranciers, andere instantie), wanneer, tegen welke voorwaarden? Hoe worden de opkoopkosten gefinancierd (via tarieven, via algemene middelen, ...)?
- ▀ ofwel de **reële inleverplicht verhogen** zodat de overschotten door de quotumplichtige leveranciers uit de markt worden genomen en doorgerekend. Daarbij rijst dan de vraag wanneer en over welke tijdsspanne deze overschotten dan uit de markt worden genomen. Om certificaten in jaar 'n' via een quotumstijging uit de markt te nemen, moet het quotum voor jaar n aangepast worden in jaar n-2, zodat leveranciers voldoende tijd krijgen om een juiste doorrekening van de quotumplicht in jaar n-1 te realiseren⁸⁰.
- ▀ ofwel de **toekenning** van certificaten aan installaties **beperken**. Het aanbod aan certificaten kan o.a. beperkt worden door beslissingen inzake de mix van door certificaten te ondersteunen toepassingen (representatieve categorieën en grote projecten), inzake Bmax, ...

Elke definitieve overschotoplossing zal de waarde van de toegekende of nog toe te kennen certificaten op overschot op de een of andere wijze moeten vergoeden. Zonder een voorkeur voor de ene of de andere optie uit te spreken, wordt hierna bij wijze van hypothese verondersteld dat certificatenoverschotten worden opgelost met een vergoeding van 93€/GSC en 27€/WKC⁸¹ en dat historische certificatenoverschotten worden opgelost tussen 2016 en 2019.

Om de 1.056 mio euro aan **historische** certificatenoverschotten opgebouwd tot en met 2015 op te lossen tussen 2016 en 2019, zal per jaar **264 mio euro** moeten worden betaald.

Naast de oplossing van de historische certificatenoverschotten, moeten ook de **nieuwe** certificatenoverschotten aangepakt worden. Immers zowel op de GSC- als op de WKC-markt zullen er bij ongewijzigd beleid tot 2020 structurele overschotten blijven ontstaan.

⁷⁹ In die zin heeft de vergoede banking de doorgeschoven kosten al met ongeveer 7,7 mio verminderd.

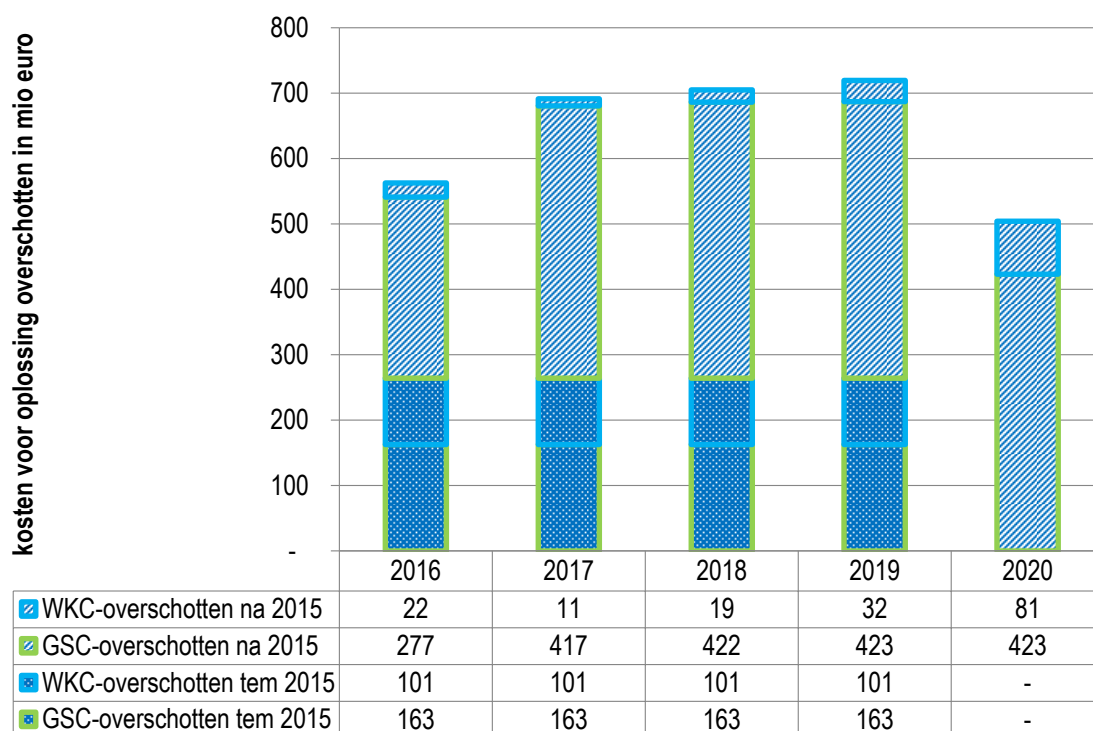
⁸⁰ Het quotum voor het jaar n wordt door de leveranciers aangerekend in jaar n-1.

⁸¹ Dit is een conservatieve inschatting: voor 2012 was de gemiddelde doorrekenbare kost per certificaat voor leveranciers 104 €/GSC en 34.69 €/WKC.

De VEA-prognoses geven aan dat in alle scenario's het aantal uitgereikte certificaten hoger is dan het aantal in te leveren certificaten tot 2020⁸². Om deze nieuwe overschotten op te lossen, zou er in 2016 299 mio euro extra moeten worden betaald, stijgend tot **455 mio** euro in 2019 (in de veronderstelling dat de twee aangekondigde biomassa-centrales gerealiseerd worden).

In totaal zou de oplossing van historische en nieuwe overschotten **563 mio euro** per jaar kosten in 2016, stijgend tot **720 mio** euro per jaar in 2019 (zie Figuur 15).

Figuur 15: Extra kosten voor oplossing certificatenoverschotten (per jaar)



Deze inschatting van de overschotten is **conservatief**. Recent overgemaakte gegevens door VEA schatten de overschotten voor GSC zowel voor 2015 als voor 2020 aanzienlijk groter in dan opgenomen in de berekeningen, met name **24,5 mio** GSC in 2020 ipv van 23 mio⁸³. Dat verschil van 1,5 mio GSC vertegenwoordigt een waarde van **139 mio euro** (zie tabel in bijlage). De tijd liet niet toe om de impact hiervan door te rekenen. In ieder geval verhoogt dit verschil de kosten om de historische overschotten (tot 2015) aan te pakken en de kosten om de nieuwe overschotten te vermijden.

Verder moeten hierbij twee belangrijke opmerkingen gemaakt worden.

- De oplossing van de nieuwe overschotten betekent in feite een **verhoging van het 2020-ambitieniveau van de certificaten systemen**. Het huidige 20,5% GSC-

⁸² VEA, 2013/3 deel 3. Evaluatie quotumpad, voor GSC, zowel in het scenario met als zonder de twee nieuwe centrales (BEE Power Gent en E.On Langerlo).

⁸³ De SERV-berekeningen inzake de verwachte certificatenoverschotten waren gebaseerd op de gepubliceerde staafjesfiguren in de versie van december van het VEA-rapport 2013/3 deel 3. Er werd uitgegaan van een certificatenoverschot van **23 mio** GSC in 2020 in het scenario met twee biomassa-installaties. Op basis van gegevens overgemaakt door VEA op 27/2/2014 blijkt dat de GSC-overschotten in dat scenario met twee biomassa-installaties in 2020 24,5 mio GSC's zullen bedragen.

quotum voor 2020 is in staat om een reële bruto-groene stroomdoelstelling van 12,8% tot 13,9% te realiseren in 2020 (afhankelijk van de veronderstellingen inzake het elektriciteitsverbruik)⁸⁴. Worden de nieuwe certificatenoverschotten opgelost (die vooral te wijten zijn aan de twee veronderstelde nieuwe biomassacentrales), dan zal de gerealiseerde bruto groene stroomproductie in 2020 hoger zijn⁸⁵. Hierdoor zou volgens VEA de reële groene stroomproductie stijgen naar minstens 20,4 tot 22,3% in 2020 (afhankelijk van de veronderstellingen inzake het elektriciteitsverbruik) (evenwel geen rekening houdend met de sluitingen van een aantal installaties, cf. infra).

- In het bovenstaand scenario zullen er nog **tot 2019 certificatenoverschotten** blijven bestaan. Die aanhoudende onevenwichten op de certificatenmarkten kunnen blijven zorgen voor lage prijzen, (vraag naar) opkoping door netbeheerders, risicopremies, een onzeker investeringsklimaat, etc. en kunnen dus het hervormde hybride certificatenstelsel onder druk blijven zetten.
- Als de twee biomassa-installaties niet operationeel zouden worden, bv. omdat ze de vereiste vergunningen niet verkrijgen, zouden de nieuwe certificatenoverschotten kleiner zijn, maar lijkt ook de te realiseren bruto groene stroomdoelstelling buiten bereik (cf. infra).

3.3. Realisatie 2020-hernieuwbare energiedoelen: +60 mio tot +120 mio/j.

De hierboven beschreven kosten⁸⁶ van de Vlaamse certificatenstelsels moeten als een minimumscenario beschouwd worden. Het lijkt om drie redenen onwaarschijnlijk dat Vlaanderen met de hierboven beschreven kosten de 2020-hernieuwbare energiedoelen zal kunnen realiseren.

⁸⁴ VEA 2013/3 Deel 3 blz. 2 (versie van december 2013: 12,8%; versie van 29 januari 2014, gepubliceerd op 11 februari 2014: 13,9%). De versie van december 2013 die ter consultatie voorlag, veronderstelde dat vanaf 2013 het elektriciteitsverbruik met 1% stijgt. (verbruik: leveringen én zelfproductie) Op 29 januari 2014 heeft VEA een nieuwe versie gepubliceerd met de veronderstelling dat het elektriciteitsverbruik zou stabiliseren. (Deze aanpassing werd niet door de stakeholders gevraagd, maar werd blijkbaar in een Belgisch kader 'afgesproken' en gerapporteerd aan Europa in http://ec.europa.eu/energy/observatory/trends_2030/doc/trends_to_2050_update_2013.pdf). Zo'n lagere veronderstelling inzake het elektriciteitsverbruik levert een hoger aandeel groene stroom op met dezelfde absolute groene stroomproductie.

Echter, netbeheerders veronderstellen in hun investeringsplannen een groei van 1% voor residentiële en tertiaire consumptie en een stabilisatie van de hoeveelheden bij de industrie, al moet daarbij rekening worden gehouden met meer zelfproductie. (bv. <http://www.vreg.be/sites/default/files/rapporten/rapp-2013-14.pdf>). Ook Elia gaat uit van een stijging van 0,56% (Investeringsplan Vlaams Gewest 2013-2016), het federaal ontwikkelingsplan 2010-2020 rekent met 0,2% tot 1,1%.

⁸⁵ VEA publiceert hier geen gegevens over, maar bezorgde de SERV hierover gegevens. De biomassa-installaties zijn samen ongeveer goed voor 4 mio GSC/jaar (zie VEA 2013/3 deel) en voor 4.892.587 MWh groene stroom per jaar (bandingfactoren 0,939 en 1), rekening houdend met de groene stroomproductie die omwille van voorbehandelingsenergie- en transportenergiebehoeften niet certificaatrechtig zijn, maar wel door de Europa aanvaarde bruto groene stroomproductie vormen.

⁸⁶ De kosten verbonden met het huidige quotum zijn voorzien in de prognoses van de leveranciersdoorrekening (blauwe balkjes in bovenstaande figuur). De kostenstijgingen die veroorzaakt worden doordat er de komende jaren structureel meer GSC worden uitgereikt dan moeten worden ingediend volgens het quotum (o.a. door de komst van 2 nieuwe biomassa-installaties) zitten vervat in de oplossing van de nieuwe certificatenoverschotten.

Ten eerste zijn de **kosten om het scenario met de vooropgestelde subdoelen voor de representatieve projectcategorieën én de twee bijkomende biomassa-installaties te realiseren onderschat**. De kosteninschattingen zijn gebaseerd op de VEA-prognoses over het aantal uit te reiken certificaten en die zijn onderschat.

- De VEA-prognoses veronderstellen in alle scenario's dat **geen enkele verlengingsaanvraag tot bijkomende certificaten-toekenning zal leiden**. Omdat VEA blijkbaar niet kan inschatten hoeveel certificaten extra zullen worden toegekend aan de goedgekeurde verlengingsdossiers, veronderstelt VEA dat er geen extra certificaten zullen worden toegekend. In de praktijk dienen nu reeds tientallen installaties verlengingsaanvragen in voor certificatensteun. 'Heel wat' installaties zullen in de praktijk volgens VEA ook aanspraak kunnen maken op een steunduurverlenging⁸⁷, waardoor er wellicht meer certificaten aan bestaande installaties moeten worden toegekend. VEA geeft zelf aan dat "de werkelijke overschotten [en dus ook de certificatenkosten] bij het behalen van de doelstellingen ongetwijfeld hoger liggen"⁸⁸.
- De VEA-prognoses veronderstellen (in de diverse scenario's met en zonder de twee biomassa-installaties) dat in de representatieve projectcategorieën tussen 2013 en 2020 ongeveer 2,4 mio MWh extra groene stroom (+30%) geproduceerd kan worden zonder extra certificaten-toekenning (en dus zonder extra kosten). In het scenario zonder bijkomende biomassa-installaties daalt het aantal uitgereikte certificaten zelfs van 6,2 mio GSC in 2014 tot 5,4 mio GSC in 2020. De VEA-prognoses berekenen dus dat **het aantal certificaten dat niet meer aan bestaande installaties zou worden toegekend (stopzetting na tien jaar en Ruien), zou volstaan als certificatensteun voor de vereiste nieuwe groene stroominstallaties**. Dat zou wellicht uitgebreide banding voor nieuwe installaties of uitgebreide groene stroomproductie zonder certificatensteun vergen om de benodigde nieuwe groene stroominstallaties met de 'vrijgekomen' certificaten te realiseren. Hoe realistisch dit is, hangt af van het gevoerde beleid (bv. verplichtingen of niet) en de aard van de nieuwe groene stroominstallaties (die volgens de subdoelen een aanzienlijke stijging van ook windturbines en biogasinstallaties impliceren⁸⁹). VEA publiceert geen gegevens over de aannames inzake de verwachte bandingfactoren, waardoor het realiteitsgehalte van deze aannames moeilijk na te gaan is.

Ten tweede is de **bruto groene stroomproductie in het scenario dat de vooropgestelde subdoelen voor de representatieve projectcategorieën én de twee bijkomende biomassa-installaties realiseert wellicht overschat**. VEA voorziet dat de bruto groene stroomproductie door de bijkomende representatieve projecten (vooral niet-grootschalige zonne-energie, windenergie op land, biogas) zal stijgen van **6.315 GWh** in 2013 (10,5%) naar **8.341 GWh** in 2020 (12,8 of 13,9%, afhankelijk van de veronderstellingen over het toekomstig elektriciteitsverbruik)⁹⁰. De twee nieuwe biomassa-installaties zouden de bruto groene stroomproductie verder opkrikken tot **13.234 GWh** (20,4 à 22,3%). De veronderstellingen die hieraan ten grondslag liggen, blijven echter onduide-

⁸⁷ VEA 2013/3 deel 3, blz. 6. Versie 29 januari 2014. Er werden hierover door VEA geen nadere gegevens gepubliceerd of bekend gemaakt.

⁸⁸ VEA 2013/3 deel 3, blz. 6. Versie 29 januari 2014.

⁸⁹ VEA, 2013/3 deel 3 blz. 2.

⁹⁰ VEA 2013/3 deel 3. Versie van december 2013 gaat uit van elektriciteitsverbruik van 64.966 GWh. De versie van 29 januari 2014 gaat uit van 60.000 GWh.

lijk. Wellicht werd verondersteld dat Ruien en Max Green zullen blijven draaien, hetgeen niet realistisch is.

- De nota aan de Vlaamse regering van 31 januari 2014 geeft aan dat als Ruien gesloten wordt (hetgeen het geval is) slechts **11.564 GWh** bruto groene stroom geproduceerd zal worden (17,8% à 19,3%, afhankelijk van de veronderstellingen over het elektriciteitsverbruik)⁹¹.
- Als Ruien én Max Green zouden stoppen, hetgeen wellicht het geval zal zijn, zou de bruto groene stroomproductie volgens een schatting van het SERV-secretariaat dalen tot **10.264 GWh** (15,8% tot 17,2%, afhankelijk van de veronderstellingen over het elektriciteitsverbruik)⁹². Wellicht veronderstellen de VEA-prognoses wel dat Max Green certificaten zal blijven krijgen (al is dat niet volledig duidelijk). Het is de vraag of de weggefallen bruto groene stroomproductie door Max Green gecompenseerd kan worden en in welke mate de vrijgekomen certificaten van Max Green hiervoor zullen volstaan.
- De VEA-prognoses veronderstellen (in alle scenario's) dat de **certificatentoekenning** aan bestaande installaties na 10 jaar (omwille van de beperking van de steuntermijn) **stopt, maar dat deze installaties zullen blijven draaien**. In de praktijk zullen een aantal biomassa- en biogasinstallaties zonder certificatensteun wellicht niet meer kunnen draaien, waardoor de bruto-groenestroomproductie lager zal liggen dan VEA veronderstelt. VEA publiceert echter geen nadere gegevens over de verwachte stopzetting van certificatoekenning aan bestaande installaties en de gebruikte aannames, waardoor het omvang van deze lagere bruto groene stroomproductie moeilijk na te gaan is⁹³.

Ten derde moet opgemerkt worden dat de **bruto groene stroomproductiedoelstelling** van 1.564 GWh (17,8% tot 19,3%) (afhankelijk van de veronderstelde evolutie van het elektriciteitsverbruik)⁹⁴ **een voorlopige doelstelling is**. Het is onduidelijk in welke mate die voorlopige groene stroomdoelstelling stand zal houden bij de definitieve intra-Belgische lastenverdeling én in de praktijk.

- De **definitieve intra-Belgische lastenverdeling** van de Belgische 13% hernieuwbare energiedoelstelling⁹⁵ kan afwijken van het door Vlaanderen vooropgestelde aandeel te realiseren hernieuwbare energie van 10,5% in Vlaanderen (12,5% indien

⁹¹ Cijfers met sluiting van Ruien zijn afkomstig van de nota aan de Vlaamse regering van 31 januari 2014. De cijfers die VEA aan de SERV bezorgde op 28/2/2014 hielden hier geen rekening mee. Zo ziet het er naar uit dat VEA wel rekening hield met de stopzetting van certificatoekenning aan Ruien, maar niet met het feit dat deze geen groene stroom meer zullen opwekken.

⁹² Uitgaande van een groene stroomproductie van 1,3 TWh door Max Green.

⁹³ Ook op basis van de gepubliceerde gegevens over certificategerechtigde installaties is dit niet in te schatten. Er worden enkel gegevens over vermogen gepubliceerd, niet over draaiuren of toegekende certificaten.

⁹⁴ De beslissing van Vlaamse regering van 31 januari 2014 betreffende de vastlegging van de jaarlijkse bruto binnenlandse groenestroomproductie en indicatieve subdoelstellingen per hernieuwbare energiebron

⁹⁵ Aanvankelijk werd een akkoord verwacht in het overlegcomité eind december 2013, maar dat werd nog niet bereikt. Het is dus nog niet duidelijk welk aandeel hernieuwbare energie Vlaanderen zal moeten realiseren, al wordt naar verluidt een aandeel van 10 à 11% hernieuwbare energie verwacht, rekening houdend met het aandeel offshore-wind-energie.

64% van offshore windenergie bij Vlaanderen wordt gerekend)⁹⁶ en de daaruit afgeleide subdoelstelling voor groene stroom van 11.654 GWh. Ook andere verdelingen tussen de inspanningen inzake groene stroom, groene warmte, energiebesparing en hernieuwbare energie in transport zijn mogelijk en kunnen dus een invloed hebben op de kosten van het groenestroombeleid.

- Het is de vraag of Vlaanderen in de praktijk **35% meer groene warmte** zal kunnen produceren tussen 2013 en 2020 (de veronderstelde 9.170 GWh groene warmte in 2020)⁹⁷. De door VITO geactualiseerde groene warmte potentieelstudie die het realiteitsgehalte van deze veronderstellingen kan staven, wordt niet gepubliceerd⁹⁸. De vraag is bovendien hoeveel budget dit zal vergen en wat de implicaties zijn op de groene stroomdoelen als de groene warmtedoelen niet gehaald worden. Zo moet één percentage minder groene warmte grofweg gecompenseerd worden door twee percentages meer groene stroom⁹⁹.
- Het is de vraag hoe het **energieverbruik** in de praktijk zal evolueren. Een hoger energieverbruik kan de realisatie van meer bruto groene stroomproductie noodzakelijk maken. Bij een lager energieverbruik kan een lagere bruto groene stroomproductiedoelstelling volstaan.

Rekening houdend met bovenstaande overwegingen werd verondersteld dat de realisatie van 2020-hernieuwbare energiedoelstelling in Vlaanderen bijkomende kosten zal vergen. Die werden zeer ruw geschat op 27 mio euro in 2014 stijgend tot **60 mio euro in 2016** en 120 mio euro in 2020¹⁰⁰. Meer transparantie over de VEA-prognoses en de achterliggende data zou toelaten om deze kosten beter in te schatten.

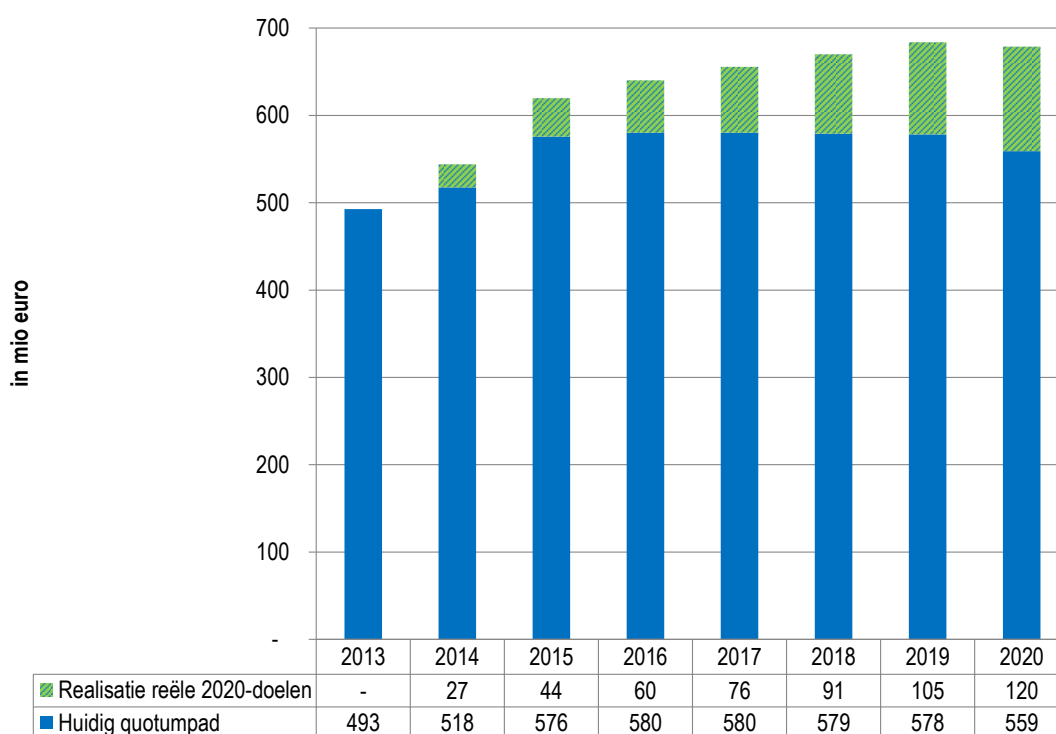
⁹⁶ Het nationaal actieplan vertaalde de Belgische 13% hernieuwbare energiedoelstelling in een 20,9% groene stroomdoelstelling, 10,1% hernieuwbare energie in transport en 11,9% hernieuwbare energie in warmte- en koudeproductie.

⁹⁷ De beslissing van Vlaamse regering van 31 januari 2014 betreffende de vastlegging van de jaarlijkse bruto binnenlandse groenestroomproductie en indicatieve subdoelstellingen per hernieuwbare energiebron

⁹⁸ Deze studie door VITO werd opgevraagd bij VEA, maar niet verkregen.

⁹⁹ SERV, Advies Subdoelstellingen groene stroom 2013-2020. 21 mei 2013.

¹⁰⁰ Deze inschatting is gebaseerd op de helft van de door de SERV eerder gehanteerde inschatting van de meerkost van de certificaten systemen bij een ambitieniveau dat stijgt van 13,9% naar 20,9% reële groene stroom. SERV, Achtergronddocument subdoelstellingen groene stroom. Die schatting veronderstelde dat de door VEA vooropgestelde groene stroommix voor de nieuwe installaties wordt aangehouden en baseerde zich op de geldende elektriciteitsprijzen en hield rekening met leereffecten op technologieën. Bij blijvend dalende groothandelsprijzen voor elektriciteit en duurder wordende grondstofprijzen, ... kunnen de certificatenkosten hoger zijn. Er werd slechts de helft van de eerder ingeschatte kostprijs weerhouden in de veronderstelling dat de 2 aangekondigde grote biomassa-installaties (waarvan de impact reeds in de overschotkosten is verrekend, cf. supra) samen met de niet-ondersteunde groene stroomprojecten ongeveer zullen instaan voor de helft van de extra te realiseren groene stroomproductie om de doelstellingen te halen.

Figuur 16: Kosten realisatie reële 2020-hernieuwbare energiedoelen

Tot slot wordt opgemerkt dat de toekenning van de (voorlopige) projectgebonden bandingfactoren aan de **twee biomassa-installaties** eind 2013 in feite een **engagement** vormt dat gehonoreerd lijkt te moeten worden. Meer nog, er lijken buiten de af te bakken projectcategorieën en de bepaling van de Bmax, weinig andere mogelijkheden om de komst van (en certificaten toekenning aan) deze nieuwe installaties te sturen (zelfs bij overschrijding van de doelen). De huidige procedure inzake de toekenning van voorlopige en definitieve bandingfactoren voor grote projecten bevat immers geen opportuniteitsbeoordeling.

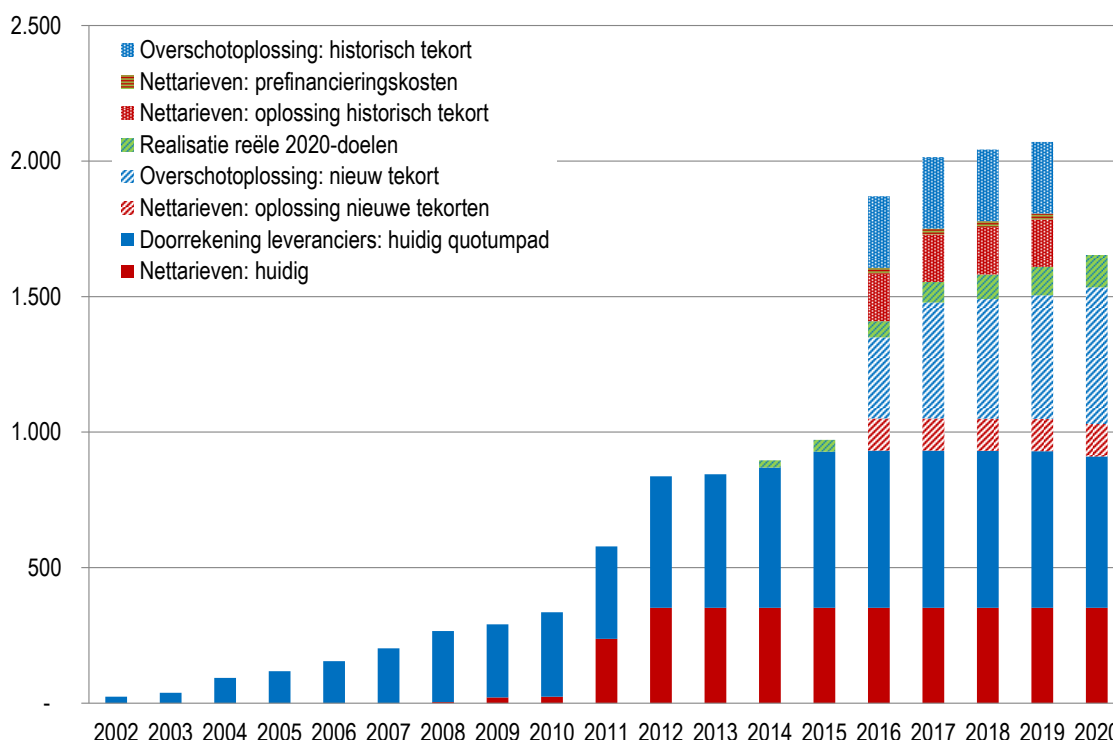
Als de twee biomassa-installaties evenwel omwille van de keuze van de projectontwikkelaar (bv. om economische redenen) of omwille van vergunningsredenen, toch niet gerealiseerd zouden worden, zullen wellicht voor andere kleinschalige of grootschalige installaties certificaten moeten worden voorzien om de bruto groene stroomdoelstellingen te halen. Het is de vraag of en met welke installaties deze kloof dan ingevuld zal worden en of dat met meer of minder certificaten kan dan met de twee biomassa-installaties. Er bestaan geen gepubliceerde Vlaamse potentieelstudies die daarover nadere informatie verschaffen.

3.4. Totale doorrekening kosten Vlaamse certificaten systemen: 1,9 tot 2,1 mld/j

De doorgerekende kosten van de Vlaamse certificaten systemen zullen wellicht stijgen tot 1,9 miljard euro in 2016 en verder tot 2,1 miljard euro in 2019 (Figuur 19) wanneer de nog niet doorgerekende historische certificatenkosten (tem 2015) tussen 2016 en 2019 worden doorgerekend, wanneer de opbouw van nieuwe niet-doorgerekende kosten wordt vermeden en wanneer ervoor wordt gezorgd dat Vlaanderen de reële 2020-

hernieuwbare energiedoelen realiseert. Dat betekent ongeveer een verdubbeling van de doorgerekende certificatenkosten ten opzichte van 2013.

Figuur 17: Doorgerekende kosten Vlaamse certificaten systemen: 1,9 mld in 2016



Hierbij wordt opgemerkt dat de inschatting van de doorrekening door de leveranciers van de huidige quota

- lichtjes daalt, door het effect van de dalende Btot¹⁰¹;
- geen rekening hield met de recent overgemaakte gegevens door VEA¹⁰². De kosten van de huidige GSC-quota zouden volgens nieuwe gegevens van VEA hoger liggen dan ingeschat door de SERV. Concreet zou er tussen 2012 en 2020 gecumuleerd **49 mio euro** meer worden doorgerekend via de huidige quota dan werd aangenomen (zie tabel).

Verder werd hierboven ook reeds verwezen naar de te lage inschatting van de kostprijs voor de oplossing van de certificatenoverschotten die tot 2020 138 mio euro zal meer kosten dan hierboven werd aangenomen (cf. supra). Met deze gegevens werd hierna geen rekening gehouden.

¹⁰¹ Deze cijfers zijn gebaseerd op VEA-prognoses over aantal in te leveren certificaten (Vlaams Energieagentschap (VEA). Rapport 2013/3. Deel 3: evaluatie quotumpad en productiedoelstellingen), versie december 2013. Deze prognoses vermelden niet de veronderstelde evolutie van de Btot (en de onderbouwing hiervan die blijkbaar afgeleid is uit de VEA-prognoses). De daling van Btot blijkt de stijging van de GSC-quota te compenseren waardoor het absoluut aantal in te leveren certificaten (en dus ook de daarvoor door te rekenen kosten) dalen. Het is onduidelijk in welke mate hierbij rekening werd gehouden met de invloed van retrobanding op Btot.

¹⁰² Op 28/2/2014 maakte VEA nieuwe, niet gepubliceerde cijfergegevens over aan de SERV over het aantal in te leveren GSC tot 2020 volgens de huidige quota.

Tabel 4: Te conservatieve inschatting in te leveren (en door te rekenen) GSC volgens huidig quotumpad

	Aantal in te leveren GSC			Waarde (93€/GSC)
	SERV-veronderstelling	VEA-cijfers	Verschil	
2012	3.799.808	3.799.838	30	2.760
2013	4.362.000	4.361.922	-78	-7.254
2014	4.500.000	4.771.606	271.606	25.259.358
2015	5.050.000	5.338.813	288.813	26.859.609
2016	5.020.000	5.156.447	136.447	12.689.571
2017	5.020.000	5.018.492	-1.508	-140.244
2018	5.010.000	4.985.514	-24.486	-2.277.198
2019	5.000.000	5.026.537	26.537	2.467.941
2020	5.000.000	4.826.108	-173.892	-16.171.956
Totaal 2012-2020	42.761.808	43.285.277	523.469	48.682.587

3.5. Doorrekening samen met andere kostenstijgingen: 2 tot 2,4 mld/j.

Bovenstaande kostenstijgingen zullen in min of meerdere mate **samenvallen met kostenstijgingen** voor andere componenten van het Vlaamse en federale (hernieuwbare) energiebeleid die bij ongewijzigd beleid wellicht eveneens doorgerekend zullen worden via de elektriciteitsfactuur. De precieze timing van deze kostenstijgingen is niet perfect te voorspellen.

- Vooral de kosten van **de eerste ontwikkelingszone voor offshore windenergie** zullen de komende jaren sterk stijgen. Deze kosten worden via de **transmissienettarieven** deels doorgerekend aan de Vlaamse verbruikers¹⁰³. Deze tarieven worden vastgelegd door de CREG (2,2133 €/MWh in 2013 op de niet-vrijgestelde leveringen)¹⁰⁴. Tussen 2012 en 2013 verdubbelden de kosten van de ontwikkeling van offshore windenergie. Die kosten zullen vermoedelijk tegen 2016 verdrievoudigen en tegen 2017 **verviervoudigen**. Volgens een ruwe en conservatieve schatting¹⁰⁵ zal daarvan ongeveer 60% gedragen worden door elektriciteitsverbruikers in Vlaanderen. Zo zal offshore windenergie aan de Vlaamse elektriciteitsverbruikers 97 mio euro per jaar kosten in 2013, 127 mio euro in 2015, 160 mio euro in 2016, 293 mio euro in 2019 en 443 mio euro in 2020. De vrijstellingen voor de energie-intensieve bedrijven werden in mindering gebracht¹⁰⁶. De kosten van de kabelsubsidie werden niet meegerekend. Er werd geen rekening gehouden met een eventuele tweede ontwikkelingszone voor offshore windenergie. Als de bouw van de nieuwe parken vertraging oploopt, wordt de doorrekening van deze kosten uitgesteld.

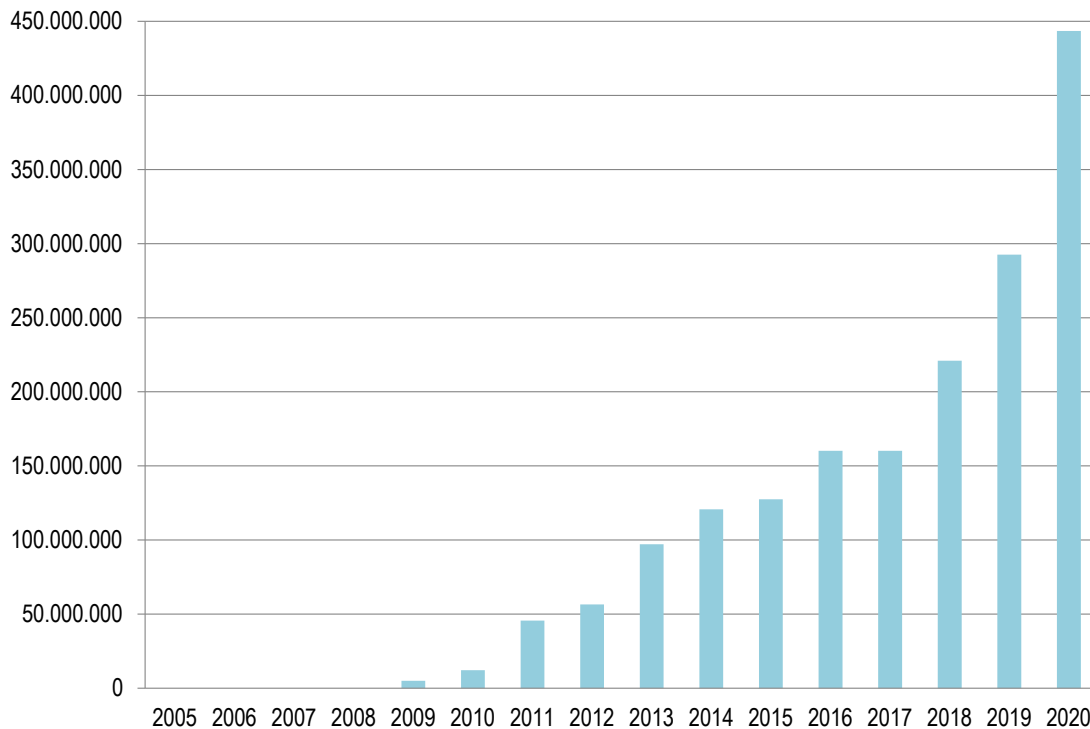
¹⁰³ We veronderstellen dat Vlaanderen bijdraagt in de kosten van offshore a rato van de verhouding tussen de totale geleverde elektriciteit in Vlaanderen ten opzichte van de totale geleverde elektriciteit in België (44,12 TWh/72,64 TWh = 61%).

¹⁰⁴ Zie tabel in bijlage.

¹⁰⁵ Op basis van de verdeling van de geleverde hoeveelheden elektriciteit in de gewesten. Ter vergelijking: de nota aan de Vlaamse regering van 31 januari 2014 wijst 64% van de groene stroomproductie van de offshore windparken toe aan Vlaanderen.

¹⁰⁶ Zo zou er voor 2014 en 2015 48 mio uit algemene middelen worden besteed voor de financiering van de kosten van de degressieve bijdrage van de energie-intensieve industrie aan de uitbouw van de offshore-parken. Nadien zouden die inkomsten voor 2/3 uit de inkomsten uit het langer openhouden van de kernreactor Tihange 1. Er wordt verondersteld dat 61% van deze vrijstelling ten goede komt aan Vlaanderen.

Figuur 18: Schatting offshore windcertificatenkosten voor Vlaanderen



- Er kunnen **andere, nieuwe en aangepaste regelingen** komen waarvan de (stijgende) kosten doorgerekend worden in de distributietarieven. Zo kan verwezen worden naar
 - wijzigingen in de aansprakelijkheidsregeling voor netbeheerders;
 - de afschakel- en vergoedingsregeling voor decentrale producenten;
 - de versnelling van het ambitieniveau van het groene warmtebeleid dat deels via de nettarieven verrekend kan worden (bv. via premies van netbeheerders voor zonneboilers en warmtepompen);
 - een eventueel capacity remuneration mechanism;
 - ...

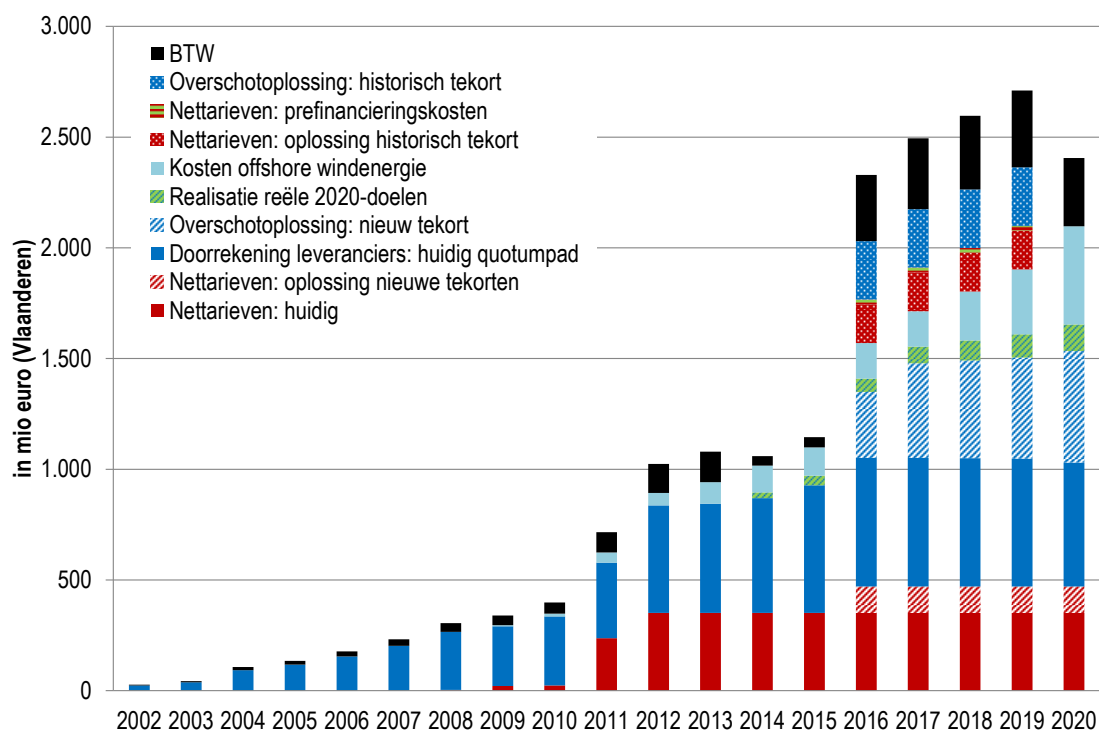
De kosten van deze andere regelingen konden nu nog niet worden ingeschat.

- De kosten voor **netaanpassingen** zullen wellicht toenemen. Op het **hoogspanningsnet** gaat het o.a. over aansluiting van de offshore windmolenparken, bv. project Stevin. Voor het **distributienet** gaat het o.a. over distributienetaanpassingen voor integratie van decentrale hernieuwbare energie, slimme netten en meters, energie-opslag, backup, ... Er is onvoldoende informatie beschikbaar om de impact hiervan op de doorgerekende kosten te berekenen. Wellicht is de impact op de nettarieven door de lange afschrijvingstermijnen beperkt.

Louter rekening houdend met de extra kosten van offshore windenergie, zullen op basis van de huidige beschikbare informatie tussen 2016 en 2020 de kosten van de Vlaamse en federale certificaten systemen voor Vlaanderen stijgen van 1,0 miljard euro per jaar in 2013 naar 2,0 miljard euro per jaar in 2016 en 2,4 miljard euro per jaar in 2019 (zie Fi-

guur 19). Als 21% BTW wordt meegerekend¹⁰⁷, stijgen de kosten van de Vlaamse en federale certificaten systemen voor Vlaanderen naar 2,3 mld euro in 2016 en 2,7 mld euro in 2019; de tijdelijke BTW-verlaging zou enkel impact hebben op 2014 en 2015.

Figuur 19: Certificatengerelateerde kosten voor Vlaanderen stijgen van 1,0 mld in 2013 naar 2,0 mld in 2016 (excl. BTW)



¹⁰⁷ Op 70% van de certificatenkosten (omdat naar schatting voor 70% van de verbruiken de BTW gerecupeerd kan worden). Veronderstelling dat de BTW-verlaging naar 6% tijdelijk is (2014-2015) en dat ook BTW op overschotoplossing verschuldigd is.

Tabel 5: Door te rekenen certificatenkosten bij doorrekening van uitgestelde kosten tussen 2016-2019 via elektriciteitsfactuur¹⁰⁸

<i>in mio euro per jaar</i>		2013	2016	2019	2020
Via NETBEHEERDERS (opkoopplicht)					
Netto-opkoopkosten netbeheerders	GS	452	453	453	453
	WKK	18	18	18	18
Oplossing historisch tekort nettarieven (699 mio over 4 jaar)			175	175	
Financieringskosten (88 mio over 4 jaar) ¹⁰⁹			22	22	
Totaal		351	667	667	471
Via LEVERANCIERS (quotumplicht)					
Doorrekening volgens huidig quotumpad	GS	406	467	465	465
	WKK	100	113	113	94
Oplossing historische certificatenoverschotten (1.056 mio over 4 jaar)			264	264	
Vermijden nieuwe certificatenoverschotten (incl. 2 nieuwe installaties)			299	456	504
Verhoging ambitieniveau GS (2020 doelen)			60	105	120
Totaal		506	1.203	1.403	1.183
TOTAAL VLAAMSE certificatenkosten(excl. BTW)		857	1.870	2.070	1.654
ANDERE KOSTEN					
Offshore windenergie		97	160	293	443
BTW ¹¹⁰		140	298	347	308
TOTALE VLAAMSE en FEDERALE certificatenkosten (incl. BTW)		1.094	2.328	2.710	2.405

3.6. Impact kostenstijgingen is gedifferentieerd en nadelig

Sterke stijgingen van de kosten van de certificaten systemen wegen op verbruikers en zijn **nadelig** voor de gezinnen en de bedrijven en voor het maatschappelijk en financieel draagvlak voor een verdergaand hernieuwbare energiebeleid. Ze kunnen op korte termijn betalingsproblemen en cash flow problemen veroorzaken bij finale afnemers van elektriciteit. Ze kunnen ook een impact hebben op het economisch herstel.

Het is moeilijk om de **impact van de gecumuleerde kostenstijgingen op de diverse types klanten** te berekenen. Immers, de elektriciteitsfactuur **verschilt sterk** tussen types klanten, tussen distributiezones en tussen leveranciers, naar gelang het verbruiksprofiel, de gezinssamenstelling,¹¹¹. Dat komt o.a. omdat niet alle netbeheerders geconfronteerd worden met dezelfde opkoopkosten voor certificaten (omdat er (nog) geen

¹⁰⁸ Bij ongewijzigd beleid en bij doorrekening van tekorten in 2016-2019 via elektriciteitsfactuur: tekorten bij netbeheerders via nettarieven, certificatenoverschotten via een quotumverhoging. Bij verkoop door netbeheerders aan 90€/GSC; 21€/WKC. Doorrekening door leveranciers en oplossing overschotten aan 93€/GSC; 27€/WKC.). Zonder 7 mio euro vergoede prefinancieringskosten uit algemene middelen.

¹⁰⁹ 95 mio verminderd met 7 mio euro vergoed door VR

¹¹⁰ 21% op 70% van de factuur voor de kosten van de Vlaamse én de federale certificaten systemen voor Vlaanderen.

¹¹¹ Zo noteert CREG voor typeverbruikers Dc dat totale elektriciteitsfacturen variëren van 160 €/MWh tot 240 €/MWh en voor Ic1-verbruikers van 120€/MWh tot 160 €/MWh. <http://www.creg.info/pdf/Studies/F1183NL.pdf>.

volledige solidarisering is van de kosten voor openbare dienstverplichtingen tussen netbeheerders) en omdat niet alle leveranciers dezelfde kosten moeten maken om te voldoen aan de quotumverplichtingen. Daarom moet steeds omzichtig worden omgesprongen met berekeningen van de certificatenkosten voor een gemiddeld gezin of een type bedrijf, aangezien de kosten voor een gelijkaardig gezin hard kunnen verschillen naar gelang het netgebied en de gekozen leverancier¹¹². Steeg de elektriciteitsfactuur van een gezin met gemiddeld verbruik van 3.500 kWh, volgens de CREG tussen 2007 en 2013 met 215 euro, dan kan deze stijging in bepaalde gevallen dus veel hoger of lager liggen dan dat gemiddelde.

Bovendien zijn er weinig gegevens over de **kwetsbaarheid** van specifieke groepen binnen de standaard-klantentypes (zoals de huishoudelijke afnemers in energie-armoede of de bedrijven waarvoor de energiekost een belangrijk concurrentienadeel wordt).

Niettemin zijn er **op dit moment** duidelijke indicaties dat **vooral huishoudens en KMO's** de lasten van de certificaten systemen dragen (en zullen blijven dragen bij ongewijzigd beleid). Dat komt o.a. omdat men de concurrentiepositie van energie-intensieve bedrijven wou bewaken. Zowel bij de doorrekening via de nettarieven als bij de doorrekening via de leveranciers zijn er dergelijke indicaties:

- Professionele klanten op middenspanning genieten **gunstigere nettarieven** dan residentiële klanten op laagspanning. De middenspanningstarieven liggen tot meer dan de helft lager dan de laagspanningstarieven door de cascadering van de kosten tussen klantengroepen. De klanten in MS dragen niet de kosten van de infrastructuur die zich downstream van hun net bevinden. Daardoor is er een belangrijke degressiviteit van de distributienettarieven¹¹³. Zo wordt voor Dc-klanten (residentiële klanten) bij Interenerga 70€/MWh aangerekend en bij Gaselwest 102 €/MWh terwijl dat voor Ic1-klanten (professionele klanten op middenspanning) varieert van 28 €/MWh bij Interenerga tot 37€/MWh bij Gaselwest.

Specifiek voor de certificatenkosten geldt naar verluidt¹¹⁴ ruwweg dat 50% van de netto-opkoopkosten voor netbeheerders worden veroorzaakt door installaties aangesloten op middenspanning, terwijl 80% van de aangerekende netto-opkoopkosten betaald worden door de laagspanningsklanten.

- Grote verbruikers genieten **belangrijke**¹¹⁵ **vrijstellingen op de doorrekening van de quotumverplichting door leveranciers**. Deze vrijstellingen werden door de hervorming van de certificaten systemen in 2012 sterk uitgebreid om de impact van stijgende quota op de energiekosten van energie-intensieve bedrijven te beperken met het oog op het vrijwaren van hun concurrentiepositie. De vrijstellingen op de groene-

¹¹² Overigens is het niet eenvoudig om de verwachte doorgerekende kosten per klant precies te simuleren, zelfs bij behoud van de huidige lastenverdelingsmethodes; zo hangt veel af van de uiteindelijke groene stroommix en het spanningsniveau waarop groene stroominstallaties worden aangesloten.

¹¹³ <http://www.creg.info/pdf/Studies/F1183NL.pdf>

¹¹⁴ Op aangeven van de netbeheerders.

¹¹⁵ 40% voor de afname tussen 1 000 MWh en 20 000 MWh voor bedrijfsvestigingen waarvan de hoofdactiviteit behoort tot [NACE-BEL 2008 code 05 tot en met 33 (industrie en winning van delfstoffen), code 46391 of code 52100.]; 75% voor de afname tussen 20 000 MWh en 100 000 MWh; 80% voor de afname tussen 100 000 MWh en 250 000 MWh 98% voor de afname boven 250 000 MWh.

stroomcertificatenverplichting betekenen voor de verbruikers die ervan genieten een collectief voordeel van 99 mio euro/jaar in 2012¹¹⁶.

De **toekomstige impact** van de certificaten systemen op de diverse (sub)doelgroepen hangt af van gemaakte keuzes en van externe factoren, met name van

- de manier waarop de nog niet doorgerekende certificatenkosten zullen worden **gefinancierd**. Bij de doorrekening via nettarieven hangen de verdelingseffecten o.a. af van de te kiezen nieuwe nettarievenstructuur en van de wijze waarop kosten toegewezen worden aan bepaalde klanten (cf. het huidige cascadeprincipe). Bij de doorrekening via leveranciers zijn de keuzes inzake de vrijgestelde leveringen cruciaal. Bij financiering uit algemene middelen hangt veel af van de vraag of hiervoor inkomsten worden verhoogd (zo ja, op welke manier) en of hiervoor andere uitgaven worden verlaagd (zo ja, wie hierdoor baten misloopt)¹¹⁷.
- de eventuele inzet van **remediëringsopties** i ingeval de kostenverhoging voor bepaalde (groepen) bedrijven of huishoudens onaanvaardbaar worden. Remediëring kan binnen het certificatenstelsel (bv. door een andere afbakening van de certificatenplicht¹¹⁸, een andere ordening van de kortingspercentages¹¹⁹ of een andere aanrekeningsbasis¹²⁰) of erbuiten (bv. een andere verdeling van de baten van beleid).
- de mate waarin **verschillen** in de doorrekening van certificatenkosten in de nettarieven **tussen netgebieden** aangepakt zullen worden, bijv. via een volledige solidariseren van de certificatenkosten tussen de netbeheerders¹²¹.
- de mate waarin (kwetsbare) verbruikers **zelfproducenten/prosumenten** zijn. Verbruikers die (hebben) kunnen investeren in een eigen groene stroom- of WKK-installatie zijn op dit moment (gezien de doorrekening van de certificatenkosten per geleverde MWh) minder kwetsbaar voor stijgingen in de doorrekening van certificatenkosten dan degenen die dat niet deden of kunnen doen.
- de specifieke **kwetsbaarheid** voor eventuele kostenstijgingen van bepaalde (sub)doelgroepen, die bijvoorbeeld kan verschillen afhankelijk van de blootstelling aan internationale concurrentie of het (energie)-armoederisico. Er bestaat nu weinig informatie over de impact van eventuele kostenstijgingen op de competitiviteit van (diverse groepen) bedrijven en op de koopkracht van (diverse types) huishoudens.

¹¹⁶ Vrijgestelde indiening van GSC werd gewaardeerd aan 104 euro/GSC in 2012 (doorrekenbare kost) en aan 93 euro/GSC daarna (garantiewaarde). Op basis van VEA-prognoses (2013/3 deel 3) werd Btot afgeleid die zakt tot 0,722 in 2020. Er werd tevens een stijging van de vrijgestelde leveringen verondersteld van 1%, conform prognoses van VEA (2013/3 deel 3).

¹¹⁷ Op dit moment komt ongeveer 80% van de middelen van de Vlaamse begroting van federale dotaties die in hoofdzaak afkomstig zijn van de personenbelasting en de BTW.

¹¹⁸ Nu worden vrijstellingen op de GSC-plicht toegekend op basis van de omvang van het elektriciteitsverbruik en (voor kleinere verbruikers) ook op basis van hun activiteit.

¹¹⁹ Men kan de toe te kennen korting aan een klant anders over de verbruiksschijven van die klant verdelen. De kortingspercentages voor de eerste verbruiksschijf van een klant (bv. de eerste 50% van het verbruik) verschillen dan van die voor de volgende verbruiksschijven van die klant.

¹²⁰ Het kan nodig zijn om alternatieven te zoeken voor de huidige doorrekeningswijze van de certificatenkosten via de elektriciteitsfactuur omdat de basis voor de doorrekening van certificatenkosten verkleint terwijl de kosten toenemen, waardoor een kleiner wordende groep steeds grotere lasten moet dragen.

¹²¹ Cf. SERV advies van 10 juni 2013, Reactie op het voorstel van decreet houdende de oprichting van een Vlaams Energiedistributienetbedrijf.

- de toekomstige evolutie van de **overige posten op de elektriciteitsfactuur**. Zullen die eventuele stijgingen in de doorgerekende certificatenkosten deels compenseren of juist versterken?

- Zal de tijdelijke **BTW-verlaging** van 21% naar 6% in 2014 en 2015 na 2015 worden verlengd? Een BTW-verlaging zou voor een gemiddelde huishoudelijke verbruiker een impact hebben van -22 tot -27€/MWh op de huidige elektriciteitsfactuur (uitgaande van variaties in de totale elektriciteitsprijs van 175€/MWh tot 235€/MWh in 2013¹²²) en **-28 tot -37€/MWh** op de door de certificatenkosten gestegen verwachte elektriciteitsfactuur in 2016 (ruwe inschatting in Tabel 6). Een verlengde BTW-verlaging zou zo volgens een ruwe inschatting zorgen dat in het scenario met de doorrekening van de nog niet doorgerekende certificatenkosten tussen 2016-2019 via de elektriciteitsfactuur de elektriciteitsfactuur niet stijgt met 28 à 29%, maar slechts met 12 à 13% (Tabel 6).
- Hoe zal de **energiecomponent** evolueren? Recent worden er dalingen van deze component in de tarieffiches genoteerd (**-7€/MWh** voor huishoudelijke klanten in 2013)¹²³. Het is de vraag of deze dalingen zich zullen verderzetten en hoe deze dalingen zich zullen verhouden tot de evolutie van de doorgerekende certificatenkosten via de elektriciteitsfactuur (die afhankelijk zijn van de terzake gemaakte keuzes).

In ieder geval is de genoteerde daling van 2007 tot 2013¹²⁴ en ook in 2013 beperkt ten opzichte de stijgingen van de nettarieven en de bijdrage groene stroom in het verleden (2007-2013)¹²⁵ en ten opzichte van de verwachte stijgingen van de Vlaamse certificaten systemen tegen 2016 die 8 tot 9 keer groter zijn indien de niet betaalde kosten volledig via de elektriciteitsfactuur zouden worden verrekend en indien de opbouw van nieuwe tekorten wordt vermeden (Tabel 6).

Ook is het de vraag hoe deze verlagingen van de energiecomponent (die opgevolgd worden in de tarieffiches) doorgerekend worden aan de klanten (verdeling van aantal klanten per tariefformule) en hoeveel duurder de certificaten systemen zullen worden bij een lagere elektriciteitsprijs die de rendabiliteit van groenestroominstallaties verlaagt en de te financieren onrendabele top verhoogt.

- Wat is de impact op de elektriciteitsfactuur van de **bijkomende kosten** bv. voor bijkomende netinvesteringen, capaciteitsvergoedingsmechanismen, aangepaste aansprakelijkheidsregelingen, etc.?

¹²² CREG, Studie (F)130926-CDC-1271 over "de componenten van de elektriciteits- en aardgas prijzen" 26 september 2013

¹²³ <http://www.creg.info/Tarifs/energiecomponent.pdf> blz. 17. Van 78€/MWh naar 71€/MWh.

¹²⁴ <http://www.creg.info/Tarifs/energiecomponent.pdf> figuur 3

¹²⁵ CREG, Studie F1271NL. Figuur 5 geeft aan dat stijgingen in de nettarieven (door diverse redenen niet alleen certificaten systemen) tussen 2007 en 2013 variëren van +22 €/MWh voor Interenerga en +55€/MWh voor Gaselwest. Figuur 8 geeft aan dat de bijdrage groene stroom tussen 2007 en 2013 steeg met 10€/MWh.

- de mate waarin Europa zal zorgen voor meer **harmonisering en coördinatie** van het energiebeleid en een Europees level playing field, incl. Europese afspraken over de doorrekening van de kosten van het hernieuwbare energiebeleid aan diverse doelgroepen¹²⁶.

Tabel 6: Ruwe benadering impact certificatenkosten op huishoudelijke elektriciteitsfactuur (doorrekening 2016-2019 via elektriciteitsfactuur, ceteris paribus)¹²⁷

Dc	2013		2016		Toename 2013-2016 (%)		Toename 2013-2016 (€/MWh)	
€/MWh	Interenerga (Lampiris)	Gaselwest (Luminus)	Interenerga (Lampiris)	Gaselwest (Luminus)	Interenerga (Lampiris)	Gaselwest (Luminus)	Interenerga (Lampiris)	Gaselwest (Luminus)
Certificatenkosten in nettariaf	21	35	40	67	90%	90%	+19	+32
Bijdrage groene stroom en WKK	16	16	38	38	138%	138%	+22	+22
Federale offshore bijdrage	2	2	4	4	65%	65%	+1	+1
Totaal certificatenkosten (excl. BTW)	39	53	82	108	108%	103%	+42	+55
BTW op certificatenkosten (21%)	8	11	17	23	108%	103%	+9	+12
Totaal certificatenkosten (incl. 21 BTW)	47	64	99	131	108%	103%	+51	+67
BTW (21%) op elektriciteitsfactuur	30	41	39	52	29%	28%		
Totaal elektriciteitsfactuur (cet. par.), incl. 21% BTW	175	235	226	302	29%	28%	+51	+67
BTW (6%) op elektriciteitsfactuur (verlenging na 2015)			11	15				
Totaal elektriciteitsfactuur (cet. par.), incl. 6% BTW	175	235	198	264	13%	12%	23	+29
€/jaar (gezin 3500 kWh)								
Certificatenkosten in nettariaf	74	123	140	233	90%	90%	+66	+110
Bijdrage groene stroom en WKK	56	56	133	133	138%	138%	+77	+77
Federale offshore bijdrage	8	8	13	13	65%	65%	+5	+5
Totaal certificatenkosten (excl. BTW)	137	186	286	379	108%	103%	+148	+193
BTW op certificatenkosten (21%)	29	39	60	80	108%	103%	+31	+40
Totaal certificatenkosten (incl. BTW)	166	225	346	458	108%	103%	+180	+233
BTW (21%) op elektriciteitsfactuur	106	143	137	183	29%	28%		
Totaal elektriciteitsfactuur incl. 21% BTW	613	823	792	1.055	29%	28%	+180	+233
Aandeel certificatenkosten op elektriciteitsfactuur	27%	27%	44%	43%				
BTW (6%) op elektriciteitsfactuur (verlenging na 2015)			39	52				
Totaal elektriciteitsfactuur incl. 6% BTW			694	925	13%	12%	+81	+102

¹²⁶ Cf. recent onderzoek van de Europese Commissie naar mogelijks ongeoorloofde staatssteun in het kader van het Duitse hernieuwbare energiebeleid.

¹²⁷ De impact op de elektriciteitsfactuur **ceteris paribus**. Het zou kunnen dat deze toegenomen kosten deels gecompenseerd worden door een verlengde lagere BTW-regeling, een lagere energiecomponent of een verhoogde waarde van de gratis elektriciteit (afhankelijk van de gezinssamenstelling) en/of deels versterkt worden door stijgende kosten door andere componenten van de elektriciteitsfactuur (andere netkosten, kosten van andere openbare dienstverplichtingen, etc.). Andere keuzes inzake de oplossing van de nog niet doorgerekende kosten of wijzigingen in de wijze waarop de kosten van de certificaten-systemen worden verrekend of wijzigingen in de manier waarop de bruto groene stroomdoelstelling wordt gehaald, etc. kunnen deze kosten beïnvloeden. Er moet met deze inschattingen dan ook **zeer omzichtig** worden omgesprongen.

De berekening maakt een zeer ruwe indicatie van de certificatenkosten op de elektriciteitsfactuur voor huishoudelijke klanten (Dc), in het scenario waarbij de nog niet-betaalde certificatenkosten tussen 2016 en 2019 volledig via de elektriciteitsfactuur zouden worden verrekend volgens de huidige lastenverdeling en waarbij de opbouw van nieuwe tekorten wordt vermeden. De berekening past de stijgingspercentages van de totale door te rekenen kosten, zoals vastgesteld in Tabel 5 van dit rapport, toe op de omvang van de betreffende componenten in 2013 volgens CREG bij twee Dc-klanten (met andere netbeheerder en andere leverancier) om de toekomstige omvang van die component in te schatten.

Bijdrage GS en WKK in 2013 volgens figuur 8 van CREG, Studie (F)130926-CDC-1271 over "de componenten van de elektriciteits- en aardgaspijzen" 26 september 2013. GS- en WKK via nettarieven in 2013 volgens figuur 6 van CREG-studie: 30 (Interenerga) tot 50 €/MWh (Gaselwest), waarvan ongeveer 70% te wijten is aan certificatenkosten (op basis van data overgemaakt door Infrax).

3.7. Snelle aanpak kan plotse stijgingen (én kosten) verminderen

Wanneer de nettarijfschulden en de certificatenoverschotten sneller aangepakt worden (hierna het S4-scenario genoemd), zou dat voordelen kunnen hebben ten opzichte van het scenario bij ongewijzigd beleid waarbij een doorrekening van 'schulden' wordt verondersteld tussen 2016 en 2019 (het zogenaamde S1-scenario).

- De kostenstijgingen zouden in S4 meer gespreid worden in plaats van de plotse kostenstijging van 2015 naar 2016 in S1. De stijgingen zouden dus ook minder samen vallen met de verwachte kostenstijgingen van het off-shore windbeleid.
- De kosten van de certificaten systemen die ten laste vallen van nettarieven zouden verminderen omdat de financieringskosten gevoelig dalen bij een snelle aanpak van nettarijfschulden en certificatenoverschotten en omdat de netto-opkoopkosten door de hogere certificaatprijzen verminderen (Figuur 20). Door de nettarieven in 2014 aan te passen en door via de overschotoplossing de certificaatprijs op te krikken tot 97€¹²⁸, kunnen de gecumuleerde financieringskosten (tussen 2009 en 2020) met **70 mio euro** dalen ten opzichte van het scenario S1 bij een rente van 1,8% (Figuur 21). Is de rente hoger dan zijn de bespaarde financieringskosten van het S4-scenario tov het S1-scenario **143 mio euro**¹²⁹ (Tabel 21 in bijlage).

Een versnelde doorrekening van nettarijfschulden en certificatenoverschotten vergt wel een snelle aanpak en dat is niet altijd evident. Over eventuele quotumaanpassingen voor 2015 die aangerekend worden in 2014, moest eigenlijk al in 2013 beslist zijn. Een eventuele quotumaanpassing voor 2016 heeft pas betrekking op de aanrekening in 2015. Voor de doorrekening via de nettarieven is het niet duidelijk of Vlaanderen vóór de vaststelling van nieuwe tarieven via de nieuwe Vlaamse tariefmethodologie – vermoedelijk in 2016 of 2017 - overgangstarieven zal kunnen vaststellen.

¹²⁸ Er wordt in S4 verondersteld dat deze prijs al in 2014 opgekrikt wordt tot 97€/GSC, terwijl dit misschien pas tegen 2017 bereikt zal worden.

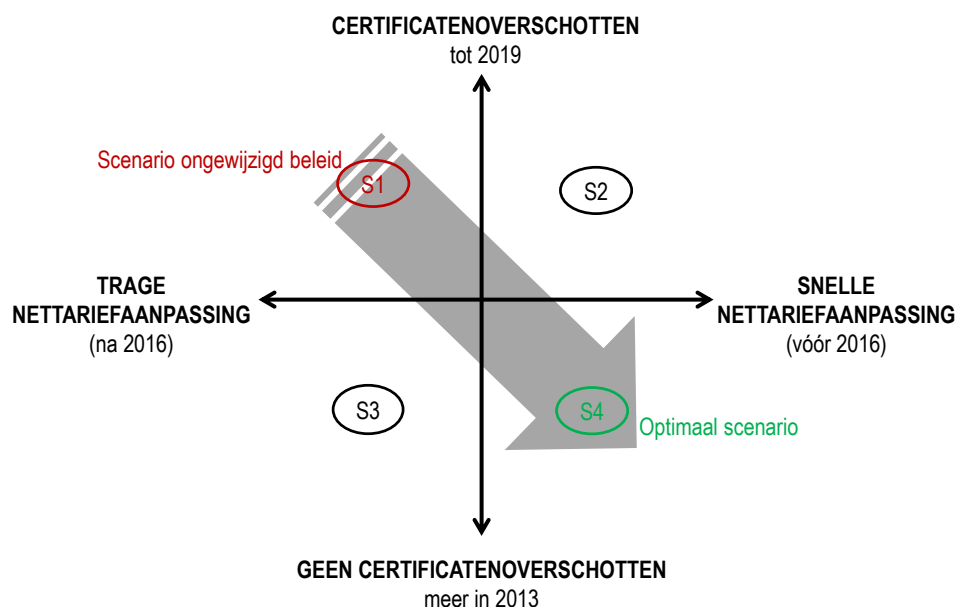
¹²⁹ Deze daling van de prefinancieringskosten is te wijten aan de veronderstelde stijging van de certificaatprijs, waardoor de netto-opkoopkosten voor netbeheerders afnemen en aan het feit dat netbeheerders minder lang moeten wachten eer zij hun certificatenkosten kunnen doorrekenen.

Tabel 7: Vier scenario's inzake bevroering nettarieven en aanpak overschotten

Hierboven werden vooral de implicaties aangegeven van een oplossing van de 'certificatenschulden' tussen 2016 en 2019 omdat dat scenario het meest lijkt aan te sluiten bij de huidige beleidslijnen. Maar ook andere scenario's voor de oplossing van de certificatenschulden zijn mogelijk. Bijvoorbeeld scenario's die de nettariefbefrozing opheffen en die al tussen 2014-2017 de nettarijfschulden aanpakken (S2 en S4) of scenario's die ook al eerder de certificatenoverschotten aanpakken (S3 en S4). Hierna worden 4 beleidsscenario's doorgerekend, die verschillen naar gelang

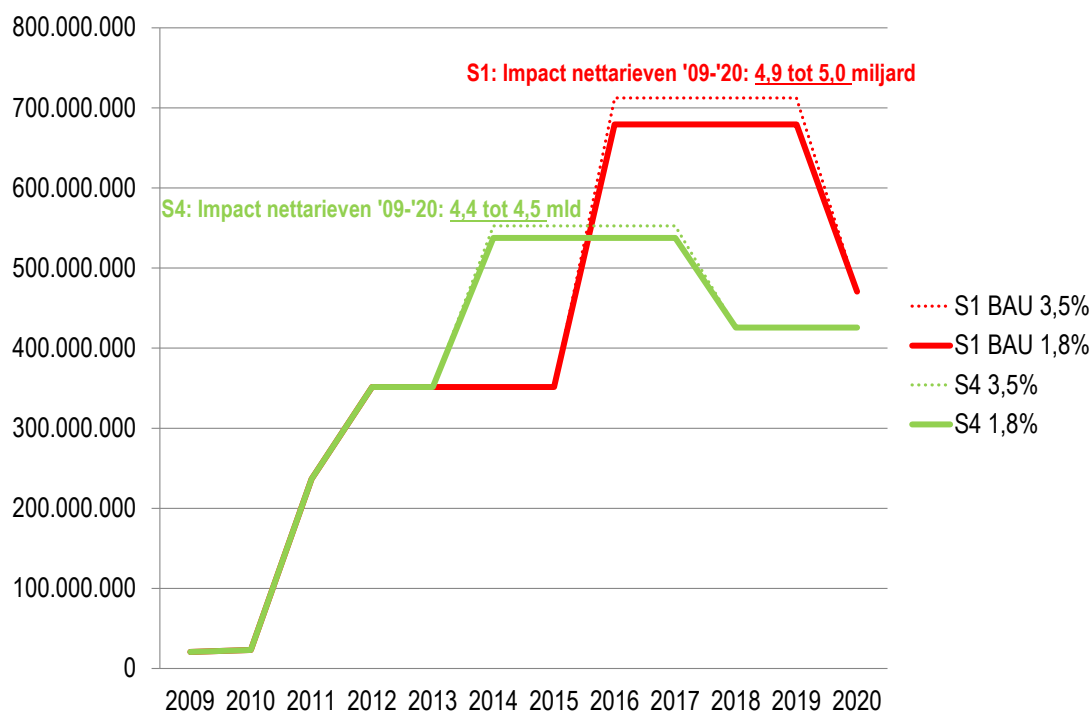
- de **timing en de aard van de aanpassing van de nettarieven**. Scenario's S1 en S3 veronderstellen dat de nettarieven bevroren blijven tot 2016 en dat vanaf 2016 nieuwe tarieven zullen gelden. Dit is een optimistisch scenario in de veronderstelling dat Vlaanderen in 2016 nieuwe nettarieven zal hebben, maar, zoals bleek op het VREG- stakeholderoverleg 5 november 2013, lijkt 2017 realistischer. S2 en S4 heffen de bevroering van de nettarieven vanaf 2014 op en voorzien aangepaste nettarieven vanaf 2014.
- de **aanpak van de certificatenoverschotten**. Scenario's S1 en S2 veronderstellen dat de certificatenoverschotten blijven bestaan, waardoor netbeheerders hun certificaten in portefeuille maar traag op de markt kunnen verkopen en aan een lagere prijs (90 €/GSC en 21 €/WKC). S3 en S4 voorzien dat de certificatenoverschotten direct en volledig worden aanpak, zodat de netbeheerders de certificaten in portefeuille kunnen verkopen tegen de normale marktprijs (97 €/GSC en 27 €/WKC).

S1 komt overeen met het huidige beleid (BAU), dat de tarieven bevroren houdt tot 2016 en dat de certificatenoverschotten onaanpak laat. S4 wordt als een optimaal scenario bestempeld, omdat het de certificatenoverschotten sneller oplost en de nettarieven sneller aanpast, zodat de opgebouwde schuld vermindert en de tariefstijging verzwakt.

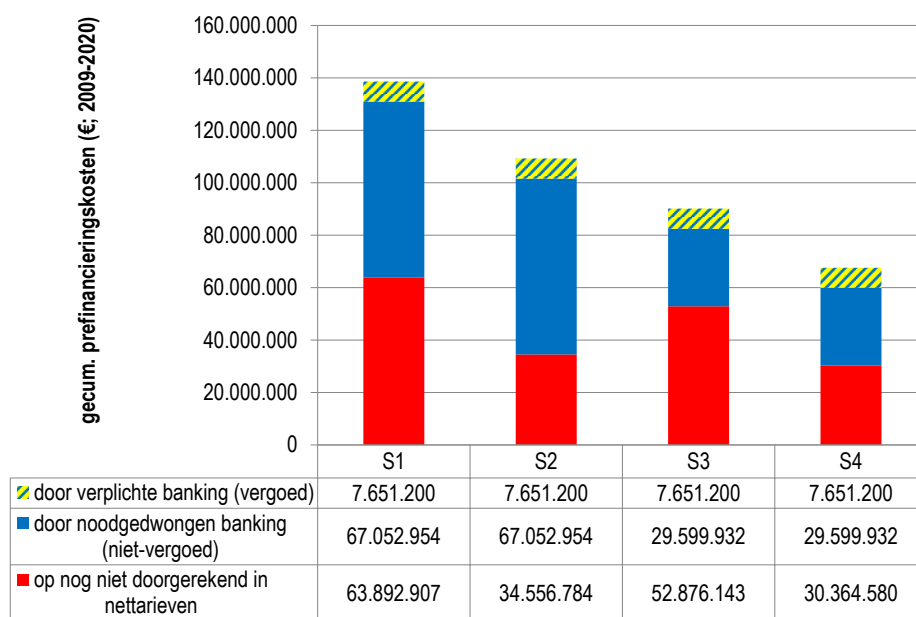


Hierna wordt verondersteld dat aangepaste tarieven 4 jaren gelden maar ook andere tariefperiodes zijn in principe mogelijk. Ook wordt verondersteld dat de opgebouwde tekorten in het verleden volledig in rekening worden gebracht.

Figuur 20: Certificatenkosten doorgerekend via nettarieven (incl. financieringskosten)¹³⁰



Figuur 21: Gecumuleerde financieringskosten (2009-2020; 1,8%)¹³¹



¹³⁰ De totale impact op de nettarieven is in S4 kleiner dan in S1, vooral omdat een hogere certificaatprijs wordt aangenomen omwille van de veronderstelde oplossing van de overschotten (97€/GSC, 31€/WKC). Ook lagere prefinancieringskosten (cf. supra) spelen een rol.

¹³¹ S1 en S3 staan voor een trage aanpassing van de nettarieven, met name tussen 2016 en 2019, om de tekorten door te rekenen. S2 en S4 staan voor een snellere aanpassing van de nettarieven, met name tussen 2014 en 2016.

4. Bijlagen

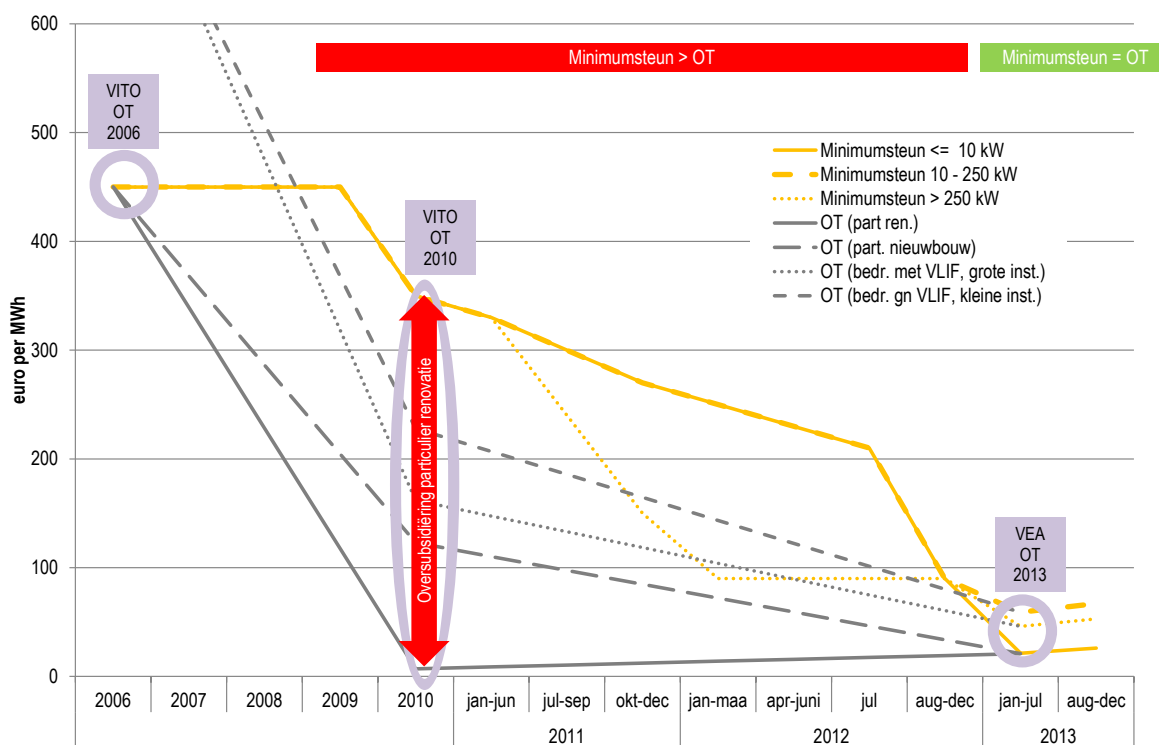
Tabel 8: Chronologie van de relevante energiebeleidsadvisering door SERV

	SERV-adviezen
2005	15/6 (benchmark elektriciteitskosten) - Remediëring nodig: kostenverlaging van het groenestroomcertificatensysteem. 18/10 (Vlaamse klimaatconferentie) - Vraag naar gedifferentieerd mechanisme om een oversubsidiëring van bepaalde installaties door het groenestroomcertificatensysteem te vermijden
2008	7/5 - Onderzoek welk steunmechanisme maximale zekerheid biedt aan investeerders in HE en kost tot een minimum beperkt 12/10 (VESOC-akkoord) - Afspraak doorlichting openbare dienstverplichtingen met prioriteit voor ODV met grootste impact op energieprijzen
2009	17/2 - Twijfel of het huidige groenestroomcertificatensysteem wel het meest efficiënte systeem - Nood aan grondige evaluatie: welk instrument is het meest effectief en kostenefficiënt: het huidige hybride Vlaamse groene-stroomcertificatensysteem of een volledige overstap naar een feed-in systeem of nog een andere piste 10/6 (pact 2020: stapstenen voor de nieuwe Vlaamse regering) - Optimalisering ODV, evaluatie en bijstelling financieel ondersteuningsbeleid voor HE 7/12 (beleidsnota's 2009-2014) - Herijking HE-beleid, verhoging van de efficiëntie en vergroening van de economie. Centraal stellen van sociaal-economische bonuseffecten zoals economische vernieuwing, positieve verdelingseffecten en innovatiebevordering. Een transitie-aanpak dringt zich op, zowel voor de herijking van het bestaande hernieuwbare energiebeleid als voor de vormgeving van het groene warmtebeleid
2010	5/7 (aanpassingen WKK-certificatensysteem) - Meer fundamentele discussie en herijking van het WKK-certificatensysteem 15/9 - Nood aan efficiëntieverhoging in HE-beleid. ...Zo is er in het WIP overeengekomen dat er een grondige evaluatie nodig is naar de efficiëntie van het groenestroom- en WKK-ondersteuningsmechanisme. Daarbij moet onderzocht worden welk Vlaams ondersteuningsmechanisme binnen het Europees kader maximale zekerheid kan geven aan investeerders in hernieuwbare energie en tegelijkertijd de maatschappelijke kost tot een minimum kan beperken. - Beter benutten sociaaleconomische baten en wisselwerking met energie-infrastructuur. Giganthische investeringen zijn nodig in de energie-infrastructuur. Het is duidelijk dat de kosten daarvan sterk zullen verschillen naar gelang de gemaakte keuzes in het beleid. Daarom is geïntegreerde infrastructuurplanning nodig, met voldoende overleg tussen de verschillende beleidsdomeinen en beleidsniveaus, met betere afspraken tussen de betrokken actoren, met een goed geïnformeerde en onafhankelijke regulator die zorgt voor de nodige sturing en met een geïnformeerd maatschappelijk debat over de gewenste aard van het energiesysteem. 1/12 (aanpassing groenestroom- en warmtekracht-certificatensystemen (regeringsamendement programmadecreet 2011)) - Debat over wat steun verdient (PV-werkgelegenheid? Knelpuntberoepen, nood aan ruimer debat met afweging tegenover alternatieven om jobs en groei te creëren) - Steun op basis van OT: oversubsidiëring PV vermindert maar blijft duren (bestaande 157 tot 197 mio per jaar; nieuwe: 19 a 80 mio per jaar in 2020) volgens conservatieve inschatting Lasten PV substantieel in verhouding tot hun bijdrage tot doelstelling: amendement vermindert kosten, maar verdere verminderingen zijn mogelijk Meerkosten van PV-ondersteuning boven marktprijs wegen op toekomstige nettarieven de effectieve doorrekening zal pas vanaf 2013 gebeuren hetgeen in dat jaar of vanaf dat jaar een sterke stijging van de distributienettarieven zal veroorzaken - Nood aan grondig debat op basis van cijfers, gezien omvang van bedragen - Kosten HE tov energie-efficiëntie (veel minder middelen) Overschotten aan WKK-certificaten en groenestroomcertificaten die zullen aanhouden: symptoom van achterliggende moeilijkheden: vastleggen juiste quota
2011	16/3 (wijziging energiedecreet) Bevestiging advies 1/12/2010 18/5 (actieplan energie-efficiëntie 2008-2016)

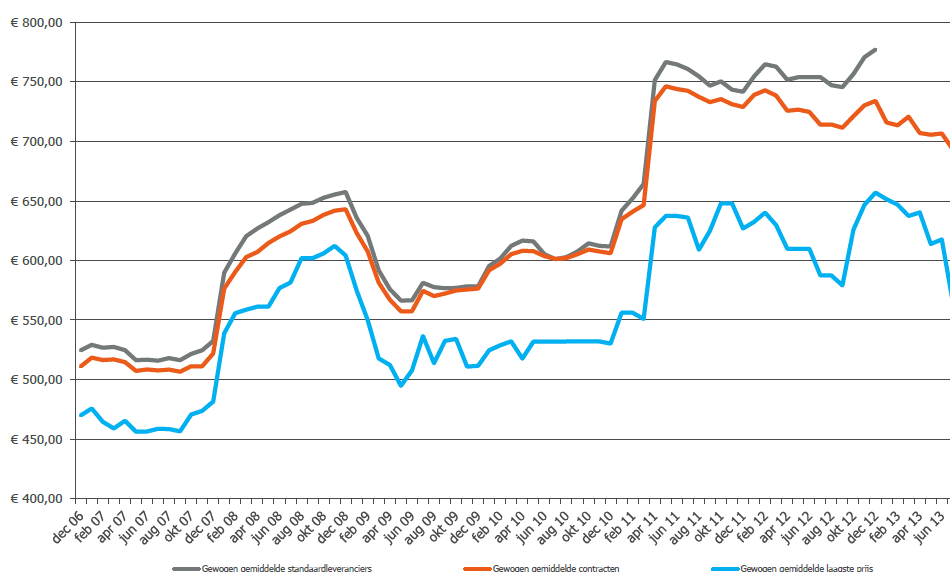
	- Nood aan ambitieuzer, effectiever en efficiënter energie-efficiëntiebeleid 1/6 (slimme meters) - Vraag naar slimme uitrol slimme meters 5/7 (REG-ODV) - Voldoende ambitie inzake energie-efficiëntie: baten zijn het waard, kosten zijn beperkt - Kostenefficiëntie is belangrijk: impact op tarieven niet hoger dan nodig - Debat over financiering REG- en HE-beleid 17/11 (hernieuwbare energie) - Certificatensysteem kost meer dan nodig en mist mogelijkheden om maatschappelijke baten te optimaliseren - Slim kiezen wat waar wanneer ondersteunen: Nood aan visie op energiesysteem. ... Sommige duurdere toepassingen zoals PV-installaties krijgen certificatensteun, terwijl het onzeker is of de maatschappelijk baten (milieu, economie, werkgelegenheid) dit nu al voor alle toepassingen in alle gevallen rechtvaardigen). - Bewuster instrumenten kiezen: investeringssteun en exploitatiesteun, productiesteun en steun voor capaciteit, quotumsysteem, NQ-systeem, ... - Steun moet overeenkomen met OT: steun die hoger is dan de OT moet zo snel mogelijk verlaagd worden, met name voor bepaalde PV-toepassingen die nog steeds overgesubsidieerd worden. ... Herbekijk de minimumsteun. - Dalende relevantie certificatenmarkt: boetedaling, certificatenoverschot - Certificatenoverschot is een probleem: nood aan informatie over waar overschotten zich bevinden - LT-financieringsdiscussie: ev. andere financiering dan via netbeheerder en leveranciers. Ev. uit algemene middelen of heffing ev. door een publieke instantie. - Als financiering via nettarieven, voor het distributie- én het transmissienet, zodat ook transmissiekanten meebetalen aan de kosten van het certificatenstelsel
2012	1/3 (slimme meters) - Verzamel meer informatie vooraleer te beslissen over de uitrol 2/3 (certificatenoverschotten) - Werk overschotten snel weg: sleept al jaren aan, nadelen nemen toe, liefst in globale herziening, bekijk alle opties: quotumverhoging, opkoping en vernietiging, banking. - Onderzoek prefinancieringskosten om te zien of banking gerechtvaardigd is en onderzoek of verschuiving naar de toekomst verantwoord is. - Bewaak impact van kostenstijging op eindafnemers op de competitiviteit van (diverse groepen) bedrijven en op de koopkracht van (diverse types) huishoudens) 28/9 (hervorming certificatenstelsels, wijziging besluit) - Efficiëntie is verbeterd - Bepaal strategische mix - Overweeg alternatieven: geen steun, andere steun - Differentieer projectcategorieën, bv. binnen PV, windturbines, ... Overweeg opkoping van overschotten - Werk nadelige impact op marktwerking weg Helder financieringsdiscussie op Controle op doorrekening leveranciers is cruciale succesfactor 28/9 (conceptnota slimme meters) - Appreciëren dat er voorlopig geen volledige uitrol slimme meters komt 16/11 (aansprakelijkheid netbeheerders) - Bekijk impact op tarieven en onderzoek alternatieve financiering via een schadefonds 5/12 (banking certificaten) - Pak overschotten nu aan - Vermijd (nieuwe) structurele overschotten - Wees voorzichtig met doorschuiven van prefinancierings- en garantiekosten: verantwoord door extra baten? - Q-optie vergt meer inspanningen van overheid om op te volgen en bij te sturen dan NQ-optie (systeem zonder quotumplicht en bijhorende certificatenmarkt)
2013	24/1 (wijzigingen energiedecreet) Tussentijdse aanpassingen van nettarieven: niet aangewezen om kosten naar de toekomst te verschuiven omdat kosten dan al veel hoger zullen zijn - Dringende aanpak overschotten - Volledige solidarisering van opkoopkosten tussen netbeheerders - Debat over financiering van certificatenstelsels en verdeling van kosten 110 mio in transmissienettarieven als overschotten 12/3 (VREG) Tariefschok van meer dan 500 mio euro

	- Banking doet naar de toekomst doorgeschoven kosten extra oplopen: 11 mio bankingrente en 30 mio garantiekosten voor de te banken certificaten. Evt. tot 50 mio extra prefinancieringskosten door langer te banken, door prefinancieringsrente voor de certificaten die door overschotten noodgedwongen gebankt moeten worden, zonder vergoeding. - Recente hervorming certificaten systemen zorgt voor grotere complexiteit en heel wat extra controle- en beheerstaken, o.a. voor de VREG. - Bezorgdheid over stijging van de elektriciteitsprijzen en het hoge aandeel van de distributienettarieven hierin, de oplopende kosten van ODV, vnl. groenestroomcertificaten en de onhoudbaarheid op termijn van de huidige doorrekening ervan via de distributienettarieven. 25/3 (groenboek beleidsplan ruimte Vlaanderen – Ruimtelijk beleidskader energie) - Gebruik mogelijkheden om (infrastructuur)kosten van hernieuwbare energie-ontwikkeling te besparen o.a. door bewuste keuzes inzake netaanpassingen en door meer te sturen op locatie, 26/3 (klimaatbeleidsplan 2013/2020) - Meer aandacht voor energie-efficiëntie in vergelijking met budgetten voor hernieuwbare energie: scheeftrekking in financiering 21/5 (subdoelstellingen groene stroom 2013-2020 (VEA)) - Kostenefficiëntie en kostenbeperking leken geen criteria bij keuze subdoelen groene stroom (door VEA) 10/06 (oprichting energiedistributienetbedrijf) - Voer dringend discussie over financiering van kosten opgelegd aan netbeheerders 19/6 (toetsing fiches groenboek staatshervorming) Verlenging van huidige meerjarentarieven is geen optie omwille prefinancieringskosten en tariefschok van ongeveer 500 mio volgens conservatieve inschatting 8/7: (aansprakelijkheid netbeheerder) - Beheers de impact op de tarieven, overweeg fondsvorming 16/9 (REG-ODV): - Vraag naar duidelijkheid over impact van gewijzigde REG-openbare dienstverplichtingen op de nettarieven 7/10 (hervorming VREG): - Versterk VREG en VEA dringend - Bekijk de creatie van een nieuwe handelsdatabank in een breder kader Herbekijk zinvolheid bankingregeling nu waarborgregeling wordt geschrapt 23/10 (beoordelingscriteria investeringsplannen): - Vermijd afschakeling om doorrekening van compensatiebedragen in de nettarieven te beperken - Maak van kostenefficiëntie een beoordelingscriterium voor investeringsplannen
--	---

Figuur 22: Oversubsidiëring PV-installaties¹³²



¹³² Cijfers minimumsteun: decretaal vastgelegd. Cijfers onrendabele top: berekend in 2005/2006 in Moorkens, I., Claes, K., Polders, C., Vercaemst, P. Onrendabele toppen van duurzame elektriciteitsopties in Vlaanderen, VITO. Versie mei 2005 en versie juni 2006. 2006/IMS/R/185, juni 2006. Studie uitgevoerd in opdracht van ANRE. Berekend in 2010: Moorkens, I., Vangeel, S., Vos, D. (2010) Onrendabele toppen van duurzame elektriciteitsopties 2010. Studie uitgevoerd in opdracht van VEA. November 2010. Berekend in 2013, door Vlaams Energieagentschap. Rapport 2013/2. Deel 1: definitief rapport OT/Bf voor projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2014. In de tussenliggende jaren daalt de OT lineair tot de herberekende onrendabele top. Tussentijds zijn er geen officiële geactualiseerde onrendabele topberekeningen gepubliceerd. Hierbij moet opgemerkt worden dat de VEA berekening uitgaat van certificaten-toekenning gedurende 15 jaar (100% equity, 5% IRR) terwijl VITO voor 2010 uitging van 20 jaar steun-toekenning (25% equity, 6% IRR). Dat komt overeen met de aanpassing van de duur van de toekenning van certificaten in de praktijk.

Figuur 23: Evolutie van de elektriciteitsprijzen¹³³

Tabel 9: Overzicht certificatsystemen (aantal certificaten gecumuleerd tot 2012)

	Producenten	Netbeheerders	Leveranciers	Regulator
Uitreiking certificaten	■ Uitgereikt 12,4 mio GSC 22,8 mio WKC	■ Retrobanding 0,2 mio GSC ¹³⁴		
Opkoping tegen minimumsteun		■ Opgekocht 3,6 mio GSC 2,5 mio WKC		
Verkoop door netbeheerder		■ Nog te verkopen 3,0 mio GSC 2,3 mio WKC	■ Verkocht 0,7 mio GSC 0,2 mio WKC	
Opkoping door leveranciers			■ Verhandeld g.g.	
Inlevering quotumplicht door leveranciers		■ Overschot 4,2 mio GSC 8,3 mio WKC		■ Ingeleverd 8,4 mio GSC 14,5 mio WKC

Tabel 10: Overzicht certificatsystemen (waarden gecumuleerd tot 2012)¹³⁵

Mio euro	Producenten	Netbeheerders	Leveranciers	Eindverbruikers
Uitreiking certificaat	Waarde uitgereikt: 4.072 (geschat) GSC: 3.265 WKC: 807	Retrobanding: 16-19		
Opkoping tegen minimumsteun	Ontvangen minimumsteun: 1.394	Bruto-opkoopkosten: 1.394 GSC: 1.327 WKC: 67		
Verkoop door netbeheerder		Verkoopopbrengst: 358-457 Verkocht: 74 GSC: 69	Aangekocht: 74	

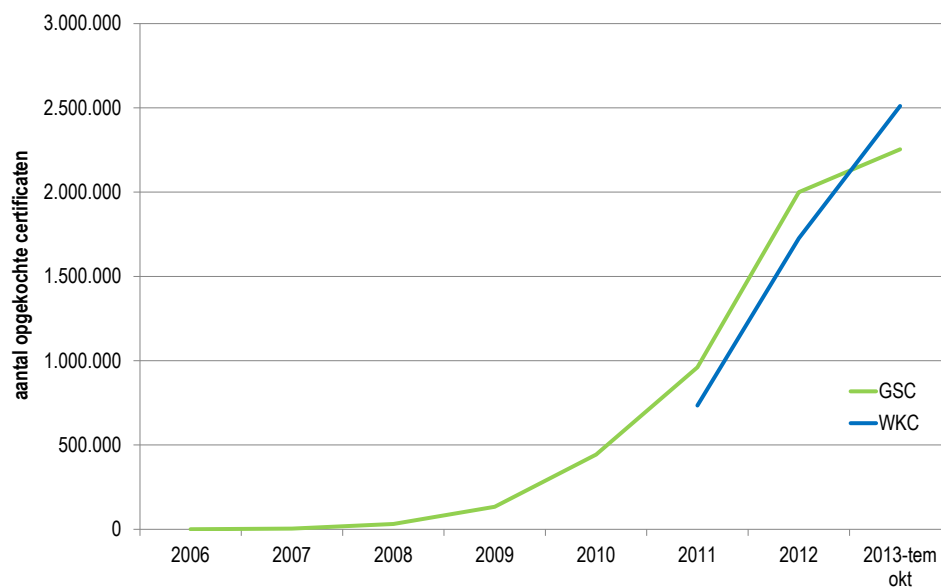
¹³³ VREG, Marktmonitor 2013 voor gezin met doorsnee verbruik Dc.

¹³⁴ Naar verluidt zouden deze pas in 2013 zijn toegekend wegens problemen met de certificatedatabank bij VREG.

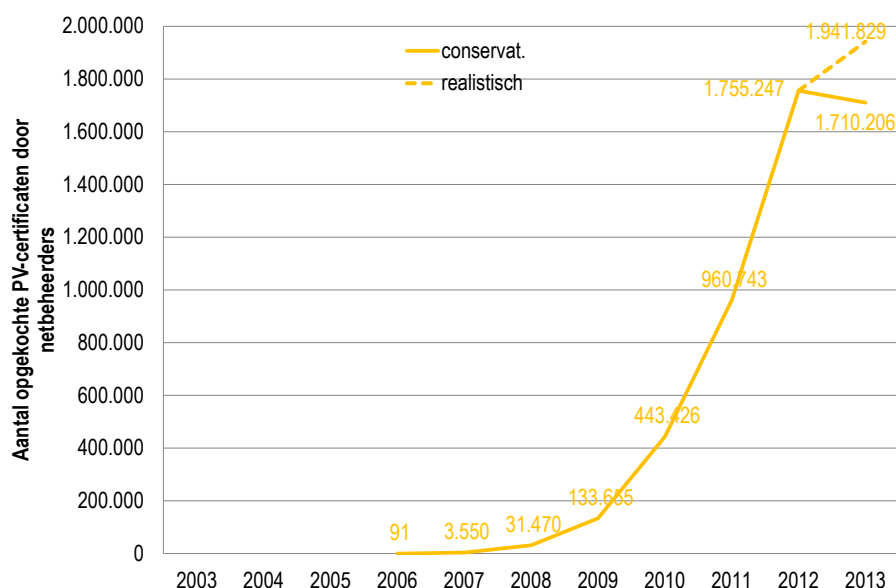
¹³⁵ Als er meerdere bedragen worden vermeld, wijzen die op verschillen naar gelang de aannames over de certificatenprijzen (variërend van 80€ tot 100€/GSC en 18€ tot 35€/WKC).

		WKC: 5 Nog te verkopen: 284-383 GSC: 243 - 304 WKC: 41 – 79 Financieringskosten: 8 - 20		
Doorrekening in nettariaf		Netto-opkoopkosten: 957-1.053 Doorgerekend in nettariaf: 656 Nog door te rekenen: 301 – 397 Financieringskosten: 12 - 29		Doorgerekend in nettariaf: 656
Opkoping door leveranciers	Ontvangen door verkoop op markt: gg (2.633)		Gg (2.633)	
Quotumplicht en doorrekening door leveranciers	Nog op te lossen overschot: 479 -716 (incl. nog te verkopen door netbeheerders 284-383) GSC: 330 - 429 WKC: 149 - 287			Doorgerekend door leverancier: 2.547 (geschat)

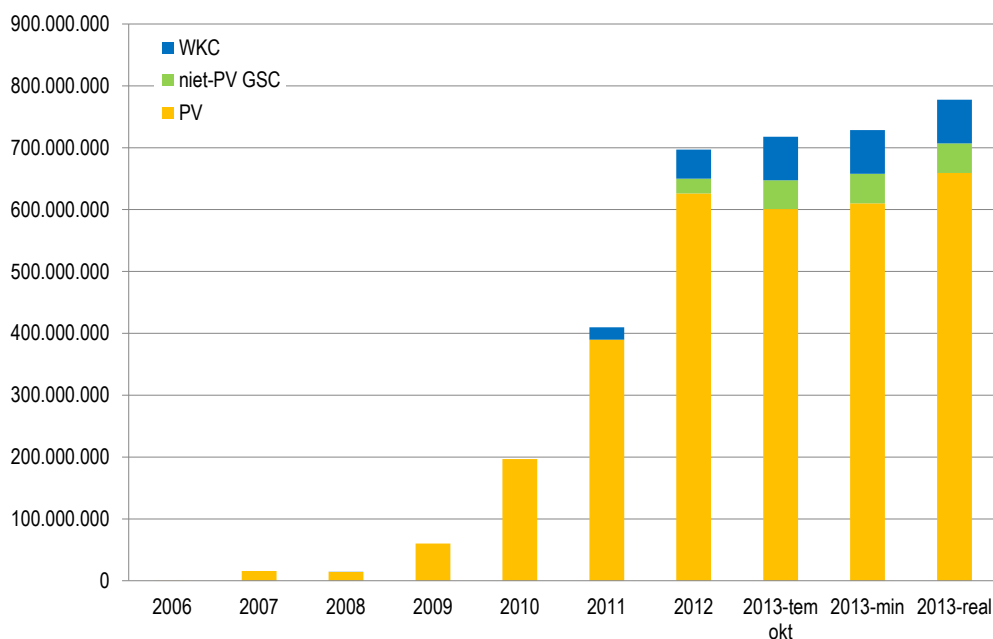
Figuur 24: Aantal opgekochte GSC en WKC door netbeheerders



Figuur 25: Netbeheerders kochten steeds meer PV-GSC op (1,8 mio in '12)¹³⁶



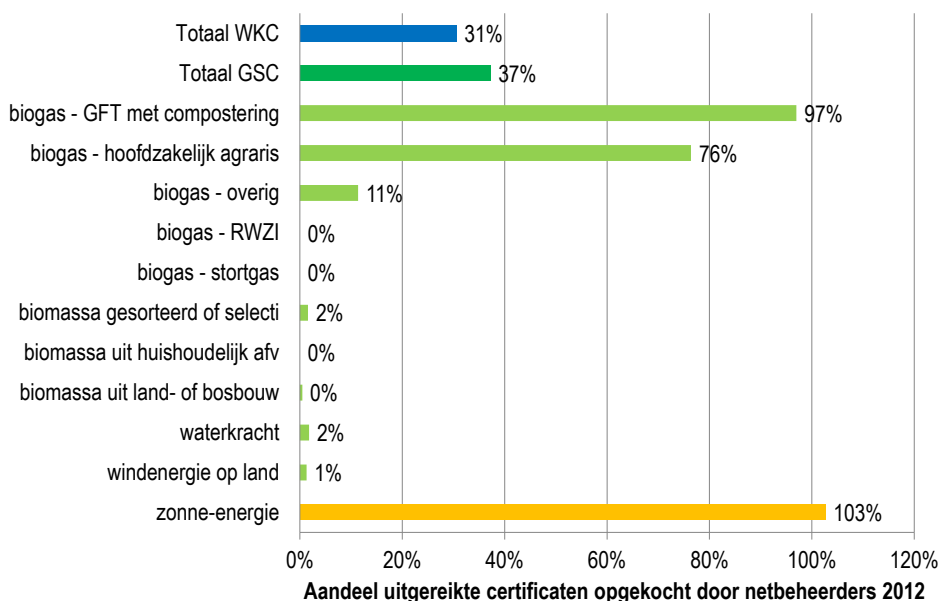
Figuur 26: Bruto-opkoopkosten distributienetbeheerders



¹³⁶ Cijfers voor 2012. VREG, Statistieken, 4 juni 2013. Aantal groenestroomcertificaten verkocht aan minimumsteun. www.vreg.be. Geraadpleegd op 30 oktober 2013. VREG statistieken 8 november 2013. Geraadpleegd op 29 november 2013. De opkoopkosten van certificaten door netbeheerders in 2013 lag volgens de recentste statistieken van VREG hoger dan in deze studie werd aangenomen, met name 802 mio euro.

Cijfers voor voorgaande jaren heeft de VREG vroeger gepubliceerd, maar publiceert de VREG nu niet meer. Cijfers werden evenwel de afgelopen door het SERV-secretariaat verzameld en bewaard. Voor data over opkoopkosten, zie ook Bollen, A., Van Humbeeck, P., Lamote, A. (2012) Energie voor een groene economie. Hernieuwbare energie: beleid en evaluatie. Boekdeel 2. Academia Press. Blz. 92.

Figuur 27: Aandeel opgekochte GSC en WKC in aantal uitgereikte GSC en WKC (2012)¹³⁷



¹³⁷ Op basis van VREG statistieken 8 november 2013. Aantal groenestroomcertificaten verkocht aan minimumsteun. www.vreg.be. Geraadpleegd op 29 november 2013. Aantal uitgereikte certificaten. Dat er voor zonne-energie in 2012 meer certificaten werden opgekocht dan uitgereikt, kan te wijten zijn aan het zogenaamde opkropeffect waardoor certificaten toegekend in 2011 pas in 2012 aan netbeheerders worden aangeboden. Dat opkropeffect bedroeg ongeveer 50.000 certificaten.



Tabel 11: Aantal opgekochte certificaten (GSC en WKC) en bruto-opkoopkosten (2003-2013)¹³⁸

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013 (tem okt)	2013 (min)	2013 real
Bruto-opkoopkosten DNB in euro	0	0	0	40.950	15.975.000	14.161.851	60.144.750	196.689.928	409.766.321	697.111.659	717.810.612	728.398.337	777.477.007
GSC				40.950	15.975.000	14.161.500	60.144.750	196.689.928	389.948.240	650.036.550	647.283.634	657.871.359	706.950.029
PV				40.950	15.975.000	14.161.500	60.144.750	196.689.928	389.737.670	626.220.710	600.778.471		
biogas										20.905.450	32.588.340		
biomassa									105.570	2.078.700	13.080.960		
waterkracht										3.420	475		
windenergie										828.270	835.388		
niet-PV									105.570	23.815.840	46.505.163		
WKC	0	0	0	0	0	351	0	0	19.818.081	47.075.109	70.526.978	70.526.978	70.526.978
Opkoopkosten Elia	10.200	51.000	91.950	135.600	150.450	200.250	186.900	162.750	165.900	140.100	99.150	99.150	99.150
Aantal opgekochte certificaten DNB													
GSC				91	3.550	31.470	133.655	443.426	960.743	2.000.208	2.253.887	2.266.593	2.435.198
PV				91	3.550	31.470	133.655	443.426	959.570	1.755.247	1.773.224	1.773.224	1.941.829
biogas										212.564	326.047		
biomassa									1.173	23.158	145.344		
waterkracht										36	5		
windenergie										9.203	9.267		
niet-PV									1.173	244.961	480.663	493.369	493.369
WKC						13			734.003	1.725.767	2.510.722	2.510.722	2.510.722
Aantal opgekochte certificaten Elia	68	340	613	904	1.003	1.335	1.246	1.085	1.106	934	661	661	661

¹³⁸ VREG-statistieken 8/11/2013 en vroegere publicaties van VREG-statistieken die evenwel nu niet meer online staan, maar die door het SERV-secretariaat werden bewaard (en al eerder werden gepubliceerd).

Tabel 12: Bruto- en netto-opkoopkosten GSC (2006-2020)

euro	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Totaal 2003-2020
Bruto-opkoopkosten GSC	40.950	15.975.000	14.161.500	60.144.750	196.689.928	389.948.240	650.036.550	706.950.029	706.950.029	706.950.029	706.950.029	706.950.029	706.950.029	706.950.029	706.950.029	6.982.597.150
Aantal opgekochte GSC	91	3.550	31.470	133.655	443.426	960.743	2.000.208	2.435.198	2.435.198	2.435.198	2.435.198	2.435.198	2.435.198	2.435.198	2.435.198	23.054.727
Gemiddelde opkoop-kost/GSC	450	4.500	450	450	444	406	325	290	290	290	290	290	290	290	290	
Extra te verkopen GSC door retrobanding	0	0	0	0	0	0	194.504	389.007	389.007	389.007	389.007	389.007	389.007	389.007	389.007	3.306.560
Aantal verkoopbare certifica-ten ontvangen in betreffende jaar	91	3.550	31.470	133.655	443.426	960.743	2.194.712	2.824.205	2.824.205	2.824.205	2.824.205	2.824.205	2.824.205	2.824.205	2.824.205	26.361.287
Gecumuleerd aantal nog te verkopen	91	3.641	6.572	70.145	427.371	1.123.290	3.037.035	4.888.031	6.739.027	8.590.023	6.442.517	4.295.011	2.147.506	0	0	37.770.258
Aantal verkochte GSC	0	0	28.539	70.082	86.200	264.824	280.967	973.209								1.703.821
Reele verkoopopbrengst GSC	0	0	3.136.151	7.389.446	8.936.354	24.215.507	25.303.888	87.608.274							0	156.589.620
Gemiddelde verkoopop-brengst/GSC			110	105	104	91	90	90	0	0	0	0	0	0	0	
Nog te verkopen GSC	91	3.550	2.931	63.573	357.226	695.919	1.913.745	1.850.996	2.824.205	2.824.205	2.824.205	2.824.205	2.824.205	2.824.205	2.824.205	24.657.466
Netto-opkoopkosten ver-kochte GSC	0	0	9.706.399	24.147.454	29.299.274	83.271.774	66.006.025	194.919.114	0	0	0	0	0	0	0	407.350.041
Netto-opkoopkosten nog te verkopen GSC																
100 €/GSC	31.850	15.620.000	1.025.850	22.250.550	122.731.700	212.869.059	386.802.537	278.223.741	463.430.229	463.430.229	463.430.229	463.430.229	463.430.229	463.430.229	463.430.229	4.283.566.889
97 €/GSC	32.123	15.630.650	1.034.643	22.441.269	123.803.378	214.956.816	391.960.260	282.609.708	470.735.823	470.735.823	470.735.823	470.735.823	470.735.823	470.735.823	470.735.823	4.347.619.607
93 €/GSC	32.487	15.644.850	1.046.367	22.695.561	125.232.282	217.740.492	398.837.224	288.457.664	480.476.615	480.476.615	480.476.615	480.476.615	480.476.615	480.476.615	480.476.615	4.433.023.231
90 €/GSC	32.760	15.655.500	1.055.160	22.886.280	126.303.960	219.828.249	403.994.947	292.843.631	487.782.209	487.782.209	487.782.209	487.782.209	487.782.209	487.782.209	487.782.209	4.497.075.949
80 €/GSC	33.670	15.691.000	1.084.470	23.522.010	129.876.220	226.787.439	421.187.357	307.463.521	512.134.189	512.134.189	512.134.189	512.134.189	512.134.189	512.134.189	512.134.189	4.710.585.009
Netto-verkoopopbrengsten retrobanding																
100 €/GSC							19.450.350	38.900.700	38.900.700	38.900.700	38.900.700	38.900.700	38.900.700	38.900.700	38.900.700	330.655.950
97 €/GSC							18.866.840	37.733.679	37.733.679	37.733.679	37.733.679	37.733.679	37.733.679	37.733.679	37.733.679	320.736.272
93 €/GSC							18.088.826	36.177.651	36.177.651	36.177.651	36.177.651	36.177.651	36.177.651	36.177.651	36.177.651	307.510.034
90 €/GSC							17.505.315	35.010.630	35.010.630	35.010.630	35.010.630	35.010.630	35.010.630	35.010.630	35.010.630	297.590.355
80 €/GSC							15.560.280	31.120.560	31.120.560	31.120.560	31.120.560	31.120.560	31.120.560	31.120.560	31.120.560	264.524.760
Totale netto-opkoopkosten GSC																
100 €/GSC	31.850	15.620.000	10.732.249	46.398.004	152.030.974	296.140.833	433.358.212	434.242.155	424.529.529	424.529.529	424.529.529	424.529.529	424.529.529	424.529.529	424.529.529	4.360.260.980
97 €/GSC	32.123	15.630.650	10.741.042	46.588.723	153.102.652	298.228.590	439.099.445	439.795.143	433.002.144	433.002.144	433.002.144	433.002.144	433.002.144	433.002.144	433.002.144	4.434.233.377
93 €/GSC	32.487	15.644.850	10.752.766	46.843.015	154.531.556	301.012.266	446.754.423	447.199.127	444.298.964	444.298.964	444.298.964	444.298.964	444.298.964	444.298.964	444.298.964	4.532.863.239
90 €/GSC	32.760	15.655.500	10.761.559	47.033.734	155.603.234	303.100.023	452.495.657	452.752.115	452.771.579	452.771.579	452.771.579	452.771.579	452.771.579	452.771.579	452.771.579	4.606.835.635
80 €/GSC	33.670	15.691.000	10.790.869	47.669.464	159.175.494	310.059.213	471.633.102	471.262.075	481.013.629	481.013.629	481.013.629	481.013.629	481.013.629	481.013.629	481.013.629	4.853.410.290

Tabel 13: Bruto- en netto-opkoopkosten WKC (2008-2020)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2009-2020
Bruto-opkoopkosten	351	0	0	19.818.081	47.075.109	70.526.978	70.526.978	70.526.978	70.526.978	70.526.978	70.526.978	70.526.978	70.526.978	631.109.014
Aantal opgekochte WKC	13	0	0	734.003	1.725.767	2.510.722	2.510.722	2.510.722	2.510.722	2.510.722	2.510.722	2.510.722	2.510.722	22.545.546
Gemiddelde opkoopkost	27			27	27	28	28	28	28	28	28	28	28	
Reele verkoopopbrengst	0	211.301	0	2.143.265	2.223.328	7.194.017			0	0	0	0	0	11.771.911
Gemiddelde verkoopopbrengst		35		24	21	21								
Aantal verkochte WKC	0	6.032	0	89.080	107.200	343.226			0	0	0	0	0	545.538
Aantal nog te verkopen WKC	13	-6.032	0	644.923	1.618.567	2.167.496	2.510.722	2.510.722	2.510.722	2.510.722	2.510.722	2.510.722	2.510.722	22.000.008
Gecumuleerd aantal nog te verkopen	13	-6.019	-6.019	638.904	2.257.471	4.424.967	6.935.689	9.446.411						23.691.404
Nog te realiseren verkoopopbrengst														
35€/WKC	455	-211.120	0	22.572.305	56.649.845	75.862.360	87.875.270	87.875.270	87.875.270	87.875.270	87.875.270	87.875.270	87.875.270	770.000.280
31€/WKC	403	-186.992	0	19.992.613	50.175.577	67.192.376	77.832.382	77.832.382	77.832.382	77.832.382	77.832.382	77.832.382	77.832.382	682.000.248
27€/WKC	351	-162.864	0	17.412.921	43.701.309	58.522.392	67.789.494	67.789.494	67.789.494	67.789.494	67.789.494	67.789.494	67.789.494	594.000.216
21€/WKC	273	-126.672	0	13.543.383	33.989.907	45.517.416	52.725.162	52.725.162	52.725.162	52.725.162	52.725.162	52.725.162	52.725.162	462.000.168
18 €/WKC	234	-108.576	0	11.608.614	29.134.206	39.014.928	45.192.996	45.192.996	45.192.996	45.192.996	45.192.996	45.192.996	45.192.996	396.000.144
Netto-opkoopkost verkochte WKC	0	-211.301	0	261.895	700.851	2.447.310	0	0	0	0	0	0	0	3.198.756
Netto-opkoopkost nog te verkopen WKC														
35€/WKC	-104	211.120	0	-5.159.384	-12.498.915	-14.976.709	-17.348.292	-17.348.292	-17.348.292	-17.348.292	-17.348.292	-17.348.292	-17.348.292	-153.861.932
31€/WKC	-52	186.992	0	-2.579.692	-6.024.647	-6.306.725	-7.305.404	-7.305.404	-7.305.404	-7.305.404	-7.305.404	-7.305.404	-7.305.404	-65.861.900
27€/WKC	0	162.864	0	0	449.621	2.363.259	2.737.484	2.737.484	2.737.484	2.737.484	2.737.484	2.737.484	2.737.484	22.138.132
21€/WKC	78	126.672	0	3.869.538	10.161.023	15.368.235	17.801.816	17.801.816	17.801.816	17.801.816	17.801.816	17.801.816	17.801.816	154.138.180
18 €/WKC	117	108.576	0	5.804.307	15.016.724	21.870.723	25.333.982	25.333.982	25.333.982	25.333.982	25.333.982	25.333.982	25.333.982	220.138.204
Totale netto-opkoopkost WKC														
35€/WKC	-104	-181	0	-4.897.489	-11.798.064	-12.529.399	-17.348.292	-17.348.292	-17.348.292	-17.348.292	-17.348.292	-17.348.292	-17.348.292	-150.663.177
31€/WKC	-52	-24.309	0	-2.317.797	-5.323.796	-3.859.415	-7.305.404	-7.305.404	-7.305.404	-7.305.404	-7.305.404	-7.305.404	-7.305.404	-62.663.145
27€/WKC	0	-48.437	0	261.895	1.150.472	4.810.569	2.737.484	2.737.484	2.737.484	2.737.484	2.737.484	2.737.484	2.737.484	25.336.887
21€/WKC	78	-84.629	0	4.131.433	10.861.874	17.815.545	17.801.816	17.801.816	17.801.816	17.801.816	17.801.816	17.801.816	17.801.816	157.336.935
18 €/WKC	117	-102.725	0	6.066.202	15.717.575	24.318.033	25.333.982	25.333.982	25.333.982	25.333.982	25.333.982	25.333.982	25.333.982	223.336.959

Tabel 14: Netto-opkoopkosten GSC en WKC (2006-2020)

In euro	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2009-2020
100 €/GSC; 35€/WKC	31.850	15.620.000	10.732.145	46.397.823	152.030.974	291.243.345	421.560.148	421.712.756	407.181.237	407.181.237	407.181.237	407.181.237	407.181.237	407.181.237	407.181.237	4.183.213.704
97€/GSC; 31€/WKC	32.123	15.630.650	10.740.990	46.564.414	153.102.652	295.910.794	433.775.649	435.935.728	425.696.740	425.696.740	425.696.740	425.696.740	425.696.740	425.696.740	425.696.740	4.345.166.417
93 €/GSC; 27€/WKC	32.487	15.644.850	10.752.766	46.794.578	154.531.556	301.274.162	447.904.895	452.009.696	447.036.448	447.036.448	447.036.448	447.036.448	447.036.448	447.036.448	447.036.448	4.531.770.023
90 €/GSC; 21€/WKC	32.760	15.655.500	10.761.637	46.949.105	155.603.234	307.231.457	463.357.531	470.567.660	470.573.395	470.573.395	470.573.395	470.573.395	470.573.395	470.573.395	470.573.395	4.737.722.751
80 €/GSC; 18€/WKC	33.670	15.691.000	10.790.986	47.566.739	159.175.494	316.125.416	487.350.677	495.580.108	506.347.611	506.347.611	506.347.611	506.347.611	506.347.611	506.347.611	506.347.611	5.050.231.710

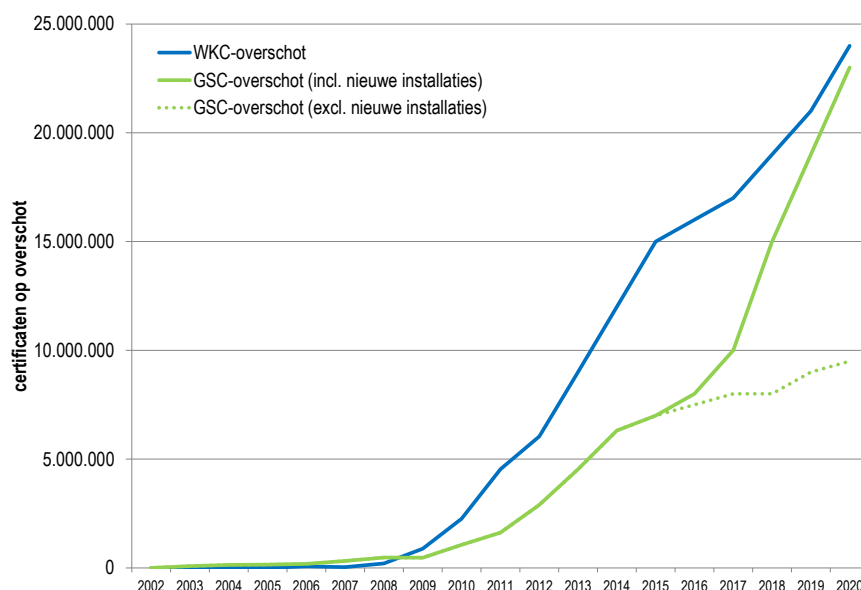
Tabel 15: Schuld: niet doorgerekend in nettarieven op einde jaar (2009-2015)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Excl. financieringskosten							
S1 90€/GSC; 21€/WKC; 1,8% BAU	26.248.799	158.689.416	229.418.235	341.394.036	460.579.965	579.771.630	698.963.295
S2 90€/GSC; 21€/WKC; 1,8%	26.248.799	158.689.416	229.418.235	341.394.036	460.579.965	345.434.974	230.289.983
S3 97€/GSC; 27€/WKC; 1,8%	25.864.108	155.804.143	215.212.299	297.606.218	382.160.216	456.475.226	530.790.236
S4 97€/GSC; 27€/WKC; 1,8%	25.864.108	155.804.143	215.212.299	297.606.218	382.160.216	286.620.162	191.080.108
Incl. 1,8% financieringskosten							
S1 90€/GSC; 21€/WKC; 1,8% BAU	26.834.642	162.836.160	239.807.270	363.578.784	500.696.342	644.024.378	793.625.879
S2 90€/GSC; 21€/WKC; 1,8%	26.834.642	162.836.160	239.807.270	363.856.931	501.252.637	379.106.289	258.534.441
S3 97€/GSC; 27€/WKC; 1,8%	26.450.921	159.953.776	225.610.761	320.099.280	422.909.217	514.215.477	604.207.532
S4 97€/GSC; 27€/WKC; 1,8%	26.450.921	159.953.776	225.610.761	320.099.280	422.909.217	324.613.854	221.651.801

Tabel 16: Gecumuleerde financieringskosten sedert 2009 in euro

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
S1 1,8%	22.184.748	40.116.377	64.252.748	94.662.584	117.241.596	131.912.263	138.597.062	138.597.062	138.597.062
S2 1,8%	22.462.895	40.672.672	60.388.226	81.678.281	96.340.612	104.954.163	109.260.938	109.260.938	109.260.938
S3 1,8%	22.493.062	40.749.001	57.740.251	73.417.296	83.607.088	88.260.112	90.127.275	90.127.275	90.127.275
S4 1,8%	22.493.062	40.749.001	54.387.767	63.359.843	67.615.712	67.615.712	67.615.712	67.615.712	67.615.712
S1 3,5%	44.088.119	80.098.529	128.616.962	189.903.251	235.231.581	264.308.853	276.841.966	276.841.966	276.841.966
S2 3,5%	44.088.119	80.098.529	118.657.542	159.739.617	187.253.622	204.002.192	212.376.477	212.376.477	212.376.477
S3 3,5%	44.196.076	80.379.495	114.376.595	146.000.162	166.321.727	175.154.078	177.846.202	177.846.202	177.846.202
S4 3,5%	44.196.076	80.379.495	107.334.458	124.873.751	132.810.158	132.810.158	132.810.158	132.810.158	132.810.158

Figuur 28: Certificatenoverschotten stijgen nog sterk de komende jaren¹³⁹



¹³⁹ VEA 2013/2 28 juni 2013 deel 3 evaluatie quotumpad en subdoelstellingen

Tabel 17: GSC-overschotten: vergelijking SERV-berekening en recente VEA-cijfers (2012-2020)¹⁴⁰

	SERV-veronderstelling		VEA-cijfers		Verschil	
	aantal GSC's	waarde (93€/GSC)	aantal GSC's	waarde (93€/GSC)	aantal GSC's	waarde (93€/GSC)
2012	2.896.891	269.410.863	2.896.862	269.408.166	-29	-2.697
2013	4.540.359	422.253.387	4.560.327	424.110.411	19.968	1.857.024
2014	6.313.214	587.128.943	5.625.437	523.165.641	-687.777	-63.963.302
2015	7.000.000	651.000.000	7.074.608	657.938.544	74.608	6.938.544
2016	8.000.000	744.000.000	7.469.200	694.635.600	-530.800	-49.364.400
2017	10.000.000	930.000.000	10.426.514	969.665.802	426.514	39.665.802
2018	15.000.000	1.395.000.000	15.077.741	1.402.229.913	77.741	7.229.913
2019	19.000.000	1.767.000.000	19.870.337	1.847.941.341	870.337	80.941.341
2020	23.000.000	2.139.000.000	24.490.706	2.277.635.658	1.490.706	138.635.658

Tabel 18: Veronderstelde ontwikkeling offshore windenergie (vóór aanpassing steun)¹⁴¹

	MW	Ondersteuning per jaar	Ondersteuning 20 jaar	Kabelsubsidie	Totaal	Volledig operationeel?
C-Power	325	115.290.000	2.305.800.000	25.000.000	2.330.800.000	ja
Belwind ¹⁴²	330	116.802.000	2.336.040.000	25.000.000	2.361.040.000	2016
Northwind ¹⁴³	216	80.892.000	1.617.840.000	25.000.000	1.642.840.000	2015
Norther ¹⁴⁴	330	116.802.000	2.336.040.000	25.000.000	2.361.040.000	2018
Rentel ¹⁴⁵	288	103.572.000	2.071.440.000	25.000.000	2.096.440.000	2018
Seastar	246	90.342.000	1.806.840.000	25.000.000	1.831.840.000	2018
Mermaid	450	154.602.000	3.092.040.000	25.000.000	3.117.040.000	2019 ¹⁴⁶
Totaal	2.185	778.302.000	15.566.040.000	175.000.000	15.741.040.000	

¹⁴⁰ Op basis van gegevens overgemaakt door VEA op 28/2/2014.

¹⁴¹ Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas. Studie over “de hervorming van de ondersteuning voor offshore windenergie met inbegrip van het jaarlijks verslag over de doeltreffendheid van de minimumprijs voor offshore windenergie”. 26 juni 2013. Inschatting data volledig operationeel: data CREG. Er wordt wel een nieuw variabel subsidiesysteem voorzien, dat rekening houdt met de marktprijs van elektriciteit maar dat zal op korte termijn wellicht duurder zijn dan de huidige ondersteuning door de lage elektriciteitsprijs. Daar wordt hier geen rekening mee gehouden.

¹⁴² <http://www.colruytgroup.be/nl/nieuws/colruyt-group-tevreden-met-afronding-financiering-windpark-northwind>

¹⁴³ http://sustainable.colruytgroup.com/nieuws/?tx_ttnews%5Btt_news%5D=4&cHash=bf11f9001212e3282a7c919143bb4c9

¹⁴⁴ http://www.electrawinds.be/projecten_details.asp?taal=nl&aid=JSESCSFQF8&id=JQRNHRGOI

<http://maritiemnieuws.nl/50826/4de-offshore-windpark-norther-verenigt-electrawinds-en-air-energy/>

¹⁴⁵ <http://www.energieia.nl/preview/1943-Offshore-windpark-Rentel-lonkt-naar-turbines-van-10-MW.html>

¹⁴⁶ <http://www.indialoog.be/2012/07/de-standaard-offshore-wind-versnelt-in-europa/>

Tabel 19: Schatting kosten offshore ontwikkeling¹⁴⁷

	Totale kosten voor België	aangerekende/aan te rekenen certificatenkosten voor Vlaanderen	aangerekende kosten met korting degressiviteit
2009	8.200.000	4.980.507	4.980.507
2010	20.000.000	12.147.577	12.147.577
2011	75.000.000	45.553.414	45.553.414
2012	93.000.000	56.486.233	56.486.233
2013	160.000.000	97.180.617	97.180.617
2014	247.000.000	150.022.577	120.742.577
2015	258.000.000	156.703.744	127.423.744
2016	312.000.000	189.502.203	160.222.203
2017	312.000.000	189.502.203	160.222.203
2018	412.000.000	250.240.088	220.960.088
2019	530.000.000	321.910.793	292.630.793
2020	778.302.000	472.724.177	443.444.177

Tabel 20: Gecumuleerde netvergoeding (bij volledige inning)¹⁴⁸

	PV-installaties	Niet PV-installaties	Totaal
2013	58.427.598	21.766	58.449.364
2014	116.855.196	43.531	116.898.727
2015	175.282.794	65.297	175.348.091
2016	233.710.392	87.063	233.797.455
2017	292.137.990	108.828	292.246.818
2018	408.993.186	152.360	409.145.546
2019	467.420.784	174.125	467.594.909
2020	525.848.382	195.891	526.044.273

Tabel 21: Aanpassing nettarieven in diverse scenario's (in mio euro)¹⁴⁹

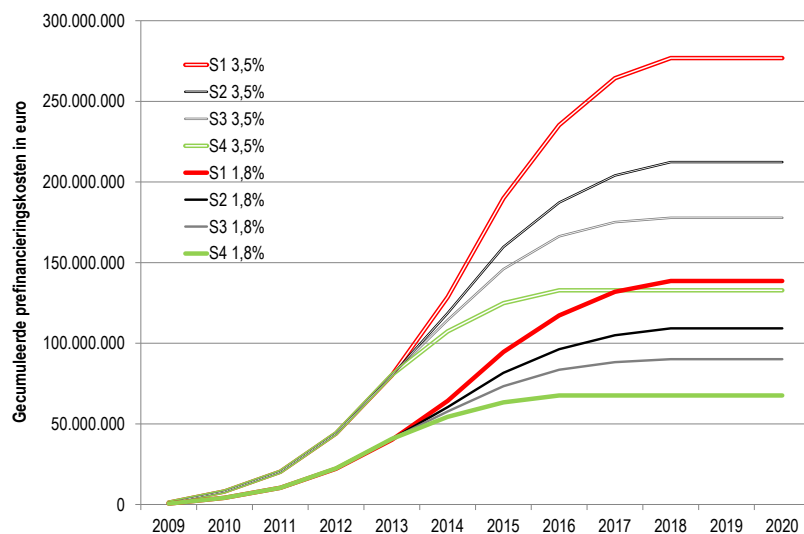
Prefin. rente	Scenario's			Certificatenkosten in nettarieven			Gecum. prefinan. kosten (2009-2020)	Totale doorgerekende kosten via nettarieven incl. ref. (2009-2020)
		Bevriezing nettarieven?	Overschotten?	2012-2015	2016-2019	2020		
1,8%	S1 (BAU)	Ja	Ja	351	679	471	136	4.874
	S3	Ja	Neen	351	580	426	88	4.433
3,5%	S1 (BAU)	Ja	Ja	351	712	471	268	5.006
	S3	Ja	Neen	351	601	426	171	4.516
1,8%	S2	Neen	Ja	351	612	471	107	4.845
	S4 (best)	Neen	Neen	351	538	426	66	4.411
3,5%	S2	Neen	Ja	351	644	471	201	4.939
	S4 (best)	Neen	Neen	351	553	426	125	4.471

¹⁴⁷ <http://www.creg.info/pdf/Studies/F1271NL.pdf> (en voorgaande studies over componenten van de prijs)
http://www.buildup.eu/sites/default/files/content/further_info_nreap_belgium_nl.pdf
http://www.ode.be/images/windenergie/inventaris/wind_in_power_annual_statistics_2012.pdf
<http://www.express.be/sectors/nl/energy/nucleaire-taks-moet-offshore-windparken-helpen-financieren/192599.htm>: 62 mio in 2013

¹⁴⁸ Volgens de meest recente beschikbare cijfers van de VREG zouden er 223.195 PV installaties (sept. 2013) en 52 niet-PV-installaties (feb. 2013) een netvergoeding verschuldigd zijn.

¹⁴⁹ Scenario's met overschotten: S1 en S2: 90€/GSC; 21€/WKC; Scenario's zonder overschotten: S3 en S4: 97€/GSC; 27€/WKC

Figuur 29: Gecumuleerde financieringskosten in diverse scenario's (1,8% en 3,5%)¹⁵⁰



¹⁵⁰ In een scenario met hogere certificaatprijs (S3 en S4) zullen de netbeheerders hun certificaten misschien sneller verkopen dan verondersteld, waardoor de prefinancieringskosten lager kunnen liggen.

Referentielijst

SERV-adviezen

SERV, Advies Consultatienota VREG: Beoordelingscriteria voor netinvesteringsplannen en compensatie voor flexibele nettoegang, 23 oktober 2013.

SERV, Advies over overdracht VREG-bevoegdheden inzake certificaten-toekenning aan VEA en netbeheerders. Brussel, 7 oktober 2013

SERV, Minaraad, Advies Besluit REG-ODV en renovatiepremie, 16 september 2013.

SERV, Advies Aansprakelijkheid van netbeheerders gas en elektriciteit (vergoedingsregeling). 8 juli 2013

SERV, Toetsing van bepaalde ontwerp-fiches Groenboek "6^{de} staatshervorming aan het SERV-akkoord". 19 juni 2013

SERV, Reactie op het voorstel van decreet houdende de oprichting van een Vlaams Energiedistributienetbedrijf, 10 juni 2013.

SERV, Minaraad, Advies subdoelstellingen groene stroom 2013-2020. Brussel, 21 mei 2013

SERV, Achtergronddocument. Subdoelstellingen groene stroom 2013-2020: Context en implicaties van het VEA-voorstel en alternatieven. Brussel, 21 mei 2013.

SERV, Minaraad, SALV, Advies over het Klimaatbeleidsplan 2013-2020. 26 maart 2013

SERV, Advies Groenboek Beleidsplan Ruimte Vlaanderen – Ruimtelijke Beleidskader Energie, 25 maart 2013.

SERV, Advies over de Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt (VREG), 11 maart 2013.

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

SERV, Minaraad, Advies over banking van certificaten door netbeheerders in het licht van de actuele problematiek van de certificatenoverschotten. 5 december 2012

SERV, Advies Consultatienota van VREG over aansprakelijkheid van netbeheerders. 16 november 2012.

SERV, Minaraad, Advies Hervorming groene stroom- en WKK-certificatensystemen (besluit september 2012). Brussel, SERV, 28 september 2012.

SERV, Minaraad, Advies Conceptnota slimme meters. Brussel, SERV, 28 september 2012.

SERV. SERV-akkoord over de uitvoering van de 6e Staatshervorming in Vlaanderen. 27 juni 2012.

SERV, Minaraad, Advies over de overschotten op de groenestroom- en warmtekrachtkoppelingscertificatenmarkten. Brussel: SERV. 2 maart 2012

SERV, Minaraad, Advies Herziene kosten-batenanalyse slimme meters, 1 maart 2012.

SERV, Minaraad, Advies hernieuwbare energie. 16/17 november 2011.

SERV, Minaraad, Advies REG-openbare dienstverplichtingen. 5/6 juli 2011.

SERV, Minaraad, Advies Actieplan Energie-efficiëntie 2008-2016. 18 mei 2011

SERV, Advies Kosten-batenanalyse slimme meters, 1 juni 2011.

SERV, Rapport hernieuwbare energie, 16 april 2011.

SERV, Advies over de aanpassing van de groenestroom- en warmtekracht-certificatensystemen (regeringsamendement programmadecreet 2011). 1 december 2010.

SERV, Advies Voorontwerp van besluit tot toekenning van steun aan ondernemingen voor ecologie-investeringen in het Vlaamse Gewest. 22 september 2010

SERV, Advies over het ontwerpbesluit aanpassingen WKK-certificatensysteem. 5 juli 2010

SERV, Advies wijzigingen decreet en besluit hernieuwbare energie, 17 februari 2009

SERV, Advies over het voorontwerp van decreet houdende diverse bepalingen inzake leefmilieu, energie, openbare werken en landbouw. 7 mei 2008

SERV, Aanbeveling Benchmarking elektriciteitskosten. Vaststellingen en aanbevelingen. 15 juni 2005.

Andere

Bollen, A., Van Humbeeck, P., Lamote, A. (2012) Energie voor een groene economie. Hernieuwbare energie: beleid en evaluatie. Boekdeel 2. Academia Press

Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas (CREG). Studie (F)130626-CDC-1258 over 'de hervorming van de ondersteuning voor offshore wind-energie met inbegrip van het jaarlijks verslag over de doeltreffendheid van de minimumprijs voor offshore windenergie'. 26 juni 2013.

Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas (CREG). Studie (F)120628-CDC-1140 over 'de toegepaste tarieven tijdens de regulatoire periode 2009-2012 voor de distributienetten van elektriciteit en aardgas in België'. 28 juni 2012.

Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas (CREG), Studie (F)130926-CDC-1271 : Studie over de componenten van de elektriciteits- en aardgas-prijzen. 26 september 2013. <http://www.creg.info/pdf/Studies/F1271NL.pdf>

Jaspers, K., Aernouts, K., Dams, Y. (2013) Inventaris duurzame energie in Vlaanderen 2012 DEEL I: hernieuwbare energie. VITO. 2013/TEM/R/82. Oktober 2013

Metro, Energieprijs dreigt te exploderen. 25 oktober 2013.

Moorkens, I., Claes, K., Polders, C., Vercaemst, P. Onrendabele toppen van duurzame elektriciteitsopties in Vlaanderen, VITO. Versie mei 2005 en versie juni 2006. 2006/IMS/R/185, juni 2006. Studie uitgevoerd in opdracht van ANRE.

Moorkens, I., Vangeel, S., Vos, D. (2010) Onrendabele toppen van duurzame elektriciteitsopties 2010. Studie uitgevoerd in opdracht van VEA. VITO. November 2010.

Vlaams Energieagentschap (VEA). Rapport 2013/2. Deel 1: definitief rapport OT/Bf voor projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2014.

Vlaams Energieagentschap (VEA). Rapport 2013/2. Deel 3: evaluatie quotumpad en productiedoelstellingen

Vlaams Energieagentschap (VEA). Rapport 2013/3. Deel 3: evaluatie quotumpad en productiedoelstellingen

VREG, Marktrapport 2012. RAPP 2013-08. 16 mei 2013

VREG, Rapport met betrekking tot de doorrekening van de kosten voor de certificatenverplichtingen door elektriciteitsleveranciers. 28 juni 2013

VREG, Rapport van de Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt van 27 september 2012 met betrekking tot het toezicht op de verkoop van certificaten door de distributienetbeheerders. RAPP-2012-8. Gepubliceerd op 27 oktober 2012.

VREG, Rapport van de Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt van 20 november 2013 met betrekking tot het toezicht op de verkoop van certificaten door de netbeheerders. RAPP-2013-12.

VREG, Rapport van de Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt van 4 december 2013 met betrekking tot raming van het regulatorisch saldo van de elektriciteits- en aardgasdistributienetbeheerders. RAPP-2013-15.