

PERSONTMOETING 16 FEBRUARI 2012

Primordiaal is het veilig stellen van de bevoorradingszekerheid in ons land door het verbeteren van het investeringsklimaat ...

Verschillende recente studies wijzen op het probleem van de bevoorradingszekerheid inzake elektriciteit in ons land (o.m. studies van de CREG¹) en op de noodzaak voor de federale en regionale regeringen om op korte termijn maatregelen te nemen om het wettelijk en economisch kader voor de bouw en de uitbating van zowel hernieuwbare als conventionele elektriciteitscentrales te verbeteren. Dit wordt geïllustreerd in bijlage 1.

FEBEG dringt al jaren aan op dergelijke maatregelen: ons land heeft nood aan een gunstig, stabiel, rechtszeker en coherent wettelijk en regulatorisch kader, een evenwichtige energiemix, een spreiding van de aanvoerroutes en een *level playing field* met de ons omringende landen.

... maar recente maatregelen tasten het ondernemings- en investeringsklimaat verder aan:

Ondanks het herhaaldelijk aandringen van FEBEG en ondanks politieke toezeggingen en verklaringen – bijvoorbeeld in het kader van de Staten-Generaal Energie van 24 juni 2011 – blijven de noodzakelijke maatregelen uit. Meer nog: op federaal vlak werden recentelijk belangrijke maatregelen genomen die het investeringsklimaat in sterke mate verslechteren in plaats van het te verbeteren.

¹ Zie o.a. Studie 1074 'Nood aan productiecapaciteit van elektriciteit in België voor de periode 2011-2020' van de CREG van 16 juni 2011.

Voor de Belgische productie-eenheden:

- De nieuwe transmissienettarieven, die op 22 december 2011 door de CREG werden goedgekeurd voor de periode 2012-2015, houden voor de Belgische producenten van elektriciteit belangrijke meerkosten in: de invoering van een injectietarief voor de Belgische productie², de kosten voor reserves te dragen door de Belgische productie³ en de *balancing volume fee*⁴.
- De heffing van een federale bijdrage en een toeslag “beschermde klanten” – deze laatste werd sterk verhoogd op 1 januari 2012 - op gas aangewend door de elektriciteitscentrales⁵ betekent ook een belangrijke meerkost. De producenten betalen dus een toeslag voor het gebruik van aardgas en de verbruikers betalen tegelijk een toeslag op de geproduceerde elektriciteit!
- De vergoeding voor de levering van ondersteunende diensten door producenten aan Elia werd vastgelegd bij Ministerieel Besluit van 23 december 2011. Hierdoor worden bepaalde producenten verplicht om productiecapaciteit te reserveren voor Elia (ter ondersteuning van het net) tegen een eenzijdig opgelegde prijs die de kosten voor de betrokken producent geenszins dekt.

In de buurlanden worden dergelijke kosten⁶ niet aangerekend aan uitbaters van elektriciteitscentrales. Bovendien gebeurt de organisatie van de ondersteunende diensten er op een meer dynamische en marktconforme wijze.

De grafiek in bijlage 2 illustreert wat de impact is van de nieuwe kosten op gasgestookte elektriciteitscentrales met respectievelijk een rendement van 56% (centrales gebouwd vóór 2002) en van 59% (gebouwd na 2002) in België in vergelijking met het gemiddelde van de gekoppelde Centraal-West-Europese markt (Duitsland, Frankrijk, Nederland, Luxemburg en België):

- voor de Belgische STEG-centrales gebouwd vóór 2002 (met een rendement van 56%) bedragen de meerkosten als gevolg van de hiervoor vermelde maatregelen 3,27 €/MWh;
- voor meer recente Belgische STEG-centrales (met een rendement van 59%) bedragen deze meerkosten 2,66 €/MWh.

² Het injectietarief voor productie bedraagt 3,13 €/kW per jaar. Er is een vrijstelling voor productie-eenheden die zijn aangesloten op het Elia-net (>70 kV) na 2002 evenals voor productie-eenheden op basis van hernieuwbare energiebronnen en kwalitatieve warmtekrachtkoppelingen aangesloten op het distributienet in Vlaanderen. De impact van dit tarief op een STEG met een gemiddeld aantal draaiuren kan geraamd worden op ongeveer 0,5 €/MWh.

³ De kosten voor de reserves bedragen 1,1791 €/MWh. Er is een vrijstelling voor productie-eenheden op basis van hernieuwbare energiebronnen en warmtekrachtkoppeling aangesloten op het distributienet in Vlaanderen.

⁴ De balancing volume fee voor injectie bedraagt 0,1137 €/MWh.

⁵ De federale bijdrage en de toeslag voor ‘beschermde klanten’ bedragen samen 0,7399 €/MWh. De impact op een STEG met een rendement van 59 % kan geraamd worden op 1,37 €/MWh.

⁶ In Frankrijk wordt een lage vergoeding (0,19 €/MWh) aangerekend voor injectie op transmissieniveau: deze regeling werd in 2002 ingevoerd om de bijdrage van de Franse transmissie-netbeheerder in het ITC (Inter TSO Compensation)-mechanisme te dekken. Frankrijk was op dat ogenblik netto-exporteur en men wenste door deze regeling een gedeelte van de kost van het gebruik van de buitenlandse netten te verhalen op de betrokken producenten/uitvoerders.

Deze kostenverhogingen hebben een dubbel effect op de rendabiliteit van de Belgische elektriciteitscentrales:

- zij zullen minder concurrentieel worden – lagere bruto marge door de hogere variabele kosten – ten opzichte van centrales in andere landen van de gekoppelde Centraal-West-Europese markt;
- zij zullen minder ingezet worden – lagere benutting – waardoor het nog moeilijker zal worden om de vaste kosten te dekken.

Deze maatregelen hebben ook een belangrijke negatieve impact op de globale Belgische economie en ecologie:

- gevaar voor de bevoorradingszekerheid: thermische centrales in België zullen niet langer economisch kunnen opereren en zullen bijgevolg eerder dan voorzien uit dienst worden genomen en dit in een context waar de Belgische productiecapaciteit vandaag reeds geen reservemarge meer heeft tegenover de piekvraag; de bevoorradingszekerheid in België zal afhangen van de beschikbaarheid van capaciteit in het buitenland - wat ingevolge de Duitse beslissing van kernuitstap niet evident zal zijn – en van het net om deze stroom in te voeren;
- hogere invoerafhankelijkheid en negatieve impact op de betalingsbalans: er zal meer stroom ingevoerd worden (onder meer) aangezien voor geïmporteerde energie geen injectietarief moet betaald worden;
- hogere emissies: Belgische centrales met een goede energetische efficiëntie zullen minder draaien of stilgelegd worden ten voordele van buitenlandse met een lager energetisch rendement.

Gelijktijdig stellen we vast dat in Frankrijk een capaciteitsvergoeding wordt ingevoerd voor producenten, wat de vestiging van productie-installaties in België nog minder aantrekkelijk zal maken.

Het negatieve en onzekere economische kader voor elektriciteitsproducenten in België verklaart in belangrijke mate waarom voor meerdere ‘bouwrijpe’ investeringsprojecten in conventionele productiecapaciteit een investeringsbeslissing uitblijft. Enkele voorbeelden: de STEG van Nuon Power Generation Walloon in Seneffe/Manage (450 MW), de STEG van EDF Luminus in Navagne (2 x 460 MW), de STEG van NEST Energie in Evergem (2 x 460 MW), de STEG van Electrabel in Amercoeur (420 MW), ... Andere projecten worden dan weer niet gerealiseerd omdat de nodige vergunningen niet worden afgeleverd, bijvoorbeeld de steenkoolcentrale van E.ON in Antwerpen (1.100 MW). **Nochtans zijn deze investeringen nodig voor de bevoorradingszekerheid en om de intermittentie en onvoorspelbaarheid van de productie op basis van wind en zonne-energie op te vangen.**

Met betrekking tot de energielevering:

- De Belgische leveranciersmarkt is dynamisch ...

Wat de marktwerking betreft, wil FEBEG nogmaals benadrukken dat de mobiliteit op de leveranciersmarkt de laatste jaren is toegenomen.

Dit blijkt onder meer uit het groeiend aantal klanten die van leverancier veranderen onder meer dankzij informatieacties en prijsstimulatoren opgezet door de regulatoren, diverse commerciële initiatieven van de leveranciers (die de consument veel keuze bieden tussen verschillende formules), de organisatie van de groepsaankopen, ...

	Switchindicatoren in Vlaanderen ⁷	
	Elek.	Gas
2009	5,64%	6,25%
2010	6,68%	7,06%
2011	8,15%	9,22%

Deze tabel toont dat in Vlaanderen over de laatste jaren een groeiend aantal energieverbruikers van energieleverancier zijn veranderd met een absoluut record tijdens het jaar 2011 (bijna 10% van de aardgasverbruikers en iets meer dan 8% van de elektriciteitsverbruikers). Omwille van deze hoge switchratio vervoegen wij in de Europese context de meer dynamische markten.

- ... maar dit dynamisme wordt aangetast door verschillende recente maatregelen en voorstellen

Begin januari 2012 trad de nieuwe gas- en elektriciteitswet in werking met een belangrijk luik inzake prijsregulering en –controle dat onder andere tot doel heeft de prijsvolatiliteit te verminderen (o.m. door een trimestriële indexering i.p.v. een maandelijkse, een ex post controle op deze indexering door de CREG en een ex ante controle op de aanpassing van de tarifaire formules die een prijsverhoging met zich kunnen meebrengen).

De invoerings- en toepassingsmodaliteiten van de prijsregulering zijn tot op vandaag zelfs nog niet vastgelegd en toch worden er al nieuwe drastische maatregelen voorgesteld. Volgens FEBEG zullen deze maatregelen de evolutie naar een meer competitieve en werkbare gas- en elektriciteitsmarkt belemmeren en zijn zij dus totaal in tegenspraak met de doelstellingen van het Derde Energiepakket en met de aanbeveling van de Europese Vereniging van Energieregulators ERGEG/CEER⁸ (waarvan de CREG deel uitmaakt).

⁷Cijfers overgenomen uit een persbericht van de VREG van 3 februari 2012, 'De Vlaamse energieconsument wisselde in 2011 massaal van leverancier.'

⁸ Rapport ERGEG E10-CEM-34-03 van 8 september 2010: "It is ERGEG's view that fully open markets with well-functioning competition cannot in the long-term coexist with regulated end-user energy prices. End-user price regulation in electricity and gas markets distorts the functioning of the market and jeopardises both security of supply

- ... maatregelen die kostenverhogend zijn

Ook de nieuwe voorstellen van Minister J. Vande Lanotte en Staatssecretaris M. Wathelet over de gas- en elektriciteitsprijzen in België omvatten maatregelen die voor de leveranciers kostenverhogend zijn en dus het dynamisme van de markt zullen aantasten. Meer specifiek:

- het voorstel tot wijziging van het systeem van de terugbetaling van het sociaal tarief in hoofde van de leverancier (enkel nog financiële compensatie ten belope van het positieve verschil tussen het percentage bevoorradede sociale klanten door die leverancier ten opzichte van zijn marktaandeel);
- het voorstel om de doorrekening van de netverliezen op niveau van de distributienetten te baseren op het mechanisme van toepassing op transmissieniveau;
- het voorstel tot afschaffing van de opzegvergoeding bij vroegtijdige opzegging van het contract gedurende 2 jaar;
- het voorstel om de indexering van variabele producten gedurende 9 maanden te blokkeren;
- het verbod van indexering van de gasprijzen o.b.v. de olieprijs;
- ...

Deze maatregelen vergen bijkomende uitgaven in de IT-systemen, bijkomende administratieve rompslomp, ... die vooral voor de kleinere spelers zeer ingrijpend zullen zijn. Het verbod tot aanpassing van de gasprijzen op basis van de evolutie van de olieprijs gaat voorbij aan de werkelijkheid dat de meerderheid van de bestaande lange termijn aankoopcontracten indexeringsmechanismen bevatten gebaseerd op de olieprijs.

In plaats van de marktwerking te verbeteren en de markt meer toegankelijk te maken voor nieuwe marktspelers, zullen deze maatregelen de Belgische energiemarkt juist nog meer onaantrekkelijk maken voor de verschillende marktpartijen. Met dergelijke maatregelen zal de concurrentie dus eerder verminderen (in plaats van toenemen) met een negatief effect op belangen van de verbruiker tot gevolg (o.a. beperking van de keuzevrijheid).

- **Bij internationale prijsvergelijkingen rekening houden met Belgische eigenheden**

Bij de vergelijking van de prijs van de energiecomponent in ons land met die van andere landen moet worden rekening gehouden met een aantal specifieke Belgische elementen zoals onder meer:

- de ondersteuning van de hernieuwbare energie die in deze prijs moet worden verrekend;
- de verregaande openbare dienstverplichtingen, het uitgebreid sociaal vangnet tot bescherming van de consument met betalingsmoeilijkheden. Bvb de lange procedures bij wanbetaling die oplopen van een minimum van 3 maanden tot ruim

and the efforts to fight climate change. Therefore, end-user price regulation should be abolished, or where appropriate, brought into line with market conditions;"

- meer dan 1 jaar (onder meer in Brussel) waardoor de schuldopbouw fors kan oplopen;
- o het financieel risico als gevolg van de oninbare facturen die een groot aandeel transport- en distributiekosten, maar ook bepaalde taksen en heffingen (bijdrage op energie,...) bevatten die ten laste blijven van de leveranciers;
- o de financiering van de werkingskosten van de Ombudsdienst via de ombudsbijdrage aangerekend aan de leveranciers;
- o

In ons land worden al deze kosten (in tegenstelling tot de meeste andere landen) gefinancierd via de gas- en elektriciteitsfactuur en niet via de algemene middelen van de Staat.

Daarenboven moeten de prijzen over een voldoende lange periode worden vergeleken (i.p.v. zich te beperken tot één welbepaalde maand) en is de keuze van de beschouwde periode dikwijls bepalend voor de resultaten van de prijsvergelijking. FEBEG dringt er ook op aan dat bij een internationale prijsvergelijking rekening wordt gehouden met het grote aandeel van de tweevoudige uurtarief-tellers in België. Zoals geïllustreerd in de grafiek in bijlage 3, ligt de prijs van de energiecomponent voor een gemiddeld gezin in ons land 5 à 6% lager indien men rekening houdt met het aandeel aan tweevoudige uurtellers.

Tenslotte moet ook rekening worden gehouden met de complexiteit van de energiesector in ons land (onder meer door de bevoegdheidsverdeling inzake de energiedossiers), hetgeen extra administratieve kosten en lasten met zich meebrengt ten laste van de energieleverancier die zich aan de verschillende regelgevingen moet houden.

- **Energiecomponent bepaalt de energiefactuur slechts in beperkte mate**

Uit de studie van de CREG van 22 september 2011⁹ blijkt dat over de periode januari 2007 tot en met juli 2011 de prijs van de elektriciteitscomponent in veel mindere mate steeg dan de distributiekosten. Volgens deze studie steeg de totale elektriciteitsfactuur voor een huishoudelijke klant in Vlaanderen¹⁰ in die periode met 47%. De energieprijzen steeg gemiddeld met 9,17 €/MWh (of 15%), terwijl de distributiekosten in Vlaanderen met maar liefst 40 €/MWh (of 96,06%) zijn gestegen. In Wallonië verhoogden deze kosten met 13,70 €/MWh (of 32,18%) en in Brussel met 17,89 €/MWh (of 44,36%). Zie de grafieken in bijlage 4 en 5.

- **Rol leverancier als tussenpersoon niet miskennen of penaliseren**

Zoals hierboven reeds gesteld, fungeert de leverancier in het Belgische marktmodel als tussenpersoon voor de **inning van de netkosten en alle taksen en heffingen**. Het financiële risico m.b.t. het oninbare deel van de netkosten kan in sommige gevallen zelfs hoger oplopen dan de kosten van de energiecomponent. De leveranciers vragen dan ook om de netcomponenten van de onbetaalde facturen te kunnen recupereren bij de

⁹ Studie van de CREG van 22 september 2011 over de componenten van de elektriciteits- en aardgasprijzen ((F)110922-CDC-1096).

¹⁰ Bedoeld is 3500 kWh elektriciteitsverbruik op jaarbasis, waarvan 1600 kWh dagverbruik en 1900 kWh nachtverbruik.

netbeheerder op wiens net de eindklant is aangesloten. In bepaalde andere lidstaten gelden overigens wel specifieke regels om het financiële risico van leveranciers op een adequate manier te vergoeden.

Daarenboven worden de energiebedrijven vaak geconfronteerd met **zeer laattijdige publicatie van nieuwe nettarieven**, terwijl elke retroactieve toepassing van nieuwe voorwaarden niet enkel in tegenstrijd is met de wet¹¹, maar ook leidt tot grote operationele en bijkomende administratieve kosten.

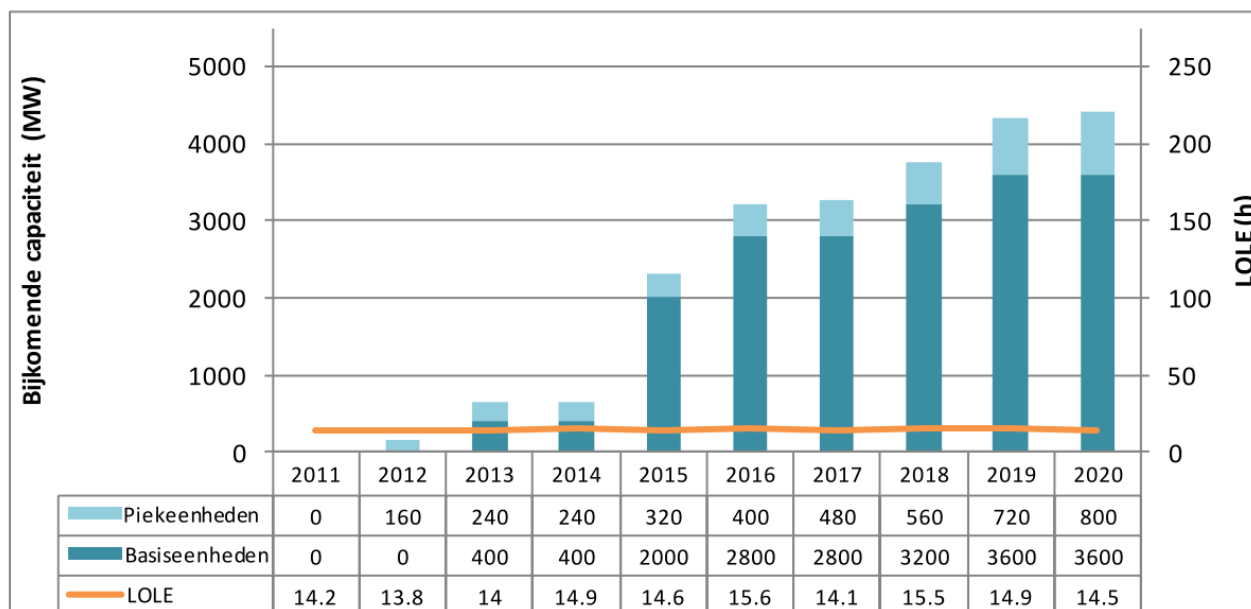
Voor meer informatie:

J. Herremans
Directeur-Generaal FEBEG
+32 (2) 500.85.85

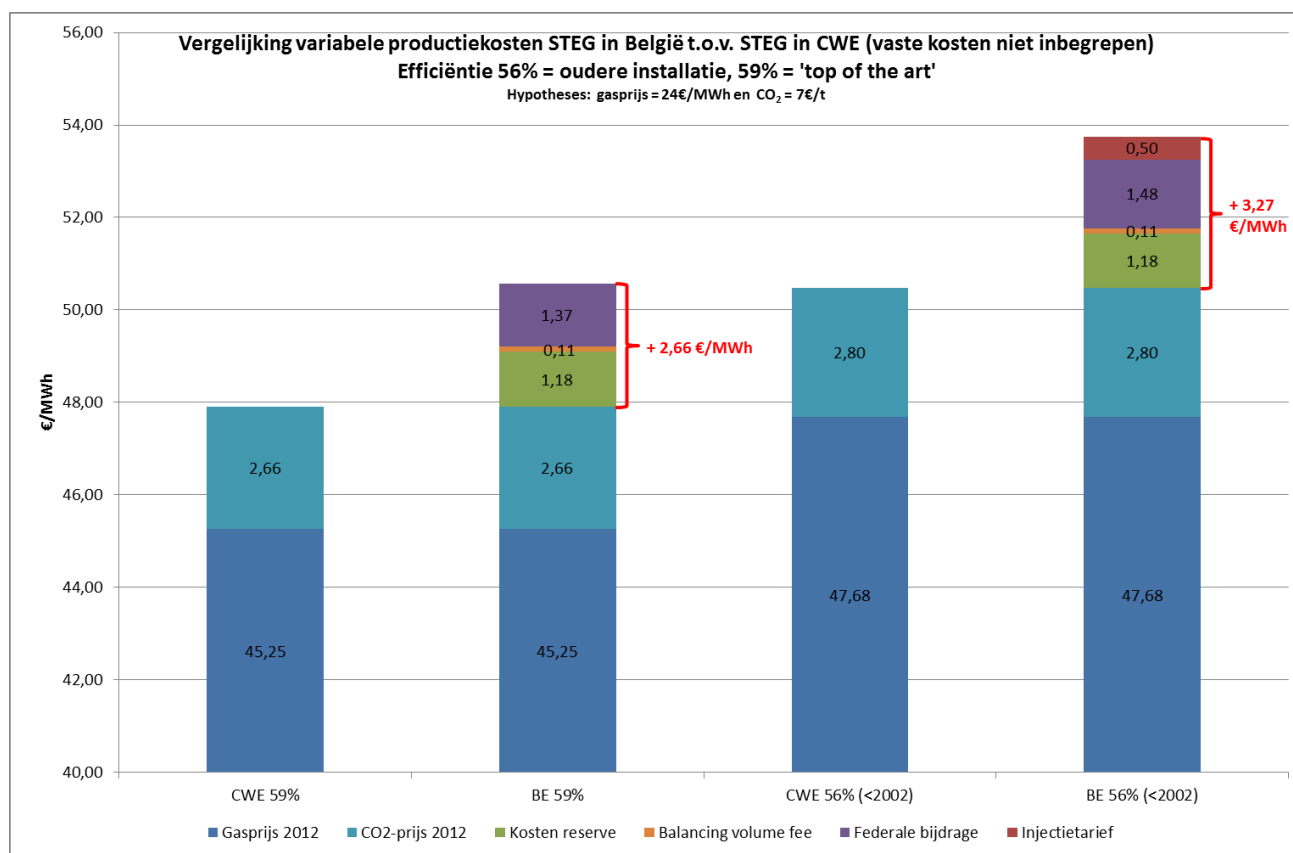
Roberte Kesteman
Voorzitter FEBEG
+32 (2) 290.94.50

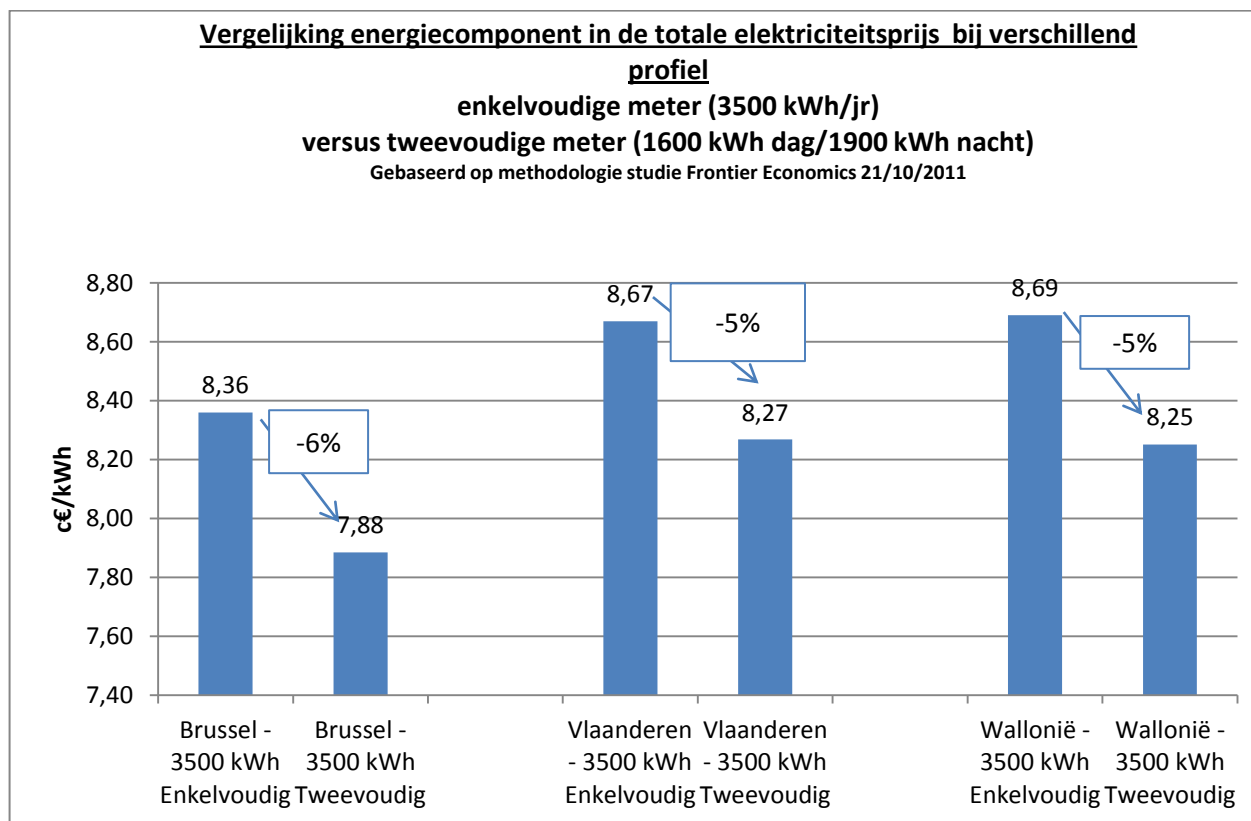
¹¹ Zie de artikelen 15§13 en 16§13 van de wet van 8 januari 2012 die het Derde Energiepakket omzet in Belgische wetgeving. Deze artikelen voorzien dat de toegepaste tarieven geen terugwerkende kracht mogen hebben.

Nood aan bijkomende productiecapaciteit

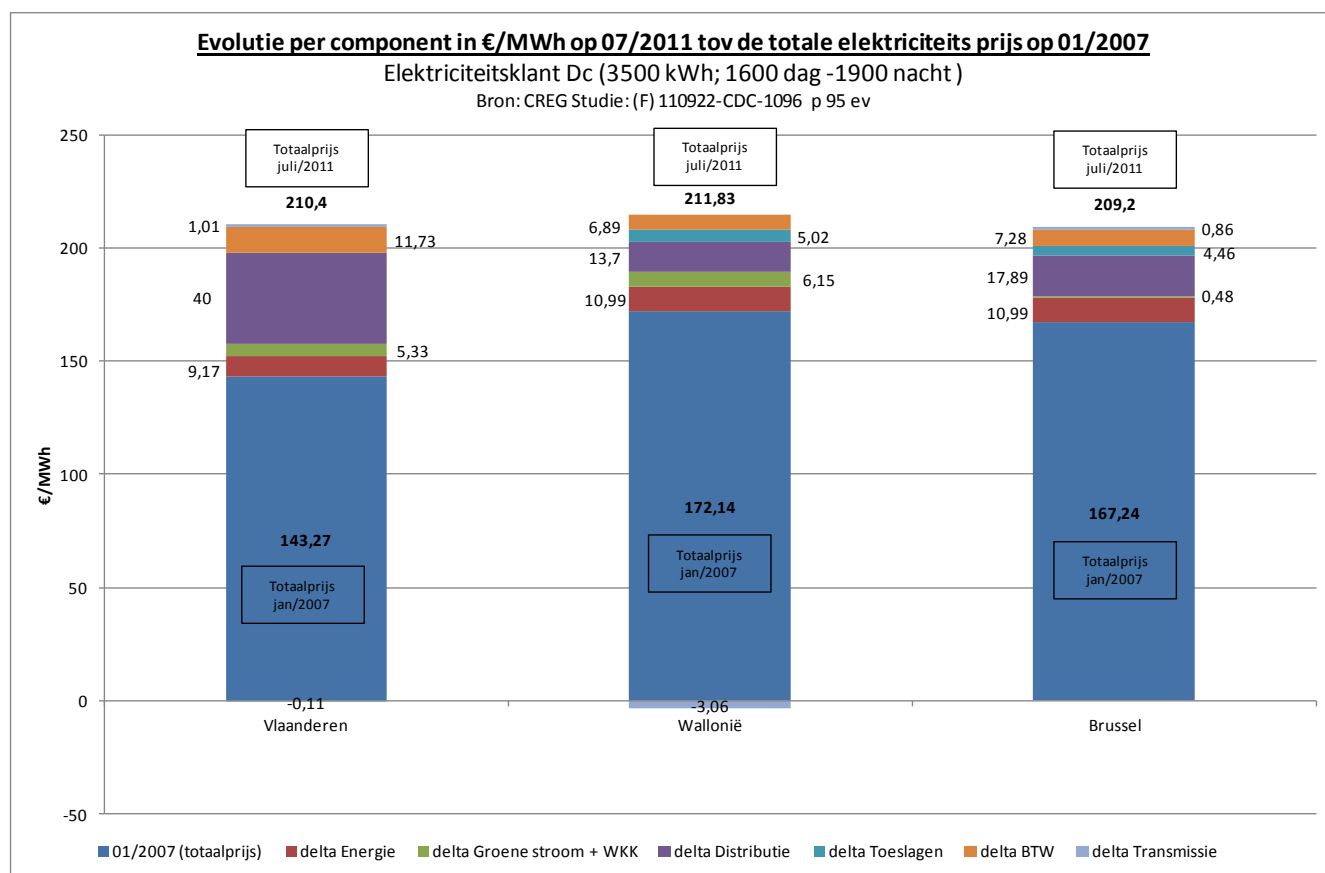


Bron: Studie 1074 van de CREG van 16 juni 2011 'Nood aan productiecapaciteit van elektriciteit in België voor de periode 2011-2020'.

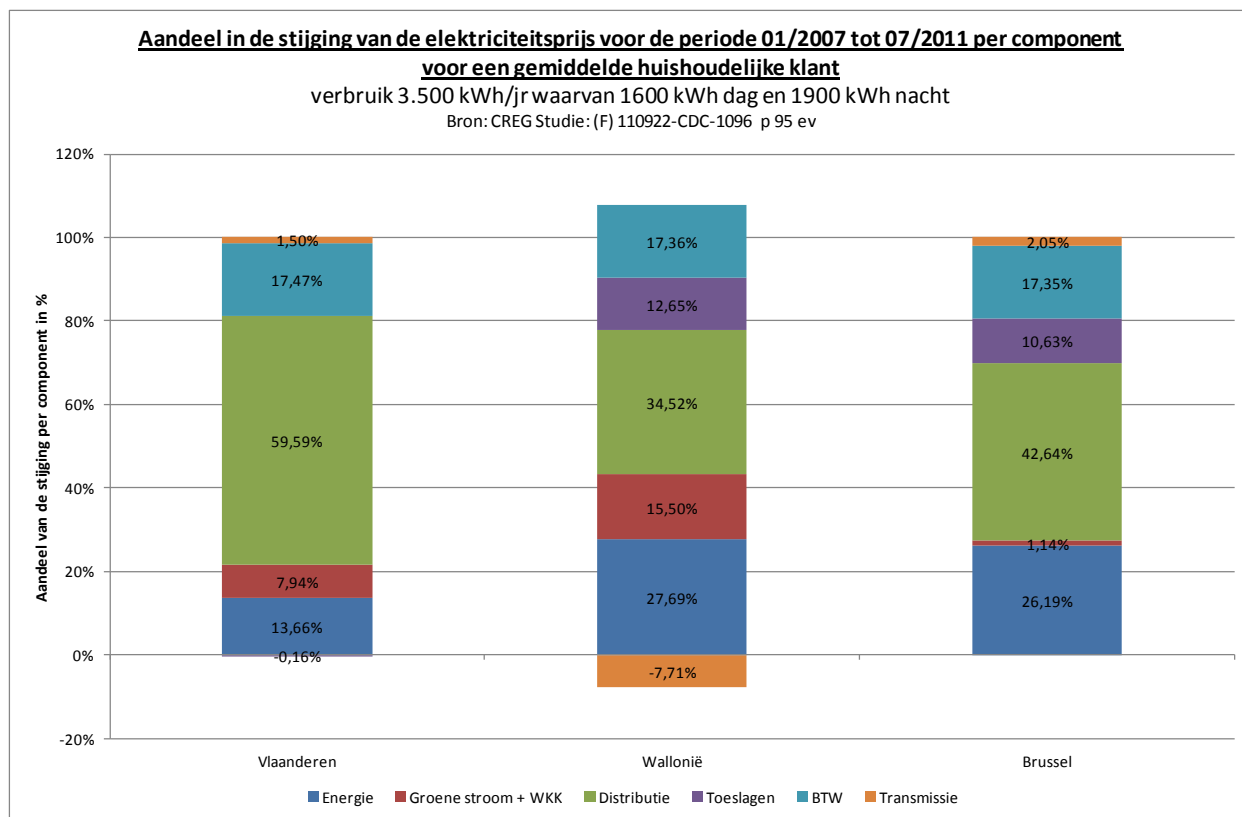




Bij de internationale prijsvergelijking moet eveneens rekening worden gehouden met het groot aandeel van de tweevoudige uurtarief-tellers in België. Zoals geïllustreerd in deze grafiek is de prijs van de energiegcomponent voor een gemiddeld gezin in vergelijking tot de totale energiegprijs in geval van een tweevoudige uurteller 5 à 6% lager en dus vergelijkbaar met het niveau van onze buurlanden.



Over de periode januari 2007 tot en met juli 2011 steeg de prijs van de energiecomponent in veel mindere mate dan de distributiekosten.



De distributiekosten vertegenwoordigen het grootste aandeel in de stijging van de totale prijs over de periode januari 2007 tot en met juli 2011.