



Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt
Publiekrechtelijk vormgegeven extern verzelfstandigd agentschap
Graaf de Ferrarisgebouw | Koning Albert II-laan 20 bus 19 | B-1000 Brussel
Gratis telefoon 1700 | Fax +32 2 553 13 50
Email: info@vreg.be
Web: www.vreg.be

Rapport van de Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt

van 14 maart 2014

met betrekking tot de actualisatie van de kosten-batenanalyse slimme meters

Inhoudsopgave

1.	<i>Situatieschets</i>	3
2.	<i>Actualisatie van KBA niet-gesegmenteerde uitrol</i>	4
2.1.	<i>Opzet</i>	4
2.2.	<i>Toelichting bij de aangepaste parameters en aannames</i>	4
2.3.	<i>Resultaten KBA voor niet-gesegmenteerde uitrol</i>	8
2.4.	<i>Impact op de tarieven van de netgebruiker</i>	9
3.	<i>Actualisatie van KBA gesegmenteerde uitrol</i>	16
3.1.	<i>Opzet</i>	16
3.2.	<i>Toelichting bij de aangepaste parameters en aannames</i>	17
3.3.	<i>Resultaten KBA voor snelle, gesegmenteerde uitrol</i>	18
3.4.	<i>Resultaten KBA voor langzame uitrol onrendabele segmenten</i>	21
3.5.	<i>Onvolledige uitrol?</i>	21
4.	<i>Conclusies</i>	23

1. Situatieschets

De VREG liet in 2008 een rekenmodel ontwikkelen door de firma KEMA om de kosten en baten van een eventuele invoering van slimme meters voor elektriciteit en gas in Vlaanderen te kunnen inschatten. Het resultaat van deze eerste kosten-batenanalyse was negatief.

Na de conferentie 'De consument en slimme energiemeters', die de VREG organiseerde in het najaar van 2010, heeft de VREG in 2011 het rekenmodel door KEMA laten aanpassen en een update gevraagd van de analyse¹. Daarbij werd ook de impact op verschillende gebruikerssegmenten onderzocht. Het resultaat van deze analyse was positief voor een snelle uitrol over enkele jaren, zowel voor een niet-gesegmenteerde uitrol als voor een gesegmenteerde uitrol. Voor een langzame uitrol over 15 jaar werd het resultaat ongeveer nul (niet-gesegmenteerde uitrol) of negatief (gesegmenteerde uitrol).

Om rekening te kunnen houden met de ervaringen van de distributienetbeheerders uit de proefprojecten² die intussen uitgevoerd werden, met nieuwe marktinzichten en –ontwikkelingen, en met nieuwe bepalingen uit de Energie-efficiëntierichtlijn³, was het aangewezen een actualisatie van de kosten-batenanalyse uit te voeren.

Bovendien werden in de Commissie voor Woonbeleid, Stedelijk Beleid en Energie van het Vlaams parlement in 2012 een aantal vragen gesteld die verder onderzocht worden in de actualisatie. Deze vragen hebben hoofdzakelijk betrekking op de kost voor de klant, en het effect van een onvolledige uitrol (beperkt tot die segmenten waarvoor de kosten-batenanalyse een maatschappelijke meerwaarde oplevert).

Dit rapport beschrijft de resultaten van de actualisatie van de kosten-batenanalyse (verder "KBA"). Er worden twee luiken bekeken:

- Actualisatie van KBA niet-gesegmenteerde uitrol
- Actualisatie van KBA gesegmenteerde uitrol

In het eerste luik wordt ingegaan op de vraag naar de kost voor de klant.

In het tweede luik wordt ingegaan op de vraagstelling in verband met een onvolledige uitrol.

¹ <http://www.vreg.be/kosten-batenanalyse> en <http://www.vreg.be/sites/default/files/uploads/kema.pdf>

² Proof of concept tot einde 2010 en pilootproject met uitrol in 2012-2013

³ Energie-efficiëntie richtlijn 2012/27/EU van 25 oktober 2012, verder "EE-richtlijn"

2. Actualisatie van KBA niet-gesegmenteerde uitrol

2.1. Opzet

In de berekening van 2011 gaf de KBA voor een uitrol van 98% van de verbruikers over vijf jaar een Netto Contante Waarde (NCW) van 144 MEur. Deze NCW werd berekend voor een periode van 30 jaar, waarbij de slimme meters na het bereiken van de economische levensduur (15 jaar) worden vervangen.

Voor de actualisatie in 2013 is bekeken welke parameters moesten of konden geactualiseerd worden op basis van nieuwe kennis en inzichten, of veranderde regelgeving. In onderstaand lijstje staan de belangrijkste parameters vermeld die aangepast werden (in dalende volgorde van belang):

- besparing op gas bij indirecte feedback
- duur installatie E-meter en uurkosten installateur
- besparing op elektriciteit bij indirecte feedback
- kost van de meetinrichting elektriciteit
- verplichting feedback klassieke meter 2x/jaar
- CapEx datasystemen
- baten balancing/forecasting leveranciers
- goedkopere hardware slimme G-meter

Met deze aannames werd in eerste instantie het KEMA-rekenmodel gebruikt om de NCW van een volledige uitrol over vijf jaar te berekenen, en de verschillen t.o.v. het resultaat van 2011 te duiden. Vervolgens werden de resultaten overgemaakt aan de netbeheerders met de vraag om de impact voor de klant te berekenen, uitgaande van de principes inzake tarifiering zoals die in het verleden werden toegepast.

In sectie 2.2 lichten we toe hoe en waarom de parameters, evenals bepaalde aannames, werden herzien voor deze analyse.

In sectie 2.3 stellen we het resultaat voor.

Ten slotte gaan we in sectie 2.4 dieper in op de tarifaire consequenties.

2.2. Toelichting bij de aangepaste parameters en aannames

2.2.1. Aangepaste parameters

De VREG heeft voor de afronding van zijn rapport over de actualisatie van de KBA gewacht tot de netbeheerders hun conclusies uit het grootschalig proefproject konden overmaken. Uit deze ervaringen haalden we dan ook de belangrijkste input voor het herzien van de parameters. Daarnaast wenste de VREG ook een aantal nieuwe marktinzichten mee te nemen, evenals de door de Energie-efficiëntierichtlijn gewijzigde wettelijke context.

2.2.1.1. Ervaringen van de distributienetbeheerders uit de proefprojecten

- Besparing op elektriciteit en gas bij indirecte feedback

Deze waarde drukt uit hoeveel de eindafnemers minder gaan verbruiken wanneer ze indirecte⁴ feedback ontvangen over hun verbruik. Tijdens de 'proof of concept'-fase werd hierover een studie

⁴ Dit in tegenstelling tot directe feedback, via een extra display. Dit wordt niet meegenomen in de actualisatie.

uitgevoerd door de firma Trilations⁵ met als resultaat dat voor elektriciteit een blijvende besparing van 3,4% gerealiseerd wordt en voor gas geen besparing gerealiseerd wordt. Voor elektriciteit is dit meer dan in de vorige KBA (1%), voor gas is dit minder dan in de vorige KBA (2%). In Euro's uitgedrukt heffen de nieuwe waarden voor *besparing* op het verbruik van elektriciteit en gas elkaar ongeveer op, maar het globale effect op de NCW is toch negatief omdat naast de besparing ook de minderopbrengsten voor distributienetbeheerders en overheid worden meegerekend. Voor elektriciteit zijn deze minderopbrengsten in verhouding groter dan voor gas.

- Duur installatie E-meter en uurkosten installateur

Op basis van de resultaten uit het pilootproject worden beide waarden nu hoger ingeschat door de distributienetbeheerders dan in de vorige KBA.

- Meetinrichting elektriciteit

Bij de analyse van de volledige uitrol in 2008 en in 2011 ging Eandis uit van een PLC-oplossing waarbij negen op de tien meters (slaves), met een geïntegreerde PLC-modem, via de stroombanen hun data doorgeven aan een master. Deze master is voorzien van een gateway naar een modem van Telenet of Belgacom die in het huis reeds aanwezig is. In 0,5% van de gevallen werd ook een GPRS-module voorzien. De gegevens werden gebundeld overgemaakt aan de systemen van de netbeheerder.

Bij de update wordt nu elke meetinrichting voor elektriciteit van Eandis voorzien van een slimme communicatiemodule (SCM) waar verschillende meters op aangesloten kunnen worden. De SCM is standaard voorzien van een PLC-modem en een GPRS-modem. De PLC wordt niet geactiveerd maar is eerder een backup-oplossing. Er wordt gerekend dat in tien procent van de gevallen bijkomend een filter moet geplaatst worden. Elke communicatiemodule heeft de mogelijkheid om rechtstreeks via GPRS of via de klantenmodem door middel van een ethernet verbinding te communiceren met de systemen van de netbeheerder. Door de lagere communicatiekost van GPRS in 2012 ten opzichte van 2008 is een 1-op-1 communicatie met de meter via GPRS een kostenefficiënte alternatieve piste. Deze oplossing kan ook gebruikt worden vanuit de optiek van andere uitrolscenario's die een meer gespreide uitrol over de tijd voorstellen waar een PLC-oplossing minder voor de hand ligt.

De meetinrichting voor elektriciteit van Infracx is nu voorzien van een geïntegreerde communicatiemodule. Afhankelijk van het communicatiemedium zijn 2 types modules mogelijk: ethernet-module en GPRS-module. De ethernetmodules zijn via een kabelmodem aangesloten op het kabelnetwerk. In dit concept wordt, in tegenstelling tot bij het Eandis-concept, géén gebruik gemaakt van bestaande modems van de klant.

Gasmeters en andere type meters (water, productie, ...) zijn eveneens gekoppeld met deze communicatiemodule. Dit kan zowel met bedrading als draadloos.

Eandis voorziet bij de plaatsing van een slimme E-meter nu ook een nieuwe, aangepaste meterkast. Infracx maakt gebruik van de klassieke 25S60 kast. In de meterkast worden de meter, de communicatiemodule en alle randapparatuur gepreassembleerd. In de update tellen we, in tegenstelling tot de vorige KBA, de kost van de meterkast voor de slimme E-meter mee. Om consistent te zijn wordt daarom ook in het nulscenario waarmee vergeleken wordt, voor elke nieuwe klassieke meter die geplaatst wordt de kost van een klassieke meterkast meegeteld.

- Goedkopere hardware slimme G-meter

Op basis van de aanbestedingen voor het pilootproject schatten de distributienetbeheerders de hardwarekost voor de slimme G-meter lager in.

⁵ Energie-efficiëntie met slimme meters POC II, "Eandis Infracx Eindstatus POC II FINAL VREG v4"

- *CapEx datasystemen*

De distributienetbeheerders schatten de kost van de datasystemen hoger in. Bij de uitrol van het proefproject bleek immers dat de verwerking van de hoeveelheden aan data een grotere opschaling van hun datasystemen vergde dan voorzien.

- *Kosten voorbezoeken*

Deze kosten vallen weg omdat de distributienetbeheerders de voorbezoeken tijdens het pilootproject negatief evalueerden⁶. In heel wat gevallen kon immers dadelijk tot plaatsing worden overgegaan, waardoor de baat van het voorbezoek niet opwoog tegen de verhoogde kost van de inplanning, uitvoering en opvolging van deze bezoeken.

- *Communicatiekost via GPRS*

De kost wordt lager ingeschat dan in de vorige KBA. Dit is een ervaring die blijkt uit het pilootproject.

- *Percentage uitrol slimme meters*

De distributienetbeheerders schatten op basis van de ervaringen uit de piloot het haalbare percentage bij een verplichte plaatsing in op 96% in plaats van 98%. Er is immers gebleken dat een percentage van de afnemers op geen enkele wijze kan gecontacteerd worden. Het effect hiervan op de NCW is zeer klein.

Indien de plaatsing niet verplicht wordt, ligt het aantal weigeringen een stuk hoger. Voor de resultaten in het kader van het proefproject verwijzen we naar het Rapport van de netbeheerders. Daarbij moet bovendien vermeld worden dat deze proefplaatsingen geen kosten voor de netgebruiker met zich meebrachten.

2.2.1.2. Nieuwe marktinzichten en –ontwikkelingen

- *Baten balancing en forecasting leveranciers*

De leveranciers schatten deze baten nu beduidend lager in.

De vorige schatting van 2011 m.b.t. forecasting was gebaseerd op de gerealiseerde "load following cost" van 2008, 2009 en 2010. Door de economische crisis lag het werkelijke verbruik beduidend lager dan de voorspelling en was die kost in 2009 extreem hoog. Dit heeft geleid tot een overschatting van baten van slimme meters voor forecasting.

Bovendien worden ook de risico's en kosten t.g.v. balancing anders ingeschat door de leveranciers omwille van een gewijzigd balancing mechanisme sinds begin 2012 en kan er al gedeeltelijk rekening gehouden worden met toekomstige verbeteringen aan de settlement-processen (zoals voorzien in het overleg dat bij Atrias gevoerd wordt over de ontwikkeling van nieuwe marktprocessen).

2.2.1.3. Nieuwe bepalingen uit de EE-richtlijn

- *Verplichting feedback klassieke meter 2x/jaar*

De EE-richtlijn verplicht voor de *klassieke meters* dat factureringsinformatie op halfjaarlijkse basis meegedeeld wordt aan de afnemers, en op kwartaalbasis voor afnemers die erom vragen of die elektronisch gefactureerd worden. Voor *slimme meters* moet dit minimaal op maanbasis gebeuren.

In de actualisatie wordt daarom het meteropname-interval op 6 maanden gezet in de plaats van een jaar (het aandeel klanten met elektronische facturatie bedraagt slechts ongeveer 5%). Dit maakt het nulscenario voor klassieke meters dus duurder en de KBA positiever. Hierbij moet opgemerkt worden dat het op dit ogenblik nog niet duidelijk is welke marktpartij zal instaan voor het verzamelen van deze informatie, de distributienetbeheerder of de leverancier. Om de kosten te kunnen inschatten

⁶ Piloot Slimme Meters Rapport Infrac – Eandis V7 03-2014

werden de kosten gebruikt die gelden voor verzameling van meterstanden voor klassieke meters door de distributienetbeheerder. Als het opvragen van de meterstanden niet via de marktprocessen zal verlopen, komt deze kost bij de leverancier en niet bij de netbeheerder terecht. De kost ligt vermoedelijk ook lager vermits het om een 'informatieve' index gaat.

Voor slimme meters werd in de vorige KBA reeds gerekend met het meedelen van factureringinformatie op maandelijkse basis, dit wijzigt dus niet in de actualisatie.

De volledige lijst van aangepaste parameters is opgenomen in Bijlage 1.

2.2.2. Toelichting bij aannames

Voor een correcte analyse van de resultaten van de KBA wil de VREG ook volgende overwegingen meegeven.

- CO₂-prijs

De prijs ligt ongeveer op de helft van de prijs van 2011, op het moment van schrijven ongeveer 6,7 Eur/ton in de plaats van 14,6 Eur/ton. De lagere prijs is het gevolg van de economische crisis en van een mank lopende handel in uitstootrechten, en niet van een minder urgente klimaatproblematiek. Het valt moeilijk te voorspellen hoe de toekomstige prijs zich zal ontwikkelen in het licht van de nieuwe doelstellingen die de Europese Unie zal bepalen. Daarom werd deze parameter niet aangepast. Op die wijze vertekenen we bovendien de vergelijking met de vorige KBA niet.

- Elektriciteits- en gasprijs

Ook deze prijzen werden niet aangepast omwille van de vergelijkbaarheid en de onzekerheid over de toekomstige evolutie. Ondermeer door de "bevrozende" maatregelen van de voorbije jaren is het huidige prijsniveau overigens vergelijkbaar met het prijsniveau in 2011.

- Beschikbaarheid Ferrarimeters

Een aantal meterfabrikanten geeft aan in de volgende jaren mogelijk geen Ferrarimeters meer op te markt te brengen maar enkel nog elektronische meters met een veel kortere levensduur (15 jaar) dan de elektromechanische Ferrarimeter (30 jaar). Aangezien dit niet met 100% zekerheid kan gesteld worden, en omwille van de vergelijkbaarheid met vorige KBA is dit effect niet meegenomen. Voor een toekomstige uitrol is dit evenwel een belangrijk aandachtspunt.

- Reeds gemaakte piloot/projectkosten

De piloot/projectkosten worden in de KBA volledig meegerekend, ook al zijn ze reeds deels gemaakt en verwerkt in de tarieven. Dit was ook zo in de vorige KBA. De reële toekomstige kosten voor de distributienetbeheerders zullen dus wat lager liggen dan berekend in de KBA update.

2.2.3. Baten van een smart grid

Door slimme netten kunnen investeringen uitgesteld worden die nodig zijn om het net aan te passen aan de toekomstige evoluties bij netgebruikers. We denken hierbij aan de plaatsing van warmtepompen, het gebruik van elektrische voertuigen en, in mindere mate, aan de plaatsing van kleine decentrale productie-eenheden bij prosumenten.

De NCW die de distributienetbeheerders hebben berekend voor deze uitgestelde investeringen ligt lager dan in de vorige KBA.

De bijdrage die slimme meters vormen in de uitbouw van slimme netten wordt geschat op 50%. Er zijn immers nog andere investeringen vereist voor de transitie naar een slim net. Daarom wordt hogervermelde NCW slechts voor de helft toegekend aan slimme meters.

Een bijkomende baat is de verschuiving van het elektriciteitsverbruik door realtime vraagresponso die mogelijk wordt door slimme meters/netten. Zoals in de analyse van 2011 wordt uitgegaan van een verschuiving van het verbruik van piekperiode naar dalperiode met 15% bij een vijfde van de verbruikers.

Deze baten worden nu meegenomen in de basisanalyse, daar waar ze in 2011 deel uitmaakten van een specifiek scenario, omdat de VREG ervan uitgaat dat de slimme meter (en het "slimme" gedrag van de gebruiker) een effect heeft op de kost van het elektriciteitssysteem. In de Richtlijnen voor de kosten-batenanalyse opgesteld door de Europese Commissie⁷ staat aangegeven dat dit moet worden opgenomen in de analyse.

2.3. Resultaten KBA voor niet-gesegmenteerde uitrol

De actualisatie van de kosten-batenanalyse valt negatief uit in vergelijking met de kosten-batenanalyse van 2011. Het nieuw berekende resultaat, rekening houdend met de baten van een smart grid, is een NCW van -157 MEur.

De parameters waarvan de actualisatie het grootste negatieve effect heeft op de KBA zijn de besparing op elektriciteit/gas bij indirecte feedback, de kost van de plaatsing van de meter door de installateur en de kost van de slimme meetinrichting (inclusief communicatie-apparatuur) voor elektriciteit.

In positieve zin wordt de NCW beïnvloed door de verplichting tot zesmaandelijks feedback over het verbruik bij een klassieke meter.

Een volledige niet-gesegmenteerde uitrol kan slechts een maatschappelijk positieve NCW opleveren bij reductie van het kostenplaatje, of bij detectie van bijkomende baten. Mogelijke bijkomende baten zijn:

- synergie met slimme watermeter
- mogelijke besparing op het gasverbruik op langere termijn
 - De hogervermelde studie over energie-efficiëntie tijdens de "proof of concept"-fase detecteerde na twee jaar geen besparing op het gasverbruik. Mogelijk zijn investeringen van de afnemer nodig om meer besparing op te leveren, en zullen die zich pas manifesteren na verloop van een aantal jaren.
- bijkomende operationele baten bij de netbeheerders
- bijkomende baten bij de commerciële partijen
 - Zo stellen we vast dat aggregatoren ook actief worden op de markt, en dat hun dienstverlening gekoppeld is aan de beschikbaarheid van (quasi-) real-time meetgegevens over het verbruik of de productie.
- bijkomende baten door meer interessante segmenten van verbruikers eerst uit te rollen (zie deel 3)

We sluiten deze analyse af met twee bemerkingen:

- Een aantal vasten kosten zijn bij de uitrol van de proefprojecten reeds ten dele gemaakt, maar worden wel volledig aangerekend in de KBA, waardoor de NCW negatiever wordt. De reële kosten voor de distributienetbeheerders zullen dus wat lager liggen dan berekend in de KBA update. Hiermee wordt rekening gehouden bij de analyse van de tarifaire impact in sectie 2.4.

⁷ JRC Scientific and Technical Research, "Guidelines for Cost benefit Analysis of Smart Metering Deployment, 2012.

- Er is gekozen voor een analyse waarin de huidige situatie met Ferrarimeters het nulscenario is. Niettemin moet rekening worden gehouden met de technische-economische evoluties op het vlak van metering en met de consequenties van de verplichtingen die voortvloeien uit de implementatie van de Europese richtlijnen. Dit zou ertoe kunnen leiden dat elektronische metering de standaard wordt i.p.v. analoge metering. De VREG heeft eerder al berekeningen gedaan waaruit blijkt dat de plaatsing van slimme meters voordelig is t.o.v. de plaatsing van elektronische meters.

2.4. Impact op de tarieven van de netgebruiker

2.4.1. Doelstelling

Het doel van deze impactstudie is om inzicht te verschaffen in de mogelijke gevolgen van de plaatsing van slimme meters op het vlak van de aanrekening van tarieven door de distributienetbeheerder.

De VREG vroeg de netbeheerders om de tarifaire impact te bepalen, zowel berekend per toegangspunt (EAN) als per typeklant. Voor dit laatste werd het verbruik als kostendrager beschouwd.

Daartoe heeft de VREG hun de resultaten overgemaakt van de cijfers uit de KBA 2013 voor de hoger besproken variant met volledige niet-gesegmenteerde uitrol.

De netbeheerders pasten de tarifaire methodologische principes zoals die in het verleden onder het toezicht van de CREG werden vastgelegd, in uitvoering van het *"Koninklijk besluit van 2 september 2008 betreffende de regels met betrekking tot de vaststelling van en de controle op het totaal inkomen en de billijke winstmarge, de algemene tariefstructuur, het saldo tussen kosten en ontvangsten en de basisprincipes en procedures inzake het voorstel en de goedkeuring van de tarieven, van de rapportering en kostenbeheersing door de beheerders van distributienetten voor elektriciteit"* en het analoge tarievenbesluit voor aardgas. Deze KB's werden bij wet bekrachtigd, maar het Grondwettelijk Hof heeft deze wet achteraf vernietigd, zodat ze geen rechtsbasis vormen.

De VREG is op dit ogenblik bezig met de uitwerking van een nieuw methodologisch kader. De resultaten van de analyse zijn dus enkel richtinggevend (in de zin dat tarieven altijd op kosten gebaseerd moeten zijn), en de publicatie ervan door de VREG verleent geen rechten aan netbeheerder noch netgebruiker.

2.4.2. Aannames

Alle kosten en baten voor de netbeheerders uit de KBA 2013 werden in het kader van een gesimuleerde tariefberekening gecategoriseerd in:

- Kapitaalkosten (CAPEX) of operationele kosten (OPEX)
- Assets al dan niet opgenomen in de regulatoire activa
- Activiteit (elektriciteit, gas of gemeenschappelijk)

De communicatiekost werd volledig aangerekend aan de activiteit "elektriciteit". De andere gemeenschappelijke kosten werden verdeeld over "elektriciteit" en "gas" op basis van het aantal toegangspunten.

De meters werden afgeschreven over een periode van 10 jaar⁸, wat dus vijf jaar korter is dan de levensduur die meegenomen is in de KBA.

Vervolgens werden de kosten en baten gealloceerd aan de verschillende tariefcomponenten (basistarief voor gebruik van het net, metering, netverlies, ODV, ...). De kosten werden

⁸ Afschrijvingspercentage voor telegelezen meters vermeld in KB 2 september 2008

daarbij a priori toegewezen aan de component "metering". Dit is de gangbare internationale praktijk en laat dan ook toe om verdere benchmark-studies te verrichten.

Er werd een inschatting gemaakt door de netbeheerders van de netto boekwaarde van de klassieke meters. Deze werd vervolgens versneld uitgeboekt⁹.

Ook voor de billijke vergoeding, de financieringslasten en de verdeelde hoeveelheid kWh werden prognoses gemaakt.

Zoals eerder aangegeven zijn de baten van een smart grid meegenomen, en werd er een correctie doorgevoerd voor de timing van de uitgaven van de projectkosten.

De energiebesparing is in de KBA op twee wijzen verwerkt. Enerzijds is er een baat voor de afnemer, zowel op het vlak van de aankoop van de energie (hij moet minder energie aankopen) als voor een vermindering van het aangerekende nettatarief (hij moet minder neetarief betalen). Dit staat anderzijds tegenover een extra kost voor de netbeheerder: er is namelijk een minderinkomst door de aanrekening per kWh.

Deze extra kost is in deze tariefsimulatie (die enkel een weerspiegeling is van de kosten en de baten van de netbeheerders) mee genomen. Vanuit het totaalbeeld van de afnemer heeft deze kostenverhoging voor de netbeheerder (en dus verhoging van het nettatarief) gemiddeld gezien geen effect want ze wordt gecompenseerd door de besparingsbaat op het deel van de factuur dat het nettatarief dekt. Daarnaast heeft de klant een extra baat door een besparing op het energiedeel van de factuur. Voor een gemiddelde elektriciteitsklant met een verbruik van 3500 kWh komt een besparing van 3% overeen met 21 euro¹⁰.

Uiteraard moet ook wel de investeringskost via het tarief worden gerecupereerd. Deze kost is onafhankelijk van de gerealiseerde energiebesparing.

Bij hantering van een vast tarief per EAN of een capaciteitsgebaseerd tarief (en dus niet op basis van kWh) zou er geen inkomstenverlies zijn voor de DNB, maar daar staat dan ook geen besparing voor de afnemer tegenover voor wat betreft het nettatarief.

2.4.3. Resultaten per EAN

Net zoals de KBA zelf, is deze analyse ook een differentiële analyse, waarbij de verschillen worden weergegeven t.o.v. het tarief van 2012. De netbeheerders hebben een deel van de kosten verbonden aan het opzetten van een testomgeving van slimme meters al in hun tarieven verwerkt. Volgens de regulatoire principes gehanteerd in het verleden zou het deel van de investeringen dat reeds in de tarieven verwerkt is, na de afschrijvingstermijn uit dit tarief moeten verdwijnen. In onderstaande grafieken is dit deel echter doorgetrokken in de tijd (oranje blokken).

In onderstaande figuur 1 wordt de impact getoond voor de activiteit "elektriciteit" (zoals eerder aangegeven inclusief de volledige communicatiekost). Er is hierbij telkens een gemiddelde genomen over een vooropgestelde regulatoire periode van 4 jaar.

Over de gesimuleerde periode van 30 jaar is de gemiddelde meerkost 18€ per jaar per toegangspunt elektriciteit. Door de gehanteerde afschrijvingsprincipes valt de piek van de tarifaire impact wel vroeger, en is die ook een stuk hoger (tot maximaal 52€/jaar in de periode 2019-2022).

⁹ Op basis van de principes vermeld in KB's van 2008

¹⁰ Bron: VREG Marktmonitor 2013 (RAPP-2013-11)

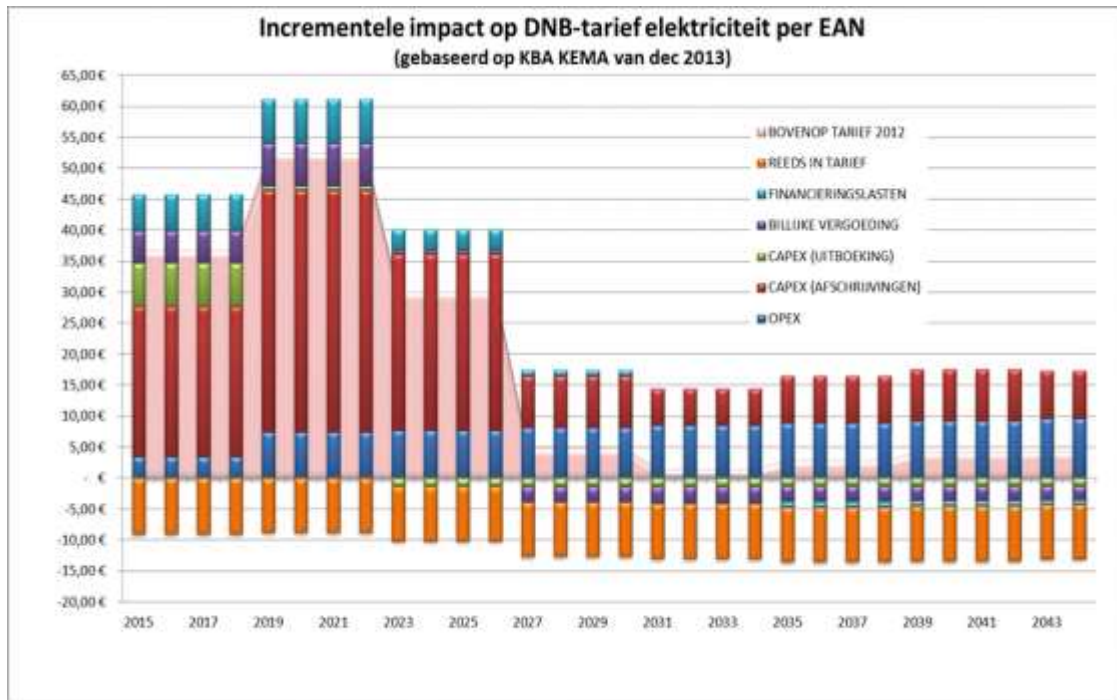


Fig. 1: Incrementele impact op DNB-tarief per EAN (elektriciteit)

Eenzelfde oefening werd ook voor de activiteit "gas" gedaan (in dit geval zonder de communicatiekost). De resultaten worden voorgesteld op figuur 2. De gemiddelde jaarlijkse impact bedraagt 6€ per toegangspunt gas met een piek tot 28€ in de eerste regulatoire periode.

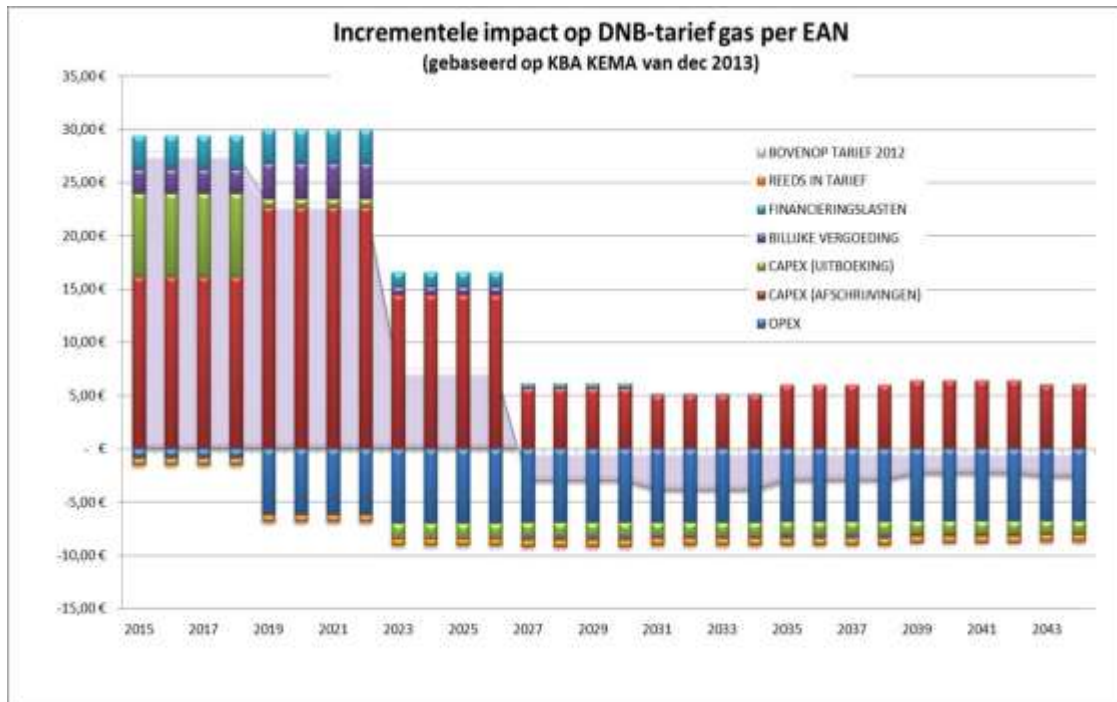


Fig. 2: Incrementele impact op DNB-tarief per EAN (gas)

2.4.4. Resultaten per typeklant

Bij de differentiële analyse per typeklant is vertrokken van een opdeling in volgende categorieën voor elektriciteit, en hun bijhorende gemiddelde nettatarief (globale kost, inclusief metering):

Huidige gemiddelde nettarieven	
Da	62,47 €
Db	118,43 €
Dc	278,60 €
Dc1	332,93 €
Dd	594,45 €
De	901,21 €

Er werden twee onderscheiden benaderingen gehanteerd. In de basisbenadering werd de kost voor metering (in tegenstelling tot de andere posten) per EAN aangerekend.

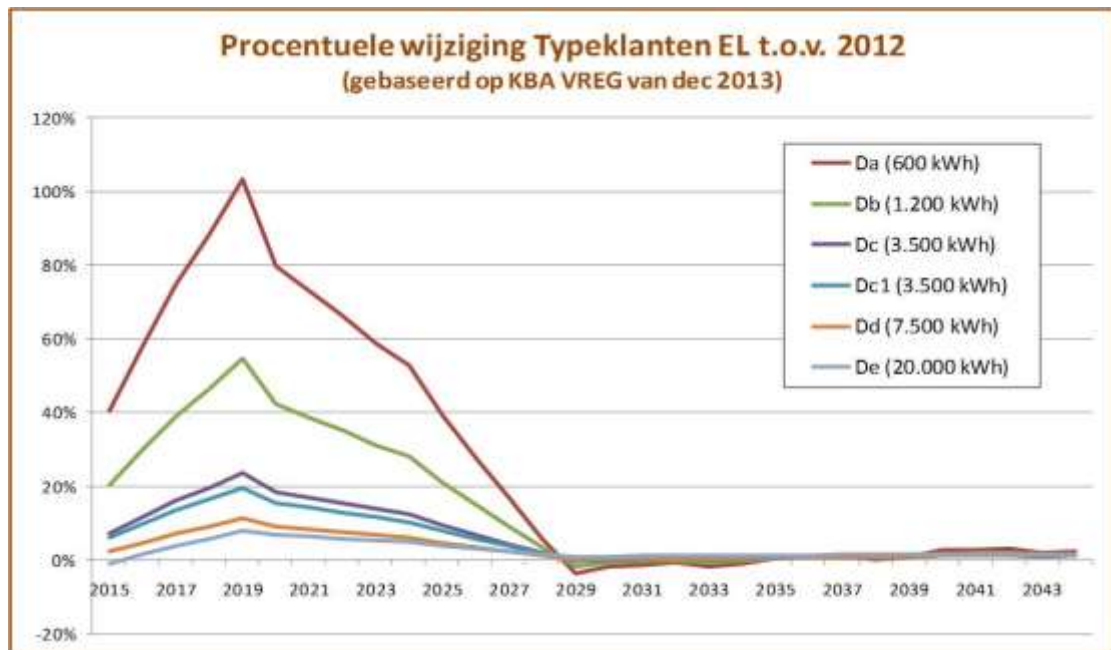


Fig. 3: Procentuele impact op DNB-tarief per typeklant (elek) - Basis

Aangezien de metering-component het grootste deel van de wijziging ondergaat, is de tarifaire impact voor de kleine verbruikers procentueel het sterkst. Voor de zeer grote klanten (> 7500 kWh) is het maximale effect minder dan 10%.

In de alternatieve benadering werden alle componenten aangerekend op basis van kWh. Dit houdt een verschil in met de huidige aanrekening waar de metering-kost een vast bedrag per EAN bedraagt. Het is een alternatief dat minder kostenreflectief is: de metering-kost is immers niet gerelateerd aan het verbruik.

Op figuur 4 zien we dat de procentuele impact op de kleine afnemers gevoelig verkleint, terwijl de procentuele kost voor de grotere afnemers is toegenomen. De grootste klanten (waaronder de klanten met elektrische verwarming) krijgen de grootste procentuele toename.

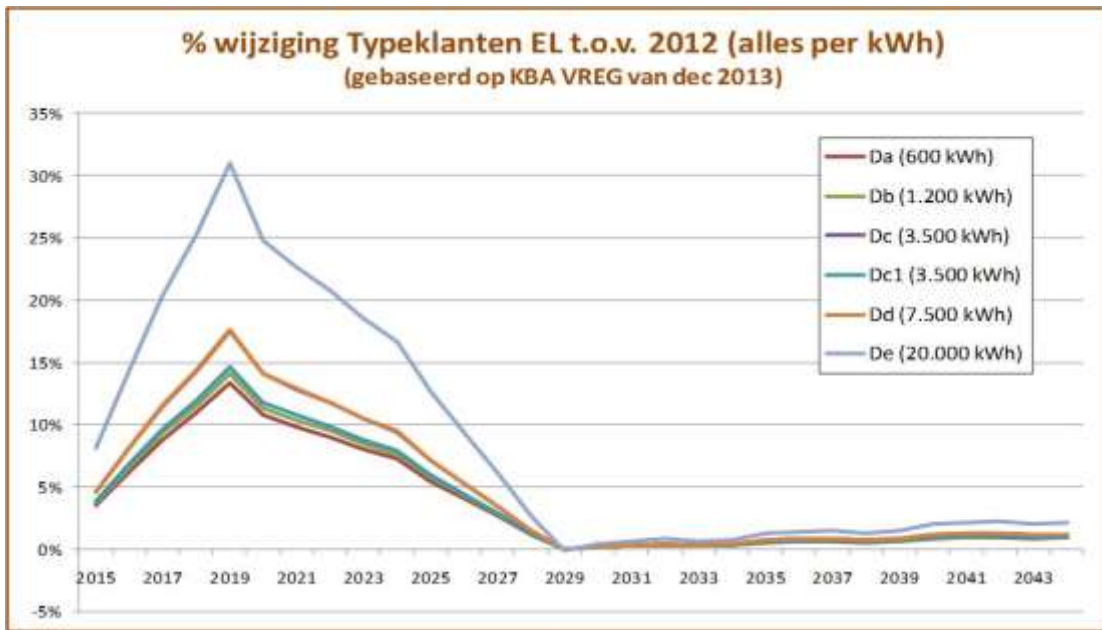


Fig. 4: Procentuele impact op DNB-tarief per typeklant (elek) - Alternatief

Een gelijkaardige analyse werd gemaakt voor de gasklanten, op basis van onderstaande verdeling in typeklanten:

Huidige gemiddelde nettarieven	
T1a	67,48 €
T1b	117,13 €
T2a	288,81 €
T2b	394,19 €
T3	2.294,75 €

Voor het basisalternatief geeft dit volgende resultaten (figuur 5), die in de lijn liggen van de analyse voor elektriciteit: het grootste effect is voor de kleinste verbruikers.

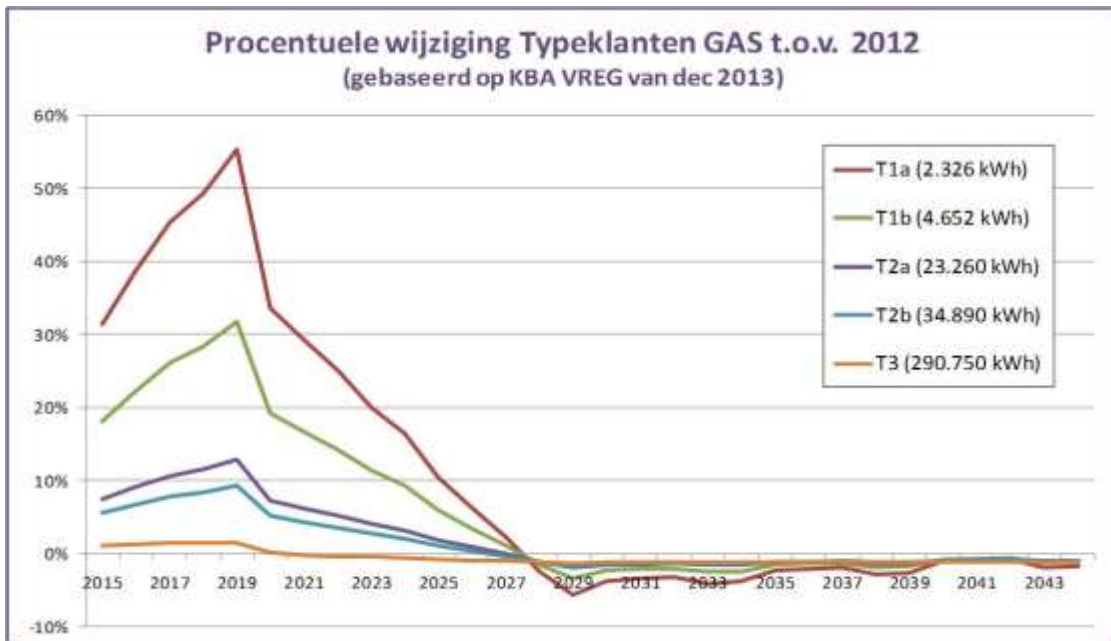


Fig. 5: Procentuele impact op DNB-tarief per typeklant (gas) - Basis

De resultaten van de alternatieve aanrekening staan afgebeeld op figuur 6. Ook voor gas zijn het de grootste verbruikers die in dit alternatief de grootste procentuele kost dragen.

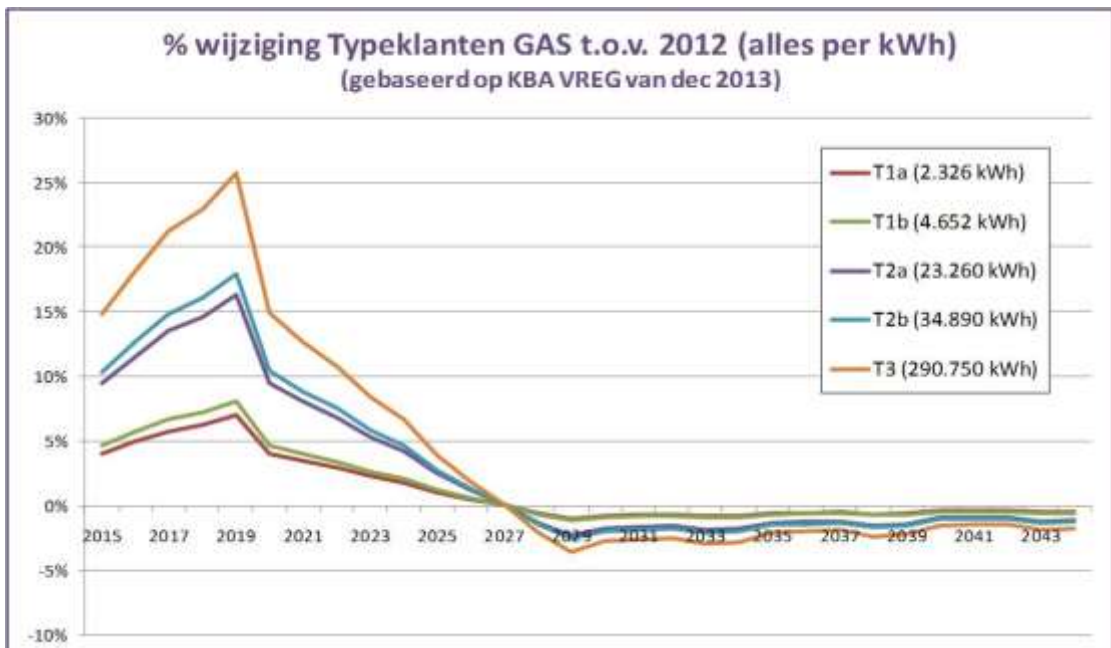


Fig. 6: Procentuele impact op DNB-tarief per typeklant (gas) – Alternatief

2.4.5. Conclusies van tarifaire impactanalyse

De VREG vestigt er nogmaals de nadruk op dat dit enkel een simulatie is, op basis van een inschatting van een aantal parameters en de toepassing van de regulatoire principes uit het verleden. De tarieven die de VREG moet vastleggen na de bevoegdheidsoverdracht zullen dus ongetwijfeld hiervan afwijken. De oefening had vooral tot doel om tendensen te detecteren, en de differentiële impact op de verschillende afnemersgroepen te onderzoeken.

We herhalen dat het voor de klant belangrijk is om niet enkel op het nettatarief te focussen, maar wel op de totale energiefactuur. Zoals eerder gesteld, kan die gevoelig worden verlicht naarmate er meer energie wordt bespaard. In deze tariefanalyse werd enkel gekeken naar de kosten en baten voor de netbeheerder. Aangezien de kosten vooral bij de netbeheerder liggen, en de baten verspreid zitten over de verschillende actoren, houdt dit in dat de "maatschappelijke" eindafrekening gunstiger uitvalt.

De oefening geeft ook aan dat de wijze van allocatie van de kosten (zowel naar kostenposten toe als eventueel naar segmenten) van belang is, en kan leiden tot een verschillende impact per klantengroep.

De analyse werd niet hernomen voor een uitrol à rato van metervervanging (zie deel 3). De impact op het vlak van nettarieven zal in een dergelijk scenario geringer zijn, omdat er minder activa vervroegd moeten worden uitboekt, de financieringskost lager is en de afschrijvingen meer in de tijd worden gespreid.

3. Actualisatie van KBA gesegmenteerde uitrol

3.1. Opzet

In de berekening van 2011 gaf de KBA voor een uitrol van 98% van de verbruikers en voor een gesegmenteerde uitrol over zes jaar een NCW van 234 MEur. Deze NCW werd berekend voor een periode van 30 jaar, waarbij de slimme meters na het bereiken van de economische levensduur (15 jaar) worden vervangen.

- Voor de actualisatie in 2013 werden de verschillende segmenten uitgerold volgens dezelfde timing als in 2011:

Segment	Van jaar	Tot jaar	Jaren
Prosumenten	2015	2016	1
Budgetmeters	2015	2016	1
Commercieel	2015	2016	1
Residentieel >3.500 kWh/j	2016	2018	2
Residentieel 1.200-3.500 kWh/j	2018	2020	2
Residentieel <1.200 kWh/j	2020	2021	1

- Verder gebeurde een update van dezelfde parameters als voor de niet-gesegmenteerde uitrol beschreven in deel 2:
 - besparing op gas bij indirecte feedback
 - duur installatie E-meter en uurkosten installateur
 - besparing op elektriciteit bij indirecte feedback
 - kost van de meetinrichting elektriciteit
 - verplichting feedback klassieke meter 2x/jaar
 - CapEx datasystemen
 - baten balancing/forecasting leveranciers
 - goedkopere hardware slimme G-meter
- Ten slotte werden enkele andere waarden geactualiseerd:
 - update van aantallen
 - groei prosumenten
 - aantal exclusief nachtmeters in het segment Prosumenten
 - verdeling tussen de segmenten Residentieel >3.500 kWh/j en Commercieel
 - TOU percentage¹¹ per segment
 - balancing baat prosumenten
 - prijsonderdelen elektriciteitsprijs per segment

In sectie 3.2 lichten we toe hoe en waarom de parameters, evenals bepaalde aannames, werden herzien voor deze analyse.

In sectie 3.3 stellen we het resultaat voor van een snelle, gesegmenteerde uitrol.

In sectie 3.4 stellen we het resultaat voor van een langzame uitrol van de onrendabele segmenten.

In sectie 3.5 bekijken we de vraagstelling in verband met een onvolledige uitrol.

¹¹ Percentage elektriciteitsverbruikers dat beschikt over een dag- en nachtmeter.

3.2. Toelichting bij de aangepaste parameters en aannames

3.2.1. Aangepaste parameters

Voor de parameters die ook in de niet-gesegmenteerde uitrol aangepast werden verwijzen we naar sectie 2.2. Parameters waarvan de aanpassing sterk afwijkt van de niet-gesegmenteerde uitrol of bijkomende parameters die aangepast werden voor de gesegmenteerde uitrol worden hieronder beschreven.

- *Besparing op elektriciteit en gas bij indirecte feedback*

Deze waarde drukt uit hoeveel de eindafnemers minder gaan verbruiken wanneer ze indirecte¹² feedback ontvangen over hun verbruik. Uit de hogervermelde studie van de firma Trilations¹³ bleek dat voor elektriciteit een blijvende besparing van 3,4% gerealiseerd wordt en voor gas geen besparing gerealiseerd wordt.

In deze actualisatie wordt voor elektriciteit gerekend met een besparing van 3,4% in de plaats van 0 à 1,13% naargelang het segment. Voor het segment Budgetmeters blijft de besparing 0% zoals in de KBA 2011. Voor het commerciële segment blijft de besparing 1,27%, dit percentage werd niet aangepast omdat hiervoor geen nieuwe inschatting werd bekomen tijdens de proefprojecten. De studie van Trilations bestudeerde immers enkel huishoudelijke afnemers.

Voor gas wordt gerekend met een besparing van 0% in de plaats van 0 à 2,13% naargelang het segment. Voor het segment Budgetmeters blijft de besparing 0% zoals in de KBA 2011. Voor het commerciële segment blijft de besparing 2,8%, dit percentage werd zoals voor elektriciteit niet aangepast omdat hiervoor geen nieuwe inschatting werd bekomen tijdens de proefprojecten.

Doordat de besparing voor het commerciële segment niet werd aangepast, is het totale effect op de NCW minder groot dan voor de actualisatie van de niet-gesegmenteerde uitrol.

- *Groei prosumenten*

De groei in het segment Prosumenten werd aangepast van 25% naar 10%, wat beter overeenstemt met de in realiteit vastgestelde groei in dit segment tot en met 2013.

- *Aantal exclusief nachtmeters*

Het aandeel exclusief nachtmeters in het segment Prosumenten werd hoger ingeschat. Het effect hiervan op de NCW is zeer klein.

- *Verdeling tussen de segmenten Residentieel >3.500 kWh/j en Commercieel*

Bij de actualisatie door de netbeheerders van de aantallen en de verbruiken in deze segmenten bleek dat het verbruik in het segment Residentieel >3.500 kWh/j is gedaald en het aantal in het segment Commercieel is gestegen in vergelijking met de KBA van 2011. De reden is dat de opdeling in residentiële en commerciële afnemers bij de huidige actualisatie gebeurde volgens de definitie van 'huishoudelijk' uit het Energiedecreet, in 2011 gebeurde dit op een andere basis.

- *TOU percentage per segment*

Voor het segment Prosumenten werd de waarde aangepast van 100% naar 23,28%, identiek aan de waarde voor het segment Residentieel <1.200 kWh/j. Dit omdat vastgesteld wordt dat een groot deel van de prosumenten hun productie maximaal proberen af te stemmen op het gecombineerde dag- en nachtverbruik.

Voor het segment Residentieel >3.500 kWh/j werd de waarde aangepast van 53,19% naar 70%, wat beter overeenstemt met de reële waarde.

- *Prijsonderdelen elektriciteitsprijs*

De prijsonderdelen 'elektriciteitsprijs (commodity) piek, dal en vlak' voor het segment Budgetmeters werden neerwaarts aangepast omwille van de aanpassing door de CREG van de maximumprijzen voor

¹² Dit in tegenstelling tot directe feedback, via een extra display. Dit wordt niet meegenomen in de actualisatie.

¹³ Energie-efficiëntie met slimme meters POC II, "Eandis Infracx Eindstatus POC II FINAL VREG v4"

levering door de distributienetbeheerders aan niet-beschermd gedropte klanten¹⁴. De prijsonderdelen 'distributienetbeheerderprijs piek en dal' voor het segment Residentieel >3.500 kWh/j werden aangepast omdat deze prijzen te hoog lagen in verhouding tot de prijzen in het segment 1200-3500 kWh/j.

- Balancing baat voor het segment Prosumenten

Deze baat wordt niet meer geteld omdat marktpartijen aangaven dat het om een dubbele telling ging van de baten 'balancing/forecasting leveranciers', die reeds voor alle segmenten geteld wordt.

- Volumekorting op prijs meetinrichting elektriciteit en gas

In deze actualisatie wordt geen onderscheid meer gemaakt in volumekorting tussen niet-gesegmenteerde en gesegmenteerde uitrol. Dit in tegenstelling tot de KBA van 2011 waar voor de gesegmenteerde uitrol de volumekorting van 30% niet werd gerekend en voor de niet-gesegmenteerde uitrol wel. De redenering is dat de volumekorting enkel wegvalt indien een aantal segmenten helemaal niet wordt uitgerold, en dit is een vorm van uitrol die in dit rapport niet uitgerekend wordt (zie ook sectie 3.5). Bovendien kan aangenomen worden dat bij meer gespreide uitrol de eventuele meerkost voor de meetinrichting min of meer gecompenseerd wordt door prijsdalingen op de componentenmarkt.

De volledige lijst van aangepaste parameters is opgenomen in Bijlage 2.

3.2.2. Toelichting bij de aannames

Dezelfde aannames als vermeld onder 2.2.2 voor de niet-gesegmenteerde uitrol zijn geldig.

De aannames in verband met de communicatie vermeld onder Meetinrichting elektriciteit in 2.2.1. zijn ook van toepassing op de gesegmenteerde uitrol.

3.3. Resultaten KBA voor snelle, gesegmenteerde uitrol

De actualisatie van de kosten-batenanalyse valt negatiever uit in vergelijking met de kosten-batenanalyse van 2011. Het nieuw berekende resultaat, rekening houdend met de baten van een smart grid, is een NCW van 149 MEur. Dezelfde segmenten als in de KBA van 2011 geven een positieve bijdrage tot de NCW.

In vergelijking met de niet-gesegmenteerde uitrol geeft de actualisatie van de gesegmenteerde uitrol een positiever resultaat. Deze vaststelling gold ook reeds bij de kosten-batenanalyse van 2011.

De parameters waarvan de actualisatie in vergelijking met 2011 het grootste negatieve effect heeft op de KBA zijn de verminderde groei van het aantal prosumenten en de verminderde balancing baat voor de prosumenten, de kost van de plaatsing van de meter door de installateur en de kost van de slimme meetinrichting (inclusief communicatie-apparatuur) voor elektriciteit.

In positieve zin wordt de NCW beïnvloed door de verplichting tot zesmaandelijks feedback over het verbruik bij een klassieke meter.

De segmenten waarvan de NCW het sterkste wijzigt in de actualisatie zijn:

- prosumenten, NCW minder positief vooral door de vermindering van de groei in dit segment en de vermindering van de balancing baat
- residentieel >3.500 kWh/j, NCW minder positief door nieuwe input voor het verbruik in dit segment.

¹⁴ beslissing CREG van 16 mei 2013

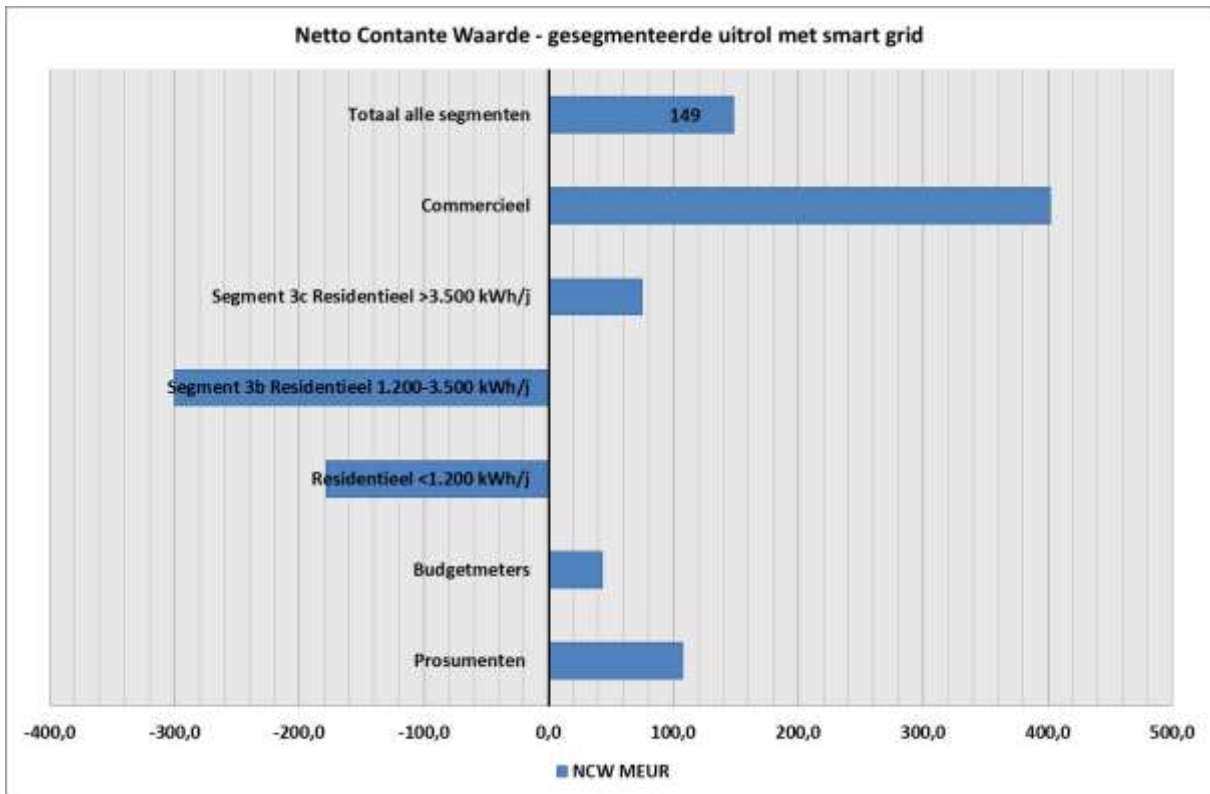


Fig. 7: NCW voor snelle, gesegmenteerde uitrol

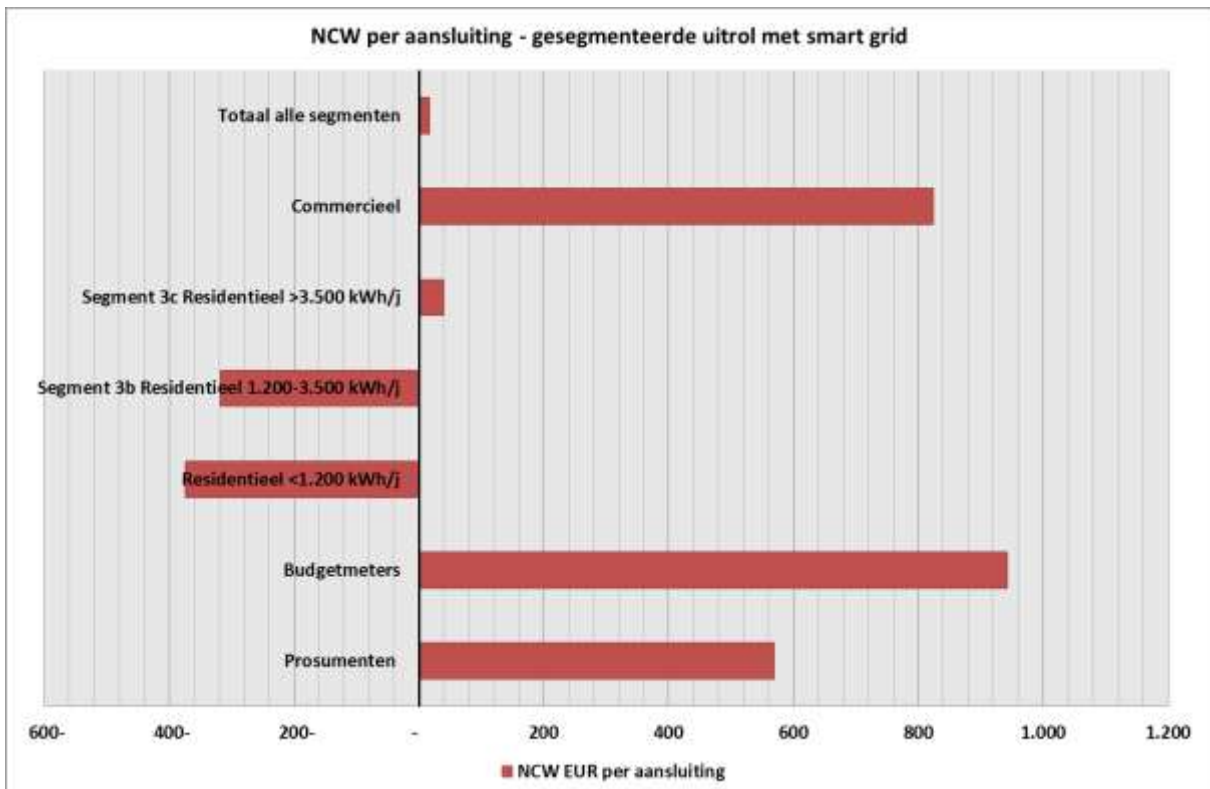


Fig. 8: NCW per aansluiting voor snelle, gesegmenteerde uitrol

Indien we de NCW per aansluiting bekijken, blijkt dat de segmenten Commercieel, Prosumenten en Budgetmeters per aansluiting de hoogste bijdrage leveren tot de totale NCW.

Uitrol van budgetmeters

Voor de uitrol van het segment Budgetmeters werd gerekend met de timing vermeld in sectie 3.1, namelijk een uitrol in één jaar. De netbeheerders wijzen erop dat het versneld vervangen van bestaande budgetmeters door slimme meters *stranded costs* voor de distributienetbeheerder met zich meebrengt. Een budgetmeter is een aanzienlijke investering die reeds gebeurde in het verleden. Deze investering vindt zijn weerspiegeling in de tarieven van de netbeheerder volgens een bepaald afschrijvingsritme. Het terug weghalen en vervangen na een relatief korte periode (voordat de meter volledig afgeschreven is, de afschrijvingsperiode is 10 jaar) heeft tarifaire implicaties¹⁵ die niet weergegeven worden in de KBA. De netbeheerders gaan er van uit dat er hoe dan ook een bepaalde (korte) overgangperiode nodig is om de bestaande budgetmeters te vervangen door slimme budgetmeters.

We berekenden daarom bijkomend een uitrol van het segment Budgetmeters over vijf jaar, waarbij we de uitrol van de overige segmenten niet wijzigden. Dit laat de netbeheerders toe om bv. een slimme budgetmeter te plaatsen wanneer er toch een interventie nodig zou zijn om een bestaande budgetmeter te heractiveren, in de plaats van alle budgetmeters versneld te vervangen in één jaar.

De NCW hiervan wijkt niet significant af van de hierboven vermelde NCW van 149 MEur met uitrol van de budgetmeters in één jaar. Dit valt te verklaren doordat de totale uitrol van alle segmenten nog steeds even lang duurt omwille van de uitrol van het laatst geplande segment, Residentieel <1.200 kWh/j.

¹⁵ In functie van de economische reguleringsmethodiek

3.4. Resultaten KBA voor langzame uitrol onrendabele segmenten

Naast de gesegmenteerde snelle uitrol met de timing zoals vermeld in sectie 3.1 werd ook een langzame uitrol van de meest onrendabele segmenten bekeken.

Timing uitrol

Voor de segmenten die de meest negatieve bijdrage leveren tot de NCW, Residentieel <1.200 en Residentieel 1.200-3.500 kWh/j, bekijken we een langzame uitrol tussen 2018 en 2033 in de plaats van 2020-2021 en 2018-2020.

Reductie niet factureerbaar verbruik

In het berekeningsmodel van 2011 wordt de reductie van het niet-factureerbaar verbruik in twee stukken geteld. De eerste twee jaren van de uitrol van elk segment wordt een tijdelijke reductie gerekend. Na de uitrol van *alle* segmenten wordt een blijvende reductie gerekend doordat de netbeheerder kan beschikken over sommatiemetingen op het distributienet.¹⁶

Het is echter aannemelijk dat deze laatste reductie geleidelijk toeneemt tijdens de uitrol, eerder dan in één stap na de volledige uitrol. Bijvoorbeeld omdat de plaatsing van slimme meters in een aantal gevallen wijk per wijk zal gebeuren, en op dat niveau reeds totalen kunnen gemaakt worden.

In dit rapport wordt voor de langzame uitrol van onrendabele segmenten de reductie van het niet-factureerbaar verbruik reeds geleidelijk gerekend tijdens de uitrol in de plaats van in één keer na de volledige uitrol.

Rekening houdend met de baten van een smart grid is de NCW voor langzame uitrol van de onrendabele segmenten 28 MEur.

De vaststelling uit de KBA van 2011 dat het langzamer uitrollen van de 'onrendabele' segmenten een negatieve impact heeft op de NCW van de gesegmenteerde uitrol (NCW: 149 MEur) geldt ook in deze analyse, maar dan in mindere mate. Voornaamste oorzaken zijn dat de vermeden kosten van de oude datasystemen pas na de uitrol van alle segmenten geteld kunnen worden, en deze baten vallen bij een langzame uitrol verder in de toekomst voor alle segmenten. Verder begint de baat i.v.m. fysieke meteropname trager te lopen voor de twee langzaam uitgerolde segmenten. De baten i.v.m. reductie van het niet-factureerbaar verbruik beginnen reeds geleidelijk tijdens de uitrol te lopen, dus dit is een minder negatief effect dan in de KBA van 2011. De kosten van aanschaf en installatie van de slimme E-meters geven wel een positief effect op de NCW omdat ze meer in de toekomst gespreid zijn, maar de eerder vermelde negatieve effecten zijn groter.

Verder valt op te merken dat de NCW van deze langzame uitrol van onrendabele segmenten niet zoveel negatiever uitvalt dan de NCW van 149 MEur voor een uitrol over zes jaar zoals besproken onder sectie 3.3. De impact op het vlak van nettarieven zal in een dergelijk scenario ook geringer zijn.

3.5. Onvolledige uitrol?

In de Commissie voor Woonbeleid, Stedelijk Beleid en Energie van het Vlaams Parlement werden in 2012 een aantal vragen gesteld over de impact van een onvolledige uitrol.

Sinds deze bespreking is het regelgevend kader gewijzigd. De Energie-efficiëntierichtlijn legt nu op dat steeds individuele meters moeten geplaatst worden bij:

- Nieuwbouw
- Ingrijpende renovatie (kosten > 50% investeringskosten voor een nieuwe en vergelijkbare eenheid)

¹⁶ Voor het segment Prosumenten is er bijkomend nog de baat "opsparing misbruik productievergoeding"

- Vervanging meter, tenzij technisch onmogelijk of niet kostenefficiënt in verhouding tot de geraamde potentiële besparingen op lange termijn

De Energie-efficiëntierichtlijn vraagt dus eigenlijk dat we *alle* segmenten bekijken (minimaal nieuwbouw, ingrijpende renovatie, en indien kostenefficiënt: vervangingen). In zijn advies 2013-09¹⁷ gaf de VREG aan dat het geen interessante optie is om daarbij enkel elektronische meters, zonder communicatiemogelijkheid, te plaatsen.

Het gesegmenteerde model dat de VREG door KEMA liet ontwikkelen is ook niet ontworpen om uitspraken te doen over een uitrol van slechts enkele segmenten zonder te groeien naar een volledige uitrol. De uitgave voor een aangepast model zou volgens de VREG, mede gezien de gewijzigde regelgevingscontext, onverantwoord zijn. Het model zou immers een scenario analyseren dat in strijd is met de Europese Energie-efficiëntierichtlijn.

Om deze redenen werd er in de actualisatie geen scenario berekend waarbij segmenten helemaal weggelaten werden. In het model is het wel mogelijk om bepaalde segmenten uit te rollen over een langere termijn. Dit werd bekeken in sectie 3.4 'Langzame uitrol onrendabele segmenten'.

¹⁷ <http://www.vreg.be/adv-2013-09>

4. Conclusies

De actualisatie van de kosten-batenanalyse na de plaatsing van de slimme meters in het pilootproject leidt tot volgende conclusies:

- T.o.v. de resultaten van 2011 vallen **de berekeningen voor een snelle uitrol nadeliger** uit: de meeste kosten blijken hoger uit te vallen, terwijl de hogere baten op het vlak van energie-efficiëntie voor elektriciteit worden gecompenseerd door de vaststellingen op het vlak van gasverbruik, en de inschattingen voor andere baten doorgaans naar beneden toe werden bijgesteld, op aangeven van netbeheerders en commerciële marktpartijen.
 - Er moet dus absoluut bij het verderzetten van de proeven, de implementatie van nieuwe technologieën en de ontwikkeling van processen maximale aandacht geschonken worden aan de **reductie van het kostenplaatje** en de **realisatie van bijkomende baten**.
- De **tendensen** uit de analyse van 2011 zetten zich wel door:
 - De baten kunnen worden geoptimaliseerd door een **adequate uitrolstrategie**, waarbij de segmenten met de beste resultaten eerst worden uitgerold.
 - In geval van een beslissing tot uitrol, blijft het maatschappelijk zinvol om te trachten de baten van de noodzakelijke investeringen **zo snel mogelijk** te capteren.
- De **verschillen** tussen de scenario's met een snelle uitrol voor alle segmenten en een vertraagde uitrol voor de residentiële segmenten met een lager verbruik zijn wel **geringer** dan bij de vorige analyse.
- De mogelijke impact op de **nettarieven werd gesimuleerd** door de netbeheerders, op basis van de aanrekeningsprincipes uit het verleden:
 - Bij een tarifaire aanrekening **per toegangspunt** (meest kostenreflectief) is de procentuele impact voor de kleine verbruikers het grootst. Bij een aanrekening **op basis van het verbruik** zijn het de grootste afnemers voor wie de tariefstijging het meest doorweegt.
 - De impact op de nettarieven kan worden **begrensd** door een uitrol op langere termijn (zoals eerder gesteld is dit scenario maatschappelijk gezien iets minder gunstig).
 - De impact op de individuele verbruiker is in grote mate afhankelijk van de energiebesparing die hij/zij kan realiseren.

Bijlage 1: Actualisatie parameters niet-gesegmenteerde uitrol

Parameter	Waarde oud	Waarde nieuw
Hardware slimme E-meter (EUR)	39,27	167,9
Hardware klassieke E-meter (Eur)	35	83
CapEx PLC-modem+MUC in meter (Eur)	30	In CapEx slimme E-meter
CapEx gateway (Eur)	40	50
Extra installatietijd Gateway (uur)	0,5	In CapEx slimme E-meter
CapEx Filters (Eur)	54-976	In CapEx slimme E-meter
CapEx MUC-Kabel (Eur)	63	In CapEx slimme E-meter
CapEx MUC-GPRS (Eur)	76,7	In CapEx slimme E-meter
extra installatietijd MUC (Eur)	0,5	In CapEx slimme E-meter
CapEx kabelmodem (Eur)	25	31,59
aantal centrale CMTS-servers	91	0
additioneel energieverbruik per installatie (W)	7	2
Smart ready maken bij kabelverbinding (Eur)	43,8	In CapEx slimme E-meter
Hardware budgetmeter G (Eur)	125	250
installatiekost E-meter (Eur)	55	84,5
Hardware slimme G-meter (Eur)	103,86	85
installatiekost G-meter (Eur)	50	59,8
CapEx PLC-modem voor meter (Eur)	25	In CapEx slimme E-meter
CapEx GPRS-modem voor meter (Eur)	54,26	In CapEx slimme E-meter
CapEx internetverbinding voor meter (Eur)	10	In CapEx slimme E-meter
aantal exclusief nacht meters	100.000	267.136
Hardware slimme excl nacht (Eur)	106	87,2
Hardware klassieke excl. nacht meter (Eur)	106	154,12
Initiele investering IT systemen NBs (MEur)	56	50
CapEx datasystemen (MEur)	17,6	25,6
besparing E bij indirecte feedback (%)	1	3,4
besparing G bij indirecte feedback (%)	2	0
aantal FTE's uitrolperiode + 1 jaar INFRAX	310	360
aantal FTE's over projectlengte EANDIS	972	1097
percentage uitrol slimme meters (%)	98	96
aantal FTE's datamanagement	41	53,3
Prefinancieringskosten saneringen (MEur)	11,08	16,8
baten allocatie/reconciliatie leveranciers (MEur)	1,79	1,64
baten balancing/forecasting leveranciers (MEur)	12,42	7,23
Interval aflezing meter in situ (jaar)	1	0,5
KostAbGPRS (Eur/jaar)	10	4
Kosten voorbezoeken netbeheerders (MEur)	39,37	0

Bijlage 2: Actualisatie parameters gesegmenteerde uitrol

Parameter	Waarde oud	Waarde nieuw
Hardware slimme E meter (Eur)	50-55	168
Hardware klassieke E-meter (Eur)	35	83
CapEx PLC-modem+MUC in meter	41	In CapEx slimme E-meter
CapEx gateway	73-77	In CapEx slimme E-meter
Extra installatietijd Gateway	0,5	In CapEx slimme E-meter
CapEx Filters	54-976	In CapEx slimme E-meter
CapEx MUC-Kabel	63	In CapEx slimme E-meter
CapEx MUC-GPRS	77	In CapEx slimme E-meter
extra installatietijd MUC	0,5	In CapEx slimme E-meter
CapEx kabelmodem	48	In CapEx slimme E-meter
Dataservers Infracore, Eandis	91	In CapEx slimme E-meter
additioneel energieverbruik per installatie (W)	7	2
Smart ready maken bij kabelverbinding (Eur)	43,8	In CapEx slimme E-meter
Hardware budgetmeter G (Eur)	125	250
installatiekost E-meter (Eur)	61,5-69	95,6
Hardware slimme G meter (Eur)	133-147	85
installatiekost G-meter (Eur)	50	59,8
CapEx PLC-modem voor meter (Eur)	25	In CapEx slimme E-meter
CapEx GPRS-modem voor meter (Eur)	54,26	In CapEx slimme E-meter
CapEx internetverbinding voor meter (Eur)	10	In CapEx slimme E-meter
Hardware slimme excl nacht (Eur)	110,5	87
Hardware klassieke excl. nacht meter (Eur)	110,5	154
Investering MDM/AMM 1e jaar project (MEur)	11,6	12,8
waarvan eenmalig (MEur)	5,6	7,6
Investering MDM/AMM vanaf 1e jr segment (MEur)	11,6	12,7
FTE MDM/AMM vanaf 1e jr project (FTE/jaar)	11,9	15,5
FTE MDM/AMM vanaf uitrol segment (FTE/jaar)	29	38
Besparing E (Com segment blijft 1,27) (%)	1 (Res)	3,4 (Res)
Besparing G (Com segment blijft 2,8) (%)	2 (Res)	0 (Res)
Aantal FTE roll-out tijdens uitrol	258	317
Aantal FTE roll-out voorber fase 1e jaar project	1155	1140
percentage uitrol slimme meters (%)	98	96
Prefinancieringskosten (MEur)	11	5,9
baten allocatie/reconciliatie leveranciers (MEur)	1,79	1,64
baten balancing/forecasting leveranciers (MEur)	12,42	7,23
Interval aflezing meter in situ (jaar)	1	0,5
KostAbGPRS (Eur/jaar)	10	3/6
Kosten voorbezoeken netbeheerders (MEur)	55	0
DNB tarief E Res>3.500 kWh/j Piek (Eur/kWh)	0,114	0,095
DNB tarief E Res>3.500 kWh/j Dal (Eur/kWh)	0,076	0,065

Commodity prijs E Budgetmeters Piek (Eur/kWh)	0,157	0,136
Commodity prijs E Budgetmeters Dal (Eur/kWh)	0,071	0,066
Commodity prijs E Budgetmeters Vlak (Eur/kWh)	0,11	0,098
Groei prosumenten (%)	25	10
Balancing baat prosumenten (Eur/aansl)	65	0
TOU% Prosumenten (%)	100	23,28
TOU% Residentieel >3500 kWh/j (%)	53,19	70