



30820040-Consulting 08-1386

Energiemeters worden mondiger ...

**Resultaten van een kosten-batenanalyse
naar de invoering van 'slimme meters' in
Vlaanderen**

-FINAAL RAPPORT-

Arnhem, Juli 2008

Auteurs: Marnix Schrijner, Jitske Burgers en Fred Koenis
KEMA Nederland B.V.

In opdracht van de Vlaamse Reguleringsinstantie voor de
Elektriciteits- en Gasmarkt (VREG)



auteur : Fred Koenis Juli 2008 beoordeeld : Rob van Gerwen Juli 2008
B 87 blz. 6 bijl. MS goedgekeurd : Hans de Heer Juli 2008

KEMA Nederland B.V. Utrechtseweg 310, 6812 AR Arnhem Postbus 9035, 6800 ET Arnhem
T (026) 3 56 91 11 F (026) 3 89 24 77 contact@kema.com www.kema.com Handelsregister Arnhem 09080262



© KEMA Nederland B.V., Arnhem, Nederland. Alle rechten voorbehouden.

Dit document bevat vertrouwelijke informatie. Overdracht van de informatie aan derden zonder schriftelijke toestemming van KEMA Nederland B.V. is verboden. Hetzelfde geldt voor het kopiëren (elektronische kopieën inbegrepen) van het document of een gedeelte daarvan.

Het is verboden om dit document op enige manier te wijzigen, het opsplitsen in delen daarbij inbegrepen. In geval van afwijkingen tussen een elektronische versie (bijv. een PDF bestand) en de originele door KEMA verstrekte papieren versie, prevaleert laatstgenoemde.

KEMA Nederland B.V. en/of de met haar gelieerde maatschappijen zijn niet aansprakelijk voor enige directe, indirecte, bijkomstige of gevolgschade ontstaan door of bij het gebruik van de informatie of gegevens uit dit document, of door de onmogelijkheid die informatie of gegevens te gebruiken.

EXECUTIVE SUMMARY

This following report analyzes the financial feasibility of the introduction of smart meters in Flanders by means of a cost-benefit analysis carried out in cooperation with KEMA. The objective of this cost-benefit analysis is to gain a clear understanding of the costs and benefits of a large scale introduction of a smart meters infrastructure for gas and electricity consumption by Flemish customers. Important aspect of the project was to develop a transparent cost-benefit analysis that fits to the actual practice of the involved market parties. For this analysis a large part of the figures used are the result of assessments from the different Flemish market parties. For example the time-span for the NPV calculations is limited to 20 years, which is different from other studies performed by KEMA. Furthermore, several potential benefits of improved market operations are not taken into account, primarily due to the lack of reliable quantitative input. Therefore the outcome is specifically applicable for the Flemish energy market.

With the assistance of a financial model for the purpose of the transition phase the different costs and benefits can be quantified. The model is sufficiently flexible and solid to add other costs and benefits or parameters for the purpose of policy advice. With the help of the financial model the total, net present valued costs and benefits per actor (market party), per category (e.g. energy saving) and per cost or benefit item can be determined. In this way the discussion about this extensive subject can be structured and objectified.

The process to define the costs and benefits items (via a long-list and a qualified analysis to a short-list) ended up in 16 different costs and benefits items. These were used as input for the financial model. In this model the Net Present Value (NPV) calculation of these costs and benefits items was implemented.

The analysis is departed from a *zero alternative* with one or more *project alternatives*:

- The *zero alternative* is the current situation;
- In the *project alternative* after a transition period all energy users within the chosen scenario group are connected to the smart metering system for gas and electricity. They will receive at least quarterly (or daily through an internet application) feedback on their energy use.

In this report different project alternatives are being described, among which a *reference alternative*. This reference alternative is the project alternative that is being assessed as the most realistic alternative. The reference alternative contains choices that lead to an introduction scenario where all costs and benefits are being represented in a reasonable way. In this scenario the costs of (a mixture of) different communication infrastructures (80% of PLC and 20% of GPRS) are being calculated. In this reference model possible income losses (e.g.

less income for the government from energy tax as a result of energy savings through the smart meters) can be passed on to the consumers.

With this financial model a clear overview of the costs and benefits of a large scale roll-out of smart meters for gas and electricity is given. On a Social scale the outcome of the Business case seems to be *negative*. The net present value of the reference alternative is *-389 million Euro*.

From the calculations of the reference alternative it can be extracted that the majority of the costs are arising from the transition phase (CB1 up to and including CB7) and that especially CB12 (project roll-out costs) contributes largely to the costs. The largest contribution is being delivered by CB7; this concerns the data systems design (e.g. data collection and data management). The Influence of CB5 (communication via GPRS) in the reference scenario is remarkable, as this item is only taken into consideration for 20%.

Among other things the benefits are mainly in the savings of the allocation, reconciliation and balancing process (CB8), the costs for the physical meter reading (CB11) and the more effective approach to tackle defaulters (CB22). Additionally, because consumers receive information about their energy use they improve their efficiency, which in turn saves energy (CB9 and CB10). Furthermore call centre costs will drop too (CB13). All in all, the largest contribution to the overall benefits is expected by the improved detection of fraud (CB21).

From the reference alternative it becomes clear that only consumers (and the society) profit from the introduction of smart meters in Flanders. This is a result of the reduction of energy use. Other market parties lose revenues concerning energy sales or tax or have higher net costs than before the introduction of smart meters. It is always an interesting question how to deal with *split incentives*: investments that are carried out by one party of which the revenues end up with another party.

It is important to realise that the financial result depends very much on the assumptions of the values of the parameters in the model. The applied parameters have their own uncertainty. To measure the effects of the uncertainties in the applied parameters more closely, the model contains a *sensitivity analysis*. From this sensitivity analysis it becomes clear which parameters have the biggest impact on the financial result. This provides several points of particular interest for policymaking support. From the reference alternative it became clear that the savings on the energy use by means of providing feedback to the consumers on the actual use (creating *awareness*), has a big impact on the NPV of the reference alternative. Therefore this parameter needs further investigation, as it was cautiously estimated at 1.5%. If this saving parameter should increase (to for example 4%) the NPV of the reference scenario will also be substantially improved. Another sensitive parameter that has a large impact on the end result is fraud reduction. Also the investment in data systems

(CB7), the required number of FTEs for the roll-out and the depreciation time of data systems contribute heavily. These parameters need closer investigation as well.

Subsequently, a number of project alternatives are being calculated. This shows that the use of in-home displays improves the project result significantly. The impacts of a national (Belgium wide) roll-out have been investigated as well and this result proved to be even more negative. It should however be emphasised here that in this case only the total number of consumers have been varied and that possible changes in the other parameters are not taken into consideration. Finally the impact of the so-called *real-time scenario* (where the data transfer is continuously) has been investigated. The project result deteriorates (to -1,655 million euro) for a 100% GPRS roll-out. The substantially increased communication (yearly recurring) costs are the main reason for this deteriorating result. However, the possible benefits from *real-time communication* were not taken into account as they were very difficult to quantify.

INHOUDSOPGAVE

1	Inleiding	8
1.1	Achtergrond	8
1.2	Onderzoeksvragen van VREG	9
1.3	Beperkingen.....	10
1.4	Leeswijzer	10
2	Aanpak en modellering.....	12
2.1	Enkele uitgangspunten.....	12
2.2	Stappenplan.....	14
2.3	Het nulalternatief en de projectalternatieven	15
2.4	Beschrijving van het financieel model.....	17
2.5	De gegevensbasis.....	21
3	Uitgangspunten van de modellering	22
3.1	Het marktmodel in Vlaanderen	22
3.2	Definitie van de slimme meter	24
3.3	Communicatietechnologieën	26
3.4	Van slimme energiemeter naar het datacentrum.....	28
3.5	Maatschappelijke effecten.....	30
3.6	Beschrijving van het nulalternatief	31
4	Berekeningsresultaten.....	34
4.1	Beschrijving van het referentie-alternatief.....	34
4.2	Resultaten van het referentie-alternatief.....	43
4.3	Gevoeligheidsanalyse van het referentie-alternatief	47
4.4	Resultaten van de projectalternatieven	48
5	Conclusies en aanbevelingen.....	51
5.1	Conclusies	51
5.2	Aanbevelingen	54
Bijlage A	Kosten- en batenbladen	55
Bijlage B	Long-list kosten en baten	72
Bijlage C	Overleg met marktpartijen	78

Bijlage D	Definitie van 'slimme meter'.....	79
Bijlage E	Definities en afkortingen.....	82
Bijlage F	Noten	86

1 INLEIDING

1.1 Achtergrond

Slimme ('mondige') energiemeters staan momenteel volop in de belangstelling. De liberalisatie van de energiemarkten in Europa en de groeiende interesse in energiebesparing heeft de markt voor slimme meters en meetinfrastructuur in beweging gezet. In veel gevallen is deze ontwikkeling een uitvloeisel van de Energy Services Directive (2006/32/EC¹) die in iedere lidstaat van de Europese Unie geïmplementeerd moet worden.

Aan het eind van 2006 was Italië het eerste land in de wereld waar bijna alle elektriciteitsafnemers over een slimme meter konden beschikken. Zweden zal binnenkort volgen. Via regelgeving in Zweden is afgedwongen dat in juli 2009 de meters van alle elektriciteitsverbruikers op afstand kunnen worden uitgelezen. Ook in Nederland zal zeer binnenkort vergelijkbare wetgeving worden ingevoerd. De verwachting is dat binnen niet al te lange tijd slimme elektriciteits- en gasmeters worden geïntroduceerd bij alle afnemers (waaronder de huishoudens); vanaf medio 2009 gebeurt dit al bij nieuwbouw en grootschalige renovaties. Vooruitlopend op deze 'uitrol' is in Nederland eerst een grondige kosten-batenanalyse uitgevoerd². Tevens is in Nederland de functionaliteit vastgesteld van een '*standaard slimme meter*'. Dit laatste is gebeurd onder leiding van het Nederlands Normalisatie Instituut (NEN). Deze discussies hebben geleid tot een zogeheten "Nederlandse Technische Afspraak" op dit gebied (NTA 8130³). Ook in andere landen in Europa oriënteert men zich op de grootschalige invoering van slimme meters, via bijvoorbeeld het uitvoeren van kosten-batenanalyses of via het opstarten en uitvoeren van piloot-projecten.

Het invoeren van 'slimme' energiemeters (met de bijbehorende communicatie-infrastructuur) kan voor zowel de energiebedrijven als voor de verbruikers van energie veel voordelen opleveren. Onder een slimme meter wordt in dit kader verstaan een meter die het energieverbruik *real-time* vaststelt en de mogelijkheid biedt om het verbruik zowel lokaal als op afstand uit te lezen, en die tevens gebruikt kan worden om op afstand het energieverbruik te limiteren of de verbruiker aan- en af te schakelen.

De voordelen van een slimme meter kunnen in zes categorieën verdeeld worden:

1. *Verlaging van de cost-to-serve*: bijvoorbeeld door verlaging van de kosten van de meteropname, het sneller kunnen zorgen voor een nauwkeurige eindafrekening, het voorkomen van fraude en wanbetaling, enzovoorts.
2. *Energiebesparing*: bijvoorbeeld door rechtstreekse terugkoppeling van het energieverbruik aan de klant, of door vraagrespons waardoor efficiënter gebruik gemaakt kan worden van het landelijke productiepark.

3. *Verbetering van de marktwerking*: hierbij kan bijvoorbeeld gedacht worden aan het eenvoudiger switchen van leverancier, betere afhandeling van verhuizingen, snellere klachtenafhandeling, klantenbinding door betere dienstverlening, real-time pricing, additionele diensten, enzovoorts.
4. *Verhoging van de leveringszekerheid*: het beter inzicht hebben in het gebruik van laagspanningsnetten kan leiden tot een betrouwbaarder netontwerp en een efficiënter gebruik van de netten. Ook de detectie en analyse van storingen kan waarschijnlijk sneller en beter plaatsvinden. Dit kan leiden tot minder storingen, kortere storingstijden en derhalve tot een hogere leveringszekerheid.
5. *Introductie nieuwe diensten*: Met behulp van slimme meters is het ook mogelijk om allerlei nieuwe *value added services* ('toegevoegde waardediensten') te realiseren, zoals besparingsadviezen op basis van het actuele energieverbruik, beveiliging, alarmering, load management en domotica.
6. *Gebruik van nieuwe technologie*: Door het gebruik van de technologie van slimme meters kunnen een groot aantal processen effectiever verlopen of zelfs worden vermeden. Voorbeelden hiervan zijn: fysieke opname van de meters en fraudedetectie.

Ondanks het feit dat een aantal voordelen van de slimme meter bij afnemers duidelijk is en ondanks het feit dat de technische haalbaarheid hiervan in diverse projecten al is aangetoond, blijven ontwikkelingen vaak steken, voornamelijk vanwege onduidelijkheden over de initiële kosten van een dergelijke infrastructuur, de exacte baten en de verdeling van kosten en baten tussen de betrokken partijen, en in hoeverre de totale kosten opwegen tegen de uiteindelijke baten. Om hierin meer inzicht te krijgen heeft de Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en Gasmarkt (VREG) aan KEMA de opdracht gegeven een kosten-batenanalyse uit te voeren naar de grootschalige introductie in Vlaanderen van slimme meetinfrastructuur voor gas- en elektriciteitsverbruik.

1.2 Onderzoeksvragen van VREG

Doelstelling van de kosten-batenanalyse is het verkrijgen van inzicht in de kosten en baten van de grootschalige introductie van een slimme meetinfrastructuur voor gas- en elektriciteitsverbruik. De onderzoeksvragen die daarbij beantwoord dienen te worden zijn⁴:

- Wat is het vergelijkingsscenario? Dit is de huidige situatie (*business as usual*) en dient als startpunt voor de analyse. Wat zijn de belangrijkste kenmerken hiervan? In het vervolg zal dit scenario het *nulalternatief* worden genoemd.
- Welke scenario's kunnen onderscheiden worden voor de invoering van slimme meters in Vlaanderen? Scenario's kunnen zich bijvoorbeeld onderscheiden in duur van het invoeringstraject, de betrokken afnemers (huishoudens, kleinzakelijk verbruik, of andere welbepaalde categorieën van afnemers) of geografische uitrol (delen van Vlaanderen, heel Vlaanderen of geheel België). Deze zogeheten *projectalternatieven* moeten worden vergeleken met het al genoemde *nulalternatief*.

- Welke soort kosten en baten kunnen onderscheiden worden in de verschillende projectalternatieven, en welke omvang hebben deze kosten en baten?
- Welke marktpartijen zijn voor de Vlaamse situatie relevant om te onderscheiden in de kosten-batenanalyse? Betrokken marktpartijen, ook aangeduid met *actoren*, zijn de netbeheerders, de leveranciers, Elia en Fluxys, de afnemers, de maatschappij en de overheid.
- Hoe is de verdeling van kosten en baten naar de verschillende marktpartijen toe? Welke omvang hebben deze kosten en baten? Hierbij zal een onderscheid worden gemaakt tussen de kosten en baten die kunnen worden onderscheiden in de *transitiefase* (overgangssituatie) en de kosten en baten die kunnen worden onderscheiden in een *eindsituatie* waarin alle afnemers in Vlaanderen zijn voorzien van een slimme meetinfrastructuur.
- Welk projectalternatief is uit het oogpunt van kostenefficiëntie het meest effectief?

De beantwoording van bovengenoemde vragen dient voor VREG geschikt te zijn om een bijdrage te kunnen leveren aangaande de noodzakelijke beleidsontwikkeling rondom de invoering van slimme meters in Vlaanderen. Bij de beantwoording van deze vragen wordt expliciet rekening gehouden met de situatie in Vlaanderen, zowel voor wat betreft de al genoemde marktpartijen, de meetinfrastructuur (meters en communicatiemiddelen), de kosten en andere parameters, zoals het aantal te installeren meters bij de afnemers.

1.3 Beperkingen

Benadrukt moet worden dat deze studie een studie is geweest met een beperkte omvang (in termen van doorlooptijd en budget). Dit impliceert dat niet alle onderwerpen (kosten, baten) *uitputtend* konden worden onderzocht. Het is ook voorgekomen dat de ondervraagde marktpartijen over bepaalde onderwerpen te weinig informatie konden aanleveren of beschikbaar wilden stellen. Waar door KEMA relevant geacht zijn deze onderwerpen wel kwalitatief (maar niet kwantitatief) beschreven. In het slothoofdstuk staan aanbevelingen opgenomen waar in dergelijke gevallen nog aanvullend onderzoek nodig is. Een andere opmerking betreft het feit dat in deze studie een rekenmodel is gebruikt om de door VREG gevraagde analyse te maken. Een dergelijk model is altijd een *model van de werkelijkheid* en nooit de werkelijkheid zelf! Daarom dienen de resultaten van een dergelijk model altijd te worden beschouwd *in samenhang met alle aannames* die zijn gedaan.

1.4 Leeswijzer

Het rapport is opgebouwd uit een algemeen deel en een aantal bijlagen met meer gedetailleerde informatie. In het algemene deel worden achtereenvolgens de volgende onderwerpen behandeld:

- Hoofdstuk 2 beschrijft de aanpak, het rekenmodel en een aantal methodische overwegingen bij de uitvoering van dit project;
- Hoofdstuk 3 gaat inhoudelijk in op de uitgangspunten van het project, met een definitie van de slimme meter, meetinfrastructuur en de marktsituatie; ook benoemt dit hoofdstuk enkele maatschappelijke effecten van de invoering van een slimme meetinfrastructuur;
- Hoofdstuk 4 bevat de berekeningsresultaten en de analyse van het nulalternatief en de projectalternatieven zoals het financieel model die heeft geleverd;
- Hoofdstuk 5 bevat tot slot de conclusies en aanbevelingen naar aanleiding van de uitvoering van dit project.

Het document bevat een zevental bijlagen, waaronder een overzicht met in dit document gebruikte definities en afkortingen, en een referentielijst (noten).

2 AANPAK EN MODELLERING

2.1 Enkele uitgangspunten

In deze studie wordt expliciet rekening gehouden met de situatie in Vlaanderen, zowel voor wat betreft de marktpartijen, de meetinfrastructuur (meters en communicatiemiddelen), de kosten en andere parameters, zoals het aantal te installeren meters. Er zal uitgegaan worden van de navolgende marktpartijen ('actoren'): afnemers, netbeheerders, energieleveranciers, Elia en Fluxys, de maatschappij en de overheid. Voor wat betreft het aantal te installeren meters zal worden uitgegaan van alle jaarlijks gelezen afnemers (huishoudelijk en niet-huishoudelijke) en alle maandelijks gelezen afnemers. Het aantal meegenomen elektriciteitsaansluitingen komt hierdoor uit op ongeveer 3,1 miljoen en het aantal gas-aansluitingen op ongeveer 1,7 miljoen.

De VREG stelt momenteel het huidige marktmodel in vraag: samen met de sector bestudeert de VREG in een aantal werkgroepen hoe het efficiënter en eenvoudiger kan. In afwachting van de uitkomst van deze studie, wordt voor de kosten-batenanalyse uitgegaan van 'business as usual' en dus van de huidige marktrollen. Mochten deze wijzigen als gevolg van de studie marktmodel, dan kan dit makkelijk aangepast worden in het onderliggende model van de analyse.

Tijdens de uitvoering van het project zijn een kwalitatieve en een kwantitatieve analyse uitgevoerd. De kwalitatieve analyse is uitgevoerd voorafgaand aan de kwantitatieve analyse. In de kwalitatieve analyse zijn onder meer de relevante kosten en baten geïdentificeerd, die in de kwantitatieve analyse zijn meegenomen. Als eerste aanzet bevatte de offerte-aanvraag van VREG ter indicatie de volgende kosten welke in elk geval in de analyse dienden te worden meegenomen:

- kosten van de meters en van de communicatie-infrastructuur;
- kosten van datasystemen;
- operationele kosten;
- kosten van klanten-contact-centra ("call centers");
- factureringskosten;
- overige cost-to-serve;

en de volgende baten:

- energiebesparing;
- lagere kosten van meteropname;
- operationele baten ten gevolge van het sneller beschikbaar zijn van meterstanden (bijvoorbeeld bij een verhuizing of een leverancierswissel);
- reductie van fraude;
- snellere reconciliatie;

- elektriciteitsproductie (mogelijk lagere investeringskosten en/of productiekosten);
- mogelijkheden openbare dienstverplichtingen (minimale levering, budgetmeter, afsluiten);
- mogelijkheden voor asset management;
- mogelijkheden van monitoring van het net (spanningskwaliteit, stroomuitval);

Bij de kwantitatieve analyse is gebruik gemaakt van het rekenmodel⁵ dat ook gebruikt is voor de kosten-batenanalyse voor de invoering van slimme meters in Nederland. Deze analyse is in 2005 in opdracht van het Nederlandse Ministerie van Economische Zaken (via SenterNovem) uitgevoerd. Het rekenprogramma is door KEMA speciaal voor dit doel ontwikkeld en is daarna ook bij andere projecten verschillende malen succesvol ingezet. Het model is voor onderhavige studie echter wel aangepast aan de situatie in Vlaanderen (zie ook Hoofdstuk 4). De gekozen projectalternatieven zijn in deze fase doorgerekend en zijn vergeleken met het nulalternatief. De resultaten zullen in dit rapport overzichtelijk worden weergegeven. Hierbij is niet alleen het absolute resultaat, in de vorm van een *netto contante waarde* (NCW) ten opzichte van het nulalternatief gegeven, maar ook een gevoeligheidsanalyse gepresenteerd inclusief een overzicht van kosten-baten per actor en per kosten-batenpost.

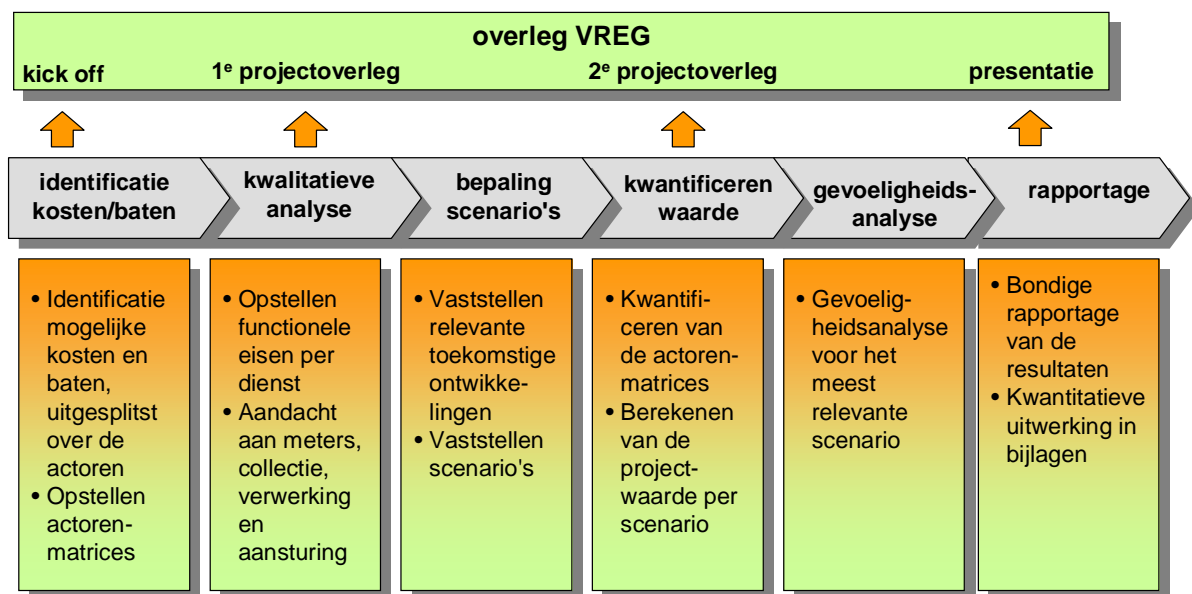
De kwalitatieve analyse is alleen voor Vlaanderen uitgevoerd. De kwantitatieve analyse is zowel voor Vlaanderen als voor heel België uitgevoerd. De uitbreiding naar heel België betreft een sterk vereenvoudigd scenario waarbij het aantal te installeren meters voor geheel België is ingevuld, en waarbij alle andere parameters hetzelfde zijn gelaten als bij de analyse voor Vlaanderen. Meer hierover in Hoofdstuk 4. Er is geen uitgebreide rapportage over dit laatstgenoemde scenario opgenomen.

Het elektriciteitsverbruik bij afnemers heeft de neiging om licht te stijgen. Dit komt doordat mensen (huishoudens) steeds meer en bovendien meer luxueuze elektrische apparaten aanschaffen (denk hierbij aan waterbedden, LCD- of plasmatelevisies en extra personal-computers). Het gasverbruik neemt dankzij een betere woningisolatie juist af. Bekende scenario's ten aanzien van deze toe- en afname zijn meegenomen in het onderzoek. Onder meer heeft dit invloed op het potentieel voor energiebesparing en de daaraan gekoppelde kosten en baten. Ook de groei van het aantal afnemers is meegenomen in dit onderzoek. Eén en ander heeft invloed op de grootte van de markt en op het totale energieverbruik.

Aangenomen wordt verder dat het wettelijke kader en marktmodel niet significant verandert bij overgang van het nulalternatief naar de projectalternatieven en dat activiteiten van marktpartijen en overheden vergelijkbaar blijven met de huidige situatie. Qua techniek moet een inschatting gemaakt worden van toekomstige infrastructurele mogelijkheden, en bijbehorende kosten.

2.2 Stappenplan

Belangrijk aspect van het project is dat de kosten-batenanalyse transparant is en aansluit bij de praktijk van de betrokken actoren. Er is dan ook veel aandacht besteed aan het keuzeproces voor relevante kosten-batenposten, aan de beschrijving van de beginsituatie en de ontwikkelingen die leiden tot de beoogde eindsituatie, en aan de opzet van een financieel model om al deze kosten-batenposten inzichtelijk te vertalen naar één kostenplaatje. De algemene aanpak van het project is in Figuur 2.1 beschreven.



Figuur 2.1 Aanpak van het project in zes stappen

In Stap 1 is op basis van expertise en literatuuronderzoek een longlist samengesteld van mogelijke kosten en baten bij het invoeren van slimme meters. Daarbij zijn actorenmatrices opgesteld. Dat wil zeggen dat per kosten- en batenpost is aangegeven welke actoren daar financieel bij betrokken zijn. In Stap 2 is deze longlist (van 30 – 40 verschillende posten) aan de hand van een kwalitatieve analyse gereduceerd tot een shortlist met de meest relevante kosten- en batenposten. Deze reductie heeft plaatsgevonden op basis van een inschatting van het belang (financiële bijdrage) per kosten- en/of batenpost. In Stap 2 is onder meer input gevraagd van de leden van Werktraject 4; dit is een van de studietrajecten binnen het globale project marktmodel met als doel bij te dragen tot het onderbouwen van de al dan niet wenselijkheid en (onder meer economische) haalbaarheid van de implementatie van 'slimme meters' in Vlaanderen. De leden van WT4 zijn marktpartijen afkomstig van onder meer energieleveranciers, netbeheerders en van Elia. Belangrijke ontwikkelingen in dit kader zijn in Stap 3 vastgelegd in zogenoemde projectalternatieven zoals de te hanteren vervangingsstrategie van de meters en de ontwikkeling van de energievraag door afnemers.

In Stap 4 zijn vervolgens uiteindelijk 16 posten op de shortlist alle afzonderlijk gekwantificeerd, op basis van algemene kengetallen, literatuuronderzoek, gesprekken met marktpartijen en de bestaande expertise. Alle gekwantificeerde kosten en baten zijn samengevoegd in een financieel model (Stap 5). Dit financieel model maakt het mogelijk een projectwaarde (netto contante waarde) te berekenen met een uitsplitsing van kosten en baten naar de verschillende marktpartijen. Doel van dit financieel model is met name het inzichtelijk maken van de invloed van de diverse kosten- en batenposten.

Tevens is in Stap 5 met behulp van de resultaten uit het financieel model een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd om inzicht te krijgen in de meest bepalende parameters op de uitkomst van de kosten-batenanalyse. Het project is afgesloten met voorliggende rapportage (Stap 6). Bij de verschillende stappen in het project is steeds overleg geweest met de opdrachtgever. Ook is enkele malen overleg geweest met de werkgroep van WT4.

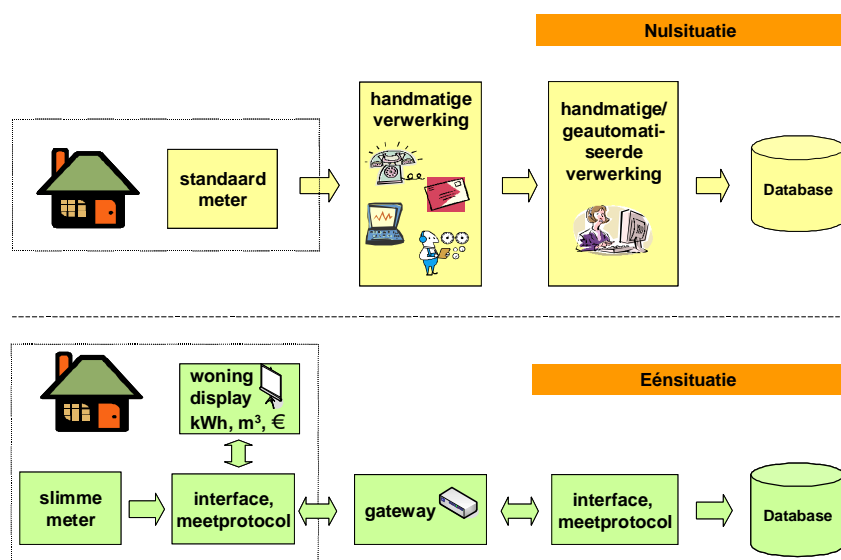
2.3 Het nulalternatief en de projectalternatieven

Voor een kosten-batenanalyse is een goede definiëring van de beginsituatie en de projectalternatieven van belang. VREG heeft in de offerte-aanvraag⁶ een onderzoekskader opgesteld voor de te hanteren methodiek. De kosten-batenanalyse is uitgevoerd door uit te gaan van een *nulalternatief* (huidige situatie of ook wel *'business as usual'*) en één of meer gunstige *projectalternatieven* of ook wel *invoeringsscenario's* (de toekomstige situatie):

- Het *nulalternatief* is de huidige situatie waar bij slechts een verwaarloosbaar klein aantal energieverbruikers gebruik maakt van een meetinfrastructuur met telegelezen meters voor het gas- en elektriciteitsverbruik en waarin in de toekomst ook geen significante verandering wordt voorzien. Dit wil zeggen: oude meters kunnen weliswaar vervangen worden door nieuwe elektronische meters, maar dit gebeurt niet op grote schaal, en de implementatie van slimme meters kan derhalve voor deze groep verwaarloosd worden;
- In het *projectalternatief* zijn, na een zekere transitiefase, alle energieverbruikers uit de in het scenario gekozen groep, aangesloten op een meetinfrastructuur met slimme meters voor het gas- en elektriciteitsverbruik en krijgen ze vaker en nauwkeuriger terugkoppeling over hun energieverbruik.

In dit rapport zullen verschillende projectalternatieven aan bod komen, waaronder een nader te definiëren *referentie-alternatief*. Het referentie-alternatief is het projectalternatief dat op voorhand als meest realistisch wordt beschouwd. Een dergelijke wijze van uitvoeren van een kosten-batenanalyse (met een nulalternatief en diverse projectalternatieven) wordt uitvoerig beschreven in een Nederlandstalige leidraad van het Onderzoeksprogramma Economische Effecten van Infrastructuur (OEEI)⁷. Deze manier van benaderen is vooral bedoeld om het effect van de introductie van slimme meters uit te vergroten. Het nulalternatief en een referentie-alternatief staan in Figuur 2.2 schematisch weergegeven.

In het uiteindelijk te kiezen invoeringsscenario zullen de baten moeten opwegen tegen de kosten (er is dan sprake van een positieve 'business case'); afhankelijk van de situatie kan besloten worden dat een kleine meerkost aanvaardbaar is. In het *transitietraject* (vanuit het nulalternatief naar een projectalternatief) gaan de kosten echter meestal voor de baten uit.



Figuur 2.2 Overzicht van het nulalternatief en een projectalternatief.

De huidige situatie is dus gedefinieerd als het nulalternatief. Door de uitvoering van een project beleeft de maatschappij een andere ontwikkeling en wordt een nieuwe situatie bereikt. Deze ontwikkeling kan op verschillende wijzen gebeuren; diverse projectalternatieven zijn denkbaar. Ieder projectalternatief impliceert een fundamentele keuze voor een bepaald pad bij de invoering van slimme meters om van het nulalternatief het projectalternatief te bereiken, zoals:

- het tempo waarin de invoering van slimme meters plaatsvindt;
- invoering van slimme meters voor alleen elektriciteit of voor zowel gas als elektriciteit;
- de keuze voor het type data-infrastructuur (bv. PLC, GPRS, ADSL, of een combinatie);
- de keuze voor financiële parameters (bv. looptijd en rentepercentage);
- hoe effecten van marktwerking meegenomen worden;
- hoe effecten van terugkoppeling (belasting en nettarieven) meegenomen worden.

Uitvoering van het nulalternatief leidt tot handhaving van de huidige situatie. Om inzicht te krijgen in de bijdrage van de diverse kosten- en batenposten en de verdeling van de kosten en baten over de verschillende actoren worden projectalternatieven gedefinieerd. Deze projectalternatieven bevatten keuzes die kunnen leiden tot een eindsituatie waarin alle kosten-batenposten op een redelijke manier vertegenwoordigd zijn. Maatschappelijke besluitvorming leidt tot de keuze voor uitvoering van één van de projectalternatieven óf het nulalternatief. Projecteffecten zijn de verschillen tussen een projectalternatief en het nulalternatief. Voor het

kwantificeren van de projecteffecten is derhalve het nulalternatief even bepalend als een projectalternatief, een te negatieve of te positieve beginsituatie is van grote invloed op de resultaten.

Conform de opdrachtschrijving van VREG is in dit project de principiële keuze gemaakt om met een statisch nulalternatief te werken. Het in deze studie aangenomen nulalternatief is het voortduren van de nulsituatie waarbij alleen trends in de groei van het aantal afnemers en het energieverbruik per afnemer worden meegenomen. Het voordeel van deze keuze is dat effecten van projectalternatieven duidelijker worden omdat het nulalternatief zelf geen bijdrage levert. Deze keuze geeft ook duidelijk aan of er überhaupt een positieve business case (in financiële zin) zit in slimme meters. Het nadeel is dat het berekende projectresultaat kan afwijken van de werkelijkheid. Normaliter zal het nulalternatief immers niet statisch zijn, maar zullen autonome ontwikkelingen plaatsvinden, zoals:

- slimme meters dalen in prijs en worden in de transitiefase geleidelijk ingevoerd (positieve impact op projectresultaat);
- alle meters die nu (of binnenkort) vervangen moeten worden, worden vast vervangen door een slimme meter (positieve impact op projectresultaat);
- de marktwerking (prijsdalingen) die aan de slimme meters zou kunnen worden toegeschreven vindt voor een deel toch wel plaats omdat nieuwe bedrijven zich op de energiemarkt voor kleinverbruikers werpen (negatieve impact op projectresultaat);

Het gekwantificeerde voordeel van een projectalternatief ten opzichte van één van deze autonome ontwikkelingen kan dus kleiner of groter zijn.

Benadrukt wordt tevens dat dit een *differentiële studie* is. Er wordt alleen gekeken naar kosten en baten die verschillen van de nulsituatie. Verder wordt de situatie voor geheel Vlaanderen beschouwd. Deze maatschappelijke kosten-batenanalyse is dan ook niet vergelijkbaar met een kosten-batenstudie door een individuele marktpartij (bv. een netbeheerder of een energieleverancier) die bijvoorbeeld effecten als het binden van bestaande klanten en het binnenhalen van nieuwe klanten meeneemt in zijn business case voor invoering van slimme meters. Maatschappelijk gezien ligt het aantal klanten immers vast en ontstaat geen effect op de kosten-batenanalyse.

2.4 Beschrijving van het financieel model

Het financieel model moet inzicht geven in de kosten en baten van de invoering van een slimme meetinfrastructuur. Bij het ontwikkelen ervan is aandacht besteed aan de volgende aspecten:

- *Eenvoudig versus complexiteit:*
 - niet te eenvoudig: het model moet de belangrijkste verbanden tussen kosten en baten en de belangrijkste actoren op de markt op een goede manier implementeren;

- niet te complex: het model moet transparant zijn en de berekeningen moeten zonder uitgebreide studie van het model traceerbaar zijn;
- *Begrijpelijkheid en toegankelijkheid:*
 - De in- en uitvoer moet bestaan uit informatie die voor derden (bv. marktpartijen, overheid) begrijpelijk is en waar ze ook een 'gevoel' bij hebben (markt of beleid);
- *Inzichtelijkheid en volledigheid van de invoergegevens:*
 - De invoergegevens dienen op een overzichtelijke manier weergegeven te worden, zodat verandering van invoerwaarden eenduidig en eenvoudig kan plaatsvinden.

Om hieraan te voldoen is een financieel model ontwikkeld bestaande uit een duidelijk gestructureerde netto-contante waardeberekening. Zo is eenvoudig na te gaan welke kosten en baten in het model verwerkt zijn en welke invoergegevens (parameters) aan de berekening ten grondslag liggen. Met behulp van het financieel model kunnen de totale kosten en baten per actor, per waardecategorie en per kosten-batenpost bepaald worden.

De structuur van het financieel model bestaat in hoofdlijnen uit (zie ook Figuur 2.4):

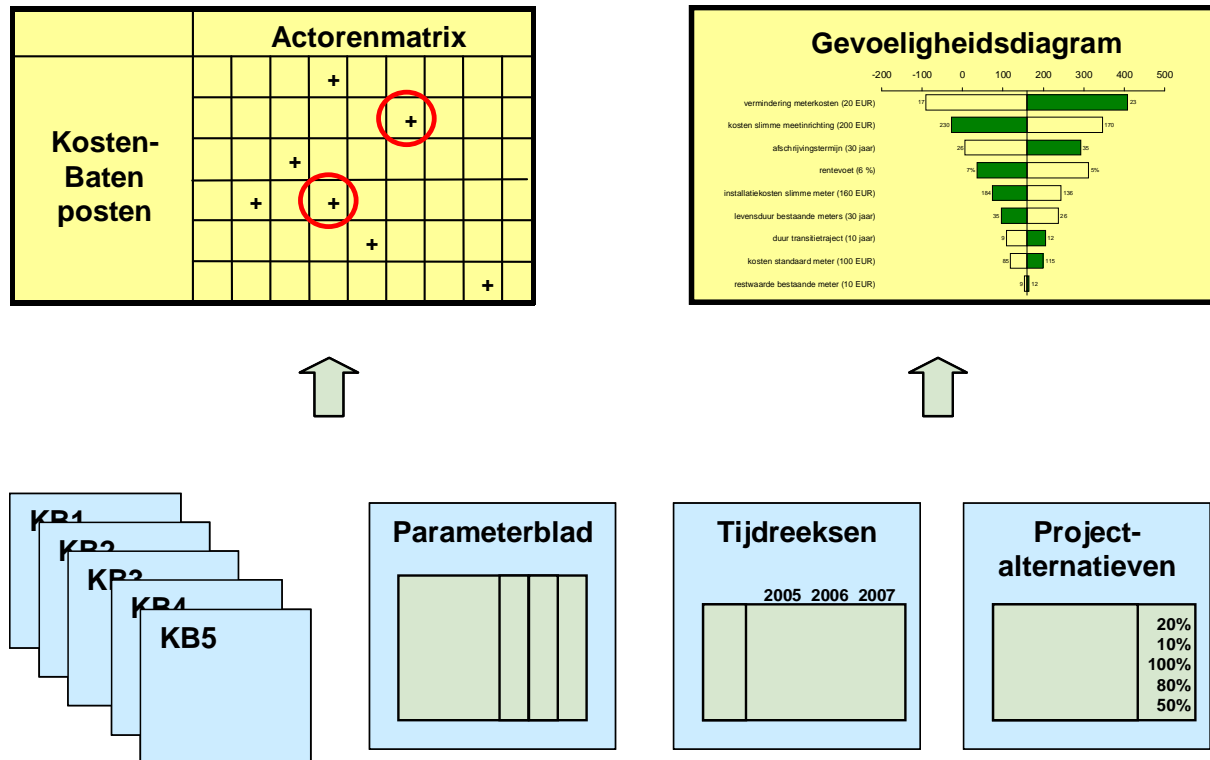
- Parameterblad. Hierin staan de belangrijkste parameters voor de financiële analyse weergegeven (zoals duur transitietraject, rentevoet), inclusief een inschatting van de grenzen. De parameters in dit blad worden gebruikt voor het maken van het gevoeligheidsdiagram.
- Kosten- en batenbladen. Hierin staat per kosten- en/of batenpost een omschrijving van de betreffende post, de invoerwaarden die niet in het parameterblad staan en wordt de netto contante waarde van deze post (nulalternatief versus projectalternatief) per actor weergegeven. De kosten- en batenbladen zijn genummerd met KB1, KB2,
- Tijdreeksen. Hierin staan tijdreeksen weergegeven (zoals aantal afnemers, energieverbruik per afnemer, energieprijzen).
- Projectalternatieven. In de projectalternatieven in het financieel model kunnen varianten op het berekende referentie-alternatief worden opgenomen. Hier kan een alternatieve keuze voor bepaalde kosten- en batenposten worden aangegeven, in de vorm van een percentage waarin deze post meetelt in het geheel (bijvoorbeeld het percentage dat aangeeft in welke mate gebruik wordt gemaakt van een bepaalde communicatie-infrastructuur).
- Actoren-matrix. Hier wordt per actor (bv. een marktpartij) en per kosten- en batenpost de netto contante waarde weergegeven voor het nulalternatief versus het projectalternatief.
- Gevoeligheidsdiagram. Dit geeft de invloed weer van een variatie van de parameters, tussen de opgegeven grenzen, op de netto contante waarde van het gehele project.

Invoergegevens (parameters) kunnen derhalve op twee plekken worden ingevoerd:

- a) In het betreffende kosten- en/of batenblad. Dit is een vaste waarde.
- b) In het parameterblad. Deze waarde kan worden gevarieerd ten behoeve van de gevoeligheidsanalyse.

De keuze om een parameter in het kosten- en/of batenblad (KB-blad) op te nemen of in het parameterblad is op empirische gronden gemaakt. Parameters die belangrijk zijn (in de zin dat ze een grote invloed hebben op de totale netto contante waarde (NCW) van het project) of die erg onzeker zijn, zijn opgenomen in het parameterblad zodat de gevoeligheid voor deze parameters kan worden meegenomen. De overige parameters zijn opgenomen in de betreffende KB-bladen.

In het rekenmodel wordt de invloed van BTW niet meegenomen. Alle prijzen (bv. van apparatuur) zijn derhalve *exclusief BTW*. Lagere BTW-inkomsten voor de overheid, bijvoorbeeld als gevolg van een daling van het energieverbruik, komen dus niet tot uiting in het model. Als het verbruik daalt, dalen de kosten voor de klant en daalt ook de omvang van de BTW-opbrengst voor de overheid. De klant houdt dan geld over, maar zal dit geld besteden aan iets anders waarover óók BTW wordt geheven, waardoor de overheid tóch (ongeveer dezelfde omvang) aan BTW-opbrengsten heeft. Deze aanname is dan ook gebruikelijk bij het gebruik van dit soort rekenmodellen.



Figuur 2.4 De structuur van het financieel model.

Om inzicht te krijgen in het kosten- en batenverschil tussen het nulalternatief en een projectalternatief en om de diverse kosten-batenposten te onderscheiden, zijn verschillende categorieën benoemd:

1. kosten en baten van de transitiestap;
2. kosten en baten die ontstaan in het invoeringsscenario (ten opzichte van het nulalternatief) wanneer de slimme meetinfrastructuur operationeel is; onderscheiden naar de gebieden:
 - a. verlaging cost-to-serve;
 - b. energiebesparing;
 - c. technologie.

Indien gewenst kunnen ook andere zaken, zoals *leveringszekerheid* en *marktwerking* in het model worden meegenomen; er zullen dan op deze zaken gerichte kosten- en/of batenbladen in het model opgenomen moeten worden.

Voor iedere kosten- en/of batenpost is een apart blad in het model opgenomen. In Tabel 2.1 staan de verschillende kosten- en batenposten weergegeven die in het financieel model zijn opgenomen. In Bijlage A is een meer uitgebreide omschrijving van elke (uiteindelijk geselecteerde) kosten- en/of batenpost opgenomen. De gebruikte long-list is opgenomen in Bijlage B. Een aantal baten uit de long-list zijn niet meegenomen in de analyse omdat ze niet of zeer moeilijk kwantificeerbaar waren, voorbeelden hiervan zijn: Betere relatie klant, snellere storingsmelding en efficiëntere afhandeling, netwerkoptimalisatie, vermindering kosten inkoop reservevermogen etc. Voor de complete lijst en uitleg kan bijlage B worden geraadpleegd.

Tabel 2.1 De verschillende kosten- en batenposten in het financieel model.

Nr.*	Categorie	Omschrijving
KB1	transitiestap	Aanschaf en installatie slimme elektriciteitsmeters
KB2	transitiestap (energiebesparing)	Aanschaf display t.b.v. online uitlezing meters in huiskamer
KB3	transitiestap	Aanschaf en installatie slimme gasmeters
KB4	transitiestap	Inrichten data-infrastructuur via Power Line Communications (PLC)
KB5	transitiestap	Inrichten data-infrastructuur via GSM/GPRS
KB6	transitiestap	Inrichten data-infrastructuur via ADSL of kabel
KB7	transitiestap	Inrichten datacentra voor meetdata
KB8	technologie	Allocatie, reconciliatie en balancing
KB9	energiebesparing	Zuiniger gedrag bewoners t.a.v. elektriciteitsverbruik
KB10	energiebesparing	Zuiniger gedrag bewoners t.a.v. gasverbruik
KB11	technologie	Besparing kosten fysiek opnemen meter E+G
KB12	transitiestap	Project roll-out kosten
KB13	technologie	Vragen en klachten via call center
KB20	energiebesparing	Verschuiving elektriciteitsverbruik door vraagresponse
KB21	technologie	Snellere detectie van fraude E-meters (stroomdiefstal)
KB22	technologie	Effectievere aanpak wanbetalers door slimme meter E+G

*De niet continue nummering van de KB-posten is het gevolg van het selecteren en consolideren van KB-posten uit een lange lijst van het initiële model.

Op deze short list hebben de meeste kosten- en batenposten betrekking op de transitiestap. Energiebesparing vindt plaats door terugkoppeling van energiedata naar de verbruikers. De technologie van de slimme meter kan ervoor zorgen dat huidige kostbare handelingen, zoals

meteropnames, klachtenafhandeling en detectie van fraude, sneller en efficiënter kunnen verlopen.

Een belangrijke voordeel van het financieel model is dat het de discussie over de invoering van slimme meters structureert. Nog zonder naar de uitkomsten van het model te kijken, draagt het model er aan bij dat alle partijen op eenzelfde manier de discussie ingaan. Daarnaast levert het model inzicht in onzekerheden. De absolute uitkomst (in de vorm van een netto contante waarde voor een projectalternatief) moet altijd worden beschouwd in het licht van een gekozen nulalternatief dat mogelijk kan afwijken van de realiteit. De gevoeligheden die het model blootlegt zullen echter minder afhankelijk zijn van het nulalternatief en geven aan waar de grote onzekerheden zitten. Deze kunnen aandachtspunten opleveren voor beleidsmatige ondersteuning.

2.5 De gegevensbasis

In het totaal bevat het model ruim honderd kosten en baten parameters. De bronnen voor deze parameters bestaan uit literatuur, expertise van KEMA en overleg met marktpartijen (energiebedrijven, telecombedrijven, meterleveranciers enzovoorts, zie hiervoor ook Bijlage C). Daar waar mogelijk is in de beschrijving per kosten-batenblad expliciet verwezen naar de bronnen. Voor veel van de kwantitatieve waarden van deze parameters bestaat geen (openbare) literatuur en zijn deze voor de onderhavige studie zoveel mogelijk op basis van gegevens van lokale marktpartijen ingevuld. Voor deze studie geldt dat een groot deel van de getallen die gebruikt zijn in het model afkomstig zijn van inschattingen van de verschillende marktpartijen in Vlaanderen. Zo is voor bijvoorbeeld de projectduur van de NCW berekening een periode van 20 jaar genomen, wat afwijkt van eerdere studies uitgevoerd door KEMA. Bovendien zijn verschillende potentiële baten die betrekking hebben op verbeterde marktwerking niet meegenomen, omdat er geen betrouwbare kwantitatieve gegevens voor handen waren. De uitkomsten zijn daarom specifiek van toepassing op de Vlaamse energiemarkt.

Veel parameters die in deze studie zijn gebruikt, verdienen ieder een eigen vervolgstudie om de waarde en het onzekerheidsgebied goed te bepalen. Om de effecten van onzekerheden in de gebruikte parameters nader te onderzoeken, wordt een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd waarbij variaties op de gebruikte waarden worden doorgerekend. Uit de gevoeligheidsanalyse blijkt welke parameters het meest onzeker zijn, dan wel de grootste invloed hebben op het financiële resultaat. Zo kunnen de consequenties op het totaal van de invoering van slimme meetinfrastructuur beoordeeld worden.

3 UITGANGSPUNTEN VAN DE MODELLERING

3.1 Het marktmodel in Vlaanderen

De wet- en regelgeving is continu in ontwikkeling, zowel in België als binnen de EU. In dit project is aangenomen dat het wettelijke kader niet significant verandert gedurende de transitie van het nul- naar een projectalternatief. Ook is aangenomen dat de regelgeving van overheden en activiteiten van marktpartijen vergelijkbaar blijven met de huidige situatie (statische markt).

Onderstaand wordt kort de energiewaardeketen in Vlaanderen toegelicht, wordt uitgelegd welke marktpartijen betrokken zijn en welke rollen deze partijen vervullen conform het huidige marktmodel. Voor details wordt verwezen naar de website van VREG⁸.



Figuur 3.1: De spelers binnen de energiewaardeketen.

In Figuur 3.1 zijn de spelers binnen de energiewaardeketen weergegeven. De bijbehorende markttrollen en kenmerken worden hierna kort omschreven:

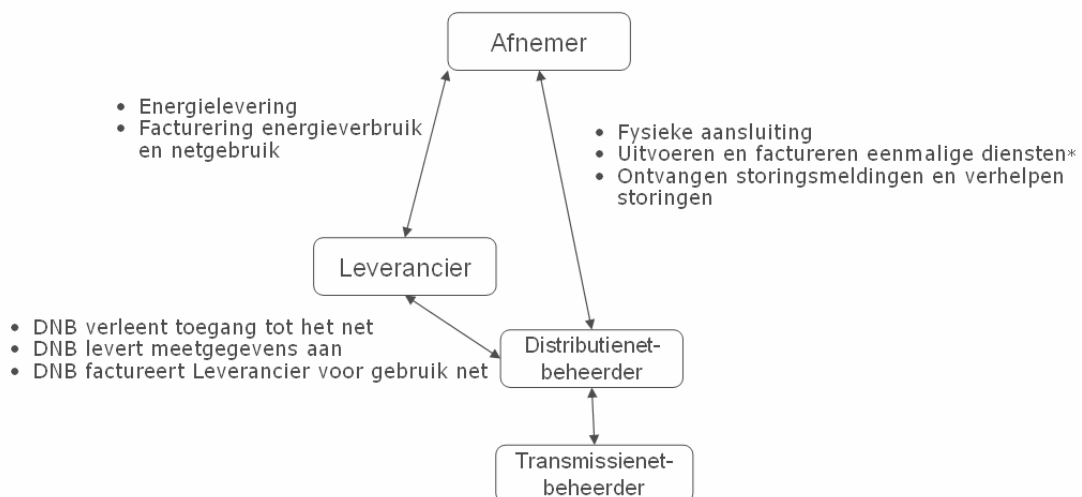
- *Productie en invoer:* Zowel voor elektriciteit als gas is er één dominante speler. Voor elektriciteit is dat Electrabel; voor gas is dat Distrigas. SPE is een kleinere speler binnen het segment elektriciteit.
- *Trade (PV en/of shipper):* De handel wordt gedomineerd door Electrabel vanwege hun grote opwekcapaciteit. In 2005 werd de Belgische elektriciteitsbeurs Belpex opgericht. In totaal zijn er ruim 50 evenwichtverantwoordelijken of ook wel programmaverantwoordelijken (voor elektriciteit) en 4 shippers die vervoeren naar distributienetten (voor gas).
- *Transport en transmissie:* De 'transmissienetbeheerder' voor elektriciteit is Elia. De 'vervoersonderneming' voor gas is Fluxys. Zij zijn verantwoordelijk voor het fysieke transport en de daarbij behorende systeemdiensten.
- *Distributie (DNB):* In België zijn van oudsher twee verschillende groepen netbeheerders, nl. de *zuivere netbeheerders* (dit zijn de intercommunales die geen privépartner hebben, maar slechts bestaan uit een samenwerking van gemeenten en steden) en de *gemengde netbeheerders* (dit zijn de intercommunales die traditioneel verbonden zijn met Electrabel). In de loop van 2005 en 2006 hebben zowel de gemengde als de zuivere netbeheerders zogenaamde werkmaatschappijen opgericht waaraan de wettelijke en reglementaire taken werden uitbesteed: *Eandis* in de gemengde sector en *Infrax* in de zuivere sector. Daarnaast zijn er nog kleinere netbeheerders zoals PBE, AGEM, distributienet-beheer Brussels Airport, Gemeentelijk Havenbedrijf Antwerpen, en voor het

net tussen 30 en 70 kV ook Elia. Taken en verantwoordelijkheden van DNB's omvatten *onder meer*: de uitbreiding en exploitatie van het distributienet, de instandhouding van het net, het toelaten van leveranciers op het net, het installeren van aansluitingen en meters, het uitlezen en valideren van meterstanden en deze standen beschikbaar stellen.

- *Metering*: De metermarkt is gereguleerd en niet vrij (zoals momenteel nog in o.a. Nederland het geval is). Metering wordt uitgevoerd door de meetafdelingen van de DNB's.
- *Verkoop, leverancier*: Er is een aantal dominante leveranciers op beide markten, nl. Electrabel, Luminus, Distrigas en Gaz de France. Daarnaast is er een beperkt aantal nieuwe toetreders (ook uit het buitenland), zoals NUON Belgium, Essent, Eneco Energie International, SPE, E.ON Belgium en Endesa. De leverancier zorgt voor de facturering aan de afnemers; op deze factuur worden ook de kosten voor netbeheer in rekening gebracht (de leverancier en de netbeheerder rekenen onderling af). De klant krijgt dus maar één factuur voor energie.

Zoals thans verplicht is volgens Europese normen, houdt ook in België een toezichthouder toezicht op het goed en transparant functioneren van de energiemarkt. In Vlaanderen is de regulator VREG (Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en Gasmarkt)⁹. Een overzicht van het huidige Vlaamse marktmodel is opgenomen in Figuur 3.2. Hierin zijn ook heel kort de taken en verantwoordelijkheden en de informatiestromen weergegeven.

Huidige Vlaamse marktmodel

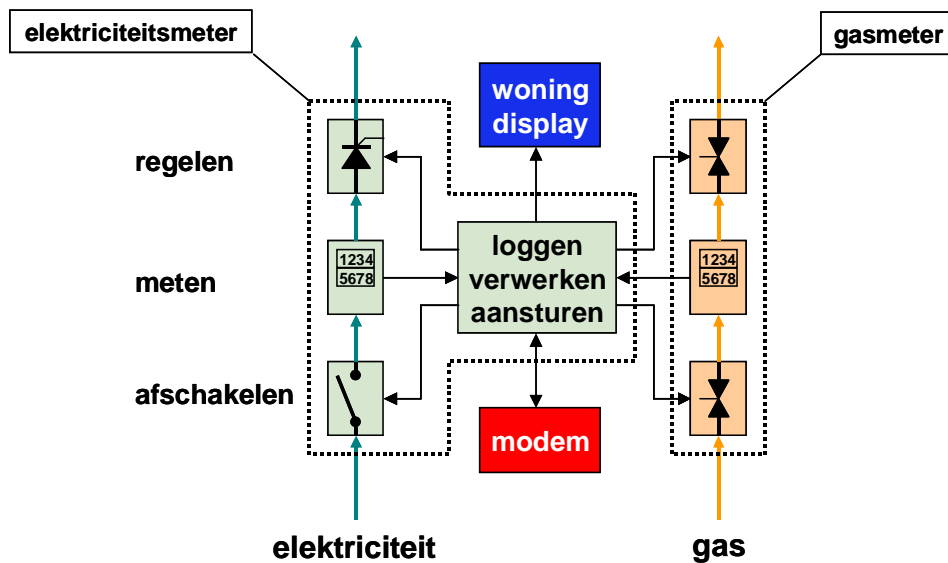


*) zoals verzwaaring aansluiting, verplaatsing meter, etc.

Figuur 3.2 *Overzicht van het Vlaamse marktmodel (Bron: VREG⁸).*

3.2 Definitie van de slimme meter

Onder een slimme energiemeter wordt in het kader van dit project een meter verstaan die in ieder geval het energieverbruik *real-time* vaststelt en opslaat, de mogelijkheid biedt om het verbruik zowel lokaal als op afstand uit te lezen en tevens gebruikt kan worden om op afstand het energieverbruik te limiteren of de gebruiker af te schakelen (zie ook Figuur 3.3).



Figuur 3.3 Schema van de slimme meter en zijn functies.

In dit project worden elektriciteits- en gasmeters beschouwd, waarbij voor de datacommunicatie dezelfde unit wordt gebruikt. Zoals Figuur 3.3 aangeeft, bestaat er een verschil tussen de elektriciteits- en de gasmeter. De elektriciteitsmeter bevat alle regel- en uitleeselektronica. De slimme gasmeter bevat alleen een aansturing van kleppen en een momentane uitlezing van de stand en kan zonder aansluiting op de slimme elektriciteitsmeter (voeding, uitlezing en sturing) niet functioneren. De slimme meter (gas en elektriciteit) bevat in de definitie voor dit project wel een display op het apparaat zelf met het momentane verbruik, maar niet een display in de woning met bewerkte verbruiksgegevens. Het toevoegen van een display in de woning is een optionele post.

Binnen WT4 is een overzicht van mogelijke functies in een slimme meter (zowel voor elektriciteit als voor gas) opgesteld (zie ook Bijlage D). De functionaliteit is hierin onderverdeeld in *basisfuncties*, functies die in elk geval in de toe te passen slimme meter dienen te zijn opgenomen, en *optionele functies*, functies die (nog) niet zijn voorzien in een basismeter, maar welke men wel wilde onderwerpen aan een kosten-batenanalyse. Optionele functies die door WT4 zijn genoemd omvatten onder meer: real-time en on-demand beschikbaarheid van kwartierwaarden, controle fasevolgorde, mogelijkheid keuze van fase voor netbalans, display met Eurowaarden, mogelijkheden soft-start en dimming van openbare verlichting.

In dit rapport wordt ervan uitgegaan dat slimme elektriciteits- en gasmeters met tweewegscommunicatie, in elk geval de volgende *basisfuncties* ondersteunen^{4,10}:

- meting van elektriciteitsafname en -injectie;
- meting van (temperatuur-gecorrigeerde) gasafname;
- doorsturen van meterstand (meetregisters) op aanvraag;
- periodiek doorsturen van de meterstand (meetregisters)
- opslaan van meterstanden en/of belastingscurve;
- op afstand uitschakelen/inschakelen en aanpassen van het vermogen van de elektriciteitslevering;
- op afstand collectief begrenzen of afschakelen van meters;
- uitschakelen/inschakelen van de gaslevering;
- registreren van het verbruik in verschillende tariefperiodes;
- op afstand aanpassen van tarieven/tariefperiodes;
- op afstand firmware upgrades, programmeren of toevoegen van nieuwe functies aan de meter;
- op aanvraag doorsturen van een diagnose spanningskwaliteit/toestand ('power quality') en spanningsniveau;
- automatisch doorsturen van fraudealarm;
- communicatie met andere meters (gasmeter, watermeter) mogelijk via de elektriciteitsmeter;
- prepaid functie, de meter kan worden gebruikt als budgetmeter;
- display op de meter;
- lokale poort ten behoeve van externe display.

Op deze plaats wordt overigens nog opgemerkt dat binnen de huidige regelgeving niet alle functies toegepast kunnen worden. Een voorbeeld hiervan betreft het op afstand afschakelen of begrenzen van meters.

Van deze optionele functies (zie bijlage D) zullen alleen de externe display of real-time en on-demand beschikbaarheid van kwartierwaarden in één van de scenario's voorkomen. Zie ook Hoofdstuk 4. Voor de overige optionele functies zijn weliswaar op kwalitatieve wijze voordelen te benoemen, maar deze baten zijn in het kader van deze studie niet kwantitatief uitgewerkt. Verder is er *géén rekening gehouden* met *extra* functionele eisen in de slimme meter – afgezien van de lokale poort en het externe display – met het oog op domotica-toepassingen (huisautomatisering, schakelen van huishoudelijke apparatuur, HAN-netwerken, etc.)¹¹.

Uitgangspunt is dat de prijs van slimme meters bepaald wordt door de Europese markt. De omvang van de Vlaamse (of Belgische) markt zal te beperkt zijn om te leiden tot een substantiële prijsdaling van slimme meters. In het financieel model is dan ook geen relatie tussen de prijs en het aantal slimme meters dat wordt geplaatst opgenomen. Ook is aangenomen dat de prijs van slimme meters constant is; het is een prijs voor een grootschalig gepro-

duceerd, uitontwikkeld product. Met deze aanname gaat wel een stuk dynamiek verloren, met name het feit dat in een normale situatie de prijzen van slimme meters geleidelijk zullen dalen.

3.3 Communicatietechnologieën

Slimme meters voor elektriciteit en gas vereisen tweewegscommunicatie om meetgegevens door te kunnen sturen en om commando's en parameters te kunnen ontvangen. Voor de communicatie tussen de slimme meter en het datacentrum (van de netbeheerder) is een aantal mogelijkheden voorhanden. Deze worden algemeen in drie categorieën ingedeeld¹²:

- communicatie over het elektriciteitsnet ('power line carrier');
- communicatie over telefoonlijn en kabelinfrastructuur (ADSL, TV-distributiekabel);
- draadloze communicatie (GSM, GPRS, UMTS, meshed, mobilofonie, RF, PMR).

Van de belangrijkste van bovengenoemde communicatietechnologieën wordt nu een korte beschrijving gegeven.

Power Line Carrier of Power Line Communications (PLC)

PLC is een verzamelnaam van technieken om telecommunicatie mogelijk te maken, waarbij het elektriciteitsdistributienet als communicatiekanaal gebruikt wordt. Een veelgebruikte toepassing van PLC is de uitlezing van meetgegevens bij energie-afnemers. Bij elke afnemer wordt daartoe in de elektriciteitsmeter een apparaat geplaatst dat in staat is de uitgelezen meterstanden over te dragen naar een dataconcentrator op wijkniveau (bijvoorbeeld in een transformatorhuisje of laagspanningsonderstation). De dataconcentrator verzamelt de meetdata voor de wijk of het gebied waarin zij voorziet in de distributie van elektriciteit. De verzamelde data wordt opgeslagen, gecontroleerd (bijvoorbeeld de controle "som geleverde energie = som afgenomen energie" t.b.v. fraude-detectie), en doorgestuurd naar een datacentrum op een hoger niveau. De communicatie vanaf de dataconcentrator naar de elektriciteitsmeters verloopt via PLC; de communicatie vanaf de dataconcentrator naar het datacentrum verloopt meestal via bestaande glasvezelverbindingen of via GSM/GPRS.

Vaste telefonie (PSTN/POTS/ISDN)

Bij vaste telefonie moet daadwerkelijk worden ingebeld (opgebeld) om een verbinding op te bouwen teneinde de data over te dragen. Meetdata kan regelmatig (bv. dagelijks, maandelijks) worden verstuurd naar of opgevraagd vanuit een datacentrum op een hoger niveau. Men spreekt hierbij van PSTN (Public Switched Telephone Network). Aanvankelijk was dit netwerk volledig analoog en alleen bedoeld voor vaste telefonie (POTS – Plain Old Telephone Service). De digitale opvolger ervan heet Integrated Services Digital Network (ISDN) waarover meer gegevens kunnen worden getransporteerd. Vaste telefonie wordt tegenwoordig niet meer vaak toegepast voor het uitlezen van energiemeters.

Internet

Ongeveer 50% van de huishoudens in Vlaanderen heeft momenteel een "always-on" toegang tot internet via ADSL of kabel. Moderne elektriciteitsmeters hebben een TCP/IP-uitgang waarmee in principe rechtstreekse toegang tot het "wereldwijde internet" mogelijk is. De meetgegevens worden dan verstuurd via het Internet-Protocol (IP). In de meter is dan wel software nodig om de communicatie goed te laten verlopen. De communicatieverbindingen zijn in principe bi-directioneel, dat wil zeggen dat in twee richtingen (van en naar de meter) informatie kan worden uitgewisseld. Indien deze oplossing wordt gekozen, is naast een modem geen extra hardware nodig. Wat wel nodig is, is enige extra functionaliteit in de meter om op IP-niveau te kunnen communiceren. De hiermee gemoeide kosten komen in het kostenplaatje tot uiting via de kosten van het modem die een meerprijs vormt bovenop de kosten voor de gewone slimme meter. Vereist is dat de afnemers zijn aangesloten op internet.

GSM en GPRS

GSM (afkorting van 'Global System for Mobile Communications') is een aanduiding voor een standaard voor digitale mobiele telefonie. GSM wordt beschouwd als de 2^e generatie mobiele telefonie (2G). GSM is de meest gebruikte standaard voor mobiele telefonie in de wereld. GPRS is de afkorting van 'General Packet Radio Service'. GPRS is een techniek die een uitbreiding vormt op het bestaande GSM-netwerk. Met deze nieuwe technologie kan op een efficiëntere, snellere en goedkopere manier mobiel data verzonden en ontvangen worden. Gebruikers van GPRS zijn altijd online. Dit betekent dat ze een constante verbinding met internet of bedrijfsnetwerk hebben en dus maar één keer verbinding hoeven te leggen om de hele dag online te zijn. Ze betalen daarbij niet voor de tijd dat ze ingelogd zijn, maar worden afgerekend op de hoeveelheid data die ze downloaden of versturen. Technisch gezien houdt de gebruiker de lijn ook alleen maar bezet op momenten dat er daadwerkelijk gebruik van wordt gemaakt. Daardoor wordt de capaciteit beter benut en kan er meer en grotere data tegelijk uitgewisseld worden. Voor gebruik van GPRS is een GPRS-module ("GPRS-modem") nodig, waarmee de verbinding kan worden gelegd met het GPRS-netwerk. Onderdeel van deze module is onder meer een SIM-card. Voor datacommunicatie via het 'gewone' GSM-netwerk is soortgelijke technologie nodig. Een verschil met GPRS is dat bij GSM daadwerkelijk een verbinding wordt opgebouwd ("wordt ingebeld") om de data over te dragen. Meetdata kan regelmatig (dagelijks, maandelijks) worden verstuurd naar of opgevraagd vanuit een datacentrum op een hoger niveau. Over de betrouwbaarheid van GPRS kan worden gediscussieerd. Vast staat dat de netwerkdekking niet op alle plaatsen even goed is. Ook kan in (de meterkast van) een woning de ontvangst slechter worden; vaak dient dan een externe antenne te worden gebruikt.

Radio Frequent (RF)

In Noord Amerika wordt bij het uitlezen van energie- en watermeters veel gebruik gemaakt van zogeheten radio frequent (RF) zenders. Hierbij wordt voor de overdracht van de meetdata gebruik gemaakt van radiozenders. Deze zenders werken in frequentiebanden waarvoor geen licentie hoeft te worden aangevraagd en derhalve vrij te gebruiken zijn. RF-systemen

zijn grofweg te verdelen in twee typen. Bij het eerste type wordt gebruik gemaakt van vaste netwerken. Het ontvangende station bevindt zich dan op een vaste locatie. Bij het tweede type wordt gewerkt met mobiele zend-/ontvangers, die fysiek (bijvoorbeeld gemonteerd op een auto) door de straten moeten worden bewogen. Als de mobiele zend-/ontvanger zich in de buurt van een meter bevindt welke moet worden opgenomen, wordt gebruik gemaakt van een 'wake up' functionaliteit. De meter krijgt een seintje dat data moet worden overgedragen, doet dit, en komt vervolgens weer tot rust. Op deze manier wordt getracht het energieverbruik laag te houden. RF-systemen worden in het algemeen beheerd door de energiebedrijven zelf, waardoor men niet afhankelijk is van derden, maar wel zelf voor het noodzakelijke onderhoud zorg draagt.

De meest gangbare communicatietechnologieën die worden gebruikt voor smart metering zijn tegenwoordig GPRS, PLC en internet; reden om deze in het kader van deze studie verder te beschouwen. Van deze datacommunicatie-infrastructuur is aangenomen dat deze voldoende capaciteit kent en tegen marginale kosten beschikbaar is. Als uitgangspunt geldt dat bij introductie van een slimme meetinfrastructuur de volgende risico's zijn afgedekt:

- De registratie door de slimme meter wordt niet beïnvloed door de telemetrie van de datacommunicatie unit;
- Afdoende beveiliging van de datatransport-diensten bij gebruik van dezelfde communicatie-infrastructuur door derden;
- Ongevoeligheid voor fraude of virussen in geval van TCP-IP meters.
- Er is voldoende capaciteit (geschoolde installateurs) voorhanden om bij iedere transitie-snelheid alle meters geïnstalleerd te krijgen.

Deze aspecten zijn niet in de kosten-batenanalyse gekwantificeerd.

3.4 Van slimme energiemeter naar het datacentrum

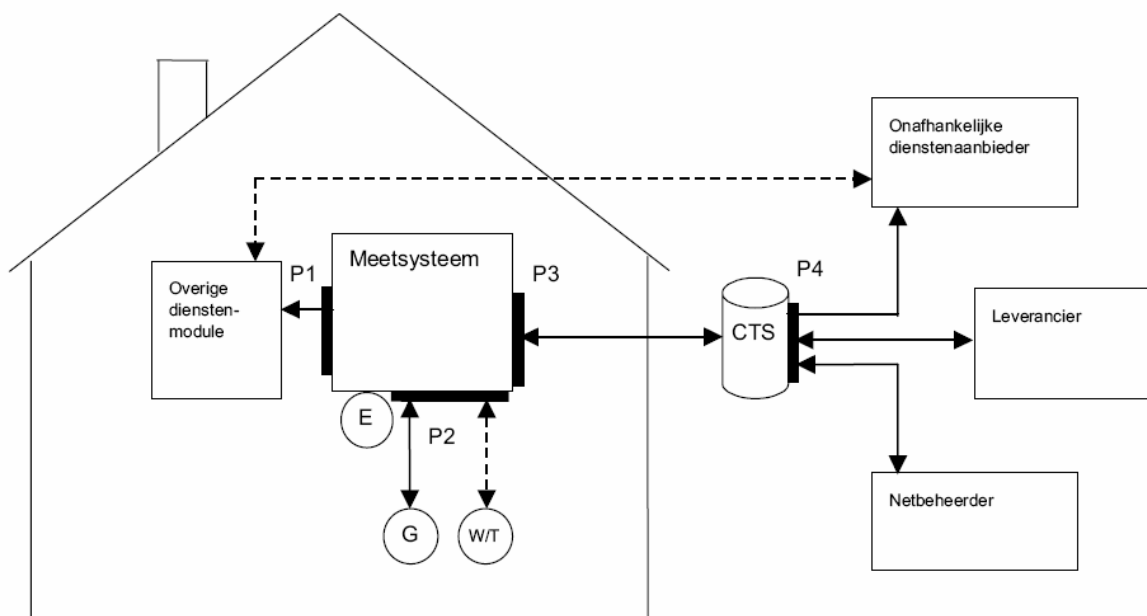
De gegevens van de slimme meter moeten terechtkomen in de datacentra van de belanghebbenden (energieleveranciers, netbeheerders). In een studie van de KU Leuven¹² naar communicatiemiddelen voor slimme meters, worden twee mogelijkheden onderscheiden:

- er wordt een centraal datacentrum gebruikt dat alle gegevens van de slimme meters verzamelt, die dan ter beschikking gesteld worden van betrokken partijen;
- ofwel kan elke betrokken partij rechtstreeks communiceren met de slimme meter om de benodigde data te krijgen of acties te initiëren.

In het Nederlandse Parlement wordt momenteel een wetsvoorstel over de uitrol van de slimme meter besproken. In dit wetsvoorstel wordt onder meer de marktordening geregeld, ofwel: wie gaat wat doen? De daarbij behorende meetinfrastructuur is in Figuur 3.4 aangegeven. Voor de functies die in de meter aanwezig moeten zijn is in Nederland een landelijke afspraak gemaakt. Dit is de in de Inleiding genoemde NTA 8130 van NEN, waar in de wet-

geving naar zal worden verwezen. Het beheer van de meter voor de Nederlandse kleinverbruikersmarkt wordt de exclusieve taak van de netbeheerder; deze heeft ook de regie over de uitrol van de meters. De leverancier wordt in Nederland zélf verantwoordelijk voor het verkrijgen van de meetdata. Hij is vrij om dit proces zelf in te richten en kiest hiervoor zelf een erkend meetdatabedrijf.

In Vlaanderen is de netbeheerder momenteel verantwoordelijk voor het versturen van data. In deze studie wordt aangenomen dat dit zo blijft. De infrastructuur zoals opgenomen in Figuur 3.4 kan daarom ook voor de situatie in Vlaanderen worden gebruikt, als men de CTS, de Centrale Toegangsserver (die in Nederland andere partijen een platform biedt om de slimme meetinfrastructuur te benaderen) vervangt door een dataopslag-systeem waar de netneheerder (DNB) de meetdata opslaat en de pijl tussen de CTS en de leverancier eenzijdig maakt; de meetinformatie wordt dan door de netbeheerder naar de leverancier gestuurd.



Figuur 3.4 Meetinfrastructuur zoals voorgesteld in Nederland.

Naar verwachting zullen bij invoering van een slimme meetinfrastructuur nieuwe diensten ontstaan bij de commerciële marktpartijen. Deze nieuwe diensten zullen een bijdrage kunnen leveren aan de baten van het project. Aangezien de mogelijkheden hierin zeer divers zijn en de inkomsten onzeker, zijn dergelijke nieuwe diensten niet in het financieel model opgenomen. In Nederland krijgen ook ‘derde partijen’ (mits deze toestemming hebben van de klant) toegang tot de meetdata. Bij derde partijen, ofwel ‘toegevoegde waarde partijen’, is te denken aan besparingsadviesbureaus die innovatieve diensten in het vrije domein

aanbieden. Zij kunnen zelf met de klant een contract sluiten waarbij meetdata wordt uitgelezen in het kader van commerciële dienstverlening. In dit project wordt hier geen rekening mee gehouden. Wel wordt rekening gehouden (in één van de scenario's) met directe uitlezing op in-house displays via getoonde interface P1.

Overige uitgangspunten zijn dat de meetdata zonder transactiekosten beschikbaar zijn voor alle relevante marktpartijen, en dat de huidige verplichting voor de netbeheerder vervalt om de meter bij kleinverbruikers eens per twee jaar fysiek af te lezen. In dit project wordt het leveranciersmodel gehanteerd, dat wil zeggen dat de afnemer van de leverancier één rekening ontvangt voor gas- dan wel elektriciteitsverbruik. De tarieven voor netbeheer worden via de leverancier geïnd. Dit reflecteert goed de huidige situatie.

3.5 Maatschappelijke effecten

3.5.1 Werkgelegenheid

Het invoeren van slimme meters leidt in eerste instantie tot extra werkgelegenheid, omdat de slimme meters geïnstalleerd moeten worden en de bijbehorende IT-infrastructuur aangelegd moet worden. Op lange termijn zijn door de invoering van slimme meters minder mensen nodig om meterstanden op te nemen en door te geven. Ook zal het minder nodig zijn om over foute afrekeningen te communiceren, omdat er minder foutieve meterstanden worden gebruikt.

Projecten zoals de introductie van slimme elektriciteitsmeters lijken in eerste instantie grote werkgelegenheidseffecten te hebben. Echter, in het standaardmodel van de arbeidsmarkt treedt verdringing op en hierdoor zijn de werkgelegenheidseffecten niet groot. Mogelijk zijn er wat inkomenseffecten en treedt er een tijdelijke toename op van de zoekwerkloosheid (kortdurende werkloosheid tussen twee banen in). Deze effecten worden in dit project verwaarloosd, dat wil zeggen dat bijvoorbeeld aan het verminderen van de werkgelegenheid voor meteropnemers door introductie van slimme meters geen maatschappelijke kosten worden verbonden. Als bedrijven efficiënter gaan werken, wordt dit toegeschreven aan "hetzelfde werk met minder mensen". Dit levert om dezelfde reden als hierboven genoemd, ook geen maatschappelijke kosten op.

3.5.2 Waardering van vrije tijd

In deze rapportage wordt vrije tijd (bijvoorbeeld de tijd die in het nul-alternatief nodig is om meterstanden op te nemen, in te vullen en door te geven aan de netbeheerder) niet gewaardeerd. De waarde van een uur vrije tijd is derhalve op € 0,00 gesteld.

3.5.3 Terugkoppelingseffecten

De term *terugkoppelingseffecten* beschrijft het feit dat als actoren inkomsten derven, zij dit zullen proberen te verhalen. Dit is het best duidelijk te maken aan de hand van een voorbeeld. Stel

dat door de introductie van slimme meters de consumenten energie besparen. Daardoor derven de netbedrijven en de overheid inkomsten. De netbedrijven opereren echter in een gereguleerde markt en hun kosten (voornamelijk infrastructuur) blijven vrijwel gelijk. Zij zullen deze kosten dus (als de regulator hiervoor toestemming geeft) verhalen op de consument door de nettarieven te verhogen. Ook de overheid zal de gedeelde energiebelasting op een of andere manier op de consument willen verhalen. Dergelijke terugkoppel-effecten kunnen naar keuze in het financieel model al dan niet worden meegenomen. In het model is dit geïmplementeerd door (een deel) van de gedeelde inkomsten van de ene partij op de andere partij, die het voordeel geniet van de doorgevoerde transitie, te verhalen. Het resultaat van beide opties wordt in Hoofdstuk 4 van het rapport beschreven.

3.6 Beschrijving van het nulalternatief

Voor het nulalternatief worden de volgende algemene uitgangspunten gehanteerd:

1. *Aantal afnemers*

Onder afnemers worden zowel alle huishoudens als alle kleinzakelijke aangeslotenen als alle maandelijks gelezen aansluitingen in Vlaanderen verstaan. Op 31 december 2007 telde Vlaanderen ruim 3,1 miljoen toegangspunten voor elektriciteit die op het distributienet waren aangesloten. Deze kunnen weer verdeeld worden in ruim 2,6 miljoen huishoudens en bijna 500.000 kleinzakelijk aangeslotenen. Op 31 december 2007 waren er bijna 1,7 miljoen toegangspunten voor aardgas. Deze kunnen weer verdeeld worden in bijna 1,5 miljoen huishoudens en bijna 200.000 kleinzakelijk aangeslotenen. Grotere aansluitingen waarbij maandelijks de meterstand fysiek wordt af- of uitgelezen, worden in deze studie ook meegenomen. Het gaat hierbij echter om kleine aantallen die het resultaat van de studie niet significant zullen beïnvloeden.

2. *Elektriciteit maar géén gas*

Alle afnemers hebben een elektriciteitsaansluiting. Niet alle afnemers hebben echter een gasaansluiting. Afnemers die géén gas hebben verwarmen hun woning elektrisch of met bijvoorbeeld stookolie. Het effect van woningen zonder gasaansluiting – ruim 50% – kan echter *niet* worden verwaarloosd (zoals in Nederland). Bij afnemers die zowel elektriciteit als gas hebben wordt voor de dataoverdracht van het gasverbruik gebruik gemaakt van de communicatieverbinding van de elektriciteitsmeter.

3. *Toename afnemers*

Het aantal afnemers in Vlaanderen neemt toe met circa 46.000 per jaar conform de landelijke trends (aangroei). Het gaat hier uiteraard vooral om nieuwe woningen. Het aantal elektriciteitsaansluitingen neemt daarmee jaarlijks met hetzelfde aantal toe. Het aantal gasaansluitingen neemt jaarlijks echter toe met ruim 74.000. Deze groei is groter dan de groei van het aantal huishoudens. Dit wordt veroorzaakt doordat (bestaande) huishoudens waar wél elek-

triciteit maar nog geen gas is een gasaansluiting laten aanleggen¹³. Er is zowel bij elektriciteit als bij gas uitgegaan van een geleidelijke vermindering van de toename.

4. Water en warmte

De meting van het water- en warmteverbruik valt buiten de scope (conform opdracht).

5. Elektriciteitsverbruik

Het gemiddeld elektriciteitsverbruik van de beschouwde groep afnemers is in België gelijk aan 5.864 kWh (2.681 piek- en 3.183 kWh daltarief). Het gemiddeld aardgasverbruik van een kleinverbruiker die verwarmt op aardgas komt in België overeen met 24.103 kWh.

6. Afname gasverbruik

Het gasverbruik neemt af conform de huidige trend met 35 kWh per jaar. Er is uitgegaan van een geleidelijke vermindering van de afname van het gasverbruik.

7. Elektriciteits- en gasprijzen

De gebruikte elektriciteits- en gasprijzen zijn conform de huidige gemiddelde marktwaarden. Voor afnemers wordt een totaalprijs (inclusief energiebelasting maar exclusief BTW) van ongeveer 17 Eurocent per kWh en 4,7 Eurocent per kWh gas aangehouden. In het model wordt ook rekening gehouden met het feit dat voor huishoudens (gemiddeld) de eerste 400 kWh elektriciteit gratis is in Vlaanderen.

8. Uitstoot van CO₂

De uitstoot van CO₂ door het verbruik van aardgas en elektriciteit is berekend op basis van een vaste verhouding Kg CO₂ per kWh. De gebruikte CO₂-prijzen zijn conform de huidige marktwaarden (€ 25,00 per ton CO₂). Invloeden van een toenemende CO₂-prijs (het wordt steeds moeilijker om CO₂-reductie te realiseren) en een afnemende CO₂-uitstoot per kWh elektriciteit (het productiepark wordt steeds schoner) zijn in de statische nulsituatie niet meegenomen. De verwachting is wel dat beide voornoemde effecten elkaar, wat betreft CO₂-kosten gerelateerd aan het elektriciteitsverbruik, enigszins in evenwicht houden.

9. Huidig proces meteropname

Meteropneming voor kleinverbruikers gebeurt in principe elk jaar en minstens om de twee jaar. In principe gebeurt dit op de traditionele manier: meterlezers komen namens de netbeheerder de stand opnemen. Het andere jaar gebeurt de meteropname door zelfaflezing door de klant. Inschattingen zijn toegestaan. Indien een klant gaat verhuizen of van leverancier verandert, dan moet de meter ook worden afgelezen; dit gebeurt ook door zelfaflezing. Deze meterstanden worden door de netbeheerder doorgegeven aan de leverancier, waarna die de jaarlijkse eindafrekening kan opmaken. Voor de (grotere) kleinzakelijke klanten waar een maandelijkse aflezing gebruikt wordt, geldt het bovenstaande mutatis mutandis. Het huidige proces met betrekking tot de meteropnames komt in de verschillende projectalternatieven als baat naar voren vanwege de vermeden meteropnamekosten.

10. Budgetmeters

Het totale aantal geplaatste en ingeschakelde (actieve) budgetmeters bedroeg op 1 januari 2006 15.901. In de loop van 2006 werden 13.811 nieuwe budgetmeters geplaatst of bestaande opnieuw ingeschakeld, waarvan 9.818 door de gemengde netbeheerders en 3.993 door de zuivere netbeheerders. In dit cijfer zijn ook de budgetmeters vervat die geplaatst of opnieuw ingeschakeld werden omwille van verhuizing van de betrokken afnemers. 4.307 budgetmeters werden uitgeschakeld, hetzij omdat de afnemer verhuisd is, hetzij omwille van afsluiting van de afnemer of omdat hij terug op vol vermogen mag verbruiken. Netto steeg het aantal ingeschakelde budgetmeters dus met 9.504 tot 25.405. Op 31 december 2006 verbruikte 0,98% van alle Vlaamse gezinnen stroom via een budgetmeter. De kosten voor de aanschaf en plaatsing van een budgetmeters zijn zo'n 350 Euro. De exploitatie van dergelijke meters kost jaarlijks 1,71 Euro. In het model wordt gerekend met een stijging van het aantal budgetmeters van 0,5% van het aantal afnemers per jaar voor elektriciteit. Voor gas is een schatting gemaakt van 0,45% van het aantal afnemers per jaar (het betreft hier een schatting omdat op dit moment nog geen gasbudgetmeters worden gebruikt).

4 BEREKENINGSRESULTATEN

4.1 Beschrijving van het referentie-alternatief

4.1.1 Algemeen

Om inzicht te krijgen in de bijdrage van de diverse kosten-batenposten en de verdeling van de kosten en baten over de verschillende actoren is een referentie-alternatief gedefinieerd. Dit referentie-alternatief bevat keuzes die leiden tot het projectalternatief waarin alle kosten- en batenposten op een redelijke manier vertegenwoordigd zijn. Zie Tabel 4.1 voor de uitgangspunten van het gedefinieerde referentie-alternatief.

Tabel 4.1 Korte beschrijving van het referentie-alternatief.

	Referentie-alternatief
Transitiesnelheid	5 jaar
Tijdhorizon	20 jaar
Levensduur meters	15 jaar (zowel voor de elektriciteits- als de gasmeters)
Slimme meters	Alle elektriciteits- en gasmeters in Vlaanderen
Type data-infrastructuur	80% PLC, 20% GPRS (dagelijkse uitlezing)

Voor wat betreft de tijdhorizon en de transitiesnelheid is, na overleg met WT4, met VREG afgesproken om uit te gaan van één generatie slimme energiemeters, en wel als volgt:

1. de eerste uitrol vindt plaats in 5 jaar (dit betekent een uitrol van ongeveer 650.000 afnemers per jaar voor elektriciteit en ongeveer 400.000 afnemers per jaar voor gas);
2. de levensduur van de elektriciteits- en gasmeters is 15 jaar;
3. er wordt gerekend met een gemiddelde jaarlijkse uitval (vervanging) van meters van 1%;
4. het model heeft een tijdhorizon van 20 jaar: 5 jaar voor de eerste uitrol en 15 jaar voor de normale bedrijfsvoering.

Alle investeringen in de overige hardware en software (datasystemen) hebben een levensduur van 5 jaar, waarbij in bovengenoemde periode derhalve viermaal zal worden geïnvesteerd.

De Netto Contante Waarden van het referentie-alternatief (en van de projectalternatieven) zijn berekend bij een rentevoet van 5,40%. Men kan op verschillende manieren de te gebruiken rentevoet bepalen, bijvoorbeeld door uit te gaan van de risicovrije rentevoet (de rente voor staatsobligaties) en hierbij een opslag kiezen die rekening houdt met het gepercipieerde risico van een bepaalde sector of markt (bv. de energiesector). Hiervoor bestaan uitgebreide tabellen. Een andere manier is te kijken naar de financieringsbronnen van de innovatie en de rentevoet te berekenen uit het gewogen gemiddelde van de rendementseisen van alle financiers. Dit is de zogenaamde WACC (Weighted Average Cost of Capital). In dit onderzoek is

echter gekozen voor een door de CREG berekende en voorgeschreven WACC. Twee varianten van de WACC zijn tevens gebruikt in de gevoeligheidsanalyse.

Binnen WT4 is ook nog een alternatieve tijdshorizon beschouwd van 37 jaar waarin na de eerste uitrol over 5 jaar, en 8 jaar normale bedrijfsvoering vanaf het 13^e jaar opnieuw een uitrol plaatsvindt (tweede generatie slimme energiemeters), maar dan uitgesmeerd over 9 jaar, die vervolgens tot het 37^e jaar worden gehandhaafd. Deze tijdshorizon werd te lang geacht, omdat de baten van de eerste uitrol niet meer spelen tijdens de tweede uitrol.

4.1.2 Korte bespreking kosten- en batenposten

KB1 – Aanschaf en installatie slimme elektriciteitsmeter

In KB1 worden kosten en baten vermeld die te maken hebben met de aanschaf en installatie van slimme elektriciteitsmeters. Het betreft hier derhalve onder meer kosten voor de meterhardware (kosten voor de slimme meter worden geschat op € 66,10 per meter), voor installatie van de meter met communicatiemodule (geschat op € 64,00 per installatie) en kosten voor exploitatie en energieverbruik voor de slimme meter (geschat op € 3,20 per afnemer per jaar). Ook komen de 'vermeden kosten van de Ferraris-meters' in KB1 voor. Indien de huidige toestand zonder aanschaf van slimme meters zou worden voortgezet, dan dient een percentage ($\pm 1\%$) van de verouderde meters vervangen te worden. Dit is om deze reden ook in dit blad verdisconteerd. Tevens worden de kosten voor het afvoeren en verschromen van domme meters meegenomen. De vermeden kosten voor de budgetmeters (zie paragraaf 3.6 onder punt 10) die in het nul-alternatief een rol spelen worden eveneens in KB1 verwerkt.

Kosten voor het verbeteren van verouderde meterkasten bij veel afnemers zijn *niet* in het model opgenomen. Aan de ene kant is dit een terechte aannname omdat deze kosten tóch gemaakt moeten worden (ongeacht de invoering van slimme meters); deze kosten zullen gemaakt worden bij de reguliere vervanging. Zo redenerend is er immers géén verschil met het nul-alternatief. Aan de andere kant is het wel zo dat bij de invoering van slimme meters deze vervanging van kasten echter versneld zal gebeuren en deze (noodzakelijke) versnelde kosten tóch verdisconteerd zouden moeten worden. Omdat er grote onduidelijkheid bestaat over de hoogte van deze kosten is besloten om deze slechts te vermelden. Daarnaast zullen er mogelijk nog kosten worden gemaakt bij aansluitingen waar de hoofdschakelaar zich vóór de meter bevindt. Er dienen dan maatregelen te worden genomen om te voorkomen dat de meter zonder voeding komt als de bewoner de hoofdschakelaar gebruikt.

KB2 – Aanschaf display t.b.v. online uitlezing meters in huiskamer

Tegelijkertijd met de installatie van de slimme elektriciteitsmeter wordt bij alle afnemers een display aangebracht. KB2 is echter optioneel; in het referentie-alternatief komt deze niet voor. De communicatie tussen de meter en het display zou kunnen verlopen via het lichtnet (PLC) of via een moderne RF-variant (bv. ZigBee of Z-Wave). Aangenomen wordt dat het

display eenmalig wordt aangeschaft en een levensduur heeft van meer dan 20 jaar (er is derhalve géén vervanging nodig in dit project). De kosten zullen sterk variëren met de mogelijkheden van het systeem. Uitgegaan wordt van totale kosten van € 57,50 per display. Ondanks dat er wellicht nog additionele communicatiekosten voor deze display gelden is de verwachting dat de bovengenoemde prijs het grootste deel hiervan af zal dekken. Naar verwachting zal bij gebruik van een dergelijk display het energieverbruik van de consument (door bewustwording) afnemen. Daarom wordt aangenomen dat de besparing toeneemt, zoals aangegeven in Tabel 4.2. De gedachte achter de hogere besparing bij gas bij de aanwezigheid van een dergelijk *in-home* display is gebaseerd op het feit dat een besparing op gas (bijvoorbeeld de verwarming een graadje lager) door de consument sneller te merken is aan de kosten van zijn verbruik (gas is relatief duur). Zie ook KB9 en KB10.

Tabel 4.2 Besparingen met en zonder *in-home* display.

	Besparing zonder <i>in-home</i> display	Besparing met <i>in-home</i> display
<i>Elektriciteit</i>	1,5%	2,5%
<i>Gas</i>	1,5%	3,0%

KB3 – Aanschaf en installatie slimme gasmeter

In KB3 worden kosten en baten vermeld die te maken hebben met de aanschaf en installatie van slimme gasmeters. Het betreft hier onder meer kosten voor de meter-hardware (kosten voor de slimme gasmeter worden geschat op € 87,50 per meter), voor installatie van de meter, inclusief het aansluiten van de communicatie met de elektriciteitsmeter (geschat op € 54,00 per installatie) en kosten voor exploitatie en energieverbruik voor de slimme meter (geschat op € 2,20 per afnemer per jaar). Op de genoemde kosten voor installatie (€ 54,00) zal vanwege onzekerheden in deze kosten een ruime marge worden gezet ten behoeve van de gevoeligheidsanalyse. Ook komen de ‘vermeden kosten van de balgenmeters’ in KB3 voor. Indien de huidige toestand zonder aanschaf van slimme meters zou worden voortgezet, dan dient een percentage ($\pm 1,5\%$) van de verouderde balgenmeters vervangen te worden. Dit is om deze reden ook in dit blad verdisconteerd. Tevens worden de kosten voor de afvoering (verschroting) van balgenmeters meegenomen. De vermeden kosten voor de budgetmeters voor gas (zie paragraaf 3.6 onder punt 10) die in het nul-alternatief een rol spelen worden eveneens in KB3 verwerkt. Kosten voor het verbeteren van verouderde meterkasten zijn *niet* in het model opgenomen. Zie ook de beschrijving bij KB1.

KB4 – Inrichten data-infrastructuur via PLC

Een veelgebruikte toepassing van PLC is de uitlezing van meetgegevens bij energieafnemers (zie ook paragraaf 3.3). Bij elke afnemer wordt in de elektriciteitsmeter een modem geplaatst dat in staat is de meterstanden over te dragen naar een dataconcentrator op wijkniveau, waar de data voor bijvoorbeeld een wijk wordt verzameld en doorgestuurd naar een datacentrum op een hoger niveau (zie hiervoor KB7). De gebruikte parameterschattingen zijn

voornamelijk gebaseerd op schattingen door Vlaamse en Nederlandse netbeheerders en door leveranciers van hardware. In het model wordt uitgegaan van een totale kost van € 1187,50 voor de dataconcentrator. Indien een buitenkast nodig is (15,75%) komt hier nog € 1000,00 bij. Het gemiddels aantal afnemers per dataconcentrator bedraagt 90. Het aantal dataconcentrators komt daarmee op ongeveer 35.000. De extra kosten voor een modem (in de meter) bedraagt € 25,00. De communicatiekosten ten behoeve van de GPRS-verbinding tussen de dataconcentrator en het datacentrum zijn geschat op € 137,70 per jaar per dataconcentrator. De gemiddelde kosten voor de exploitatie van PLC bedraagt per aansluiting € 2,50 per jaar. Hierin zitten onder meer energieverbruik, onderhoud dataconcentrators en het verhelpen van kleine problemen aan het elektriciteitsnet die de PLC-communicatie verstoren. De levensduur van de dataconcentrator is gelijk aan die van de slimme elektriciteitsmeter.

KB5 – Inrichten datainfrastructuur via GPRS

Aangenomen wordt dat bij gebruik van het GPRS-netwerk (zie ook paragraaf 3.3) de meetdata dagelijks wordt verstuurd (of opgevraagd) naar (vanuit) een datacentrum op een hoger niveau. Zie hiervoor KB7. De kosten voor een GPRS-abonnement hangen af van de hoeveelheid data die verstuurd moet worden en van de tijdstippen waarop dat moet gebeuren. Voor alle scenario's, met uitzondering van het *real-time* scenario, zal in het model worden uitgegaan van datatransport gedurende de daluren ('s nachts). Incidenteel kunnen dan wel meterstanden overdag worden opgevraagd, maar dit gebeurt niet op grote schaal. De kosten van een dergelijk abonnement (en bij de grote aantallen waar het in deze studie om gaat) bedragen € 9,00 per aansluiting per jaar. Deze jaarlijkse abonnementskost bevat onder meer het dagelijks uitlezen van de meter. Op deze abonnementskosten zal vanwege onzekerheden in deze kosten een ruime marge worden gezet ten behoeve van de gevoeligheidsanalyse. De kosten van een GPRS-modem (in de meter) bedragen € 61,50. Overige kosten voor exploitatie van het modem worden geschat op € 1,00 per jaar. Hierin zitten kosten voor het verhelpen van kleine storingen waarvoor de meter niet vervangen hoeft te worden (zie ook KB1). Indien echter een *real-time scenario* wordt beschouwd (met datatransport verspreid over de gehele dag) moet rekening gehouden worden met abonnementskosten van minimaal € 38,00 per jaar.

KB6 – Inrichten data-infrastructuur via ADSL of kabel

Bij gebruik van een data-infrastructuur via ADSL of kabel (zie ook paragraaf 3.3) worden de meetgegevens verstuurd via internet (zie ook paragraaf 3.3). In de meter is dan extra hardware (IP-communicatieunit) en software nodig om de communicatie goed te laten verlopen. De hiermee gemoeide kosten komen in het kostenplaatje tot uiting via een meerprijs bovenop de kosten voor de gewone slimme meters (zie KB1). Uitgegaan wordt van een bestaande internetaansluiting bij de afnemers. De kosten voor een IP-communicatieunit zijn ingeschat op een bedrag van € 50,00 per aansluiting. De kosten voor een internetabonnement worden geschat op € 10,00 per aansluiting per jaar (het gaat hier om een méérkost t.o.v. de abon-

nementskost van de gebruiker). Exploitatiekosten worden geschat op € 1,00 per aansluiting per jaar. Het gaat hier om kosten om bijvoorbeeld storingen op te lossen.

Opgemerkt dient te worden dat de optie via internet/kabel eigenlijk alleen goed te realiseren is als de netbeheerder die de slimme meters 'uitrolt' tevens bv. een kabeltelevisienetwerk exploiteert. Hij kan dan bij het uitrollen van slimme meters gebruik maken van zijn eigen netwerk (in Vlaanderen beheert Infrax een dergelijk netwerk¹⁴) en is daarmee niet afhankelijk van de 'nukken' van de klant, die immers van internet- of kabelaanbieder kan switchen, zijn modem kan uitschakelen of andere manieren kan bedenken om de communicatie te verbreken. Dit maakt dat internet/kabel een minder betrouwbare optie voor het uitlezen van slimme meters is. Uitgaan van 100% uitrol via internet/kabel is in elk geval niet realistisch.

KB7 – Inrichten datasystemen

KB7 omvat 41,90 miljoen Euro voor de investering in datasystemen. Dit bedrag is gebaseerd op de kosten van de aanschaf van alle hardware en software benodigd voor datamanagement, datacollectie, opslagservers, autorisatieservers en voor het aanpassen van switch- en settlementprocessen. Hierbij wordt uitgegaan van bestaande geïntegreerde applicaties (zoals van Itron, EnergyICT, Echelon, Görlitz, enzovoorts), inclusief eventuele licenties. Voor de integratie van dergelijke systemen bij de netbeheerders (of de partij die de slimme meters gaat beheren) is een groot aantal FTE's meegenomen; de kosten voor deze FTE's zijn gebaseerd op 60% externe mankracht en 40% interne mankracht (gemiddeld komt dit neer op 170.000 Euro per FTE per jaar) en worden alleen in het eerste jaar van de uitrol meegenomen. Initieel (eerste jaar) is er ook nog een investering van 33,75 miljoen Euro nodig voor het aanpassen van alle bovengenoemde systemen inclusief datamigratie, datacleaning en uitvalverwerking. Deze éénmalige investering wordt alleen in het eerste jaar van de uitrol meegenomen.

De 40 FTE per jaar voor datamanagement is gebaseerd op ervaringen bij grote netbeheerders binnen Vlaanderen en Nederland. Er wordt gerekend met een afschrijvingstermijn van 5 jaar voor de investeringen. Er worden ook 20% onderhoudskosten (die worden berekend over de vijf-jaarlijkse investering in de datasystemen) meegenomen; dit lijkt een redelijk percentage gezien de ervaringen binnen en buiten Vlaanderen. Van alle kosten voor de datasystemen is nog eens 50% toegekend als kost voor de energieleverancier die ook zal moeten investeren in soortgelijke, maar minder complexe datasystemen. De operationele kosten ten behoeve van terugkoppeling van de verbruiksdata aan de verbruikers zijn gebaseerd op drie keer per jaar extra terugkoppeling op of bij factuur (ten opzichte van huidige situatie) (40%), en op een internet-applicatie ten behoeve van terugkoppeling van het energieverbruik aan klanten (60%). Besparingen zijn er op het oude meter-datamanagement systeem en systemen assetbeheer; beide zijn pas actief als de uitrol is afgerond.

KB8 – Allocatie/reconciliatie en Balancing

Als alle afnemers in Vlaanderen de beschikking hebben over slimme meters, en van alle afnemers een dagelijkse stroom meetdata beschikbaar komt, zullen het allocatie- en reconciliatie-, alsmede het balancing-proces nauwkeuriger kunnen verlopen. Dit is vooral een baat voor de energieleveranciers, en in mindere mate voor de netbeheerders. Tijdens de transitiefase is voor kleinere energieleveranciers rekening gehouden met een verhoging van de kosten. Deze baat houdt ook rekening met lagere provisies die door leveranciers kunnen worden aangehouden. Schattingen zijn gemaakt door de verschillende marktpartijen in Vlaanderen.

KB9 en KB10 – Zuiniger gedrag bewoners t.a.v. elektriciteits- en gasverbruik

Uit internationaal onderzoek blijkt dat door terugkoppeling van het energieverbruik (eventueel in combinatie met besparingstips) kan worden bespaard op het elektriciteits- en gasverbruik. Het gaat hierbij dus niet om verschuiving van het verbruik maar om échte besparing. Besparingscijfers lopen nogal uiteen (van 1% tot 15%)¹⁵. Naar aanleiding van discussie binnen WT4 is in het model gekozen om het besparingscijfer relatief laag te houden (1,5%) voor zowel elektriciteit als gas (NB: In KB2 wordt de situatie besproken waarin door een extra display in de woning een hogere energiebesparing wordt bereikt). De besparingen zijn berekend als een voordeel voor de consument op basis van de gemiddelde commerciële leveringsprijs zoals die door de VREG op basis van de profielen Dc en Dc1 voor elektriciteit en D3 voor gas zijn bepaald. Hierbij dient wel in acht te worden genomen dat de prijzen voor niet huishoudelijke afnemers, die ook zijn meegenomen in het model, enkele procenten lager zullen liggen. De kosten voor de leverancier zijn bepaald door de marge tussen de gemiddelde commerciële leveringsprijs (VREG) en inkoopprijs op de Belpex te nemen (rekening houdend met piek-, dal- en base-prijzen. Voor gas zijn prijzen van APX Zeebrugge gebruikt. Voor producenten kan in het model een marge worden ingesteld die de variabele kosten van de productie van elektriciteit of gas weerspiegelt. In het model is geen rekening gehouden met een winstmarge, waardoor de variabele kosten per kWh gelijk zijn aan de kWh prijs op de beurs (inkoopprijs voor de leverancier/verkoopprijs voor de producent).

De verminderde afgenomen hoeveelheid energie zal verdeeld worden over het gehele net en zullen tot uiting komen via hogere distributie- en nettarieven (de kosten worden verdeeld over minder energie dus de tarieven zullen stijgen). Daarom zal dit geen kost zijn voor de netbeheerders en geen baat voor de afnemers. Om tóch inzicht te krijgen in de bedragen die met een dergelijke vermindering van energieverbruik gemoeid is, kan in het rekenmodel worden aangenomen dat de netbeheerders, Elia, Fluxys en de overheid de gedeelde inkomsten bij de afnemers *niet* kunnen terughalen via een tariefverhoging of een belastingverhoging. In het model kan dit door een parameter van '1' op '0' te zetten.

Bovendien is de baat van de vermeden CO₂-uitstoot ook meegenomen (in de marktrol 'maatschappij'). Het nettoresultaat is de uiteindelijke geldelijke besparing die het model meeweegt in de einduitkomst.

KB11 – Besparing kosten fysieke meteropnamen (en plaatsbezoeken)

Dit is reeds besproken in Paragraaf 3.6 onder punt 9. Algemene aanname is dat het hier gaat om zowel opnames van gas als elektriciteit en dat de plaatsbezoeken na de invoering van de slimme meter komen te vervallen. Alle numerieke variabelen zijn gebaseerd op de uitgangspositie, en passen zich aan indien het aantal afnemers groeit. Totaal gaat het in Vlaanderen om een vaste besparing van 7,4 miljoen Euro per jaar; hieronder vallen: verstuurd brieven/kaartjes, indexfoon, OCR (inlezen kaarten), schorsingen, verplaatsingen en plaatsingen van vermogensbeperkingen, af- en aansluitingen en in- en uitstellen van leveringen. Daarnaast is er sprake van een additionele besparing van 163 FTE per jaar voor meteropnemers en nog eens 49 FTE per jaar voor planners en personeel van call centers. Het aantal FTE's wordt vermenigvuldigd met de kostprijs (75.000 Euro) voor een FTE van een meteropnemer, planner of call-center agent. Ook is rekening gehouden met een extra besparing welke voortkomt uit de administratiekosten die gepaard gaan met de manuele meteropnemers. Merk overigens op dat de baat stijgt naargelang het aantal domme meters afneemt.

KB12 – Project roll-out kosten

Het aantal FTE nodig voor de roll-out in Vlaanderen is gebaseerd op een jaarlijks aantal; in de uitgangspositie betekent dit dat er over de transitiefase van vijf jaar 500 FTE-jaren aan kosten in rekening worden gebracht. Indien het aantal jaren in de transitieperiode stijgt zal ook het aantal manjaren toenemen indien het aantal FTE/jaar gelijk blijft. Ten behoeve van de voorbereiding (denk hierbij aan studies, technologiekeuze, planning pilots, aanbestedingskosten) worden in het eerste jaar additioneel nog eens 250 FTE extra opgenomen. Hierbij wordt nog opgemerkt dat het aantal meters voor de pilots niet extra geteld werd omdat dit aantal reeds in volledige uitrol geteld wordt. De gemiddelde kosten per FTE zijn berekend op basis van 50% interne mankracht (125.000 Euro per jaar) en 50% externe mankracht (200.000 Euro per jaar); dit komt gemiddeld neer op 162.500 Euro per FTE per jaar. Bovendien is er nog een percentage van 20% gerekend aan overhead-kosten. De communicatiekosten voor de VREG (750.000 Euro) zijn gebaseerd op een 30-tal TV spots, één informatieve folder per afnemer (verspreid via de eindafrekening) en een aparte website voor de slimme meter. Voor de kosten van opleidingen van intern personeel is 1,54 miljoen Euro per jaar opgenomen. Communicatiekosten met betrekking tot het maken van afspraken met klanten ten behoeve van de installatie van de slimme meter zijn niet in KB12 meegenomen, maar in KB1 en KB3. Deze vallen onder de kosten van de installatie. De kosten voor communicatie die hier worden genoemd betreft de kosten voor het beantwoorden van vragen en voor het afhandelen van klachten van afnemers tijdens de uitrolfase.

KB13 – Vragen en klachten via call center

In het nul-alternatief verloopt het proces "from meter to bill" zoals geschetst in Paragraaf 3.6 onder punt 9. Bij dat proces worden soms fouten gemaakt als gevolg van de verschillende (handmatige) processtappen. Dit veroorzaakt verschillen tussen de meterstanden die bij de klant bekend zijn en de meterstanden die op de energienota terug te vinden zijn. Dit is aanleiding voor jaarlijks vele telefoongesprekken van benadeelde klanten met de verschillende

energieleveranciers en/of distributienetbeheerders. Deze gesprekken worden opgevangen in het call center. Eventueel is vervolgens een tweede-lijns afhandeling door het back-office nodig om de problemen te herstellen. In het referentie-alternatief zal dit aantal telefoongesprekken sterk teruglopen vanwege de gemaakte overgang naar slimme meters.

In de transitiefase wordt rekening gehouden met een lichte verhoging van het aantal gesprekken (vragen tijdens de transitie). De kosten hiervan zijn gebaseerd op een initiële verhoging van het aantal afhandelingen in de call-centers van de energieleveranciers voor de gehele Vlaamse markt onderverdeeld naar ratio in gas- en elektriciteitsaansluitingen. De baten worden pas na de transitie van 5 jaar meegenomen in de analyse; deze zijn het resultaat van de afname van switch-, verhuis- en/of meterstand-vragen. In zowel de kosten als baten zit de gespreksduur alsmede de administratieve afhandeling daarvan. De eventuele baten van het op afstand kunnen aanpassen van de aansluitingen (in- en uitschakelen, verplaatsingen etcetera) worden in KB11 al meegenomen. In het model kan een deel van gesprekken worden toegewezen aan de netbeheerder. Vooralsnog is hiervoor 0% aangenomen omdat in principe alle aanvragen (i.v.m. de factuur) via de leverancier dienen te lopen en omdat deze al in KB12 onder kosten t.b.v. het call center zijn opgenomen. Het percentage kan echter worden aangepast.

KB20 – Verschuiving verbruik door vraagresponse

Door vraagresponse (terugkoppeling van het energieverbruik en aanbieder van gedifferentieerde tarieven) verschuift de consument zijn elektriciteitsverbruik van piektijden naar daltijden. De verschuiving van elektriciteitsverbruik wordt gebaseerd op een percentage van het piekverbruik dat verschuift naar dalverbruik. Dit percentage hangt verder nog af van het totaal aantal mensen dat gebruik zal gaan maken van een dergelijk gedifferentieerd tarief als de slimme meter operationeel wordt. In de uitgangspositie wordt er gerekend met het huidige percentage verbruikers van piek- en dalstroom. Dit is een onderschatting, want met 100% slimme meter kan iedereen van het daltarief gebruik maken. Zowel het percentage piek- en dalstroom verbruikers, als het percentage verschuiving, zal in de gevoeligheidsanalyse (tornadodiagram) worden meegenomen. Het verschil in tarief tussen piek en dal wordt in het model weergegeven, en wordt als baat aan de afnemers toegekend. In het referentie-alternatief wordt rekening gehouden met een situatie waarbij voor de energieleverancier de marge op piekuren en de marge op daluren gelijk zijn aan elkaar. Het model heeft de mogelijkheid om een percentage van de totale baat voor de afnemers toe te kennen aan de energieleveranciers als deze marges *niet* aan elkaar gelijk zijn. Aangenomen wordt dat de verschuiving van piek naar dal 2,5% is (2,5% van het verbruik wordt dus verschoven naar de daluren). Deze inschatting geldt enkel voor de verbruikers die piek- en dalmogelijkheid hebben.

KB21 – Snellere detectie van fraude (stroomdiefstal)

Uit recente publiciteit is gebleken dat elke afnemer van elektriciteit jaarlijks meebetaalt om de kosten op te vangen die fraude met energiemeters (bijvoorbeeld t.b.v. hennepeteelt) met zich

meebrengt. Als in Vlaanderen op grote schaal slimme meters worden ingevoerd is op veel eenvoudigere wijze na te gaan op welke lokatie (op wijk- of onderstationsniveau) de diefstal plaatsvindt. Dit zal leiden tot minder gevallen van fraude. Aangenomen wordt dat in het geval dat alle afnemers in Vlaanderen zijn voorzien van een slimme meter, de fraude kan worden zijn verminderd. De kosten die deze fraude met zich meebrengt worden nu naar evenredigheid betaald door de verbruikers van elektriciteit. In het model is fraudedetectie gebaseerd op een reductie van 2,0% naar 0,5% (75% reductie). De bijbehorende baat is berekend door de hoeveelheid elektriciteit te nemen die via fraude wordt verbruikt te vermenigvuldigen met de gemiddelde verkoopprijs. Naast baten zijn er ook kosten voor het installeren en de exploitatie van extra meters ten behoeve van fraudedetectie. Onder de exploitatiekosten vallen ook energieverbruik van de meter, onderhoud en de kosten voor het afhandelen van fraudedossiers. Bij het projectalternatief "100% GPRS" wordt maar 2/3 van de kosten en baten van KB21 meegenomen, omdat fraude met GPRS lastiger is op te sporen dan wanneer men gebruik maakt van PLC. Met behulp van PLC is eenvoudiger vast te stellen op welke kabel welke aansluiting zit, zodoende is fraude makkelijker op te sporen.

KB22 – Effectievere aanpak wanbetalers door slimme meter

Door de mogelijkheid om op afstand afnemers af te schakelen, kan eenvoudiger ingegrepen worden als er sprake is van een betalingsachterstand. Het verbruik kan 'geknepen' worden om de bewoners te stimuleren hun rekening te betalen, of de woning kan zelfs geheel afgeschakeld worden. Vermeden kosten zijn de incassokosten, de rente op te laat betaalde rekeningen en oninbare rekeningen voor elektriciteit die wel geleverd is. Aangenomen is (schattingen leveranciers in Vlaanderen) dat door een effectievere aanpak o.a. jaarlijks 50 FTE (à 75.000 Euro/FTE) en € 1,70 per afnemer kan worden uitgespaard. Opgemerkt wordt overigens dat de regelgeving wél moet worden aangepast om dit afschakelen mogelijk te maken. Om achterstanden te vermijden kan overigens ook gebruik gemaakt worden van prepayment-meters; dit kan zónder dat de regelgeving aangepast hoeft te worden!

4.1.3 **Parameters**

In de berekeningen met het referentie-alternatief is verder een aantal generieke parameterwaarden gebruikt om de projectwaarde te kwantificeren. De effecten van de onzekerheden worden in de gevoeligheidsanalyse onderzocht door de minimale en maximale variatie op de parameters door te rekenen. De gebruikte parameterwaarden met hun onzekerheden staan weergegeven in Tabel 4.3. Merk op dat de in het referentie-alternatief *in italic aangegeven* parameters niet in de gevoeligheidsanalyse zijn meegenomen.

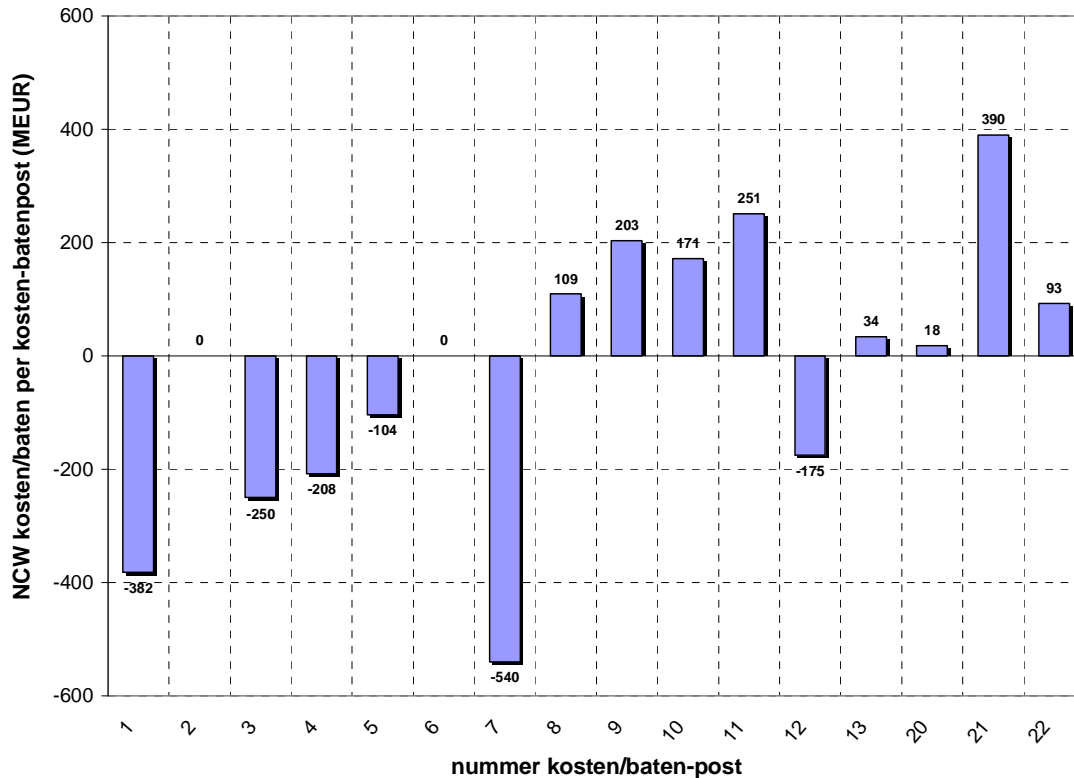
Tabel 4.3 Overzicht van generieke parameters in het model^(*).

Parameter	Waarde	Onzekerheid	
		min	max
<i>Duur transitietraject (jaar)</i>	5	4	10
Rentevoet	5,40%	5,16%	7%
<i>Projectduur NCW-berekening (jaar)</i>	20	15	25
Percentage piek/dal-verbruikers	46%	0%	100%
Slimme E-meter hardware (per afnemer)	€ 66,10	€ 6000	€ 70,00
Exploitatiekost slimme E-meter (per jaar per afnemer)	€ 2,20	€ 2,00	€ 3,00
Installatie E-meter en communicatiemodule (per afnemer)	€ 64,00	€ 60,00	€ 70,00
<i>In-home display (per afnemer)</i>	€ 57,50	€ 55,00	€ 60,00
<i>Extra besparing E door in-home display (%)</i>	1,00%	0,50%	1,50%
<i>Extra besparing G door in-home display (%)</i>	1,50%	1,00%	2,00%
Slimme G-meter hardware (per afnemer)	€ 87,50	€ 8000	€ 100,00
Exploitatiekost slimme G-meter (per jaar per afnemer)	€ 2,20	€ 1,00	€ 5,00
Installatie G-meter (per afnemer)	€ 54,00	€ 38,00	€ 70,00
PLC modem hardware (per afnemer)	€ 25,00	€ 15,00	€ 35,00
Exploitatiekost PLC (per jaar per afnemer)	€ 2,50	€ 0,50	€ 3,00
GPRS-abonnement (per jaar per afnemer)	€ 9,00	€ 6,75	€ 12,00
GPRS-modem (per afnemer)	€ 61,50	€ 50,00	€ 75,00
Exploitatie GPRS/Ethernet-modem (per jaar per afnemer)	€ 1,00	€ 0,50	€ 2,00
<i>Internet-abonnement (per jaar per afnemer)</i>	€ 10,00	€ 5,00	€ 15,00
<i>Internet-modem (per afnemer)</i>	€ 50,00	€ 40,00	€ 60,00
Investering datasystemen (MEUR)	41,90	35,00	50,00
Levenduur datacollectie/management/CH (jaar)	5	3	7
Aantal FTE meter operations (FTE/jaar)	40	35	45
Operationele kost applicatie terugkoppeling (MEUR/jaar)	2,00	1,50	2,30
Besparing op E door terugkoppeling (%)	1,50%	1,00%	2,00%
Besparing op G door terugkoppeling (%)	1,50%	1,00%	2,00%
Aantal FTE voor roll-out (FTE/jaar)	100	50	200
Aantal FTE voor voorbereidingsfase (FTE)	250	200	300
Communicatiekosten VREG roll-out (MEUR/jaar)	0,75	0,40	1,20
Aantal FTE communicatie CC netbeheerder roll-out (FTE/jaar)	40	35	45
Verschuiving bij piek/dal verbruikers (P->D) (%)	2,50%	1,00%	6,00%
Reductie fraude door slimme meters E (%)	75%	65%	85%
Percentage Fraude E (%)	2,00%	1,50%	2,50%

(*) In het referentie-alternatief worden *de in italic aangegeven* parameters niet in de gevoeligheidsanalyse meegenomen.

4.2 Resultaten van het referentie-alternatief

In deze paragraaf worden de belangrijkste berekeningsresultaten met het referentie-alternatief besproken aan de hand van enkele figuren. Figuur 4.1 geeft de netto contante waarde (NCW) per kosten-batenpost (KB-post) weer. De KB-nummers refereren aan de beschrijving in Paragraaf 4.1.2.



Figuur 4.1 Overzicht bijdrage per kosten-batenpost.

Uit Figuur 4.1 blijkt dat de kosten worden gemaakt in het transitietraject (KB1 t/m KB7) en dat verder KB12 (project roll-out kosten) een flinke bijdrage levert aan de kosten. De grootste bijdrage wordt geleverd door KB7; dit betreft het inrichten van datasystemen voor onder andere datacollectie en datamanagement. KB2 (aanschaf display door afnemers) en KB6 (inrichten data-infrastructuur via ADSL of kabel) leveren geen bijdrage omdat deze buiten beschouwing zijn gelaten in het referentie-alternatief; het gaat hier om een optionele functionaliteit en individuele keuze per afnemer. Opvallend is ook dat KB5 (communicatie via GPRS) een *relatief* hoge bijdrage aan de kosten levert, terwijl deze post maar voor 20% is meegenomen in het referentie-alternatief. De jaarlijkse communicatiekosten zijn in dit geval bepalend. De onzekerheid daarin is overigens groot.

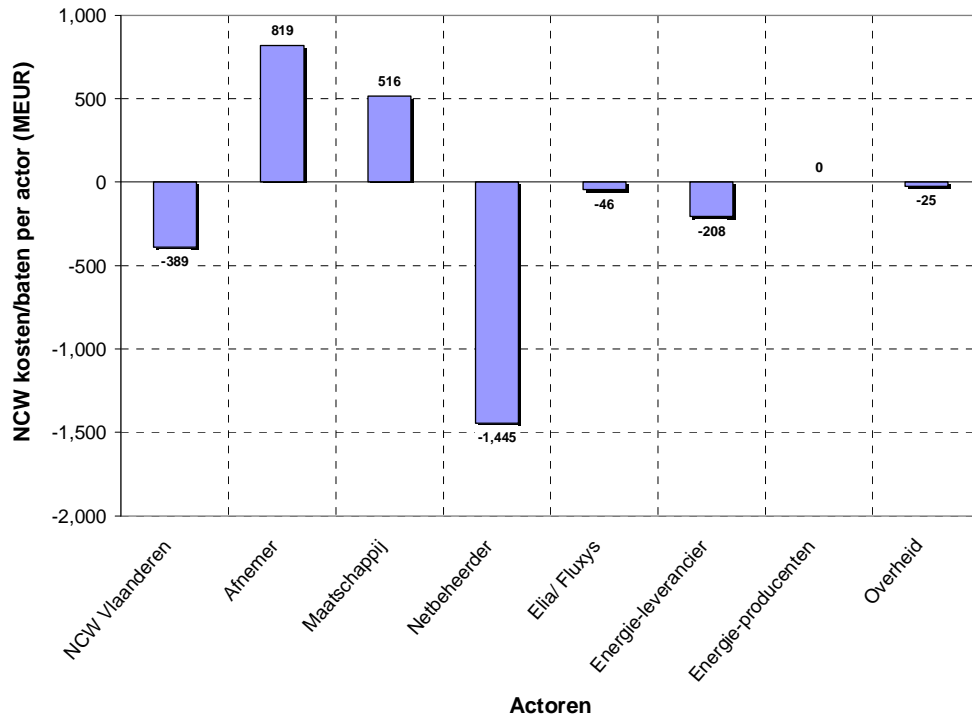
De opbrengsten liggen onder meer in de besparing ten behoeve van het allocatie-, reconciliatie- en balancing-proces (KB8), op de kosten voor de fysieke meteropname (KB11), en op de effectievere aanpak van wanbetalers (KB22). Ook het zuiniger gedrag van energieverbruikers (KB9 en KB10) doordat zij informatie over hun energieverbruik teruggekoppeld krijgen, levert een positieve bijdrage, evenals de call center kosten (KB13). De grootste bijdrage wordt geleverd door een snellere detectie van fraude (KB21).

De netto contante waarde van het gehele project met het gedefinieerde referentie-alternatief komt negatief uit op -389 miljoen Euro. De baten liggen zoals gezegd bij de afnemers en bij de maatschappij; de kosten bij de invoerende bedrijven.

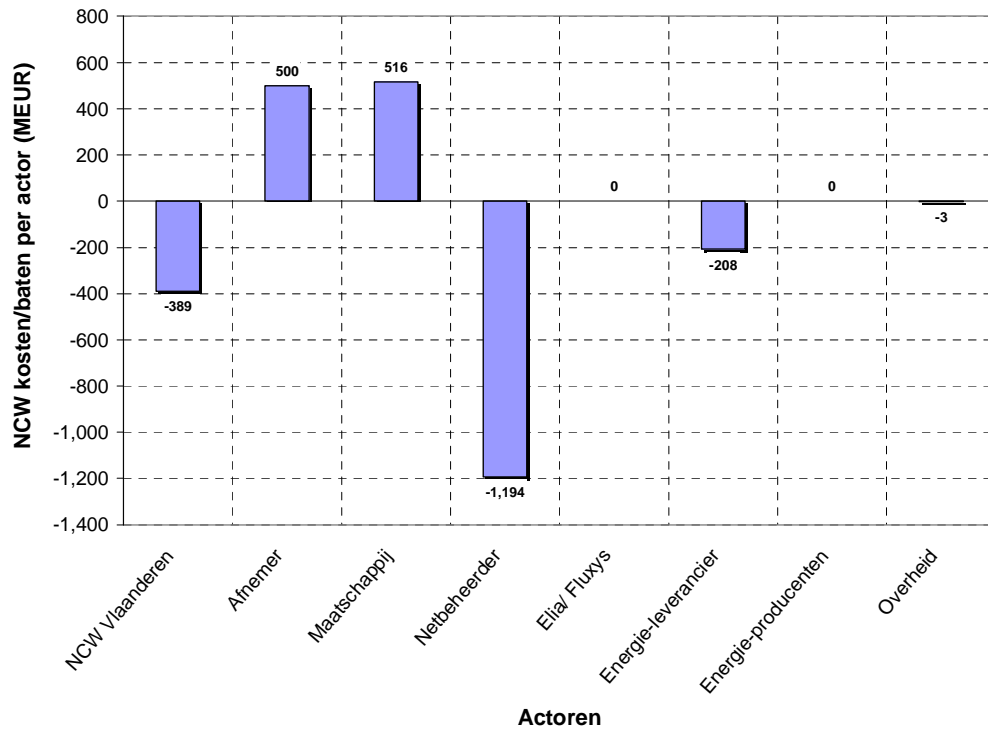
De verdeling van de kosten over de actoren is weergegeven in Figuur 4.2. Het eerste 'staafje' met het label 'Vlaanderen' staat hier voor het totale projectresultaat van het referentie-alternatief (-389 miljoen Euro). Hieruit blijkt dat uitsluitend de afnemers en de maatschappij profiteren van de invoering van slimme meters in Vlaanderen. Het overgrote deel wordt gerealiseerd door besparing op het energieverbruik. In dit referentie-alternatief moeten de overige marktpartijen betalen. Voor de netbeheerder zijn dit vooral de investeringen in de infrastructuur (meters, datacentra, ICT-kosten, enzovoorts). verder zijn dit voornamelijk gedeerde inkomsten omdat de consument ten gevolge van de slimme meter energie bespaart. De leverancier en de netbeheerders krijgen hierdoor minder inkomsten en de overheid derft energiebelasting.

Het beeld verandert indien de overheid en de netbedrijven de gedeerde inkomsten via tarief- of belastingverhogingen 'terughalen'. Dit is een variatie op het referentie-alternatief. De effecten van dergelijke terugkoppelingen zijn weergegeven in Figuur 4.3. Elia en Fluxys, en de distributienetbeheerders derven geen inkomsten. De netbeheerders hebben wél de kosten voor de infrastructuur. De maatschappij ziet milieubaten omdat aan de door de afnemers bespaarde energie ook een vermindering van de CO₂-uitstoot gekoppeld is.

Hierbij dient nogmaals vermeld te worden dat deze maatschappelijke kosten-batenanalyse niet vergelijkbaar is met een studie door een individuele marktpartij. In deze studie wordt de situatie voor de Vlaamse maatschappij beschouwd en alleen gekeken naar kosten en baten die verschillen van de nulsituatie.



Figuur 4.2 Overzicht verdeling kosten en baten per actor.



Figuur 4.3 Overzicht verdeling kosten en baten per actor met terugkoppeling.

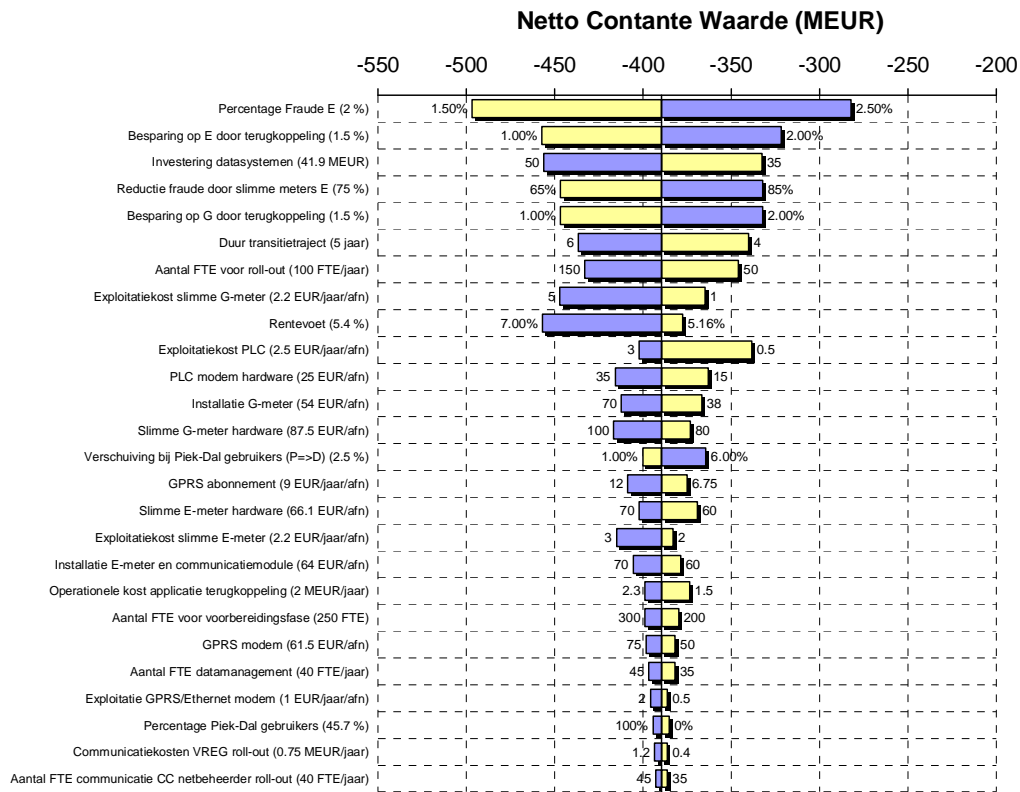
4.3 Gevoeligheidsanalyse van het referentie-alternatief

Belangrijk is om te realiseren dat het resultaat van het referentie-alternatief sterk afhangt van de aannamen voor de waarden van een groot aantal parameters. Uit de gevoeligheidsanalyse blijkt welke parameters het meest onzeker zijn en/of de grootste invloed hebben op het financiële resultaat. Voor iedere parameter is de gemiddelde waarde, een maximale waarde en een minimale waarde aangenomen zoals gesteld in Tabel 4.3 en is de resulterende netto contante waarde berekend. De resultaten van de gevoeligheidsanalyse van het referentie-alternatief staan gepresenteerd in Figuur 4.4.

Uit het tornadodiagram in Figuur 4.4 blijkt dat de besparingen op energieverbruik door terugkoppeling van het energieverbruik aan de klanten (creëren van *awareness*) van grote invloed is op de netto contante waarde van het referentie-alternatief. Deze parameter behoeft daarom meer onderzoek. Voor deze parameters is een voorzichtige schatting van 1,5% aangenomen. Indien de besparing toeneemt (naar bijvoorbeeld 4%) zal de netto contante waarde van het referentie-alternatief eveneens flink verbeteren. Er zijn al onderzoeken die in deze richting wijzen¹⁵. Een andere parameter die een flinke invloed heeft op het eindresultaat betreft de reductie van fraude. Een ander aspect dat flink bijdraagt betreft de investering in de data-systemen (KB7), het benodigde aantal FTE voor de roll-out en de levensduur van de data-systemen.

De abonnementskosten van draadloze communicatie (GPRS) zijn ook van invloed op het projectresultaat; opvallend is ook dat de exploitatiekosten van PLC (geraamd op € 2,50 per afnemer per jaar) eveneens een flinke bijdrage leveren. Voor beide is dit logisch omdat deze kosten jaarlijks terugkeren. Hetzelfde geldt voor de exploitatiekosten van de gas- en de elektriciteitsmeter (de laatste in iets mindere mate omdat de waarde minder onzeker is). De kosten en de levensduur van slimme meters zijn van minder grote invloed. De kosten van de installatie van de meters en de bijbehorende communicatieapparatuur weer wel.

Verder is gebleken dat de transitiesnelheid significante invloed heeft op de projectwaarde. Dit is logisch omdat bij een langere transitietijd er langer een beroep op bijvoorbeeld ingehuurde mankracht moet worden gedaan. Opvallend is dat het percentage piek-dal verbruikers en het percentage verschuiving van piek naar dal, maar weinig invloed hebben op de netto contante waarde.



Figuur 4.4 Resultaat gevoeligheidsanalyse voor het referentie-alternatief.

4.4 Resultaten van de projectalternatieven

In het financieel model is ook van varianten (projectalternatieven) op het referentie-alternatief de netto contante waarde van de invoering van slimme meters berekend. Ter indicatie is in Tabel 4.4 het resultaat van een aantal projectalternatieven samengevat.

Eerst is bekeken wat de invloed is van een landelijke roll-out (in vergelijking tot een regionale roll-out in Vlaanderen). De uitbreiding naar heel België beperkt zich echter tot het aanpassen van het aantal te installeren meters (op basis van het totaal aantal toegangspunten in België). Er is geen kwalitatief onderzoek gedaan naar de situatie in de rest van België. De analyse van de uitbereiding naar heel België geeft een daling van de NCW van 199 miljoen Euro.

De communicatietechnologieën die in het rekenmodel kunnen worden gebruikt zijn: PLC, GPRS en Internet/kabel. In het model kunnen verschillende scenario's met steeds een andere mix van communicatietechnologieën worden doorgerekend. Een mix van drie verschillende technologieën lijkt een bijzonder dure optie vanwege de diversiteit, ondersteuning van communicatietechnologie en afname in synergetische voordelen. In een aantal projectalternatieven is bekeken of dat inderdaad het geval is. Gekozen is voor een

alternatief met 100% GPRS, een alternatief met 100% PLC en een alternatief met 80% PLC en 20% internet/kabel. Deze projectalternatieven zijn in Tabel 4.4 vergeleken met het referentiealternatief, nl. 80% PLC en 20% GPRS.

Het blijkt dat 100% GPRS-communicatie beduidend duurder is dan alle andere alternatieven, waardoor de netto contante waarde van het project zeer veel lager ligt. De onzekerheid van de kosten van GPRS-communicatie zijn echter hoog.

In het referentie-alternatief wordt aangenomen dat de meters ten minste éénmaal per dag worden uitgelezen. Het uitlezen zal geschieden op het meest voordelige moment van de dag (dat zal in veel gevallen gedurende de nacht zijn). In twee alternatieve scenario's is bekeken wat het effect is van *real-time* uitlezing. In het eerste scenario is daarbij uitgegaan van datacommunicatie via een combinatie van PLC en GPRS (80%/20%); in het tweede scenario is uitgegaan van datacommunicatie via GPRS (100%). Het verschil tussen dagelijkse en *real-time* of *near real-time* communicatie ligt vooral in de kosten van de GPRS-communicatie. De kosten voor GPRS-communicatie bij dagelijkse uitlezing (uitlezing gedurende de daluren) liggen op € 9,00 per jaar (per aansluiting). In een *real-time* situatie is dit minimaal € 38,00 per jaar (per aansluiting). Aangenomen is dat de kosten voor uitlezing via PLC in een dergelijke real-time situatie hetzelfde zijn als voor dagelijkse uitlezing. Dit is geen reële aanname omdat deze kosten aanzienlijk hoger kunnen zijn, maar omdat er geen betrouwbare schattingen voorhanden zijn is gerekend met de kosten voor PLC-communicatie bij dagelijkse uitlezing.

In de *real-time* scenarios wordt echter *géén rekening gehouden* met baten die daar tegenover staan. Mogelijke baten bij een dergelijk real-time scenario liggen op het vlak van het in- en uitschakelen op een veilige manier, pre-payment, power quality metingen, real-time behandeling van alarmen, aanpassing tarieven, aanpassing vermogens, mogelijkheden voor leveranciers met betrekking tot *forecasting* en *balancing*, de introductie van hernieuwbare energiebronnen op kleinschalig niveau (lokale opwek), enzovoorts. Het is voornamelijk echter zeer lastig om op een kwantitatieve manier de baten van de real-time optie te beschrijven. Schattingen lopen te ver uiteen; ook de benaderde marktpartijen (WT4) konden hierover geen uitsluitsel geven. Real-time uitlezing is echter wel een zeer belangrijke functie naar de toekomst toe: geen *smart grid* zonder real-time uitlezing. Meer informatie over dergelijke real-time uitlezing is te vinden onder bijlage F¹⁶.

In het scenario met een combinatie van PLC en GPRS (80%/20%) daalt de NCW naar -575 miljoen Euro. In het scenario met 100% real-time GPRS daalt de NCW naar -1655 miljoen Euro. Vermeld moet worden dat de werkelijke waarde hoger of lager zal kunnen liggen, omdat met een flink aantal kostenposten geen rekening is gehouden (lees: kon worden gehouden), zoals de toename in de kosten voor datasystemen. Aan de andere kant zijn ook allerlei voordelen van een dergelijk systeem, zoals power quality metingen waardoor een betrouwbaarder netontwerp en een efficiënter gebruik van de netten mogelijk zijn en wellicht

investeringen ten behoeve van netuitbreidingen kunnen worden uitgesteld, met real-time uitlezing niet meegenomen.

Ten slotte is nog bekeken wat de invloed is van een display in de woning, zoals beschreven in Paragraaf 4.1.2. De aanname is dat een grotere energiebesparing mogelijk is indien een in-home display wordt toegepast. Gebleken is dat er een behoorlijke invloed is van het *in-home* display. Onder de genoemde aannamen blijkt dat de netto-contante projectwaarde met 135 miljoen Euro toeneemt bij gebruik van een dergelijk display.

Tabel 4.4 Invloed projectalternatieven op netto contante waarde.

Projectalternatief	Scenario's	NCW
<i>Regionale roll-out</i>		
	Alleen Vlaanderen ^(*)	-389 MEUR
	Heel België	-588 MEUR
<i>Type data-infrastructuur</i>		
	80% PLC, 20% GPRS, 0% internet ^(*)	-389 MEUR
	alleen PLC	-337 MEUR
	alleen GPRS	-729 MEUR
	80% PLC, 0% GPRS, 20% internet	-388 MEUR
<i>Real-time / near real-time</i>		
	Datacollectie één maal per dag ^(*)	-389 MEUR
	Datacollectie <i>real-time</i> 80% PLC, 20% GPRS	-575 MEUR
	Datacollectie <i>real-time</i> 100% GPRS	-1655 MEUR
<i>Aanname display voor terugkoppeling energiebesparing</i>		
	Geen display in woonkamer ^(*)	-389 MEUR
	Wel display in woonkamer	-254 MEUR

^(*) Dit is het referentie-alternatief.

5 CONCLUSIES EN AANBEVELINGEN

5.1 Conclusies

Het onderhavige rapport doet verslag van een in samenwerking met KEMA uitgevoerde kosten-batenanalyse naar de financiële haalbaarheid van de invoering van slimme meters in Vlaanderen. Doelstelling van de kosten-batenanalyse was het verkrijgen van inzicht in de kosten en baten van de grootschalige introductie van een slimme meetinfrastructuur voor gas- en elektriciteitsverbruik bij afnemers in Vlaanderen. Belangrijk aspect van het project was dat de kosten-batenanalyse transparant is en aansluit bij de praktijk van de betrokken marktpartijen (zie ook paragraaf 2.5 'Gegevensbasis').

Dit project geeft inzicht in de mogelijke kosten- en batenposten bij de grootschalige introductie van een slimme meetinfrastructuur voor gas- en elektriciteitsverbruik bij afnemers in Vlaanderen. Met behulp van een financieel model ten behoeve van dit transitietraject zijn de diverse kosten- en batenposten gekwantificeerd. Het model is voldoende flexibel en robuust om ten behoeve van beleidsadvies andere kosten of baten toe te voegen of parameters te variëren. Met behulp van het financieel model kunnen de totale, netto contant gemaakte, kosten en baten per actor (marktpartij), per categorie (bv. energiebesparing) en per kosten-batenpost bepaald worden. Hierdoor kan de discussie over dit veelomvattende onderwerp gestructureerd en geobjectiveerd worden.

Het proces om kosten- en batenposten te definiëren (via een longlist en een kwalitatieve analyse naar een shortlist) heeft geleid tot een 16-tal verschillende kosten- en batenposten die als input hebben gediend voor het financieel model. In dit model is een berekening geïmplementeerd van de netto-contante-waarde (NCW) van deze kosten- en batenposten.

De kosten-batenanalyse is uitgevoerd door uit te gaan van een *nulalternatief* en een of meer *projectalternatieven*:

- Het *nulalternatief* is de huidige situatie waar bij slechts een verwaarloosbaar klein aantal energieverbruikers gebruik maakt van een meetinfrastructuur met telegelezen meters voor het gas- en elektriciteitsverbruik en waarin in de toekomst ook geen significante verandering wordt voorzien. Dit wil zeggen: oude meters kunnen weliswaar vervangen worden door nieuwe elektronische meters, maar dit gebeurt niet op grote schaal, en de implementatie van slimme meters kan derhalve voor deze groep verwaarloosd worden;
- In het *projectalternatief* zijn, na een zekere transitiefase, alle energieverbruikers uit de in het scenario gekozen groep, aangesloten op een meetinfrastructuur met slimme meters voor het gas- en elektriciteitsverbruik en krijgen ze minimaal één maal per kwartaal (of bij internettoegang dagelijks) terugkoppeling over hun verbruik.

In dit rapport zijn verschillende projectalternatieven aan bod gekomen, waaronder een *referentiealternatief*. Het referentie-alternatief is het projectalternatief dat op voorhand als meest realistisch wordt beschouwd. Het referentie-alternatief bevat keuzes die leiden tot een invoeringsscenario waarin alle kosten- en batenposten op een redelijke manier vertegenwoordigd zijn. Hierin wordt onder andere gerekend met (een mix van) verschillende communicatie-infrastructuren (80% PLC en 20% GPRS). Eventuele gedeelde inkomsten (bijvoorbeeld minder inkomsten voor de overheid uit energiebelasting door energiebesparing als gevolg van slimme meters) kunnen in het referentie-alternatief bij de consument worden teruggehaald.

Met het opgestelde financieel model is inzicht verkregen in de kosten en baten van de groot-schalige introductie van een slimme meetinfrastructuur voor gas- en elektriciteitsverbruik. Maatschappelijk gezien lijkt er een *negatieve* business case te bestaan. De netto contante waarde van het referentie-alternatief *komt namelijk negatief uit op -389 miljoen Euro*.

Uit de berekeningen met het referentie-alternatief blijkt dat de kosten voornamelijk worden gemaakt in het transitietraject (KB1 t/m KB7) en dat verder KB12 (project roll-out kosten) een flinke bijdrage levert aan de kosten. De grootste bijdrage wordt geleverd door KB7; dit betreft het inrichten van datasystemen voor onder andere datacollectie en datamanagement. In het referentie-alternatief is het opvallend dat KB5 (communicatie via GPRS) een *relatief* hoge bijdrage aan de kosten levert, terwijl deze post maar voor 20% is meegenomen.

De opbrengsten liggen onder meer in de besparing ten behoeve van het allocatie-, reconciliatie- en balancing-proces (KB8), op de kosten voor de fysieke meteropname (KB11), en op de effectievere aanpak van wanbetalers (KB22). Ook het zuiniger gedrag van energieverbruikers (KB9 en KB10) doordat zij informatie over hun energieverbruik teruggekoppeld krijgen, levert een positieve bijdrage evenals de call center kosten (KB13). De grootste bijdrage wordt geleverd door een snellere detectie van fraude (KB21).

Uit het referentie-alternatief blijkt dat uitsluitend afnemers (en de maatschappij) profiteren van de invoering van slimme meters in Vlaanderen, door besparing op het energieverbruik. De overige marktpartijen derven inkomsten uit bijvoorbeeld energieverkoop of belastingopbrengsten of maken meer kosten voor de invoering van slimme meters dan dat daar opbrengsten tegenover staan. Het is altijd een goede vraag hoe om moet worden gegaan met dergelijke *split incentives*: investeringen die door één partij gedaan worden en waarvan de baten ook bij andere partijen terecht komen.

Belangrijk is om te realiseren dat het financiële resultaat sterk afhangt van de aannamen voor de waarden van de parameters in het model. De gebruikte parameters kennen ieder een eigen onzekerheid. Om de effecten van onzekerheden in de gebruikte parameters nader te onderzoeken, is een *gevoeligheidsanalyse* opgenomen in het model. Uit de gevoeligheidsanalyse blijkt welke parameters de grootste invloed hebben op het financiële resultaat. Dit kan aandachtspunten opleveren voor beleidsmatige ondersteuning. Bij het referentie-

alternatief blijkt dat de besparingen op energieverbruik door terugkoppeling van het energieverbruik aan de klanten (creëren van *awareness*) van grote invloed is op de netto contante waarde van het referentie-alternatief. Deze parameter heeft daarom meer onderzoek. Voor deze parameter is een voorzichtige schatting van 1,5% aangenomen. Indien de besparing toeneemt (naar bijvoorbeeld 4%) zal de netto contante waarde van het referentie-alternatief eveneens flink verbeteren. Een andere gevoelige parameter die een flinke invloed heeft op het eindresultaat is de reductie van fraude. Ook de investering in data-systemen (KB7), het benodigde aantal FTE voor de roll-out en de levensduur van de data-systemen dragen hieraan flink bij. Deze parameters behoeven dan ook nader onderzoek.

Uit de doorgerekende projectalternatieven is gebleken dat het gebruik van *in-home displays* het projectresultaat aanzienlijk verbetert. Ook is bekeken wat effect zou zijn van een landelijke uitrol (voor heel België). Gebleken is dat deze eveneens negatief is. Wel moet opgemerkt worden dat hiervoor slechts het totale aantal afnemers is gevarieerd en dat andere parameters niet in beschouwing zijn genomen. Het resultaat is een logisch gevolg van de toename van het aantal huishoudens. Tot slot is nog bekeken wat de invloed is van zogeheten *real-time scenario's* (waarbij de overdracht van meetdata continu is). Het projectresultaat blijkt hierdoor behoorlijk te verslechteren (naar -1655 miljoen Euro) voor een situatie met 100% GPRS. Belangrijkste oorzaak hiervoor zijn de flink gestegen (en jaarlijks terugkerende kosten) voor communicatie. Daar staat tegenover dat in de *real-time* scenarios *géén rekening gehouden* wordt met de mogelijke baten, omdat deze moeilijk te kwantificeren zijn. Real-time uitlezing is echter wel een zeer belangrijke functie naar de toekomst toe: geen *smart grid* zonder real-time uitlezing. Het verdient dan ook de aanbeveling om dit onderdeel nader te analyseren.

5.2 Aanbevelingen

In dit project is een (maatschappelijke) kosten-batenanalyse uitgevoerd naar de grootschalige introductie van een slimme meetinfrastructuur voor gas- en elektriciteitsverbruik bij afnemers in Vlaanderen. In de inleiding van dit rapport (Paragraaf 1.3) is al vermeld dat de studie een beperkte omvang heeft gehad en dat daardoor niet alle kosten- en batenposten *uitputtend* konden worden onderzocht. Ook is aangegeven dat het gebruikte rekenmodel een *model van de werkelijkheid* is en niet de werkelijkheid zélf en dat daarom de resultaten van altijd dienen te worden beschouwd *in samenhang met alle aannames* die zijn gedaan. Een aantal van de gemaakte aannames verdienen nadere aanscherping. Het gaat hierbij onder meer om:

- Betere definitie nulsituatie: in dit project is uitgegaan van een statische nulsituatie, dit is wellicht een te beperkte inschatting van de ontwikkeling waardoor de projectresultaten kunnen afwijken van de werkelijkheid.
- Percentage energiebesparing door terugkoppeling van het energieverbruik aan de afnemers: in dit project is uitgegaan dat hiervoor 1,5% mogelijk is. In de Nederlandse studie² is met een veel grotere besparing rekening gehouden (4% voor elektriciteit en 2% voor gas). In een studie in Finland¹⁵ is een percentage van 7% gevonden. Nader onderzoek moet uitwijzen wat hiervoor in Vlaanderen een juiste waarde is. Als deze waarde bekend is kan deze in het model eenvoudig ingevoerd worden.
- De kosten voor het inrichten van datacentra en voor de initiële project roll-out kosten zijn geschat, onder meer met op basis van de informatie van enkele van Vlaamse marktpartijen. Deze kosten verdienen eveneens een nadere beschouwing.
- Aangezien de detectie van fraude een grote rol speelt in het projectresultaat verdient het ook aanbeveling om meer exacte gegevens hierover te achterhalen.
- Ook de kosten die zijn ontstaan door veroudering van meterkasten dienen te worden onderzocht. Deze zijn in deze studie niet meegenomen, omdat het niet reëel is om de hiervoor gemaakte kosten geheel toe te schrijven aan de introductie van de slimme meter. Aan de andere kant moeten de kosten wél gemaakt worden. Daarnaast zullen er mogelijk nog kosten worden gemaakt bij aansluitingen waar de hoofdschakelaar zich vóór de meter bevindt. Ook deze kosten verdienen een nadere beschouwing.
- In deze studie is een zogeheten *real-time* scenario (ten opzichte van een scenario met dagelijkse uitlezing) beschouwd onder de aanname dat alleen de kosten voor communicatie hoger worden. Dit is niet reëel. Ook de kosten voor de apparatuur en voor dataopslag zullen hoger worden. Aan de andere kant staan hier bepaalde voordelen tegenover. Bij een dergelijk real-time scenario is het immers mogelijk om veel nauwkeuriger dan nu het geval is het elektriciteits- en gasnetwerk te kunnen *monitoren*. Deze voordelen zijn wel benoemd, maar niet kwantitatief uitgewerkt. Hier is meer input nodig van de verschillende netbeheerders in Vlaanderen.

BIJLAGE A KOSTEN- EN BATENBLADEN

In Tabel 2.1 staan de 16 kosten- en batenposten weergegeven die in het financieel model zijn gekwantificeerd. In deze bijlage is een uitgebreide omschrijving per kosten- en batenpost opgenomen.

Voor iedere kosten-batenpost is een apart blad in het model opgenomen. In dit blad staat

- een korte inhoudelijke toelichting;
- een beschrijving van de relevante parameters;
- tot welke categorie deze post hoort;
- welke actoren (netbeheerder, energieleverancier, enz.) betrokken zijn;
- wat de kosten en baten (netto contant gemaakt) per actor voor deze post zijn.

Op deze manier kunnen de totale kosten en baten per actor, per waardecategorie en per kosten- en batenpost bepaald worden. Gele en paarse vlakken in het blad geven aan dat de waarde in het model aangepast kan worden. Deze worden echter niet in de gevoeligheidsanalyse meegenomen.

Hierna volgen de 16 gekwantificeerde kosten- en batenbladen.

7/15/2008, 9:09 AM

1 van 16

Model \VREG v5.0.xls, KB1

KB1		Aanschaf en installatie slimme elektriciteitsmeters			
waardecategorie	▲	4	transitiestap		
	▼	1	Afnemer 0.00 MEUR		
	▲	3	Netbeheerder -430.77 MEUR		
toekenning kosten/baten	▲	3	Netbeheerder -102.17 MEUR		
	▲	3	Netbeheerder 151.19 MEUR		
	▼	0	nvt MEUR		
	▼	0	nvt MEUR		
omschrijving kosten/baten					
<p>In dit kostenbatenblad staan de kosten en baten die te maken hebben met de slimme elektriciteitsmeter, zoals in elk KB-blad staan onder de titel: 'benodigde numerieke informatie' aan de linker kant de invoerparameters met betrekking tot de kosten en aan de rechterkant de invoerparameters met betrekking tot de baten. De geel gearceerde vlakken zijn invulvlakken, dwz parameters die handmatig in het huidige KB-blad kunnen worden aangepast. De niet gearceerde vlakken (wit) zijn invoerparameters die ergens anders zijn ingevoerd, in de meeste gevallen kunnen deze getallen worden aangepast in tab-blad 'PARS' van de gevoeligheidsanalyse. Deze variabelen worden dus in de gevoeligheidsanalyse meegenomen. Onder het kopje 'berekeningen' staan bovendien alle eventuele tussen(links)- en eind-berekeningen(rechts) weergegeven. De installatiekosten van de E-meter zijn gecombineerd met de kosten van het gelijktijdig installeren van de communicatiemodule, de keuze voor de module is afhankelijk van het gekozen scenario. Deze post heeft dus in principe een link met KB4, 5 of 6. Bovendien is het belangrijk te beseffen dat in tegenstelling tot gas iedereen een elektriciteit aansluiting heeft</p> <p>(uitzonderingen daar gelaten), dat is ook de reden dat de installatie met de communicatiemodule hieraan gekoppeld is. In de installatiekosten zitten alle kosten vervat (verplaatsingskosten, binnenkomen, afspraken maken en loon monteur etc). In de post exploitatiekosten van de slimme E-meter zitten alle kosten voor het oplossen van storingen die niet tot gevolg hebben dat de desbetreffende meter moet vervangen worden (dit wordt meegenomen in de basisassumptie 1% uitval). Dit kan een firmware update van afstand zijn maar ook een bezoek van een monteur om een kleine storing te verhelpen. Het bedrag is een gemiddelde berekend over alle afnemers die een slimme E-meter gebruiken. Daarnaast is er ook, op basis van het verwachte energieverbruik van de slimme E-meter een jaarlijkse kost opgenomen. Aan de batenkant staan de vermeden kosten voor de aanschaf en vervanging van Ferraris- (voor plaatsing worden dezelfde installatiekosten berekend als het vervangen van een E-meter) en E-Budgetmeters. Voor Ferraris meters is dat ongeveer 0.92% en voor E-Budgetmeters is dat ongeveer 0.5%.</p> <p>Voor de vermeden exploitatiekosten van de budgetmeters geldt dat deze worden berekend over de jaarlijkse hoeveelheid nieuw te plaatsen budgetmeters [a]. Alle baten en kosten uit KB1 stijgen bovendien mee als het aantal aansluitingen groeit. Verder kan er nog een kost voor gedeerde tijd voor een afnemer worden toegevoegd, door een waarde in het gele vlak te plaatsen bij [b].</p>					
benodigde numeriek informatie					
omschrijving kost	waarde	eenheid	omschrijving baat	waarde	eenheid
Extra gedeerde tijd huishouden (wachten e.d.) [b]	0.00	uur	Aanschaf Ferraris meter	35.00	EUR/stuk
Exploitatiekosten slimme E-meter jaarlijks	2.20	EUR/afn	Plaatsen Ferraris meter	64.00	EUR/afn
Energieverbruik slimme E-meter jaarlijks	1.00	EUR/afn	Exploitatie Ferraris meter per vervangen meter	24.42	EUR
Installatiekosten E meter + communicatiemodule	64.00	EUR/afn	Aanschaf E-Budgetmeter	250.00	EUR/stuk
Hardware kosten slimme E-meter	66.10	EUR/afn	Plaatsen E-Budgetmeter	100.00	EUR/stuk
			Exploitatie E-Budgetmeter per aangeschafte meter [a]	1.78	EUR
referenties/literatuur					
1	Cijfers van Vlaamse DNB's				
2	Cijfers van Europese meterleveranciers (Actaris, Echelon, Iskra, Sagem, IBM)				
3	Cijfers van Nederlandse DNB's				
4					
5					
6					
berekeningen					
tussen-berekening	waarde	eenheid	eind-berekening	waarde	eenheid
Totale kosten plaatsen en expl. Ferraris meter	123.42	EUR/afn	Vermeden kost Ferraris meters	75.13	MEUR
Totale kosten plaatsing slimme E-meter	130.10	EUR/afn	Tot. kost slimme E-meters (HW+installatie)	428.11	MEUR
Totale kosten plaatsing en expl. E-BM	351.78	EUR/afn	Verschrotings kosten Ferraris(+BM) meters	2.66	MEUR
Exploitatie en energieverbruik slimme E-meter jrl.	3.20	EUR/afn	Kosten gedeerde tijd afnemers	0.00	MEUR
Gedeerde kosten afnemer per plaatsing	-	EUR	Vermeden kost E-Budget meters	76.07	MEUR
			Tot. expl. kost en energieverbr.slimme E-meter	102.17	MEUR
			Toename vastrecht slimme meters	0.00	MEUR

7/15/2008, 9:09 AM

2 van 16

Model VREG v5.0.xls, KB2

KB2		Aanschaf display t.b.v. online uitlezing meters in huiskamer	
waardecategorie	▲	4	transitiestap
	▼	1	Afnemer -170.85 MEUR
	▼	5	Energie-leverancier 0.00 MEUR
	▼	1	Afnemer 647.38 MEUR
	▼	5	Energie-leverancier -173.11 MEUR
toekenning kosten/baten	▼	6	Energie-producenten 0.00 MEUR
	▼	2	Maatschappij 69.31 MEUR
	▼	3	Netbeheerder -182.35 MEUR
	▼	4	Elia/ Fluxys -37.21 MEUR
	▼	7	Overheid -17.26 MEUR
omschrijving kosten/baten			
Tegelijkertijd met de installatie van de slimme elektriciteitsmeter wordt bij alle afnemers een display aangebracht. KB2 is echter optioneel. De communicatie tussen de meter en het display verloopt via het lichtnet (PLC) of via een moderne RF-variant (bv. ZigBee of Z-Wave). Aangenomen wordt dat het display eenmalig wordt aangeschaft en een levensduur heeft van meer dan 20 jaar (er is derhalve geen vervanging nodig in dit project). De kosten zullen sterk variëren met de mogelijkheden van het systeem. Uitgegaan wordt van totale kosten van € 57,50 per display. Ondanks dat er wellicht nog additionele communicatiekosten voor deze display gelden is de verwachting dat de bovengenoemde prijs het grootste deel hiervan af zal dekken. Naar verwachting zal bij gebruik van een dergelijk display het energieverbruik van de consument (door bewustwording) afnemen. Daarom wordt aangenomen dat de besparing toeneemt, met 1.00% voor E en 1.50% voor G. De gedachte achter de hogere besparing bij gas bij de aanwezigheid van een dergelijk in-home display is gebaseerd op het feit dat een besparing op gas (bijvoorbeeld de verwarming een graadje lager) door de consument sneller te merken is aan de kosten van zijn verbruik (gas is relatief duur). Zie ook KB9 en KB10.			

Terugkoppeling netbeheerder, Elia/Fluxys en overheid; zie ook KB9 en KB10: De gedeerde inkomsten (tarieven, energiebelasting) van deze partijen kunnen door een parameter in het model worden teruggekoppeld naar de afnemers, dit heeft geen gevolgen voor de NCW uitkomst voor Vlaanderen als geheel maar wel gevolgen voor de toegekende kosten en baten van de verschillende marktpartijen. Aanpassing van de parameters bij [a] geschiedt in KB9. Bij [b] kan een percentage worden ingesteld die bepaald welk deel van de kosten van het display door de afnemer moet worden betaald en het overgebleven deel door een andere partij (nu: energie-leverancier). Dit percentage staat standaard op 100%, wat betekent dat de afnemer alle kosten van de display voor zijn/haar rekening neemt. Bij [c] kan extra installatietijd voor het installeren van deze display worden meegenomen, waar een extra kost aan gebonden is die, afhankelijk van parameter [b], wordt toegekend aan de afnemer of energie-leverancier.

benodigde numeriek informatie					
omschrijving kost	waarde	eenheid	omschrijving baat	waarde	eenheid
Aanschafkosten display in huiskamer	57.50	EUR/afh	Aandeel afnemer in kosten display [b]	100%	-
Extra installatietijd display [c]	0.00	uur	Percentage additionele besparing E	1.00%	-
Terugkoppeling overheid [a]	0	1=J/ 0=N	Percentage additionele besparing G	1.50%	-
Terugkoppeling netbeheerder en Elia/Fluxys [a]	0	1=J/ 0=N			
referenties/literatuur					
1	Cijfers van Vlaamse marktpartijen				
2	Overleg met hardware leverancier				
3	Inschatting KEMA op basis prijzen consumentenelektronica				
4	Commentaar Eandis				
5	Gesprekken VREG				
berekeningen					
tussen-berekening	waarde	eenheid	eind-berekening	waarde	eenheid
Totale extra installatietijd display	0.00	uur	Totale kost plaatsen in-home display	170.85	MEUR
Extra installatiekosten display	0.00	EUR/afh	Totale kost gedeerde tijd afnemers	0.00	MEUR
Totale kost plaatsing display	57.50	EUR/afh	Vermieden kost CO2-uitstoot	69.31	MEUR
Gedeerde kost afnemer per plaatsing	0.00	EUR/afh	Besparing elektriciteit afnemers	647.38	MEUR
			Minderopbrengst netbeheerders	182.35	MEUR
			Minderopbrengst Elia/Fluxys	37.21	MEUR
			Minderopbrengst energie-leveranciers	173.11	MEUR
			Gedeerde belastinginkomen overheid	17.26	MEUR
			Gedeerde omzet energie-producent	237.45	MEUR
			Variable kosten energie-producent	237.45	MEUR
			Compensatie netbeheerders door tariefwijziging	0.00	MEUR
			Compensatie Elia/Fluxys door tariefwijziging	0.00	MEUR
			Compensatie overheid voor gedeerde belasting	0.00	MEUR
			Meerkosten afnemers door compensaties	0.00	MEUR

7/15/2008, 9:09 AM

3 van 16

Model VREG v5.0.xls, KB3

KB3		Aanschaf en installatie slimme gasmeters			
waardecategorie	▲	4	transitiestap		
	▼	1	Afnehmer		0.00 MEUR
	▲	3	Netbeheerder		-309.40 MEUR
toekenning kosten/baten	▼	3	Netbeheerder		-65.77 MEUR
	▲	3	Netbeheerder		124.67 MEUR
	▼	0	nvt		MEUR
	▲	0	nvt		MEUR
omschrijving kosten/baten					
<p>In dit kostenbatenblad staan de kosten en baten die te maken hebben met de slimme gasmeter, zoals in elk KB-blad staan onder het kopje 'benodigde numerieke informatie' aan de linker kant de invoerparameters met betrekking tot de kosten en aan de rechterkant de invoerparameters met betrekking tot de baten. De geel gearoeerde vlakken zijn Invulvlakken, dwz parameters die handmatig in het huidige KB-blad kunnen worden aangepast. De niet gearoeerde vlakken (wit) zijn invoerparameters die ergens anders zijn ingevoerd, in de meeste gevallen kunnen deze getallen worden aangepast in tab-blad 'PARS' van de gevoeligheidsanalyse. Deze variabelen worden dus in de gevoeligheidsanalyse meegenomen. Onder het kopje 'berekeningen' staan bovendien alle eventuele tussen(links)- en eindberekeningen(rechts) weergegeven. De installatiekosten van de G-meter zijn een meerkost bovenop de installatie van de E-meter en communicatiemodule. In de installatiekosten zitten alle kosten verval (voorzij)kosten, afspraken maken, binnenkomen, loon monteur etc.) mvv de kosten die samenhangen met voor- en nazorg via het gebruikelijke call-center. Deze kosten zijn meegenomen in KB12!</p> <p>In de post exploitatiekosten van de slimme G-meter zitten alle kosten voor het oplossen van storingen die niet tot gevolg hebben; het vervangen van de desbetreffende meter (dit wordt meegenomen in de basisassumptie 1% uitval). Dit kan een firmware update van afstand zijn maar ook een bezoek van een monteur om een kleine storing te verhelpen. Het bedrag is een gemiddelde berekend over alle afnemers die een slimme G-meter gebruiken. Daarnaast is er ook, op basis van het verwachte verbruik (al dan niet via batterij) van de slimme G-meter een jaarlijkse kost opgenomen. Aan de batenkant staan de vermeden kosten voor de aanschaf en vervanging van Balgen-meters (voor plaatsing worden dezelfde installatiekosten berekend als het vervangen van een E-meter) en Budgetmeters. Voor Balgen-meters is dat ongeveer 1.48% en voor G-Budgetmeters is dat ongeveer 0.5%.</p> <p>Voor de vermeden exploitatiekosten van de G-Budgetmeters geldt dat deze worden berekend over de jaarlijkse hoeveelheid nieuw te plaatsen budgetmeters [a]. Alle baten en kosten uit KB1 stijgen bovendien mee als het aantal aansluitingen groeit. Verder kan er nog een kost voor gedeerde tijd voor een afnehmer worden toegevoegd, door een waarde in het gele vlak te plaatsen bij [b].</p>					
benodigde numerieke informatie					
omschrijving kost	waarde	eenheid	omschrijving baat	waarde	eenheid
Extra gedeerde tijd huishoudens (wachten e.d.) [b]	0.00	uur	Aanschaf Balgenmeter	35.00	EUR/stuk
Exploitatiekosten slimme G-meter jaarlijks	2.20	EUR/afn	Plaatsen Balgenmeter	64.00	EUR/afn
Energieverbruik of batterij slimme G-meter jaarlijks	1.00	EUR/afn	Exploitatie Balgenmeter per vervangen meter	22.70	EUR
Installatie kost slimme G-meter	54.00	EUR/afn	Aanschaf G-Budgetmeter	250.00	EUR/stuk
Hardware kost slimme G-meter	87.50	EUR/afn	Plaatsen G-Budgetmeter	100.00	EUR/stuk
			Exploitatie G-Budgetmeter per aangeschafte meter [a]	3.81	EUR
referenties/literatuur					
1	Cijfers van Vlaamse DNB's				
2	Cijfers van Europese meterleveranciers (Actaris, Echelon, Iskra, Sagem, IBM)				
3	Cijfers van Nederlandse DNB's				
4					
5					
berekeningen					
tussen-berekening	waarde	eenheid	eind-berekening	waarde	eenheid
Totale kosten plaatsen en expl. G-Budgetmeter	353.81	EUR/afn	Vermeden kost G-Budgetmeter	39.99	MEUR
Totale kost plaatsen en expl. balgen meter	111.70	EUR/afn	Vermeden kost Balgenmeters	84.69	MEUR
Totale kost plaatsing slimme G-meter	141.50	EUR/afn	Verschrotings kosten Balgen(+BM) meters	1.52	MEUR
Exploitatie kost en energieverbruik G-meter jrl.	3.20	EUR/afn	Tot. kost slimme G-meters (HW+installatie)	307.89	MEUR
Kosten gedeerde tijd afnehmer per plaatsing	-	EUR	Kosten gedeerde tijd afnemers	0.00	MEUR
			Tot. expl. kost en energieverbr. slimme G-meter	65.77	MEUR
			Toename vastrecht slimme meter	0.00	MEUR

7/15/2008, 9:09 AM

4 van 16

Model VREG v5.0.xls, KB4

KB4 Inrichten data-infrastructuur via Power Line Communications (PLC)					
waardecategorie	4	transitiestap			
toekenning kosten/baten	3	Netbeheerder		-82.27	MEUR
	3	Netbeheerder		-49.18	MEUR
	3	Netbeheerder		-79.82	MEUR
	3	Netbeheerder		-48.85	MEUR
	0	nvt			MEUR
	0	nvt			MEUR
omschrijving kosten/baten					
<p>Power Line Communications (PLC) is een verzamelnaam van technieken om telecommunicatie mogelijk te maken, waarbij het elektriciteits-distributienetwerk als communicatiekanaal gebruikt wordt (zie ook paragraaf 3.3 rapport). Een veelgebruikte toepassing van PLC is de uitlezing van meetgegevens bij huishoudens. In elk huishouden wordt daartoe in de elektriciteitsmeter een modem geplaatst dat in staat is de uitgelezen meterstanden over te dragen naar een dataconcentrator op wijkniveau (bv. in een 'transformatorhuisje' of LS-onderstation). De dataconcentrator verzamelt de meetdata voor de wijk of het gebied waarin zij voorziet in de distributie van energie. De verzamelde data wordt opgeslagen, gecontroleerd en doorgestuurd naar een datacentrum op een hoger niveau (zie hiervoor KB7). De communicatie vanaf de slimme meter naar de dataconcentrator verloopt via PLC; de communicatie vanaf de dataconcentrator naar het datacentrum (KB7) verloopt meestal via bestaande glasvezelverbindingen of via GPRS. De levensduur van de dataconcentrator is gelijk aan die van de slimme elektriciteitsmeter.</p> <p>De parameterschattingen zijn voornamelijk gebaseerd op schattingen gemaakt door Vlaamse en Nederlandse netbeheerders en op basis van schattingen van leveranciers van hardware. In het model wordt uitgegaan van een totale kost van € 1187,50 voor de dataconcentrator. Indien een buitenkast nodig (15.75%) is komt hier nog € 1000,00 bij. Het gemiddels aantal afnemers per dataconcentrator bedraagt 90. Het aantal dataconcentrators komt daarmee op ongeveer 35.000. De extra kosten voor een modem (per E-meter) bedraagt € 25,00. De communicatiekosten ten behoeve van de GPRS-verbinding tussen de dataconcentrator en het datacentrum zijn geschat op € 137,70 per jaar per dataconcentrator. De gemiddelde kosten voor de exploitatie van PLC bedraagt per aansluiting € 2,50 per jaar. Hierin zitten ondermeer energieverbruik, onderhoud DC's en het verhelpen van kleine problemen aan het elektriciteitsnet die de PLC-communicatie verstoren.</p>					
benodigde numeriek informatie					
omschrijving kost	waarde	eenheid	omschrijving baat	waarde	eenheid
Kost dataconcentrator (DC)	1.187,50	EUR			
Kost buitenkast dataconcentrator (DC)	1.000,00	EUR			
Aantal afnemers per DC (gemiddeld)	90	afn			
Kost PLC-modem hardware	25,00	EUR/afn			
Abonnementeskost GPRS per dataconcentrator (DC)	137,70	EUR/jaar			
Percentage buitenkasten	15,75%	-			
Kost exploitatie PLC per aansluiting E	2,50	EUR/jaar			
referenties/literatuur					
1	Cijfers van Vlaamse DNB's				
2	Cijfers van Europese meterleveranciers (Actaris, Echelon, Iskra, Sagem, IBM)				
3	Cijfers van Nederlandse DNB's				
4					
5					
berekeningen					
tussen-berekening	waarde	eenheid	alnd-berekening	waarde	eenheid
			Totale investering DC en buitenkasten.	49,18	MEUR
			Totale investering PLC-modems	82,27	MEUR
			Totale communicatiekost DC via GPRS	48,85	MEUR
			Totale kost exploitatie PLC	79,82	MEUR

7/15/2008, 9:09 AM

5 van 16

Model VREG v5.0.xls, KB5

KB5 Inrichten data-infrastructuur via GSM/GPRS					
waardecategorie	4	transitiestap			
	3	Netbeheerder		-521.66	MEUR
	0	nvt			MEUR
toekenning kosten/baten	0	nvt			MEUR
	0	nvt			MEUR
	0	nvt			MEUR
	0	nvt			MEUR
omschrijving kosten/baten					
<p>Voor gebruik van GPRS is een GPRS-module ('GPRS-modem') nodig, waarmee de verbinding kan worden gelegd met het GPRS-netwerk. Aangenomen wordt dat meetdata dagelijks wordt verstuurd (of opgevraagd) naar (vanuit) een datacentrum op een hoger niveau. Zie hiervoor KB7. De kosten voor een GPRS-abonnement hangen af van de hoeveelheid data die verstuurd moet worden en van de tijdstippen waarop dat moet gebeuren. In alle scenario's, behalve het real-time scenario, wordt uitgegaan van datatransport gedurende de daluren ('s nachts). Incidenteel kunnen dan wel meterstanden overdag worden opgevraagd, maar dit gebeurt niet op grote schaal. De kosten van een dergelijk abonnement (en bij de grote aantallen waar het in deze studie om gaat) bedragen € 9,00 per jaar, per aansluiting. Deze jaarlijkse abonnementskost bevat onder meer het dagelijks uitlezen van de meter. Op deze abonnementskosten zal vanwege onzekerheden in deze kosten een ruime marge worden gezet ten behoeve van de gevoeligheidsanalyse (zie tabblad 'PARS'). De kosten van een GPRS-modem (per E-meter) bedragen € 61,50. Overige kosten voor exploitatie van het modem worden geschat op € 1,00 per jaar, hierin zitten kosten voor het verhelpen van kleine storingen waar de meter niet ve</p>					
benodigde numeriek informatie					
omschrijving kost	waarde	eenheid	omschrijving baat	waarde	eenheid
Kost GPRS-modem	61.50	EUR/stk			
Kost abonnement GPRS per aansluiting E	9.00	EUR/jaar			
Kost exploitatie GPRS modem per aansluiting E	1.00	EUR/jaar			
referenties/literatuur					
1	Cijfers van Vlaamse DNB's				
2	Cijfers van Europese meterleveranciers (Actaris, Echelon, Iskra, Sagem, IBM)				
3	Cijfers van Nederlandse DNB's				
4					
5					
berekeningen					
tussen-berekening	waarde	eenheid	eind-berekening	waarde	eenheid
			Totale kost GPRS modems	202.37	MEUR
			Totale kost abonnementen GPRS	287.36	MEUR
			Totale kost exploitatie GPRS modems	31.93	MEUR

7/15/2008, 9:09 AM

6 van 16

Model VREG v5.0.xls, KB6

KB6		Inrichten data-infrastructuur via ADSL of kabel			
waardecategorie	▲	4	transitiestap		
	▼	3	Netbeheerder	-515.75	MEUR
	▼	0	nvt		MEUR
toekenning kosten/baten	▼	0	nvt		MEUR
	▼	0	nvt		MEUR
	▼	0	nvt		MEUR
	▼	0	nvt		MEUR
omschrijving kosten/baten					
Uitgegaan wordt van het gebruik van een bestaande Internetaansluiting bij de afnemer. De kosten voor een IP-communicatieunit zijn ingeschat op een bedrag van €50,00 per aansluiting. De kosten voor een Internet-abonnement worden geschat op € 10,00 per aansluiting per jaar; exploitatiekosten worden geschat op € 1,00 per aansluiting per jaar. Het gaat hier om kosten om bijvoorbeeld storingen op te lossen.					
benodigde numeriek informatie					
omschrijving kost	waarde	eenheid	omschrijving baat	waarde	eenheid
Kost ethernet modem	50.00	EUR			
Kost abonnements Internet per aansluiting E	10.00	EUR/jaar			
Kost exploitatie ethernet modem per aansluiting E	1.00	EUR/jaar			
referenties/literatuur					
1	Cijfers van Vlaamse DNB's				
2	Cijfers van Europese meterleveranciers (Actaris, Echelon, Iskra, Sagem, IBM)				
3	Cijfers van Nederlandse DNB's				
4					
5					
berekeningen					
tussen-berekening	waarde	eenheid	eind-berekening	waarde	eenheid
			Totale kost ethernet modems	164.53	MEUR
			Totale kost abonnementen Internet	319.29	MEUR
			Totale kost exploitatie ethernet modem	31.93	MEUR

7/15/2008, 9:09 AM

7 van 16

Model VREG v5.0.xls, KB7

KB7		Inrichten datasystemen			
waardecategorie	▲	4	transitiestap		
	▼	3	Netbeheerder		-360.54 MEUR
	●	3	Netbeheerder		62.68 MEUR
toekenning kosten/baten	●	6	Energie-leverancier		-151.09 MEUR
	●	6	Energie-leverancier		-90.68 MEUR
	●	0	nvt		MEUR
	●	0	nvt		MEUR
omschrijving kosten/baten					
Het kostenblad Inrichten datasystemen omvat het volgende: De cijfers voor investering datasystemen zijn gebaseerd op de kosten van de aanschaf van alle hardware en software applicaties die nodig zijn voor datamanagement, datacollectie, opslagservers, autorisatieservers en voor het aanpassen van switch-en settlement processen. (Hierbij wordt uitgegaan van bestaande geïntegreerde applicaties zoals; Itron, Energy ICT, Echelon, Góritz Inclusief, eventuele licenties). Voor de integratie van dergelijke systemen bij de netbeheerders (of de partij die de slimme meters beheerd) zijn bij (c) een groot aantal FTE's meegenomen, de kosten voor deze FTE's zijn gebaseerd op 60% externe mankracht en 40% interne mankracht en worden alleen in het eerste jaar van de uitrol meegenomen. Initieel (eerste jaar) is er ook nog een investering nodig voor het aanpassen van alle bovengenoemde systemen inclusief datamigratie, datacleaning en uitvalverwerking, deze éénmalige investering is weergegeven bij (b) en wordt dus alleen in het eerste jaar van de uitrol meegenomen.					
Het aantal FTE/jaar voor datamanagement is gebaseerd op ervaringen bij grote netbeheerders binnen Vlaanderen en Nederland, alsmede de afschrijvingstermijn van 5 jaar voor de investering onder (d) (range is 3 tot 7 jaar). De 20% onderhoudskosten (die wordt berekend over de vijf-jaarlijkse investering in de datasystemen (d)) lijkt een redelijk percentage gezien de ervaringen ook buiten Vlaanderen. Van alle kosten voor de datasystemen is nog eens 50% (e) toegekend als kost voor de energieleverancier die ook zal moeten investeren in soortgelijke, maar minder complexe datasystemen. De operationele kosten tov terugkoppeling van de verbruiksdata aan de gebruikers (a) zijn gebaseerd op extra facturen (40%), en een internet applicatie tov terugkoppeling (60%). Besparingen zijn er op het oude meter-datamanagement- en assetbeheer systemen, beide zijn pas actief als de uitrol is afgerond.					
benodigde numeriek informatie					
omschrijving kost	waarde	eenheid	omschrijving baat	waarde	eenheid
Kost onderhoud van systemen	20%	-	Besparing mdm	5.12	MEUR/jaar
Investering datasystemen (d)	41.90	MEUR	Besparing FTE mdm	24	FTE/jaar
Operationele kosten tov terugkoppeling door leverancier (a)	2.84	EUR/afn	Besparing per FTE	75,000	EUR/FTE
Levensduur datasystemen	5	Jaar	Besparing systemen assetbeheer	0.57	MEUR/jaar
Aantal FTE datamanagement	40	FTE/jaar			
Kost FTE datamanagement	75,000	EUR/FTE			
Initiële investering datasystemen (d)	33.75	MEUR			
Aantal FTE voorbereidingsfase datasystemen (c)	350	FTE			
Kost FTE voorbereidingsfase datasystemen	170,000	EUR/FTE			
Percentage van investering datasystemen voor leverancier (e)	50%	-			
referenties/literatuur					
1	Gegevens netbeheerders Vlaanderen				
2	Gegevens leveranciers Vlaanderen				
3	Gegevens netbeheerders Nederland				
4	Inschallingen KEMA				
5	Leveranciers datacollectie/management systemen				
berekeningen					
tussen-berekening	waarde	eenheid	eind-berekening	waarde	eenheid
			Totale besparing oud meterdatamanagement	59.50	MEUR
			Totale besparing GOL Indexis	3.18	MEUR
			Totale exploitatiekosten datasystemen	148.95	MEUR
			Totale investering datasystemen	153.23	MEUR
			Totale kost voorbereidingsfase datasystemen	58.37	MEUR
			Totale operationele kosten tov terugkoppeling	90.68	MEUR

7/15/2008, 9:09 AM

8 van 16

Model VREG v5.0.xls, KB8

KB8 Allocatie/Reconciliatie en Balancing					
waardecategorie	5	technologie			
toekennng kosten/baten	3	Netbeheerder	8.13 MEUR		
	5	Energie-leverancier	111.75 MEUR		
	5	Energie-leverancier	-10.46 MEUR		
	0	nvt	MEUR		
	0	nvt	MEUR		
	0	nvt	MEUR		
omschrijving kosten/baten					
Als alle huishoudens in Vlaanderen de beschikking hebben over slimme meters, en van alle huishoudens een dagelijkse stroom meetdata beschikbaar komt, zullen het allocatie- en reconciliatie-, alsmede het balancing-proces nauwkeuriger kunnen verlopen. Dit is vooral een baat voor de energieleveranciers, en in mindere mate voor de netbeheerders. Tijdens de transitiefase is voor kleinere energieleveranciers rekening gehouden met een verhoging van de kosten. Schattingen zijn gemaakt door de verschillende marktpartijen in Vlaanderen.					
benodigde numeriek informatie					
omschrijving kost	waarde	eenheid	omschrijving baat	waarde	eenheid
Verhoging kosten balancing in transitie kleine leverancier	2.33	MEUR/jaar	Vermindering kosten allocatie na volledige uitrol netbeheerder	0.95	MEUR/jaar
			Vermindering kosten allocatie/recon.na volledige uitrol leverancier	4.55	MEUR/jaar
			Vermindering kosten balancing leverancier	2.07	MEUR/jaar
referentie/literatuur					
1	Gegevens leveranciers Vlaanderen				
2	Gegevens netbeheerders Vlaanderen				
3					
4					
5					
berekeningen					
tussen-berekening	waarde	eenheid	eind-berekening	waarde	eenheid
			Totale baat allocatie na volledige uitrol netbeheerder	8.13	MEUR
			Totale baat allocatie na volledige uitrol leverancier	39.12	MEUR
			Totale baat balancing LEV	72.63	MEUR
			Totale kost balancing kleine leverancier	10.46	MEUR

7/15/2008, 9:09 AM

9 van 16

Model VREG v5.0.xls, KB9

KB9 Zuiniger gedrag bewoners t.a.v. elektriciteitsverbruik					
waardecategorie	▲	2	energiebesparing		
	▼	1	Afnemer	452.32	MEUR
	▼	1	Afnemer	0.00	MEUR
	▼	5	Energie-leverancier	-116.18	MEUR
	▼	6	Energie-producenten	0.00	MEUR
toekenning kosten/baten	▼	2	Maatschappij	53.36	MEUR
	▼	3	Netbeheerder	-153.22	MEUR
	▼	4	Elia/ Fluxys	-20.50	MEUR
	▼	7	Overheid	-12.64	MEUR
omschrijving kosten/baten					
<p>Het percentage besparing (ook meegenomen in de gevoeligheidsanalyse) is de basis van de uitkomsten van dit KB-blad. Het voordeel voor de huishoudens wordt berekend door de bespaarde kWh te vermenigvuldigen met de prijs die ze daarvoor betalen, eventueel afhankelijk van plek of dal (nacht en weekend) verbruik. De energieleverancier verliest een deel van zijn marge tussen inkoop en verkoop van energie. Deze marge wordt daarom meegenomen als kost voor de leverancier. Door het dalende verbruik van de afnemers, nemen ook de inkomsten van netbeheerder en Elia af (daling tariefinkomsten), bovendien dalen de inkomsten voor de overheid omdat er minder energiebelasting wordt overgedragen. De gederde inkomsten van netbeheerder, Elia en de overheid kunnen per partij worden weergegeven in het model, ofwel worden gecompenseerd door de afnemers (extra kost voor de afnemers). Dit kan worden bewerkstelligd door bij [a] een keuze tussen 1 (terugkoppeling) en 0 (geen terugkoppeling) te maken. De vermeden kosten (baten) van CO2 uitstoot zijn voor rekening van de maatschappij.</p> <p>De besparingen zijn berekend als een voordeel voor de consument op basis van de gemiddelde commerciële leveringsprijs zoals die door de VREG op basis van de profielen Dc en Dc1 voor elektriciteit zijn bepaald. Hierbij dient wel in acht te worden genomen dat de prijzen voor niet huishoudelijke afnemers, die ook zijn meegenomen in het model, enkele procenten lager zullen liggen. De kosten voor de leverancier zijn bepaald door de marge tussen de gemiddelde commerciële leveringsprijs (VREG) en inkoopprijs op de Belpex te nemen (rekening houdend met plek-, dal- en base-prijzen). Bij energiebesparing geldt voor producenten een omzetsdaling, maar indien deze gelijk is aan de variabele kosten voor de productie van energie is er geen daling van de winst en wordt er geen kost in het model meegenomen voor de producenten. De parameter voor deze variabele kosten is weergegeven als percentage van de verkoopprijs [b] deze staat standaard op 100%, wat wil zeggen dat de variabele kosten gelijk zijn aan de verkoopprijs. Indien de parameter <100% zullen er kosten voor de leverancier in het model worden meegenomen, omdat daardoor de winst daalt.</p> <p>Bedragen onder de titel 'Eindberekeningen' zijn inclusief de effecten van de besparingen met in-home display (zie KB2), deze zijn in mindering gebracht bij de uitkomsten rechtsbovenin, die gebruikt worden in de analyse.</p>					
benodigde numeriek informatie					
omschrijving	waarde	eenheid	omschrijving	waarde	eenheid
Variabele kosten producenten E [b]	100%	-	Besparing E-gebruik	1.50%	-
Terugkoppeling overheid [a]	0	1=J/ 0=N			
Terugkoppeling netbeheerder en Elia [a]	0	1=J/ 0=N			
referenties/literatuur					
1	Op basis van Inkooprijzen Belpex (E) en APX Zeebrugge (G)				
2	input van Vlaamse Marktpartij				
3	Op basis van gemiddelde verkoopprijzen voorberekend door VREG				
4					
5					
berekeningen					
controle-berekening	waarde	eenheid	eind-berekening	waarde	eenheid
Check op balans totale kosten in de keten	0.00	MEUR	Vermeden kost CO2-uitstoot	88.93	MEUR
Check positieve balans van energiebesparing E	-135.43	MEUR	Besparing elektriciteit afnemers	753.86	MEUR
Check positieve balans van energiebesparing G	-171.34	MEUR	Minderopbrengst netbeheerders	255.37	MEUR
Totale besparing incl. in-home display	306.76	MEUR	Minderopbrengst Elia	34.17	MEUR
Balans	0.00	MEUR	Minderopbrengst energie-leveranciers	193.63	MEUR
			Gederde belastinginkomen overheid	21.06	MEUR
			Gederde omzet energie-producent	249.63	MEUR
			Variabele kosten energie-producent	249.63	MEUR
			Compensatie netbeheerders door tariefwijziging	0.00	MEUR
			Compensatie Elia door tariefwijziging	0.00	MEUR
			Compensatie overheid voor gederde belasting	0.00	MEUR
			Meerkosten huishoudens door compensaties	0.00	MEUR

7/15/2008, 9:09 AM

10 van 16

Model VREG v5.0.xls, KB10

KB10		Zuiniger gedrag bewoners t.a.v. gasverbruik			
waardecategorie	2	energiebesparing			
toekenning kosten/baten	1	Afnemer	345.83	MEUR	
	1	Afnemer	0.00	MEUR	
	5	Energie-leverancier	-95.66	MEUR	
	6	Energie-producenten	0.00	MEUR	
	2	Maatschappij	33.74	MEUR	
	3	Netbeheerder	-80.20	MEUR	
	4	Elia/ Fluxys	-23.55	MEUR	
	7	Overheid	-8.83	MEUR	
omschrijving kosten/baten					
<p>Het percentage besparing (ook meegenomen in de gevoeligheidsanalyse) is de basis van de uitkomsten van dit KB-blad. Het voordeel voor de huishoudens wordt berekend door de bespaarde kWh te vermenigvuldigen met de prijs die ze daarvoor betalen, eventueel afhankelijk van dag of nacht verbruik. De energieleverancier verliest een deel van zijn marge tussen inkoop en verkoop van energie. Deze marge wordt daarom meegenomen als kost voor de leverancier. Door het dalende verbruik van de afnemers, nemen ook de inkomsten van netbeheerder en Fluxys af (daling tariefinkomsten), bovendien dalen de inkomsten voor de overheid omdat er minder energiebelasting wordt overgedragen. De gedeerde inkomsten van netbeheerder, Fluxys en overheid kunnen per partij worden weergegeven in het model, ofwel worden gecompenseerd door de huishoudens (extra kost voor huishoudens). Voor het instellen van deze parameter zie KB9. De vermeden kosten van CO2 uitstoot zijn voor rekening van de maatschappij.</p> <p>De besparingen zijn berekend als een voordeel voor de consument op basis van de gemiddelde commerciële leveringsprijs zoals die door de VREG op basis van het profiel D3 voor gas. Hierbij dient wel in acht te worden genomen dat de prijzen voor niet huishoudelijke afnemers, die ook zijn meegenomen in het model, enkele procenten lager zullen liggen. De kosten voor de leverancier zijn bepaald door de marge tussen de gemiddelde commerciële leveringsprijs (VREG) en inkoopprijs van APX Zeebrugge. Bij energiebesparing geldt voor producenten een omzetsdaling, maar indien deze gelijk is aan de variabele kosten voor de productie van energie is er geen daling van de winst en wordt er geen kost in het model meegenomen voor de producenten. De parameter voor deze variabele kosten is weergegeven als percentage van de verkoopprijs [b] deze staat standaard op 100%, wat wil zeggen dat de variabele kosten gelijk zijn aan de verkoopprijs. Indien de parameter <100% zullen er kosten voor de leverancier in het model worden meegenomen, omdat daardoor de winst daalt.</p>					
<p>Bedragen onder de titel 'Eindberekeningen' zijn inclusief de effecten van de besparingen met in-home display (zie KB2), deze zijn in mindering gebracht bij de uitkomsten rechtsbovenin, die gebruikt worden in de analyse.</p>					
benodigde numeriek informatie					
omschrijving kost	waarde	eenheid	omschrijving baat	waarde	eenheid
Variabele kosten producenten G [a]	100%	-	Besparing G-verbruik	1.50%	-
Terugkoppeling overheid		0 1=J/ 0=N			
Terugkoppeling netbeheerder en Fluxys		0 1=J/ 0=N			
referenties/literatuur					
1	Op basis van Inkooprijzen Belpex (E) en APX Zeebrugge (G)				
2	Input van Vlaamse marktpartijen				
3	Op basis van gemiddelde verkoopprijzen berekend door VREG				
4					
5					
berekeningen					
controle-berekening	waarde	eenheid	eind-berekening	waarde	eenheid
Check op balans totale kosten in de keten	0.00	MEUR	Vermeden kost CO2-uitstoot	67.47	MEUR
Check positieve balans van energiebesparing G	-171.34	MEUR	Besparing gas afnemers	691.67	MEUR
Check positieve balans van energiebesparing E	-135.43	MEUR	Minderopbrengst netbeheerders	160.41	MEUR
Totale besparing incl. in-home display	306.76	MEUR	Minderopbrengst Fluxys	47.09	MEUR
Balans	0.00	MEUR	Minderopbrengst energie-leveranciers	191.31	MEUR
			Gederfde belastinginkomen overheid	17.66	MEUR
			Gederfde omzet energie-producent	275.20	MEUR
			Variabele kosten energie-producent	275.20	MEUR
			Compensatie netbeheerders door tariefwijziging	0.00	MEUR
			Compensatie Fluxys door tariefwijziging	0.00	MEUR
			Compensatie overheid voor gedeerde belasting	0.00	MEUR
			Meerkosten huishoudens door compensaties	0.00	MEUR

7/15/2008, 9:09 AM

11 van 16

Model VREG v5.0.xls, KB11

KB11		Besparing kosten fysiek meteropnemen E+G			
waardecategorie	▲	5	technologie		
	▼	1	Afnemer	0.00	MEUR
	▼	3	Netbeheerder	251.01	MEUR
toekenning kosten/baten	▼	0	nvt		MEUR
	▼	0	nvt		MEUR
	▼	0	nvt		MEUR
	▼	0	nvt		MEUR
omschrijving kosten/baten					
De algemene uitgangspunten cq aannames zijn dat het hier gaat om zowel gas als elektriciteit en het wegvallen van alle andere plaatsbezoeken na de invoering van de slimme meter. Alle numerieke variabelen zijn gebaseerd op de uitgangspostie, en passen zich aan indien het aantal afnemers groeit. [a] Onder additionele besparingen vallen: verstuurde brieven/kaartjes, indexfoon, OCR (inlezen kaarten), plaatsbezoeken omwille van foutgelopen verhuizingen, schorsingen, verplaatsingen en plaatsingen van vermogensbeperkingen, af en aansluitingen en in-en uitstellen van leveringen. [b] Dit bedrag is de kostprijs voor een FTE van een meteropnemer, planner of call-center agent. [c] Deze extra besparing komt voort uit de administratiekosten die gepaard gaan met de manuele meteropnemers en zijn met het aantal FTE voor meteropname vermenigvuldigd.					
benodigde numeriek informatie					
omschrijving kost	waarde	eenheid	omschrijving baat	waarde	eenheid
Gem. tijd meteropnemer per geslaagde meteropname	0.00	uur	Additionalle besparingen per jaar [a]	7.40	MEUR/Jaar
			Aantal FTE's opname	163	FTE/Jaar
			Aantal FTE's planners en call-center	49	FTE/Jaar
			Besparingen per FTE [b]	75,000	EUR/Jaar
			Besparingen per FTE extra [c]	6,000	EUR/Jaar
referenties/literatuur					
1	Gegevens Vlaamse netbeheerders				
2					
3					
berekeningen					
tussen-berekening	waarde	eenheid	eind-berekening	waarde	eenheid
kosten gedeelde tijd hulshoudens per opname	0.00	EUR	totale besparing kosten wettelijke meteropname	174.50	MEUR
			totale besparing additionele kosten meteropname	76.51	MEUR
			totale besparing kosten gedeelde tijd hulshoudens	0.00	MEUR

7/15/2008, 9:09 AM

12 van 16

Model VREG v5.0.xls, KB12

KB12		Project Roll-out kosten			
waardecategorie	4	transitiestap			
	3	Netbeheerder			
	7	Overhead		-171.63	MEUR
	0	nvt		-3.21	MEUR
	0	nvt			MEUR
	0	nvt			MEUR
	0	nvt			MEUR
	0	nvt			MEUR
omschrijving kosten/baten					
<p>Het aantal FTE nodig voor de roll-out in Vlaanderen is gebaseerd op een jaarlijks aantal; in de uitgangspostie betekent dit dat er over de transitiefase van vijf jaar 500 FTE-jaren aan kosten in rekening worden gebracht. Indien het aantal jaren in de transitieperiode stijgt zal ook het aantal manjaren toenemen indien het aantal FTE/jaar gelijk blijft. Ten behoeve van de voorbereiding (denk hierbij aan te houden pilot-projecten) worden in het eerste jaar additioneel nog eens 250 FTE extra opgenomen. De gemiddelde kosten per FTE zijn berekend op basis van 50% interne mankracht (125.000 Euro per jaar) en 50% externe mankracht (200.000 Euro per jaar); dit komt gemiddeld neer op 162.500 Euro per FTE per jaar. Bovendien is er nog een percentage van 20% gerekend aan overhead-kosten. De communicatiekosten voor de VREG (750.000 Euro) zijn gebaseerd op een 30-tal TV spots, een informatieve folder per aansluiting (verspreid via de eindafrekening) en een aparte website voor de slimme meter.</p> <p>Voor de kosten van opleidingen van intern personeel is 1,54 miljoen Euro per jaar opgenomen. Communicatiekosten met betrekking tot het maken van afspraken met klanten ten behoeve van de installatie van de slimme meter zijn niet in KB12 meegenomen, maar in KB1 en KB3. Deze vallen onder de kosten van de installatie. De kosten voor communicatie die hier worden genoemd zijn voor het beantwoorden van vragen en afhandelen van klachten van afnemers tijdens de uitrolfase.</p>					
benodigde numeriek informatie					
omschrijving kost	waarde	eenheid	omschrijving baat	waarde	eenheid
Aantal FTE nodig voor Roll-out/jaarlijks	100	FTE/jaar			
Aantal FTE nodig voor voorbereidingsfase (additioneel 1e jr RD)	250	FTE			
Kosten gemiddeld per FTE	162,500	EUR/FTE			
Kosten opleidingen tijdens Roll-out	1.54	MEUR/jaar			
Communicatiekost overhead tijdens Roll-out	0.75	MEUR/jaar			
Communicatiekost Call-Center FTE	40	FTE/jaar			
Kost FTE voor Call-Center	75,000	EUR/FTE			
Percentage overhead jaarlijks over kosten FTE	20%	-			
referentie/literatuur					
1	Gegevens Vlaamse netbeheerders				
2	Gegevens VREG				
3	Gegevens KBMA				
4					
berekeningen					
tussen-berekening	waarde	eenheid	eind-berekening	waarde	eenheid
			Totale kosten communicatie en opleidingen netbeheerder	20.08	MEUR
			Totale kosten FTE Roll-out en voorbereidingsfase	112.40	MEUR
			Totale kosten communicatie overhead	3.21	MEUR
			Totale kosten overhead	35.55	MEUR

7/15/2008, 9:09 AM

13 van 16

Model VREG v5.0.xls, KB13

KB13 Vragen/klachten via call center					
waardecategorie	▲	5	technologie		
	▼	5	Energie-leverancier	-2.54	MEUR
	▼	5	Energie-leverancier	36.30	MEUR
toekenning kosten/baten	▼	3	Netbeheerder	0.00	MEUR
	▼	3	Netbeheerder	0.00	MEUR
	▼	0	nvt		MEUR
	▼	0	nvt		MEUR
omschrijving kosten/baten					
De kosten zijn gebaseerd op een initiële verhoging van het aantal afhandelingen (vragen tijdens de transitie) in de call-centers voor de gehele Vlaamse markt onderverdeeld naar ratio G en E aansluitingen. Indien het aantal aansluitingen stijgen zullen ook deze kosten evenredig toenemen. De baten zullen pas na de transitie van 5 jaar worden meegenomen in de analyse en hebben dezelfde opbouw als de kosten, maar zijn het resultaat van de afname van switch, verhuiss of meterstand problemen. In zowel de kosten als baten zit de gespreksduur alsmede de administratieve afhandeling daarvan. De eventuele baten van het op afstand kunnen aanpassen van de aansluitingen (in- en uitschakelen, verplaatsingen etc.) worden in KB11 (besparingen fysiek meteropnamen E-G) meegenomen. Voor de netbeheerder kan een percentage worden ingesteld als er calls of administratieve afhandelingen plaatsvinden op het gebied van switch, verhuiss en meterstand problemen. Het zelfde geldt voor de kost in de transitieperiode, waarbij mogelijkwijs calls binnenkomen bij de netbeheerder met vragen, bovendien is een KB12 (Roll-out) een post voor call-center kosten voor de netbeheerder opgenomen. Vooralsnog staat dit percentage daarom op 0.					
benodigde numeriek informatie					
omschrijving kost	waarde	eenheid	omschrijving baat	waarde	eenheid
Kosten leveranciers E transitieperiode	0.35	MEUR/jaar	Vermeden kost E na transitie	2.55	MEUR/jaar
Kosten leveranciers G transitieperiode	0.19	MEUR/jaar	Vermeden kost G na transitie	1.40	MEUR/jaar
Percentage kosten CC netbeheerder transitie	0%	-	Percentage vermeden kosten CC netbeheerder	0%	-
referenties/literatuur					
1	Gegevens leveranciers Vlaanderen				
2	Gegevens netbeheerders Vlaanderen				
3					
4					
berekeningen					
tussen-berekening	waarde	eenheid	eind-berekening	waarde	eenheid
			Totale besparing CC kosten E na transitie	22.02	MEUR
			Totale besparing CC kosten E na transitie	14.29	MEUR
			Totale kosten CC E in transitie	1.59	MEUR
			Totale kosten CC G in transitie	0.95	MEUR

7/15/2008, 9:09 AM

14 van 16

Model VREG v5.0.xls, KB20

KB20		Verschuiving elektriciteitsverbruik door vraagresponse			
waardecategorie	▲▼	2	energiebesparing		
	▲▼	1	Afnemer		41.61 MEUR
	▲▼	1	Afnemer		-23.82 MEUR
toekenning kosten/baten	▲▼	5	Energie-leverancier		0.00 MEUR
	▲▼	0	nvt		MEUR
	▲▼	0	nvt		MEUR
	▲▼	0	nvt		MEUR
omschrijving kosten/baten					
De verschuiving van elektriciteitsverbruik wordt gebaseerd op een percentage van het piekverbruik dat verschuift naar dalgebruik. Dit percentage hangt verder nog af van het totaal aantal mensen dat gebruik zal gaan maken van een dergelijk gedifferentieerd tarief als de slimme meter operationeel wordt. In de uitgangspostie wordt er gerekend met het huidige percentage piek-en dal stroomverbruikers. Zowel het percentage piek/dal stroom-verbruikers als het percentage verschuiving zal in de gevoeligheidsanalyse (tornado chart) worden meegenomen. Het te compenseren nadeel in de distributie/transmissie tarieven (piek-dal verschil) wordt achter [a] weergegeven maar als kost aan de afnemers toegekend. [b] Het model heeft de mogelijkheid om een percentage van de totale baat voor de huishoudens toe te kennen aan de energieleveranciers als deze marges niet aan elkaar gelijk zijn.					
benodigde numeriek informatie					
omschrijving kost	waarde	eenheid	omschrijving baat	waarde	eenheid
Compensatie voor netbeheerder		1 1=J/ 0=N	Aandeel voordeel leverancier [b]	0%	-
			Percentage verschuiving in elektriciteitsverbruik	2.5%	-
referenties/literatuur					
1	Op basis van Inkooprijzen Belpex (E)				
2	Input van Vlaamse marktpartijen				
3	Op basis van gemiddelde verkoopprijzen berekend door VREG				
5					
berekeningen					
tussen-berekening	waarde	eenheid	eind-berekening	waarde	eenheid
			Totaal voordeel afnemer Inkoop nacht (dal) ipv dag (piek)	41.61	MEUR
			Totaal nadeel netbeheerder te compenseren [a]	23.82	MEUR

7/15/2008, 9:09 AM

15 van 16

Model VREG v5.0.xls, KB21

KB21 Snellere detectie van fraude E-meters (stroombiefstal)					
waardecategorie	5	technologie			
	2	Maatschappij		426.66	MEUR
	3	Netbeheerder		-38.71	MEUR
toekenning kosten/baten	0	nvt		0.00	MEUR
	0	nvt		0.00	MEUR
	0	nvt		0.00	MEUR
	0	nvt		0.00	MEUR
omschrijving kosten/baten					
Fraudedetectie is gebaseerd op een reductie van fraude voor de meter van 1% van het verbruik en op de meter van 0.5% van het verbruik, dit komt neer op een reductie van de fraude van 75% over het geheel (2%). De baat hiervan is berekend door het aantal GWh te nemen die door fraude wordt verbruikt en te vermenigvuldigen met de gemiddelde verkoopprijs (in het geval van een maatschappelijke baat). Naast de baten zijn er ook kosten voor het installeren en de exploitatie van extra meters t.b.v. fraudedetectie. Onder de exploitatiekosten vallen ook energieverbruik van de meter, onderhoud en de kosten voor het afhandelen van fraude-dossiers.					
benodigde numeriek informatie					
omschrijving	waarde	eenheid	omschrijving	waarde	eenheid
Kost hardware meters-TI op L0-bord	200.00	EUR/is	(illegaal) afgetapte elektriciteit gem. per aansluiting (nulsituatie)	2.00%	-
Kost installatie meters-TI op L0-bord	232.00	EUR/is	Reductie fraude door slimme meter	75%	-
Kost exploitatie per geïnstalleerde (detectie) meter	22.04	EUR/jaar			
referenties/literatuur					
1	Percentage afgetapte energie op basis van Nederlandse marktgegevens				
2	Gegevens netbeheerders Vlaanderen				
3					
berekeningen					
tussen-berekening	waarde	eenheid	eind-berekening	waarde	eenheid
Reductie illegaal afgetapte elektriciteit per slimme meter	1.50%		Totale maatschappelijke baat Vlaanderen	426.66	MEUR
			Totale kosten bij fraudedetectie	38.71	MEUR

7/15/2008, 9:09 AM

16 van 16

Model VREG v5.0.xls, KB22

KB22		Effectievere aanpak wanbetalers door slimme meter E+G			
waardecategorie	▲	5	technologie		
	▼	5	Energie-leverancier	54.28	MEUR
	▲	5	Energie-leverancier	38.77	MEUR
toekenning kosten/baten	▼	0	nvt		MEUR
	▲	0	nvt		MEUR
	▼	0	nvt		MEUR
	▲	0	nvt		MEUR
omschrijving kosten/baten					
Vermeden kosten zijn onder andere de incassokosten, de rente op te laat betaalde rekeningen en oninbare rekeningen voor elektriciteit en/of gas dat wel geleverd is. Aangenomen is (schattingen leveranciers in Vlaanderen) dat door een effectievere aanpak jaarlijks 50 FTE en nog eens 1.70 EUR per afnemer kan worden uitgespaard.					
benodigde numeriek informatie					
omschrijving kost		waarde	eenheid	omschrijving baat	waarde eenheid
				Afnome dunningkosten/wanbetaling LEV	1.70 EUR/afn
				Aantal afname FTE leveranciers door effectievere aanpak	50 FTE/jaar
				Kosten FTE LEV	75,000 EUR/FTE
referenties/literatuur					
1	Gegevens leveranciers Vlaanderen				
2					
3					
berekeningen					
tussen-berekening		waarde	eenheid	eind-berekening	waarde eenheid
				Totale afname dunningkosten/wanbetaling	54.28 MEUR
				Totale afname kosten FTE	38.77 MEUR

BIJLAGE B LONG-LIST KOSTEN EN BATEN

Ten behoeve van de kosten-batenanalyse is initieel uitgegaan van een veel langere lijst (long list) van mogelijke kosten- en batenposten. In deze bijlage is een overzicht opgenomen van alle kosten en baten die in de verschillende interview-sessies met de verschillende marktpartijen besproken zijn. De kosten- en batenposten zijn onderverdeeld in drie hoofdgroepen:

1. *transitiestap*: alle kosten en baten die verband houden met de overgang van het nul naar het referentie-alternatief;
2. *energiebesparing*: alle kosten en baten die verband houden met energiebesparing;
3. *marktwerking*: alle kosten en baten die verband houden met een verbeterde marktwerking dankzij de invoering van slimme meters.

Nr.	Kosten en/of baten rond de TRANSITIESTAP	Commentaar
1	Aanschaf en installatie slimme elektriciteitsmeters.	Is opgenomen onder KB1.
2	Aanschaf display t.b.v. on-line uitlezing meters in huiskamer.	Is opgenomen onder KB2. KB2 is optioneel en wordt <i>niet</i> meegenomen in het referentie-alternatief.
3	Aanschaf en installatie slimme gasmeters.	Is opgenomen onder KB3.
4	Inrichten data-infrastructuur via PLC.	Is opgenomen onder KB4.
5	Inrichten data-infrastructuur via GSM/GPRS	Is opgenomen onder KB5.
6	Inrichten data-infrastructuur via ADSL of kabel.	Is opgenomen onder KB6.
7	Inrichten datacentra voor meetdata.	Is opgenomen onder KB7.
8	Inrichting infrastructuur t.b.v. terugkoppeling meetdata.	Is meegenomen in KB7.
9	Communicatiekosten: kosten voor het versturen van de meetdata, onder meer afhankelijk van de frequentie van meting.	Is meegenomen in resp. KB4, KB5 en KB6.
10	Ten gevolge van toename van volume aan uit te wisselen gegevens bestaat er een risico dat de kwaliteit en de tijdigheid van gegevensuitwisseling zal verslechteren.	Dit risico wordt onderkend, maar niet in het model meegenomen. In het referentiescenario wordt rekening gehouden met dagelijkse uitlezing. In een alternatief scenario wordt tevens de <i>financiële</i> consequentie bekeken van real-time uitlezing.
11	Communicatie met andere meters: via elektriciteitsmeter communicatie met meter van gas, water, warmte.	Water en warmte worden in deze studie niet meegenomen. Aangenomen is dat voor eindafnemers die ook gas hebben de gasmeter <i>via de elektriciteitsmeter</i> met de datacentra communiceert. Kosten zijn meegenomen in KB3.
12	Geïntegreerde prepayment/budgetmeterfunctie in slimme meter.	Er is aangenomen dat prepayment een standaardfunctie in meter is. De baten van vermeden plaatsingen van budgetmeters zijn opgenomen in KB1 en KB3.

Nr.	Kosten en/of baten rond ENERGIEBESPARING	Commentaar
13	Zuiniger gedrag bewoners t.a.v. elektriciteitsverbruik.	Is opgenomen onder KB9.
14	Zuiniger gedrag bewoners t.a.v. gasverbruik.	Is opgenomen onder KB10.
15	Lagere inkomsten (BTW, taksen) voor overheid omwille van gedaald verbruik, lagere inkomsten voor netbeheerders en leveranciers omwille van gedaald verbruik	<p>BTW is <i>niet</i> meegenomen in het model (alle prijzen zijn <i>exclusief BTW</i>). Als het verbruik daalt, dalen de kosten voor de klant en daalt ook de omvang van de BTW-opbrengst. De klant houdt geld over, maar zal dit geld besteden aan iets anders waarover óók BTW wordt geheven, waardoor de overheid tóch (ongeveer dezelfde omvang) aan BTW-opbrengsten heeft.</p> <p>Lagere inkomsten voor overheid, leveranciers en netbeheerders wordt wél meegenomen in model. Voor netbeheerders geldt dat als inkomsten afnemen als gevolg van verminderd verbruik deze minderinkomsten worden teruggehaald bij verbruiker via hoger nettatarief (per kWh). Dit kan in het model zichtbaar gemaakt worden.</p>
16	Consumenten aanzetten tot rationeel energieverbruik via het creëren van “awareness” omtrent hun consumptiepatroon. Vorming en opleiding aan consumenten over functionaliteiten van de slimme meter en hoe die kunnen bijdragen in het rationeel verbruiken van energie.	Is opgenomen onder KB9 en KB10, als het gaat om energiebesparing, en onder KB20 als het gaat om <i>verschuiving</i> van het elektriciteitsverbruik. CO ₂ -reductie wordt óók meegenomen als maatschappelijke baat.

Nr.	Kosten en/of baten rond MARKTWERKING	Commentaar
17	Besparing kosten fysiek opnemen meter E+G (voor DNB)	Is opgenomen onder KB11.
18	Meterlezing is mogelijk op ieder gewenst ogenblik. Meterstanden uit het verleden kunnen opgehaald worden.	In het referentie-alternatief wordt aangenomen dat het mogelijk is om incidenteel meterstanden te kunnen ophalen bij willekeurige afnemers. Dit gebeurt dus niet structureel bij alle afnemers. De financiële gevolgen van real-time uitlezing wordt in een alternatief uitgerekend.
19	Maatschappelijke kost extra werkloosheid (meteropnemers).	Dit is <i>niet</i> meegenomen in het model. Zie ook Paragraaf 3.5.
20	Besparing kosten jaarlijkse bepaling meterstanden (voor de huishoudelijke verbruiker).	Waardering van vrije tijd is <i>niet</i> meegenomen in het model. Zie ook Paragraaf 3.5.2.

21	Installatie en verplaatsingen niet meer nodig voor het in- en/of uitschakelen van budgetmeters/stroombegrenzers en het aan- of afschakelen van slimme meters.	Dit is als baat meegenomen in KB1 en KB3.
22	Tijdspanne tussen de aanvraag voor een tussenkomst (verhuis, switch, begrenzer,...) door de leverancier en de reële uitvoering ervan wordt tot een minimum herleid. Sneller verkrijgen van meterstand.	Dit is zonder meer een voordeel van de invoering van slimme meters. Het voordeel is slechts kwalitatief (en niet kwantitatief) te beschrijven. Daarom is dit <i>niet</i> meegenomen in het model.
23	Vermindering klachten elektriciteit en gas via call center. Callcenterkosten (eerst verhoging, daarna vermindering?).	Is opgenomen onder KB13.
24	Snellere beslechting betwistingen. Minder discussie met klanten over meetdata.	Dit betreft de periode ná het melden van de klacht via een call center, ofwel de administratieve afhandeling ervan. Deze post is opgenomen onder KB13
25	Efficiënt verloop marktprocessen zoals switch en verhuis door betere meterstanden elektriciteit en gas.	Een leverancierswissel zal inderdaad zonder manueel tussenkomst van de klant kunnen afgehandeld worden. De afhandeling van verhuizen ook. De discussie over welke datum tussen de klanten en hun leveranciers zal wel blijven bestaan, voor zover beide klanten geen gezamenlijk overname document hebben opgesteld. Zie ook commentaar bij 22.
26	Frequenter uitsturen van factuur gebaseerd op reële meterstanden. Factuurkosten.	Is opgenomen onder KB7.
27	Geen administratieve (en commerciële) problemen meer omwille van geschatte verbruiken.	Zie commentaar bij 22. Vermindering klachten leidt tot vermindering calls naar call centers. Zie daarom ook 23.
28	Leverancier is niet langer afhankelijk van meterrondes van de DNB om zijn afrekeningsfactuur te verzenden.	Dit hangt af van het marktmodel. Als de netbeheerder verantwoordelijk blijft voor ophalen en valideren van meterstanden blijft de leverancier hiervan afhankelijk. Als voor het model wordt gekozen dat in Nederland zal worden gebruikt is de leverancier inderdaad niet afhankelijk. Niet meegenomen in het model.
29	Real time prijszetting mogelijk, tariefperiodes (product van de leverancier).	Is voordeel van slimme meters. Dit voordeel is niet gemakkelijk kwantitatief uit te drukken. Dit is om deze reden niet meegenomen in het model.
30	Snellere afhandeling financiële processen in de markt.	Dit is inderdaad correct bij een situatie waarin 100% telemeting is gerealiseerd. Allocatie, reconciliatie en settlement ontstaan door de huidige manier van meten

		van jaar- en maandgemeten leveringspunten. Is als baat voor de leveranciers opgenomen onder KB8.
31	Makkelijker switchen (van leverancier) leidt tot meer concurrentie en prijsdaling elektriciteit.	Klant wisselt van leverancier als prijs aantrekkelijk is ¹⁷ . Wordt niet gezien als een verdienste van de slimme meter en is derhalve <i>niet</i> opgenomen in het model.
32	Makkelijker switchen (van leverancier) leidt tot meer concurrentie en prijsdaling gas.	Zie commentaar bij 31.
33	Demand response. Door vraagresponse (terugkoppeling van het energieverbruik en aanbieding van gedifferentieerd tarief) verschuift de consument zijn elektriciteitsverbruik van piektijden naar daltijden. Daardoor kan de leverancier beter inkopen. Hij deelt het voordeel met de consument.	Is opgenomen onder KB20.
34	Relatie met klant, betere dienst aan klant.	Dit is voornamelijk een voordeel voor de energieleverancier. Omdat het nauwelijks mogelijk is om hiervan een betrouwbare schatting te geven is het <i>niet</i> meegenomen in het model.
35	Snellere detectie van fraude en diefstal in het net.	Is opgenomen onder KB21.
36	Effectievere aanpak wanbetalers door slimme meter elektriciteit en gas.	Is opgenomen onder KB22.
37	Snellere storingsmelding door slimme meter.	Eén van de voordelen van de slimme meter. Dit is echter zeer sterk afhankelijk van het gekozen communicatiekanaal. Indien er ook een automatische storingsmelding verwacht wordt bij spanningsonderbrekingen moet de meter voorzien zijn van noodbatterij en mag de communicatie niet via het laagspanningsnet verlopen. Bij de studie in Nederland ² was dit een baat omdat in Nederland een vergoedingsregeling bestaat voor langdurige spanningsonderbrekingen. Omdat dit in Vlaanderen niet het geval is, is besloten om dit punt <i>niet</i> mee te nemen in het model.
38	Efficiëntere storingsafhandeling door slimme meter.	Zie commentaar bij 37.
39	Verbeterde allocatie en reconciliatie processen: Op korte termijn zal de kwaliteit van SLP's verhogen door gebruik te maken van belastingscurven. Verbeterde kwaliteit van allocatie. Het settlementproces kan sneller afgerond worden en finaal, wanneer de "slimme meter" de basisuitrusting zal zijn in de markt zal dit proces volledig onder controle ko-	Zie commentaar bij 30.

	men en kan in principe overgegaan worden tot een quasi real-time settlement.	
40	Potentiële vermindering van restterm.	Bij 100% telemeting verdwijnt de restterm. Zie ook commentaar bij 30 en 39. Niet meegenomen in model.
41	Bepaling werkelijke netverliezen i.p.v. berekening steunend op gemiddelden en schattingen.	Is voordeel van slimme meters. Bij 100% telemeting zijn de netverliezen = Infeed – Outfeed. Het financiële voordeel is niet nauwkeurig te kwantificeren. Zie ook commentaar bij 40.
42	Reductie vermogen van op afstand (bv. incentive voor wanbetalers, aangeven dat krediet van prepaid meters bijna opverbruikt is, in noodgevallen belasting van net verminderen).	Is opgenomen onder KB22. Zie ook commentaar bij 36.
43	Af- en aanschakelen van op afstand (vb. bij gevaar gaslek, bij verhuizing) + collectief uitschakelen.	Is opgenomen als standaardfunctie in gasmeter (KB3). Echter, hier zijn geen exclusieve baten aan gekoppeld.
44	Real-time uitvaldetectie van op afstand.	Zie commentaar bij 37.
45	Asset management en netwerk-optimalisatie voor netbeheer. DNB kan kwaliteit van het net beter monitoren en ganse beheren van aansluitingen.	Slimme meters bieden opmaat richting smart grids. Het financiële voordeel is niet nauwkeurig te kwantificeren. Daarom is dit niet meegenomen in het model.
46	Extra diensten die op meter kunnen aangeboden worden, die ook van op afstand op de meter geplaatst kunnen worden. Dit kunnen diensten zijn van leveranciers of derde partijen.	Dit zou een voordeel kunnen opleveren voor energie-leveranciers of derde-diensten-aanbieders, Echter, het is onmogelijk om dit nauwkeurig te waarderen. Daarom niet meegenomen in model.
47	Mogelijke interface voor home toepassingen (demand management, andere diensten).	Zie commentaar bij 46.
48	Apart meten van afname of injectie t.o.v. het net in geval van lokale productie. Mogelijkheid tot coördinatie en monitoring van decentrale productie via de meter.	Er is aangenomen dat dit een standaardfunctie in de meter is. Echter, het is zeer moeilijk om dit nauwkeurig kwantitatief te beschrijven. Daarom niet meegenomen in model.
49	Markt zou meer volatiel kunnen worden, waardoor balancing kosten zouden kunnen oplopen.	Zie commentaar bij 30.
50	Vermindering kosten inkoop reserve-vermogen Elia bij Code Rood, omdat meters in een dergelijke situatie kunnen worden teruggeschakeld (beperking doorlaatwaarde) of afgeschakeld.	Tijdens Code Rood kunnen deze kosten oplopen van 80 Euro/MWh naar meer dan 1000 Euro/MWh. Deze kosten zullen worden verdisconteerd in het netwerktarief. Het is lastig om dit nauwkeurig te beschrijven. Daarom niet meegenomen in model.
51	De leveringszekerheid is gebaat bij een snellere detectie en	Leveringszekerheid is één van de cate-

	afhandeling van storingen.	gorieën die niet direct is opgenomen in het rekenmodel, omdat enerzijds de baat van een snellere detectie en afhandeling van storingen, nog niet zo relevant is in Vlaanderen, en anderzijds de baten van bijvoorbeeld de mogelijkheid om afnemers in geval van nood af te schakelen of te limiteren, zeer moeilijk in te schatten zijn. Toch zou dankzij slimme meters op die manier "virtueel" reservevermogen kunnen worden aangesproken. Een dergelijke kosten-batenpost zou waardevol kunnen zijn voor Elia.
--	----------------------------	---

BIJLAGE C OVERLEG MET MARKTPARTIJEN

Naast de parate kennis die KEMA heeft opgebouwd op basis van praktijkervaringen met het onderwerp 'slimme meters' hebben ook gesprekken plaatsgevonden met vertegenwoordigers van marktpartijen. Daarnaast is ook informatie opgevraagd bij verschillende marktpartijen (bv. schriftelijk of via de websites).

In het kader van deze studie is gesproken met en/of informatie opgevraagd bij:

- VREG
- Eandis
- Infrax
- Electrabel
- SPE
- Essent
- NUON Belgium
- Elia
- Iskra
- Sagem
- Landis&Gyr
- Echelon
- Actaris
- IBM
- EnergyICT
- Belgacom

BIJLAGE D DEFINITIE VAN 'SLIMME METER'

Binnen Werktraject 4 (WT4) is een overzicht gemaakt van functies die minimaal in een slimme meter benodigd zijn; binnen WT4 is ook getracht consensus te bereiken over de prioriteit van deze functies. In onderstaande tabellen (D.1 en D.2) zijn voor respectievelijk de elektriciteitsmeter en de gasmeter aangegeven welke functies *basisfuncties* zijn, dit zijn functies die in elk geval in een slimme meter aanwezig dienen te zijn, en welke functies *extra* zijn, dat wil zeggen, al wel voorzien in de meter, met de mogelijkheid deze functie in de toekomst te activeren. *Optionele* functies zijn functies die (nog) niet zijn voorzien in de slimme meter, maar indien mogelijk wél moet worden onderworpen aan de kosten-batenanalyse. Ook is aangegeven welke functies *overbodig* zijn, of economisch niet haalbaar, binnen het huishoudelijke segment. Basisfuncties zijn in de tabel aangegeven met de letter 'B', extra functies met de letter 'E', optionele functies met de afkorting 'Op' en overbodige functie met de afkorting 'Ov'.

D.1 Elektriciteitsmeter

Nr	Functie	Consensus	Opmerkingen
1	Bidirectionele communicatie van teller	B	
2	Lokale poort (uitlezing, communicatie naar toestellen, externe contacten)	B	Read-only poort. Bijkomend aandachtspunt: twee of meer uitgangen voor het apart schakelen van exclusief nachtcircuit, afschakelbaar gebruik.
	Bidirectionele poorten	Op	
3	Poort/datapad voor andere meters (vb. gasmeter of watermeter)	B	
4	Meerdere meetregisters/timeframes (EL: 15min, GS: 1h)	B	
5	Van op afstand aanpassen van timeframes/ meetregisters	B	
4&5+	Tarief per unit en per periode kan naar de meter gestuurd worden	Op	
6	Prepaid functie en prepaid register	B	Bedoeld wordt : meter zonder kaartlezer, prepaid functies vanop afstand (meterstand, afschakelen)
6B	Prepaid functie en prepaid register - met functies in de meter	Op	Meter zonder kaartlezer, maar met een aantal functies in de meter (bv. tegoed in de meter opvolgen, afschakelen)
7	Uitlezen vanop afstand	B	

8	Meting afname en injectie actief vermogen	B	
9	Meting reactief vermogen (4 kwadranten-meting)	B	
10	Meting op mono-en driefazige netten (3-en 4-draads)	B	
11	Opslaan van meterstanden in de teller (EL: kwartierwaarden, GS:uurwaarden)	B	
12	Registratie belastingscurve	B	
13	Elektronische beschikbaarheid van kwartierwaarden	B	
14	Realtime en on-demand beschikbaarheid van kwartierwaarden door LEV	Op	Inclusief elk kwartier de meterstand kunnen doorsturen.
15	Vermogensgrens vanop afstand	B	
16	Aan- en afschakelen van de teller vanop afstand onder veiligheidsvoorwaarden	B	Aanschakelen onder veiligheidsvoorwaarden. Bedoeld wordt: bv. afhankelijk van voorwaarden en vrijgeven van de meter door de klant
17	Collectief afschakelen of begrenzen	B	
18	Meting spanningsniveau en toestand net (dit bevat ook de registratie van onderbrekingen)	B	Real-time melding van toestand niet lijkt niet haalbaar. Bijkomend aandachtspunt: aparte meting van stroom en spanning.
19	Controle fazevolgorde	Op	
20	Mogelijkheid keuze faze voor netbalans	Op	
21	Detectie differentiaal fouten	E	
22A	Automatisch uitschakelen uitgangssrelais bij spanningsonderbreking voor veiligheid en vanop afstand terug inschakelen	Op	
22B	Uitschakelen uitgangssrelais voor testen en vanop afstand terug inschakelen	Op	
24	Fraudedetectie (manipulatie meter)	B	
25	Upgrade vanop afstand	B	
26	Display op meter zelf	B	
27	Display in kWh en/of in €	kWh: B €: Op	
28	Bijkomende display in woning	Op	

29	Openbare verlichting : mogelijkheid soft start en dimming	Op	
30	E-connectiviteit op niveau transformator, LS bord of LS kabel	Op	
31	E-connectiviteit in appartementsgebouwen	Op	

D.2 Gasmeter

Nr	Functie	Consensus	
1	Statische volume meting	B	
2	Temperatuurscorrectie	B	
3 (cfr. 16)	In- en uitschakelen onder veiligheidsvoorwaarden	B	
4	Poort naar communicatie unit (= E meter)	B	

BIJLAGE E DEFINITIES EN AFKORTINGEN

Code Rood

Code Rood treedt op bij een dreigend energietekort. In dat geval wordt een collectief voorin-gestelde doorlaatwaarde geactiveerd voor groepen meters. De netbeheerder is verantwoor-delijk voor het uitvoeren van Code Rood.

Dagelijkse uitlezing

In het referentie-alternatief wordt uitgegaan van dagelijkse uitlezing van de slimme meters, meestal gedurende de daluren ('s nachts). Meterstanden, kwartierwaarden, foutmeldingen en dergelijke, die in de datacentra worden binnengehaald zijn gegevens van de gehele dag ervoor. Het is wél mogelijk om incidenteel willekeurige meters aan te spreken en op afstand uit te lezen, maar dit gebeurt niet op grote schaal (<< 1% van het bestand per dag). Dagelijks uitlezing onderscheidt zich van *real-time* en *near real-time* uitlezing (zie aldaar).

Domotica

Domotica omvat alle apparaten en infrastructuren in en rond woningen, die elektronische in-formatie gebruiken voor het meten, programmeren en sturen van functies ten behoeve van bewoners en dienstverleners.

E

Elektriciteit

Elia

Elia is de beheerder van het Belgische hoogspanningsnet en staat in voor de transmissie van elektriciteit. Over het hoogspanningsnet wordt stroom vervoerd van de producenten naar de distributienetbeheerders en de industriële grootverbruikers. Als netbeheerder zorgt Elia voor een transparante, niet-discriminerende en objectieve toegang tot het net. Elia bezit alle Belgische netinfrastructuur van 150 tot 380 kV en nagenoeg 94% van de netinfrastructuur van 30 tot 70 kV.

EU

Europese Unie

Fluxys

Fluxys is verantwoordelijk voor het vervoer en de opslag van aardgas in België. Fluxys ver-voert aardgas vanaf de grens tot bij de distributienetbeheerders, elektriciteitscentrales en grote industriële afnemers. De zogeheten distributienetbeheerders verdelen het aardgas verder tot bij de huishoudens. Fluxys vervoert ook aardgas van grens tot grens: dat is aard-gas bestemd voor andere eindverbruikersmarkten in Europa, net zoals in andere landen aardgas met België als bestemming van de ene grens naar de andere wordt gebracht.

Fluxys slaat aardgas op zodat leveranciers bij piekvraag in periodes van koud weer over een buffer beschikken om hun verwarmingsklanten te bedienen.

G

Gas

GPRS

Afkorting van 'General Packet Radio Service'. GPRS is een techniek die een uitbreiding vormt op het bestaande GSM-netwerk. Met deze nieuwe technologie kan op een efficiëntere, snellere en goedkopere manier mobiel data verzonden en ontvangen worden.

GSM

Afkorting van 'Global System for Mobile communication'; dit is de dominante standaard voor mobiele telecommunicatie in de wereld.

Home Area Network (HAN)

Een datacommunicatie-systeem dat binnenshuis wordt gebruikt, meestal voor domotica-toepassingen. Een HAN kan 'slimme apparaten' met elkaar verbinden, waarbij de slimme elektriciteitsmeter vaak als portal of gateway wordt gebruikt.

M-bus communicatie

M-bus, ofwel Meter-bus, is een Europese standaard (EN 13757) voor het op afstand uitlezen van energie- en watermeters. In het kader van dit document wordt de term *M-bus communicatie* gebruikt voor communicatie over M-bus tussen de gasmeter en de elektriciteitsmeter.

Marktpartij

Binnen de Belgische elektriciteitsmarkt zijn verschillende marktpartijen actief. Binnen de context van dit document zijn de volgende partijen van belang: netbeheerders, energieleveranciers, Elia, producenten, consumenten en de overheid.

MOC

Metering Operating Center.

Nulalternatief

Het *nulalternatief* is de huidige situatie waar bij slechts een verwaarloosbaar klein aantal energieverbruikers gebruik maakt van een meetinfrastructuur met telegelezen meters voor het gas- en elektriciteitsverbruik en waarin in de toekomst ook geen significante verandering wordt voorzien. Dit wil zeggen: oude meters kunnen weliswaar vervangen worden door nieuwe elektronische meters, maar dit gebeurt niet op grote schaal, en de implementatie van slimme meters kan derhalve voor deze groep verwaarloosd worden.

OCR

Afkorting van Optical Character Recognition. Deze techniek wordt gebruikt bij het optisch lezen van meteropnamekaarten.

Power Line Communication (PLC)

Algemene term voor datacommunicatie waarbij het elektriciteitsdistributienetwerk als communicatiemedium wordt gebruikt.

Projectalternatief, referentie-alternatief

In een *projectalternatief* zijn, na een zekere transitiefase, alle energieverbruikers uit de in het scenario gekozen groep, aangesloten op een meetinfrastructuur met slimme meters voor het gas- en elektriciteitsverbruik en krijgen ze minimaal een driemaandelijke terugkoppeling over hun energieverbruik. Het projectalternatief dat op voorhand als meest realistisch wordt beschouwd wordt in het kader van dit document het *referentiealternatief* genoemd.

Real-time uitlezing / near real-time uitlezing

Real-time dataoverdracht duidt op de mogelijkheid van een datasysteem om automatisch data te verzamelen, te analyseren en/of over te dragen aan een ander systeem op een zo snelle wijze dat uit deze informatie direct regelacties ondernomen kunnen worden ten behoeve van het beïnvloeden van deze systemen (sturing), en het verwerken van de meetgegevens tot rapporten (gegevensverwerking) of alarmering. Als de data-overdracht continu is (zoals bij SCADA-systemen gebruikelijk is) wordt dit *real-time* genoemd. Als de dataoverdracht bijvoorbeeld elke vijf minuten, elk kwartier of elk uur plaatsvindt, wordt dit *near real-time* genoemd. In het kader van dit rapport wordt een onderscheid gemaakt tussen *dagelijkse uitlezing* en (*near*) *real-time* uitlezing van de energiemeters.

Vraagrespons

Vraagrespons is de mogelijkheid van energie-afnemers om te reageren op ontwikkelingen op de elektriciteits- en gasmarkt. Vraagrespons kan bijdragen aan publieke doelen zoals leveringszekerheid (borging van het evenwicht tussen vraag en aanbod van energie), milieubewustzijn, energiebesparing en een goede marktwerking. Een eerste vereiste voor vraagrespons door afnemers is dat zij weten wanneer het zinvol is om hun vraag naar energie te verschuiven. Mogelijke oplossing daarvoor is een meetinfrastructuur met slimme meters, die het op afstand aflezen van verbruik mogelijk maakt. Het belangrijkste effect dat hiermee bereikt kan worden is dat de afnemer, direct of via de energieleverancier, veel frequenter inzage krijgt in het actuele energieverbruik (in plaats van alleen de één-jaarlijkse eindafrekening).

WACC

Afkorting van Weighted Average Cost of Capital.

WT4

Werktraject 4; Hierin zetelen afgevaardigden van marktpartijen afkomstig van onder meer energieleveranciers, netbeheerders en van Elia. Zij houden zich bezig met de toekomst van slimme meters in Vlaanderen en hebben bijgedragen aan het onderbouwen van de al dan niet wenselijkheid en – onder meer economische – haalbaarheid van de implementatie van 'slimme meters' in Vlaanderen.

BIJLAGE F NOTEN

¹ In het kort is de doelstelling van 2006/32/EC: “De EU-lidstaten stellen een algemene nationale indicatieve energiebesparingsstreefwaarde van 9% vast, en streven ernaar die voor het negende toepassingsjaar van de richtlijn te bereiken, die wordt verwezenlijkt door energiediensten en andere maatregelen ter verbetering van de energie-efficiëntie. De lidstaten nemen kosteneffectieve, uitvoerbare en redelijke maatregelen die erop gericht zijn ertoe bij te dragen dat deze streefwaarde wordt bereikt.”

² Zie onder meer: R.J.F. van Gerwen, S.A. Jaarsma, F.T.C. Koenis, “*Domme meters worden slim? Kosten-batenanalyse slimme meetinfrastructuur*”, KEMA Arnhem, Augustus 2005 (uitgevoerd in opdracht van SenterNovem).

³ NTA 8130, “*Basisfuncties voor de meetinrichting voor elektriciteit, gas en thermische energie voor kleinverbruikers*”, Nederlands Normalisatie Instituut, Delft, Augustus 2007.

⁴ “*Kosten-batenanalyse slimme meters, prijsaanvraag BE/VREG/0024, uitnodiging voor het indienen van een offerte*”, probleemstellende notitie, VREG, 17 december 2007.

⁵ Het financieel model heeft de status van een *engineering tool*, dit wil zeggen dat het geschikt is om analyses uit te voeren en de gevoeligste parameters te benoemen. Het gaat hier uitdrukkelijk *niet* om een volledig uitontwikkeld, foolproof, softwaremodel.

⁶ Zie onder 4.

⁷ Carel J.J. Eijgenraam, Carl C. Koopmans, Paul J.G. Tang, en A.C.P. Verster, *Evaluatie van infrastructuurprojecten – leidraad voor kostenbatenanalyse*, Centraal Planbureau en Nederlands Economisch Instituut, 2000.

⁸ Zie www.vreg.be. Achtereenvolgens klikken op ‘Consultatie’, ‘Afgesloten consultaties’ en ‘Marktmodel’ levert toegang tot documentatie met betrekking tot de ontwikkeling van een marktmodel voor de Vlaamse energiemarkt.

⁹ In andere delen van België zijn andere regulatoren actief: CWaPE voor Wallonië en BRUGEL voor de Brusselse regio. De (federale) regulator voor heel België is CREG (zie ook www.creg.be).

¹⁰ WT4, Overzicht functies, VREG, februari 2008.

¹¹ *Domotica* omvat alle apparaten en infrastructuren in en rond woningen, die elektronische informatie gebruiken voor het meten, programmeren en sturen van functies ten behoeve van bewoners en dienstverleners. Domotica staat voor elektronische communicatie tussen allerlei elektrische toepassingen in de woning en woonomgeving ten behoeve van bewoners en

dienstverleners. In een Domotica-woning worden zorgtaken, communicatie, ontspanning en andere huiselijke bezigheden door talrijke elektrische apparaten en netwerken gemakkelijker gemaakt. Denk hierbij aan toepassingen in de woning om functies te besturen (verwarmen, ventileren, verlichten, etc.) en diensten uit de woonomgeving te gebruiken (alarmeren, telefoneren, televisie kijken, etc.). Dit gebeurt bij voorkeur flexibel: op elke plek en op elk tijdstip dat het de bewoner past, met een gemakkelijke bediening en desgewenst op afstand. Zie ook www.domotica.be of www.domotica.nl.

¹² Geert Deconinck en anderen, “*Studie communicatiemiddelen voor slimme meters*”, KU Leuven - ESAT/ELECTA, VREG 2006/0192, mei 2007.

¹³ VREG, “*Marktrapport: De Vlaamse energiemarkt in 2007*”, zie ook www.vreg.be.

¹⁴ In Nederland heeft *DELTA Energie* ook de beschikking over een eigen kabeltelevisienetwerk (via dochter Zekatel); zij heeft daarmee al succesvol beproevingen gedaan met uitzendingen van slimme meters over dit netwerk.

¹⁵ In [“Addressing the challenge of energy efficiency through information and communication technologies”, Commission of the European Communities, COM(2008) 241, Brussel, 13 mei 2008], wordt een Fins onderzoek aangehaald waar een percentage energiebesparing van 7% wordt genoemd, behaald door real-time terugkoppeling van het energieverbruik aan huishoudelijke klanten. In de studie die in 2005 in Nederland is gedaan (zie noot 2), is gerekend met een besparingspercentage van 4% voor elektriciteit en 2% voor gas.

¹⁶ Nota aan VREG en KEMA, “*Slimme meters : noodzaak real time communicatie*”, Patrick Devos en Luc Henderieckx, Eandis, 19 juni 2008.

¹⁷ Bericht van www.energeia.nl (vrijdag 20 juni 2008): “De Vlamingen zijn steeds minder trouw aan hun energieleverancier. Zo'n 130.000 huishoudens zijn dit jaar al van leverancier veranderd, 12% meer dan in dezelfde periode vorig jaar. Dat blijkt uit cijfers van de Vreg, de organisatie die de gas- en elektriciteitsmarkt beheert. In de eerste helft van 2007 stapten 115.000 Vlamingen over. Door prijzen te vergelijken, bijvoorbeeld op de website van de Vreg, kan een huishouden tot EUR 200 per jaar besparen.”