DNWB

DNWB pleit er voor om de kosten welke RNB's niet kunnen beïnvloeden maar door externe factoren wijzigen één op één aan de RNB's te compenseren.

A. Niet beïnvloedbare kosten

Reeds in juli 2002 heeft de EK (voorheen DTe) onderkend dat er sprake is van niet-beïnvloedbare kosten. Zie hiervoor het rapport "Een Overzicht van de eerste Reguleringsperiode Regionale Netbedrijven Elektriciteit". In hoofdstuk 5.2; Niet-beïnvloedbare kosten stelt de DTe:

*"**Niet-beïnvloedbare kosten** zijn kosten waar het bedrijf zelf geen invloed op heeft. Aangezien deze kosten buiten de invloedssfeer van het bedrijf liggen, zou het onterecht zijn wanneer er ook aan deze kosten een efficiëntiedoelstelling zou worden verbonden."*

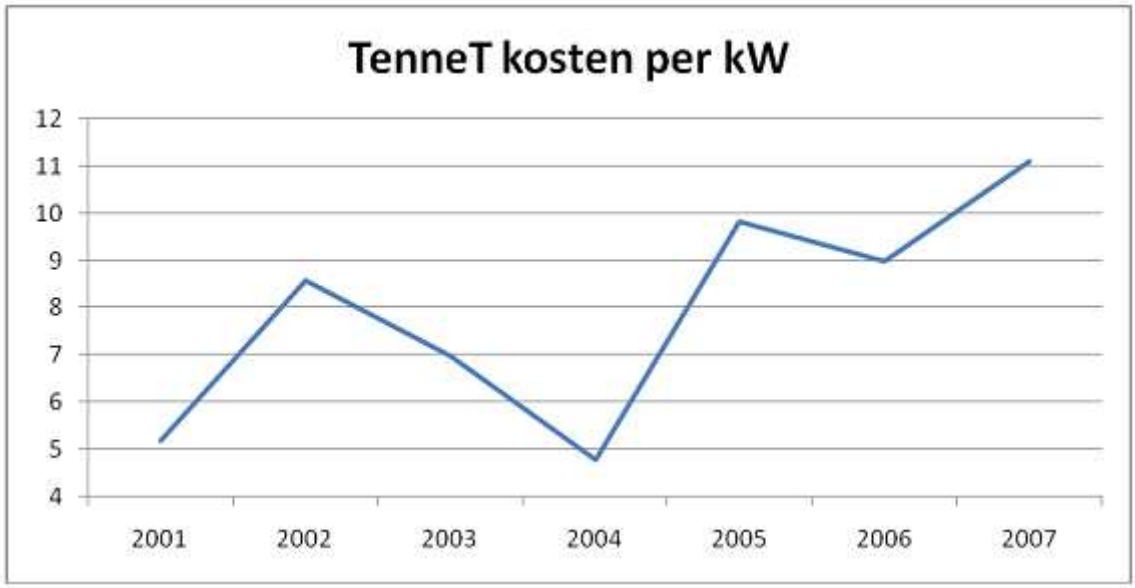
B. Gevolgen beheeroverdracht 150 kV-netten aan TenneT

Door de beheeroverdracht van de 150 kV-netten wordt DNWB onevenredig hard getroffen. DNWB wenst daarom de volgende aanvullende onderwerpen in te brengen:

B.1. Inkoopkosten TenneT (niet beïnvloedbaar)

De inkoopkosten van TenneT zijn niet te beïnvloeden door de RNB's. Aangezien TenneT de komende jaren fors zal gaan investeren, zullen de tarieven en dus ook de inkoopkosten stijgen. DNWB pleit er danook voor om deze inkoopkosten als "niet-beïnvloedbaar" te beschouwen. DTe heeft dit reeds voorzien in hoofdstuk 5.2.1 van haar rapport van juli 2002 "Een Overzicht van de eerste Reguleringsperiode Regionale Netbedrijven Elektriciteit".

Ter illustratie een grafiek waaruit blijkt dat de inkoopkosten TenneT (betreffende 10 % van de kosten van DNWB in jaar 2006) voor DNWB niet te beïnvloeden zijn en ook niet te bepalen zijn op basis van tariefniveau vanuit het verleden.



Hier komt bij dat DNWB voor de beheeroverdracht recht had op het 600h-tarief conform “beslissing op bezwaar Tarieven TenneT 2007” d.d. 6 november 2008 (nr. 102699_1/37) waardoor de inkoopkosten van DNWB grofweg 50 % lager waren dan voor de overige RNB’s. Hierdoor wordt DNWB als enige RNB geconfronteerd met een onevenredige stijging van de inkoopkosten.

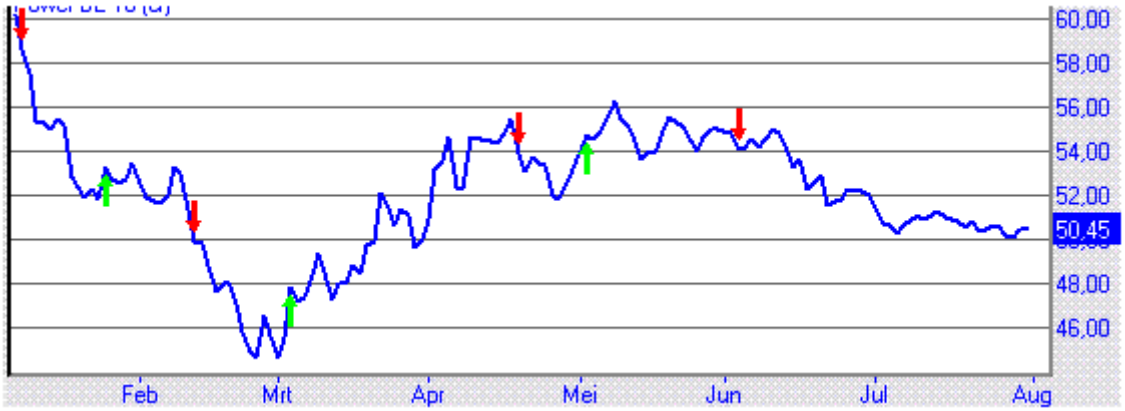
B.2. Meerkosten beheeroverdracht TenneT (niet beïnvloedbaar)

Een deel van de HS-kosten is door DNWB niet overgedragen aan TenneT. Dit betreft o.a. de kapitaalslasten van de voorzieningen welke zowel door TenneT als DNWB worden gebruikt (terreinen, gebouwen etc.) Deze kosten bedragen naar schatting 32 % van het HS-aandeel in de sector! Dit is aanzienlijk hoger dan het aandeel van DNWB in de SO (2 %). DNWB wordt dus nauwelijks gecompenseerd voor de achtergebleven HS-kosten. RNB’s zonder HS-kosten worden wel via hun aandeel in de SO gecompenseerd voor de HS-kosten. In de reguleringssystematiek dient rekening gehouden te worden met individuele verschillen a.g.v. o.a. beheeroverdracht HS.

Bovenstaande is reeds besproken met onze accountmanager bij de EK, dhr. Gijsbert Jonkers. Tevens is dit onder de aandacht gebracht middels een presentatie welke is verzonden d.d. 17 juli 2009.

C. Inkoopkosten netverliezen (niet beïnvloedbaar)

Graag vraagt DNWB hierbij ook uw aandacht voor de inkoop van netverliezen. De hoeveelheid aan technische netverliezen in het net van DNWB zijn nauwkeurig te bepalen. De elektriciteitsprijs waar tegen DNWB deze netverliezen dient in te kopen is door DNWB echter niet te beïnvloeden. Dit wordt geïllustreerd d.m.v. onderstaande grafiek waarbij de maandelijkse kosten voor inkoop van netverliezen zijn weergegeven. Hieruit blijkt dat dit een zeer grillig verloop heeft en door DNWB niet is te beïnvloeden.



DNWB vraagt uw raad dan ook om de inkoopkosten van netverliezen welke 14 % deel uitmaken van de sectorkosten in 2006 te beschouwen als niet beïnvloedbare kosten. Hierbij willen we benadrukken dat inkoop van energie geen primaire taak is van een regionale netbeheerder.

D. DeCentrale Opwek (DCO)

D.1. Niet gedekte diepte-investeringen (Transportkosten)

DNWB heeft de ambitie om decentrale energieproductie te stimuleren en faciliteert graag in de realisatie hiervan binnen haar verzorgingsgebied. Echter voor het zorgen voor voldoende transportcapaciteit om de gewenste teruglevering te realiseren zijn grote netinvesteringen nodig in de

achterliggende netten. Deze investeringen worden in de huidige reguleringssystematiek niet volledig door de tarieven gedekt.

Dit knelpunt is reeds bekend bij uw raad. In de Expertgroep “invoeding regionale netbeheerders elektriciteit” wordt reeds constructief samen met de EK gewerkt aan een toekomstvaste oplossing. Deze Expertgroep staat onder leiding van dhr. Jeroen Althoff.

D.2. Niet gedekte investering aansluiting kleine windparken t/m 10 MVA (Aansluitkosten)

Naast het knelpunt van de diepte-investeringen in de achterliggende netten is er een knelpunt ontstaan t.a.v. de aansluitkosten van DCO. N.a.v. de uitspraak van het CBB van 22 oktober 2008 (LJN BG3834, www.rechtspraak.nl) en vervolgens de NMa, geschil Windpark Zeeland I B.V. - Delta Netwerkbedrijf B.V.(nr. 102073/74) zijn “kleine windparken” (t/m 10 MVA) uitgesloten van het kostenveroorzakersprincipe uit de Elektriciteitswet 1998. Waar voorheen het aansluittarief voor windparken t/m 10 MVA werd gebaseerd op het technisch te realiseren netaansluitpunt, (10 kV-rail in een HS/MS-transformatorstation) dient het aansluittarief nu gebaseerd te zijn op het dichtstbijzijnde aanwezige 10 kV-spanningsniveau. In de praktijk is dit de dichtstbijzijnde 10 kV-kabel in de straat. Hieruit volgt dat de investering t.g.v. het realiseren van de aansluiting voor kleine windparken niet is gedekt door het eenmalige aansluittarief.

Mogelijk dat windparkexploitanten voor in het verleden gerealiseerde aansluitingen voor “kleine windparken” restitutie vragen voor de door hun, destijds betaalde aansluitvergoeding (meerlengte).

Alleen al bovengenoemd Windpark Zeeland1 heeft een bedrag van 3 M€ geclaimd omdat DNWB haar destijds (2005) niet heeft aangesloten conform bovengenoemde uitspraak.

Bovenstaande is reeds bij uw Raad kenbaar gemaakt middels ons schrijven d.d. 17 juli 2009 ref. AY401000.2009.8.

Graag zou DNWB bovengenoemde aanvullende onderwerpen willen bediscussiëren in de komende klankbordgroepvergadering. DNWB heeft reeds middels een schrijven aan de Minister van Economische Zaken in het kader van haar levensvatbaarheid een aantal van bovenstaande reguleringsknelpunten aan de orde gesteld.

E. Nawoord

DNWB is van mening dat de reguleringsystematiek dient te voldoen aan het kostenveroorzakersprincipe zoals genoemd in de Elektriciteitswet. Bovengenoemde kosten welke de RNB’s maken in het kader van de uitvoering van hun wettelijke taken worden niet veroorzaakt of zijn niet te beïnvloeden door de RNB’s. De RNB’s kunnen deze kosten binnen de huidige reguleringsystematiek ook niet één op één verwerken in de tarieven.

Een hulpmiddel zou kunnen zijn het breder toepassen van de beleidsregel “Aanmerkelijke Investering”. Hierbij doelen we op de zekerheid welke de RNB kan worden geboden op het binnen een redelijke termijn terugverdienen van een investering. Enkele investeringen waarmee de RNB’s de komende jaren worden geconfronteerd zijn bijvoorbeeld uitbreidingsinvestering t.b.v. DCO, investeringsgolf “slimme meter” en vervangingsinvesteringen.

Tot slot is DNWB verheugd te vernemen dat de EnergieKamer in het kader van het onderzoek naar aansluitdichtheid alle mogelijkheden onderzoekt om objectief te kunnen bepalen of extra netlengte per aansluiting leidt tot hogere kosten. DNWB kijkt uit naar de resultaten van dit onderzoek en ziet de uitkomsten van dit onderzoek met vertrouwen tegemoet.

Hierbij willen we nog benadrukken dat de aanvullende punten welke aangedragen zijn niet tot doel hebben om de (financiële) problematiek welke DNWB als individuele netbeheerder ervaart nogmaals

aan de orde te stellen. Dit is reeds gebeurd middels de brieven en contacten met de EnergieKamer waarnaar wordt gerefereerd. Met het aandragen van bovengenoemde aanvullende onderwerpen wilt DNWB bereiken dat er in het methodebesluit van de nieuwe reguleringsmethode rekening wordt gehouden met de onvolkomenheden in het huidige reguleringsmodel.

MEMO

aan	:	Energiekamer	t.a.v.	:
van	:	VEMW		
cc.	:			
datum	:	14 augustus 2009		
onze ref.	:	09253m01/		
onderwerp	:	Aanvullende onderwerpen voor tariefregulering gas- en elektriciteitsnetten		

Zoals afgesproken tijdens de bijeenkomst van de klantencontactgroep op 7 juli 2009, zijn hieronder de aanvullende onderwerpen weergegeven die ons inziens ook door de Energiekamer moeten worden meegenomen bij de voorbereiding van de nieuwe reguleringsperioden. Wij merken op dat deze lijst niet bedoeld is als uitputtend of volledig.

1) Vrijstelling van precariobelasting voor netwerken van nutsbedrijven

De ministerraad heeft op voorstel van staatssecretaris Bijleveld ingestemd met de invoering van een vrijstelling van precariobelasting voor netwerken van nutsbedrijven. Hiervoor worden de Gemeentewet, de Provinciewet en de Waterschapswet gewijzigd. De vrijstelling geldt onder meer voor elektriciteitskabels en gasleidingen. Nutsbedrijven berekenen de precariobelasting die zij betalen door aan de gebruikers van gas en elektriciteit. Ook aan die gebruikers die in een gemeente gevestigd zijn waar deze precariobelasting niet wordt geheven. De streefdatum voor de vrijstelling is 1 januari 2010. Deze wijziging leidt evident tot een kostenverlaging voor de netbeheerders, en dient dus in de tariefregulering te worden meegenomen.

2) Waardering van de netten

Uit het onderzoek van de Algemene Rekenkamer blijkt dat de GAW van de gas en elektriciteitsnetten niet op basis van objectieve criteria zijn vastgesteld, in de overeenkomsten tussen de DTe en de energiebedrijven. Daardoor is er volgens de Algemene Rekenkamer geen garantie dat afnemers niet opnieuw moeten betalen voor netten die zij in het verleden al in de tarieven doorberekend hebben gekregen. Tussen 2001 en 2003 zijn de GAW voor regionale netbeheerders sterk verhoogd: bij elektriciteit van 5,7 naar 9,1 mrd Euro en bij gas van 3,1 naar 5,6 mrd Euro. Daarnaast zijn de waarde van de HS-netten en de waarde van het landelijk gastransportnet op basis van ondeugdelijke gronden op een te hoog niveau vastgelegd. De waarde van het net is evident van belang voor de tariefregulering, en telt ook in de toekomst in belangrijke mate mee voor de hoogte van de tarieven. Nu duidelijk is dat de waardes niet op objectieve gronden zijn vastgesteld, moet dit als onderwerp worden meegenomen in de nieuwe reguleringsperiode.

3) Winstenonderzoek

In mei 2007 publiceerde de NMa het winstenonderzoek met gegevens over de winsten van de netbeheerders over de periode 2004-2005. Hieruit bleek dat netbeheerders in deze 2 jaren 595 miljoen Euro meer winst hadden behaald dan het redelijke rendement dat de NMa op voorhand had vastgesteld. Hiervan wordt 393 miljoen Euro door de NMa als “onwenselijk” beschouwd. Deze verontrustende resultaten zouden volgens de NMa leiden tot 4 vervolgstappen, waarvan één:
“De NMa zal voortaan periodiek – namelijk aan het eind van elke reguleringsperiode – inzicht verschaffen in de hoogte van de winsten die behaald worden met de gereguleerde activiteiten”. Daarnaast heeft de Algemene Rekenkamer geadviseerd om het winstenonderzoek bij elke reguleringsperiode uit te voeren, waarvoor de NMa ook reeds bevoegd is. De Minister van Economische Zaken heeft dit ook onderschreven.
Een belangrijke input voor de volgende reguleringsperiode zal dus moeten zijn het winstenonderzoek van de NMa over de jaren 2006 – 2009. Daarbij moeten dan ook de landelijke netbeheerders betrokken worden.

4) Corrigeer voor volumewijzigingen in tariefcategorieën door de netbeheerder

Volgens artikel 3.7.2 van de Tarievencode elektriciteit, bepalen netbeheerders zelf de grenzen van de verschillende tariefcategorieën. Deze grenzen zijn bepalend voor de tarieven die aangeslotenen betalen, en voor de volumes die netbeheerders in rekening kunnen brengen in de verschillende tariefcategorieën. Netbeheerders kunnen er financieel belang bij hebben om afnemers (soms met terugwerkende kracht) in een andere tariefklasse in te delen. In de praktijk gebeurt dit ook, bijvoorbeeld bij discussies over de indeling in MSD of MST. Zodoende kunnen netbeheerders hun inkomsten verhogen tot boven de Totale Inkomsten zoals door de NMa vastgelegd in het tarievenbesluit, en onterecht een hoger rendement behalen van door de NMa redelijk wordt geacht. Dit komt omdat de rekenvolumes niet veranderen, en in ieder geval niet met terugwerkende kracht. De NMa kan dit strategische gedrag van netbeheerders tegengaan door structureel te corrigeren voor wijzigingen a.g.v. indeling in tariefcategorieën. Daarmee verliezen netbeheerders het financiële belang om op deze wijze hun inkomsten oneigenlijk te verhogen.

5) Meer transparantie

Er wordt onvoldoende informatie gepubliceerd inzake de financiële situatie van netbeheerders. De NMa zou informatie moeten publiceren per individuele netbeheerder over de omvang van de jaarlijkse investeren in hun netwerk (uitgesplitst naar vervangingsinvesteringen en uitbreidingsinvesteringen), afschrijvingen, de GAW, de dividenduitkeringen aan aandeelhouders, de hoeveelheid eigenvermogen en vreemd vermogen, kosten voor onderhoud etc. Deze belangrijke informatie is nu niet beschikbaar, waardoor het lastig is om een goede beoordeling te geven over de tariefregulering in algemene zin, en aanbevelingen te geven voor verbetering.

6) Grenzen aan tariefschommelingen

Netbeheerders doen zelf voorstellen voor de tarieven. Daarbij moet de NMa controleren of deze met in acht neming van de Rekenvolumina, binnen de Totale Inkomsten voor de betreffende netbeheerder blijven. Netbeheerders kunnen hun inkomsten maximaliseren en hun rendement oneigenlijk verhogen door tariefsverhogingen door te voeren in categorieën waarbij de meeste volumegroei te verwachten is. Dergelijke verschuivingen over verschillende tariefcategorieën leiden tot onwenselijke tariefschommelingen, waardoor individuele afnemers met grote stijgingen geconfronteerd kunnen worden. De NMa kan in haar beleid grenzen stellen aan tariefschommelingen door zich te beroepen op de Tarievencode, waarin is bepaald dat de inkomsten op de verschillende netvlakken gekoppeld zijn aan de achterliggende kosten (zie bijv. paragraaf 3.6 Tarievencode elektriciteit). Deze kosten mogen niet door de netbeheerders verschoven worden.

STEDIN

1. **SO op basis van Capaciteitstarief.**
   Nu het capaciteitstarief is ingevoerd, zal ook de SO op basis van capaciteitstarief moeten worden gehanteerd in de Methode.

2. **Bepaling kosteneindpunt.**
   Wij zouden graag zien dat bij de bepaling van het kosteneindpunt waar mogelijk gebruik wordt gemaakt van nauwkeuriger schattingen dat het extrapoleren van gerealiseerde productiviteitsverandering. Dit zou bijvoorbeeld mogelijk zijn bij de inkoopkosten TenneT, waarvoor geldt dat de x-factor, en dus de tariefontwikkeling voor de komende periode bekend is. Dit geldt in brede zin voor alle niet-beinvloedbare kosten waarvoor een betrouwbare toekomstverwachting te maken is.

3. **Gebruik 2009 data**
   Ons inziens moet het mogelijk zijn om de productiviteitsdata over 2009 mee te nemen in de berekening voor de komende reguleringsperiode. Het is mogelijk om deze data eventueel eerder aan te leveren dan eind mei, zoals gebruikelijk. Het gebruik van de meest recente data zorgt voor een verkleining van de "lag" in de regulering.

4. **Toets op haalbaarheid efficiencydoesltelling (ratio's in eindpunt)**
   Bij het vaststellen van de x-, en q-factoren zou moeten worden gekeken naar de haalbaarheid van de methode door de uitkomsten te toetsen aan de financiele ratio's die door de EK worden gehanteerd. Deze ratio's zouden dan moeten worden berekend op basis van de eindinkomsten.

5. **Invoeren nacalculatie**
   Om discussie over de haalbaarheid van de regulering te verminderen, verdient het aanbeveling om elementen uit de methode, waarop de netbeheerders geen invloed kunnen uitoefenen, na te calculeren. Hierbij valt met name te denken aan TenneT inkoopkosten, CPI, rente, prijseffect netverliezen.

6. **Discussie doelstelling q-factor gas**
   Het huidige niveau van onderbrekingen bij gas is dusdanig laag dat er geen q-factor op basis van storingsminuten nodig lijkt. Het valt eerder aan te bevelen om een q-factor op basis van veiligheid of kwaliteit van administratieve dienstverlening in te voeren.

7. **Niet meenemen geplande onderbrekingen in q-factor E**
   Het meenemen van geplande onderbrekingen in de q-factor E leidt mogelijk tot onveiliger werken (werken onder spanning). Bovendien wordt werken onder spanning wordt juist ontmoedigd door andere instanties (arbeidsinspectie, VROM). Daarnaast leidt het meenemen geplande onderbrekingen mogelijk tot uitstel van vervangingsinvesteringen.

8. **Prikkels in de reguleringsmethode**
   Stedin is van mening dat de huidige reguleringsmethodiek te eenzijdig focust op effieciencyverbetering en te weinig positieve prikkels biedt die de netbeheerder aanzetten tot gewenst gedrag. Hierbij denken wij aan:
   - prikkel voor aanhouden voldoende reservecapaciteit
   - prikkel voor investeren in 'transitie naar duurzaam' (wel kosten niet noodzakelijkerwijs meer SO)
   - innovatie 'allowance'/'incentive' zoals in de UK

9. **Verminderen "lag"/vertraging in vergoeding investeringen**
   Om te voorkomen dat netbeheerders investeringen lang moeten voorfinancieren (vergoeding vindt pas plaats in de volgende reguleringsperiode) is het wellicht mogelijk om de GAW vaker te updaten (en de TI daaraan aan te passen). Bijvoorbeeld jaarlijks, op basis van de productiviteitscijfers.

10. **Andere indexering dan CPI**

Wij zien dat de kostenonwikkeling die netbeheerders zien een andere is dan de ontwikkeling van de CPI. Dit leidt ertoe dat de ontwikkeling van de tarieven geen gelijke tred houdt met de kostenonwikkeling. Er zou gezocht moeten worden naar een andere indexering dan de CPI, het CBS biedt naast de CPI ook andere indices, die mogelijk beter aansluiten bij de kostenotwikkeling waarmee de netbeheerder zich geconfronteerd zien.

11. **Regulering Gasaansluitingen**
    Op dit moment loopt er een traject om gasaansluitingen (en daarmee ook de tarieven) binnen het gereguleerde domein te brengen. Wij vragen in dit kader om aandacht voor het volgende:
    - Hoe om te gaan met de zogenaamde "witte gebieden"? Geldt hier ook een aansluitplicht? Zo ja, hoe worden deze kosten toegerekend?

12. **Regulering HS-netten**
    Er bestaat een kans dat Stedin het beheer van haar HS netten niet aan TenneT zal hebben overgedragen bij de start van de komende reguleringsperiode. Het is niet wenselijk dat Stedin als enige netbeheerder met een HS net vergeleken wordt met netbeheerders die deze netten niet hebben. Voor het deel van onze netten dat op termijn overgedragen wordt aan TenneT streven wij naar een reguleringsmethodiek analoog aan de methode die geldt voor TenneT. De methode dient hiervoor aangepast te worden.

13. **Aansluittarieven**
    Er zijn recentelijk enkele uitspraken gedaan die van invloed zijn op de aansluittarieven. Hierbij doelen wij met name op de volgende onderwerpen:
    - aansluiten op dichstbijzijnde punt in het net (Windpark Zeeland/Delta case)
    - Vaststellen eenmalige aansluitvergoeding (NRE case)
    - Vaststellen periodieke aansluitvergoeding (Liander/Global Switch case)

NRE, ObN en NetH

1. Slimme meters:
Zekerheid is van belang voor het doen van investeringen en het verkrijgen van financieringen bij banken. Het is daarom van belang dat er duidelijkheid komt met betrekking tot het vergoeden van investeringen in slimme meters en dat daarmee al rekening wordt gehouden in de methodebesluiten voor de volgende reguleringsperiode.

2. Aan bovenliggende netbeheerder te betalen transportkosten Elektriciteit:
Een groot deel van de operationele kosten van de regionale elektriciteitsnetbeheerders bestaat uit transportkosten welke moeten worden betaald aan een bovenliggende netbeheerder. Deze kosten zijn voor de betreffende regionale niet-beïnvloedbaar. Derhalve is het niet redelijk deze kosten mee te tellen in het besparingspotentieel van de regionale netbeheerders.
Dit is zowel van toepassing op kosten te betalen aan de landelijke netbeheerder TenneT als aan een andere bovenliggende regionale netbeheerder.

3. Invoeding Biogas:
De problematiek met betrekking tot de invoeding van decentraal opgewekte Elektriciteit staat momenteel volop in de schijnwerpers. Aanpassingen in de reguleringsmethodiek waarbij rekening zal worden gehouden met de kosten als gevolg van de facilitering van decentraal opgewekte Elektriciteit, liggen derhalve in de lijn der verwachting.
Tot op heden concentreert de gehele discussie zich nog op de invoeding van Elektriciteit. Gezien de huidige ontwikkelingen met betrekking tot Biogas, zal dezelfde problematiek ontstaan met betrekking tot decentrale invoeding van Gas. Het verdient daarom aanbeveling om in de nieuwe methodebesluiten ook rekening te houden met decentrale invoeding van Gas.

4. Aansluitplicht Gas:
Indien de regionale netbeheerders op grond van de nieuwe wetgeving verplicht worden ook de tot op heden niet aangesloten zogenaamde “onrendabele” of “witte” gebieden van gasaansluitingen te voorzien, dan zullen de totale kosten van de sector aanzienlijk stijgen. Het ligt het meest voor de hand dat deze extra kosten over alle gasklanten van het land worden gesocialiseerd. Aangezien de “witte” gebieden niet gelijkelijk over de regionale gasnetbeheerders verdeeld zijn, zal er echter een herverdeling van deze gesocialiseerde opbrengsten nodig zijn.

5. Verschuiving omzet a.g.v. capaciteitstarief:
Aan het begin van de huidige reguleringsperiode was nog een groot deel van de omzet van de regionale netbeheerders volumeafhankelijk. Als gevolg van de invoering van het capaciteitstarief zullen in de volgende reguleringsperiode Toegestane Inkomsten tussen de verschillende regionale netbeheerders gaan verschuiven. Dit betekent dat regionale netbeheerders met afnemers met een hoog verbruik omzet zullen verliezen ten gunste van regionale netbeheerders die klanten met een laag verbruik hebben.

7-aug-2009

AANVULLENDE ONDERWERPEN LIANDER

Tijdens de KBG van 7 juli heeft de NMa aangegeven de huidige wijze van regulering te gaan voortzetten. Een aantal onderwerpen is door de NMa op de agenda gezet, waaronder de invoeding in regionale netten, update wacc, lengte reguleringsperiode en q-factor. Daarnaast werden (individuele) netbeheerders uitgenodigd om desgewenst onderwerpen gemotiveerd aan te dragen.

Bijgaand geven wij de aanvullende onderwerpen aan die naar onze mening tot aanpassingen in het reguleringsmodel zouden moeten leiden.

1) ONDERWERPEN TER ZAKE VAN DE Q-FACTOR ELEKTRICITEIT

a) Aanpassing voor modelfout in Q-factor berekening
b) Referentienorm bij de vaststelling van de Q-factor

2) ONDERWERPEN TER ZAKE VAN DE X-FACTOR ELEKTRICITEIT

a) Aanpassing voor kosten van inkoop bij bovenliggende netbeheerder

3) ONDERWERPEN VAN ALGEMENE AARD (ELEKTRICITEIT EN GAS)

a) Gebruik basisgegevens
b) Gelijke speelveld
c) Samengestelde output
d) Add-on's
e) Investeringsprikkel
f) Ratio's / financiability
g) Overige zaken

4) ONDERWERPEN TER ZAKE VAN DE X-FACTOR GAS

a) Extra hoge druk net

5) APPENDICES

1) ONDERWERPEN TER ZAKE VAN DE Q-FACTOR ELEKTRICITEIT

1a) Aanpassing voor modelfout in Q-factor berekening

Per reguleringsperiode wordt een bedrag bepaald voor de kwaliteitsprestatie die is geleverd in de ervoor liggende reguleringsperiode (nu totaal van 3 jaar). Vervolgens wordt een q-factor berekend, zodanig dat het berekende bedrag voor de geleverde driejarige kwaliteitsprestatie wordt verdisconteerd in de toegestane inkomsten van de nieuwe reguleringsperiode (drie jaar). Dit geschiedt via de q-factor, waarmee het effect op de toegestane inkomsten in de drie jaren van de nieuwe reguleringsperiode resp.$(1-q)-1$, $(1-q)^2-1$ en $(1-q)^3-1$ bedraagt.

Globaal wordt het berekende bedrag van de driejarige kwaliteitsprestatie daarmee voor resp. circa 1/6, 2/6 en 3/6 in de toegestane inkomsten van T+1, T+2 en T+3 verdisconteerd. In het eindniveau (T+3) zit dan voor gemiddeld 1,5 jaar[1] van de waarde van de jaarlijkse kwaliteitsprestatie verdisconteerd. N.b. dit impliceert dus dat het eindniveau in T+3 een kwaliteitsniveau weerspiegelt dat 50% afwijkt van de eertijds gerealiseerde gemiddelde jaarlijkse kwaliteitsprestatie.

In het huidige reguleringsmodel wordt voor een nieuwe reguleringsperiode op gelijke wijze een waarde voor de nieuwe kwaliteitsprestatie bepaald en wordt een q-factor voor T+4, T+5, en T+6 berekend, waarbij de toegestane inkomsten uit T+3 als vertrekpunt worden genomen. Echter, bij de berekening van de q-factoren wordt er daarbij ten onrechte aan voorbijgegaan dat het vertrekniveau van de netbeheerder, d.w.z. dat de toegestane inkomsten in T+3, reeds een substantieel kwaliteitsverschil weerspiegelt. Deze omissie bij de vaststelling van de q-factoren leidt tot perverse resultaten. Immers, indien bijvoorbeeld alle netbeheerders na een periode met kwaliteitsverschillen, en daarmee verschillende q-factoren en toegestane inkomsten vervolgens in de nieuwe perioden allemaal een gelijke kwaliteitsprestatie zouden realiseren, wordt voor alle netbeheerders de q-factor op 0 gesteld. Echter, daarmee blijven de verschillen in toegestane inkomsten als gevolg van de verschillende kwaliteitsprestaties uit de eerdere reguleringsperiode ten onrechte eeuwigdurend bestaan.

In appendix 1 is een en ander geïllustreerd met een rekenvoorbeeld voor een sector met drie qua omvang gelijke netbeheerders. Daarbij is verondersteld dat de kwaliteits-verschillen tussen netbeheerders in de eerste reguleringsperiode zich ook in de tweede reguleringsperiode voordoen. De kwaliteit in de derde reguleringsperiode is bij alle netbeheerders aan elkaar gelijkgesteld. Als perverse resultaten komen naar voren:

- de verschillen in toegestane inkomsten tussen de netbeheerders nemen in periode II toe, terwijl de kwaliteitsverschillen gelijk zijn gebleven. Bij ongewijzigde kwaliteitsprestaties zouden de toegestane inkomsten van netbeheerders met een q-factor <0 op termijn naar € 0 gaan !;
- in periode III blijven de eerder ontstane verschillen in toegestane inkomsten bestaan, terwijl de kwaliteitsprestaties bij alle netbeheerders gelijk zijn. Dat is niet de bedoeling van het systeem (maar gelijke beloning bij gelijke prestatie);
- de verrekende kwaliteitsprestatie is na de eerste reguleringsperiode veel groter dan de waarde van de te verrekenen kwaliteitsprestatie (in periode 2 al factor

[1] In het 3e jaar wordt circa 3/6 van de kwaliteitsprestatie over de volledige drie jaren van de voorgaande reguleringsperiode verdisconteerd. Dit betekent 3/6 van 3 jaren = 9/6 jaar =1,5 jaar.

1,5 te hoog). Met andere woorden de toegestane inkomsten op jaarbasis weerspiegelen niet de gemiddeld geleverde kwaliteitsprestatie.

Oplossingswijze
Wij zien de volgende twee oplossingsalternatieven:

1) Bij de berekening van de q-factor wordt rekening gehouden met het kwaliteitseffect dat in het startniveau reeds weerspiegeld wordt. Voor een nieuwe q-factor wordt als kwaliteitsprestatie verrekend: π_{nieuw} -/- 1,5 * π_{oud}

of

2) De begininkomsten waarover de q-factor wordt berekend, worden gelijk gesteld aan begininkomsten waarover de x-factor (formule 22) wordt berekend namelijk BI_i^x, gedefinieerd in formule (25) uit bijlage 1 uit het lopende methodebesluit. Daarmee wordt ook de huidige inconsistentie inzake twee verschillende begininkomsten (voor x en q) opgeheven. Dit impliceert vanzelfsprekend dat de inkomsten uit de tarievenmandjes voor T+1, T+2 en T+3 worden berekend op basis van de begininkomsten BI_i^x.

1b) Referentienorm bij de vaststelling van de Q-factor

In de 'standaardmethode' wordt de kwaliteitsprestatie die via de q-factor in de reguleringsperiode P wordt verrekend, gebaseerd op kwaliteitsprestaties van de individuele netbeheerders in reguleringsperiode P-1, afgezet tegen de sector-gemiddelde kwaliteitsprestatie in reguleringsperiode P-2. Aangezien de norm over periode P-2 en de kwaliteitsprestatie in periode P-1 worden vastgesteld zal het totaal van de te verrekenen kwaliteitsprestaties in het algemeen niet op 0 uitkomen, maar als sector positief of negatief uitpakken. Met andere woorden het is *per regulerings-periode* geen zero sum game. Over de lange termijn (N reguleringsperiodes) is de som van de te verrekenen kwaliteitsprestaties per saldo circa nihil. i.e. er is over de lange termijn wel sprake van zero sum (zie appendix 2).

In de afgelopen reguleringsperioden is uit oogpunt van het ontbreken van voldoende betrouwbare gegevens afgeweken van de ' standaardmethode' en is ervoor gekozen om de geleverde kwaliteitsprestatie in periode P-1 af te zetten tegen de sector-gemiddelde kwaliteitsprestatie in dezelfde periode P-1. Daarmee is per definitie sprake van een zero sum game, zowel per reguleringsperiode als over de lange termijn.

Beide methodes leiden over de lange termijn tot een min of meer gelijke omvang van de totaal verrekende kwaliteitsprestaties. Echter, bij de standaardmethode gaat dat gepaard met grotere fluctuaties in de q-factoren, en daarmee met grotere tarief- en resultaat-fluctuaties.

Door de NMa werd de voorkeur uitgesproken voor overgang naar en toepassing van de 'standaardmethode'. Bij deze 'standaardmethode' worden de nog te realiseren prestaties in periode T afgezet tegen het nu reeds bekende sectorgemiddelde uit de periode T-1 en afgerekend in periode T+1. Op deze wijze is de 'norm' vooraf bekend en zouden netbeheerders beter kunnen inspelen op de 'norm' ten opzichte van de lopende methode, waarbij de norm eerst achteraf bekend is. Aldus zou de norm een goede financiële prikkel geven. Deze veronderstelling berust evenwel op een misverstand. In appendix 3 is aangegeven dat de 'norm' geen enkele relevantie heeft als financiële prikkel. Dé financiële prikkel uit de q-factor-regulering vloeit

uitsluitend voort uit de waarde van een minuut uitvalduur, de zogenaamde φ die over meerdere reguleringsperioden min of meer stabiel blijkt te zijn. Overigens sluit dit ook goed aan bij de bedoelingen van de q-factor-regulering die gericht is op een optimale betrouwbaarheid en niet op een zo laag mogelijke uitvalduur. Het gaat om een juiste afweging tussen de eventueel door de netbeheerder te maken en de hier tegenoverstaande maatschappelijke baten (zoals vastgesteld door SEO).

Voorkeursalternatief
Aangezien a) de lange termijn effecten tussen de standaardmethode en de lopende methode vergelijkbaar zijn, b) de methode uit het lopende methodebesluit tot geringere fluctuaties in tarieven en resultaten leidt, c) de financiële prikkels niet uit de q-factor of normstelling, maar uit de waardering van een minuut uitvalduur -de zogenaamde φ- voortkomen, hebben wij sterke voorkeur voor de voortzetting van de lopende regulering (afwijkend van de standaardmethode). Die methode is door het zero sum karakter ook het meest transparant.

2) ONDERWERPEN TER ZAKE VAN DE X-FACTOR ELEKTRICITEIT

2a) Aanpassing voor kosten van inkoop bij bovenliggende netbeheerder

De NMa maakt een schatting voor de ontwikkeling van de efficiëntie. Bij gebrek aan betrouwbare (zekere) informatie hanteert de NMa de realisatie uit het verleden als beste schatter voor de toekomst. Met andere woorden de gerealiseerde efficiëntie-ontwikkeling wordt geëxtrapoleerd.

In deze efficiëntieontwikkeling is de (extrapolatie van de) ontwikkeling van de kosten van inkoop bij bovenliggende netbeheerders inbegrepen. Voor dit deel van de efficiëntieontwikkeling heeft de NMa echter betere en betrouwbaarder informatie dan de historie voorhanden. Immers, de ontwikkeling van de kosten van inkoop bij de bovenliggende netbeheerder wordt niet door de marktomstandigheden bepaald, maar wordt door de NMa in meerjarige (methode-, x-factor-, tarief-)besluiten vastgelegd. Zo worden bijna gelijktijdig met de besluiten voor RNB's ook de besluiten voor TenneT genomen, waarbij de toegestane inkomsten voor TenneT voor meerdere jaren worden vastgesteld (omzetregulering).

Aangezien bij de NMa betere en betrouwbaarder informatie inzake de ontwikkeling van de inkoopkosten bij de bovenliggende netbeheerder bekend is en aangezien bovendien de kosten van inkoop bij de bovenliggende netbeheerder niet beïnvloed kunnen worden door de RNB's (geen onderhandeling, noch alternatieven) ligt het voor de hand dat de NMa de actuele informatie meeneemt in haar besluitvorming ter zake van de x-factor.

De NMa heeft de problematiek van de ontwikkeling van de kosten van inkoop bij de bovenliggende netbeheerders reeds onderkend, zie lopende methodebesluit, bijlage 5, reactie op zienswijze 50: § 408-413.

Oplossingsalternatieven:

1) De NMa verdisconteert haar (voorgenomen/definitieve) besluiten ter zake van TenneT in de ontwikkeling van de efficiëntie en dus in het kosteneindpunt RNB;

of

2) De NMa hanteert een nacalculatie, zoals aangegeven in § 413 van bijlage 5 uit het lopende methodebesluit. Indien deze handelwijze wordt voortgezet ligt het voor de hand dat de NMa in navolging van bijlage 1 en 4 uit het lopende methodebesluit in 'formules' op transparante wijze aangeeft hoe deze nacalculatie wordt uitgevoerd (berekening referentiepunt, verwachting, realisatie, e.d.). Dat voorkomt latere discussies en biedt helderheid naar netbeheerders en afnemers;

of

3) Combinatie van 1) en 2).

3) ONDERWERPEN VAN ALGEMENE AARD (ELEKTRICITEIT EN GAS)

3a) Gebruik basisgegevens

Door de NMa is tijdens de eerste KBG aangegeven dat zij voornemens is om de productiviteitsgegevens over 2009 niet mee te nemen bij de besluitvorming voor de nieuwe reguleringsperiode.

Echter, wij achten het juist van groot belang dat de extrapolatie van de productiviteits-ontwikkeling die als schatting gebruikt wordt voor de productiviteitsontwikkeling vanaf 2011 mede wordt gebaseerd op de meest recente beschikbare gegevens, i.c. de gegevens over 2009. Met de keuze voor 2009 luidt de referentieperiode 2006-2009. Bij 2008 als eindjaar worden we (onnodig) voor de keuze gesteld om de tijdvakken 2006-2008 of 2005-2008 als referentieperiode te nemen. Maar, in beide gevallen staat de representativiteit (als schatter voor 2011-2013/5) ernstig ter discussie. Immers, ofwel er is sprake van een te korte (tweejarige) referentieperiode waardoor incidenten in individuele jaren een majeure invloed hebben, ofwel de gegevens van 2005 gaan wederom de uitkomsten mede bepalen, terwijl de gegevens in dat jaar als schatter voor de zuivere productiviteit niet goed bruikbaar zijn uit oogpunt van het catch-up effect hierin, alsmede de correcties als gevolg van het wegvallen van het lup (bij E).

Hiernaast zij opgemerkt dat voor de vaststelling van het methodebesluit eigenlijk geen gegevens nodig, zijn, aangezien in het methodebesluit de methode wordt vastgesteld en niet de uitkomsten. De uitkomsten worden immers vastgesteld in de x-factor, q-factor, rekenvolume- en tarief-besluiten. Aan alle betrokkenen kunnen desgewenst indicaties in de (mogelijke) financiële consequenties van het methodebesluit worden gegeven op basis van de gegevens t/m. 2008. Tenslotte ligt de deadline voor het aanleveren van de gegevens 2009 aan de NMa naar verwachting ruimschoots voor de datum van het nemen van de x-factor, q-factor en rekenvolume-besluiten, zodat gevalideerde gegevens 2009 ten behoeve van die besluiten beschikbaar moeten kunnen zijn.

In navolging van het belang van de productiviteitsgegevens 2009 achten wij het ook van het grootste belang dat de gegevens ter zake van decentrale invoeding, als de betrouwbaarheid van de netten (Nestor) worden gebaseerd op de gegevens van 2009.

3b) Gelijke speelveld

Wij hechten er groot belang aan dat de toets op het gelijke speelveld, i.e. gelijke beloning bij prestaties, onderdeel blijft uitmaken van het reguleringsmodel. Hieraan wordt invulling gegeven door de x-factoren zodanig te bepalen dat de toegestane inkomsten van individuele netbeheerders zich bewegen naar het vastgestelde

uniforme kosteneindpunt (behoudens ORV en kwaliteit), uitgedrukt als kosten per eenheid samengestelde output (SO). Zo'n toets (en vervolg) geeft op transparante wijze uitvoering aan het beginsel van gelijke beloning bij gelijke prestaties.

3c) Samengestelde output

De samengestelde output (SO) geeft de outputs van de individuele netbeheerders weer. Impliciet wordt er hierbij vanuit gegaan dat de tariefstructuur een goede weerspiegeling geeft van de kostenstructuur. Liander heeft meermaals gemotiveerd aangegeven dat de volumeafhankelijke tariefstructuur in de deelmarkt kleinverbruik (kWh, m3) geen goede weerspiegeling geeft van de geleverde transportoutput en dat een capaciteit georiënteerde output daartoe wel geschikt is. De recente invoering van het capaciteitstarief past derhalve in de ontwikkeling naar een tariefstructuur die beter aansluit bij de kostenstructuur (naast de insteek vanuit de administratieve processen). In dit kader is het logisch en motiveerbaar dat de samengestelde output ten behoeve van de vaststelling van het gelijke speelveld wordt vastgesteld met inachtneming van het capaciteitstarief.

3d) Add-on's

Het methodebesluit leidt tot x-factoren die in hoge mate een extrapolatie van het verleden veronderstellen, waarmee de besluitvorming geen rekening houdt met nieuwe (sectorbrede) ontwikkelingen op het gebied van bijvoorbeeld intelligent netbeheer, elektrische auto's, e.d. Wij pleiten ervoor dat het reguleringsmodel de mogelijkheid van add-on's krijgt, d.w.z. additionele tariefruimte voor kosten van bijzondere ontwikkelingen.

3e) Investeringsprikkel

De NMa voert op dit moment onderzoek uit naar vervangingsinvesteringen. Indien en voorzover de NMa uit dit onderzoek de conclusie zou trekken dat het reguleringsmodel een sterkere prikkel tot vervangingsinvesteringen zou moeten geven, zien wij de volgende mogelijkheden daartoe:

- Additionele tariefruimte voor kosten van vervanging van specifieke onderdelen, waarvoor de NMa/EZ besluit tot vroegtijdige vervanging;
- Aanpassing van de toegestane inkomsten voor de ouderdom van de infrastructuur middels een korting bij netbeheerders met een hogere dan gemiddelde ouderdom (ten opzichte van de sector, i.c. maatstaf), en een bonus bij een jongere infrastructuur. In appendix 4 is een voorbeeld van een zero sum correctie aangegeven.

3f) Ratio's / financiability

De methode voor het vaststellen van de x-factoren is bijna uitsluitend gericht op de effecten op de (resultaten uit de) regulatorische verlies & winstrekening. Daarbij wordt impliciet (in wacc) een genormeerde (optimale) financiering met 40% EV aangenomen. Daarnaast worden netbeheerders geacht de criteria uit het handhavingsplan te kunnen halen.

Netbeheerders zijn (binnen grenzen) vrij ter zake van de financiering. Daarnaast verschillen ook de commerciële accounting regels (al is het maar het feit dat de EK uitgaat van reële rentelasten en netbeheerders nominale rentelasten betalen).

Overwegende dat i) het van belang is dat de X-factor besluitvorming niet alleen plaatsvindt vanuit de effecten op de V&W rekening, maar ook vanuit de effecten op de ratio's bij genormeerde financiering (wacc), dat ii) dat commerciële grondslagen tussen de netbeheerders kunnen verschillen, en iii) dat netbeheerders mogen afwijken van genormeerde uitgangspunten (maar voor eigen rekening en risico) pleiten wij ervoor dat in het methodebesluit (en bij de daarvan afgeleide x-factor-besluiten) een toets plaatsvindt of de sector (en individuele bedrijven) bij de voorgenomen x-factor-besluiten wel in staat zullen zijn om bij toepassing van de *regulatorische* accounting regels (rar) de beoogde resultaten én gedefinieerde ratio's te halen. Een toets op *regulatorische* accounting regels voorkomt effecten op toegestane inkomsten als gevolg van managementbeslissingen (bijvoorbeeld door de vaststelling van afwijkende commerciële grondslagen).

3g) Overige zaken

Tijdens de komende KBG's zouden wij kort aandacht willen vragen voor de volgende onderwerpen: werkkapitaal, risicoperceptie en extra voorfinanciering na invoering leveranciersmodel, coulanceregeling.

ONDERWERPEN TER ZAKE VAN DE X-FACTOR GAS

4a) Extra hoge druk net

In de derde reguleringsperiode is de deelmarkt EHD ook in de tariefregulering gas opgenomen en geïmplementeerd in het reguleringsmodel. De deelmarkt EHD kende relatief hoge starttarieven (afstand tussen omzet en gereguleerde kosten hoger dan in de andere deelmarkten). Mede omdat deze deelmarkt EHD in afwijking van de normale handelwijze ook nog eens als deelmarkt per netbeheerder werd behandeld (immers sectortarieven per individueel bedrijf !), werd het relatief grote verschil tussen toegestane omzet en gereguleerde kosten voor een belangrijk deel afgewenteld op de overige deelmarkten. Het perverse resultaat is dat in de deelmarkt EHD de door de NMa berekende efficiënte kosten voor het jaar 2010 ver boven de werkelijke kosten van het eindjaar 2006 mogen liggen (gemiddeld 70% hoger!). Dit staat in schril contrast met de overige deelmarkten, waarbij de berekende efficiënte kosten voor het jaar 2010 ruim 17% beneden het eindniveau van 2006 moesten komen te liggen.
Per saldo heeft de onevenwichtige behandeling van de deelmarkt EHD een effect van circa 0,3 op de x-factoren van de netbeheerders gehad (0,3 lagere x-factoren indien de deelmarkt EHD buiten de tariefregulering zou zijn gebleven). Deze ondoelmatige en onevenwichtige behandeling van de deelmarkt EHD mag niet voortduren.

Oplossingswijze:

1. Deelmarkt EHD buiten reguleringsmodel houden, separaat behandelen en bij de drie desbetreffende netbeheerders verdisconteren in de x-factoren en toegestane inkomsten;

of

2. De sectortarieven EHD bij desbetreffende netbeheerders gelijkstellen, alsmede de sectortarieven EHD zodanig corrigeren dat verhouding tussen output en kosten EHD gelijk is aan de verhouding output en kosten in het totaal bij de andere deelmarkten.

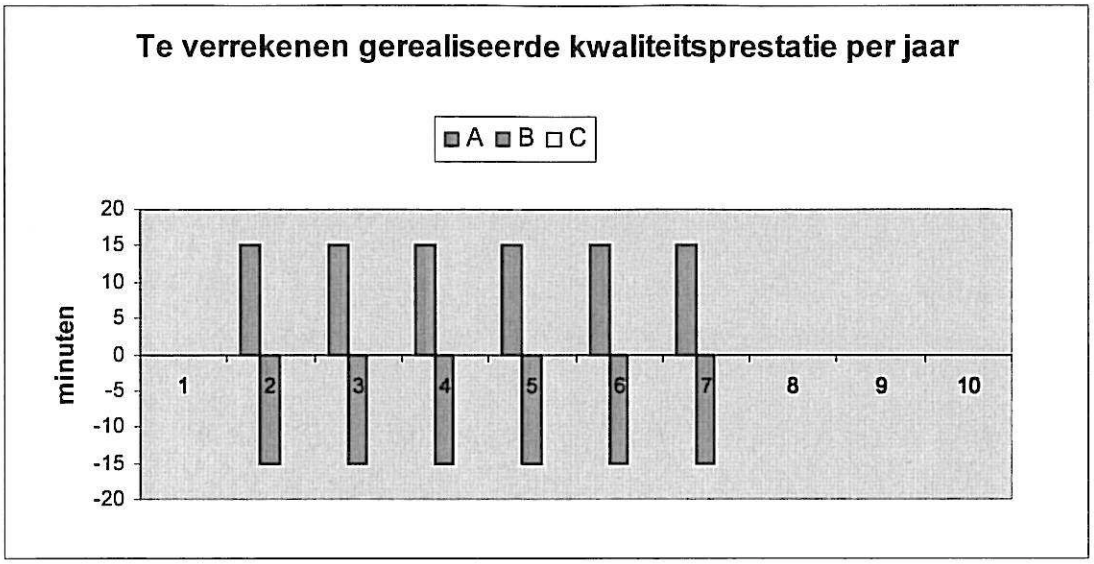
APPENDIX 1: voorbeeld modelfout Q-factor

Voorbeeld met drie netbeheerders van gelijke omvang qua grootte maar met verschillende kwaliteitsprestatie. De x-factor is voor alle netbeheerders nihil, ook de cpi is nihil.

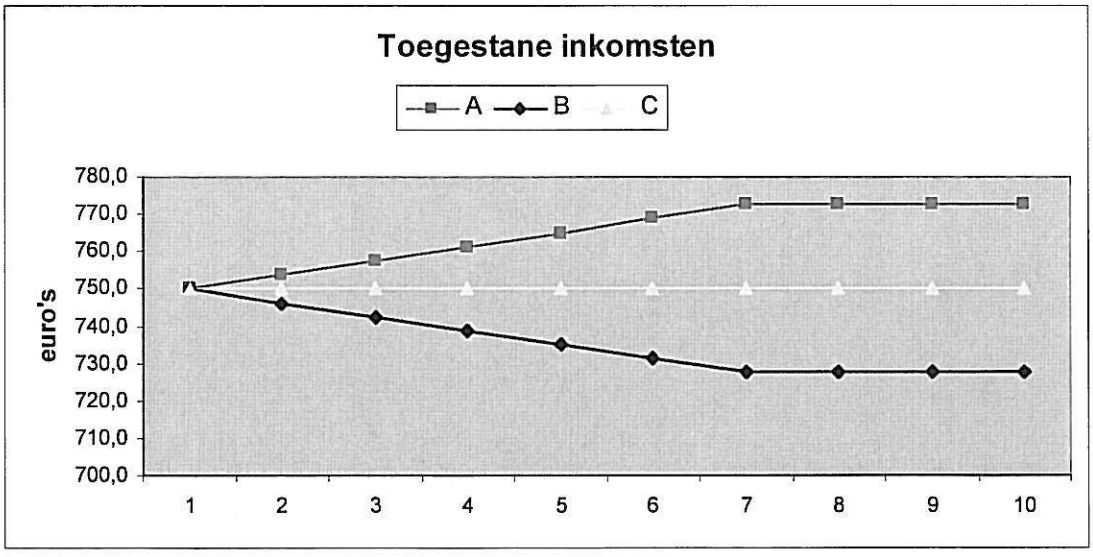
Netbeheerder C heeft structureel de gemiddelde prestatie. Netbeheerder A scoort in de eerste twee perioden beter dan gemiddeld en daarna op gemiddelde. Netbeheerder C scoort in de eerste twee perioden slechter dan gemiddeld en daarna op gemiddelde.

Periode			A	B	C	Totaal
	Aansluitingen	aantal	2.500.000	2.500.000	2.500.000	**7.500.000**
	TI:0	€ 1.000	750.000	750.000	750.000	**2.250.000**
	X=0 en cpi=0					
I	Uitvalduur TI:1-3	minuten	25.000.000	100.000.000	62.500.000	**187.500.000**
I	Uitvalduur TI:1-3	minuten/aansl.	10	40	25	**25**
I	Prestatie uitvalduur	minuten/aansl.	15	-15	0	**0**
I	Waarde uitvaluur	€ 0,20	7.500	-7.500	0	**0**
I	Idem cumulatief 3 jaar		**22.500**	**-22.500**	**0**	**0**
I	Q-factor		0,5%	-0,5%	0,0%	
I						
I	TI:4		753.738	746.237	750.000	**2.249.975**
I	TI:5		757.494	742.494	750.000	**2.249.988**
I	TI:6		761.269	738.769	750.000	**2.250.038**
	Totaal effect Q in 4-6		**22.500**	**-22.500**	**0**	
II	Uitvalduur TI:4-6	minuten	25.000.000	100.000.000	62.500.000	**187.500.000**
II	Uitvalduur TI:4-6	minuten/aansl.	10	40	25	**25**
II	Prestatie uitvalduur	minuten/aansl.	15	-15	0	**0**
II	Waarde uitvaluur	€ 0,20	7.500	-7.500	0	**0**
II	Idem cumulatief 3 jaar		**22.500**	**-22.500**	**0**	**0**
II	Q-factor		0,5%	-0,5%	0,0%	
II						
II	TI:7		765.007	735.006	750.000	**2.250.013**
II	TI:8		768.763	731.262	750.000	**2.250.025**
II	TI:9		772.537	727.538	750.000	**2.250.075**
	Totaal effect Q in 7-9		**56.307**	**-56.194**	**0**	
III	Uitvalduur TI:7-9	minuten	62.500.000	62.500.000	62.500.000	**187.500.000**
III	Uitvalduur TI:7-9	minuten/aansl.	25	25	25	**25**
III	Prestatie uitvalduur	minuten/aansl.	0	0	0	**0**
III	Waarde uitvaluur	€ 0,20	0	0	0	**0**
III	Idem cumulatief 3 jaar		**0**	**0**	**0**	**0**
III	Q-factor		0,0%	0,0%	0,0%	
III						
III	TI:11		772.537	727.538	750.000	**2.250.075**
III	TI:12		772.537	727.538	750.000	**2.250.075**
III	TI:13		772.537	727.538	750.000	**2.250.075**
	Totaal effect Q in 10-11		**67.612**	**-67.387**	**0**	

Uit dit rekenoverzicht en onderstaande grafiek blijkt dat de uitvalduur bij netbeheerder A gedurende zes jaren ruim 15 minuten onder het sectorgemiddelde (positieve prestatie) en bij netbeheerder B zes jaren 15 minuten boven het sectorgemiddelde (negatieve prestatie) ligt. Netbeheerder A scoort juist het gemiddelde.

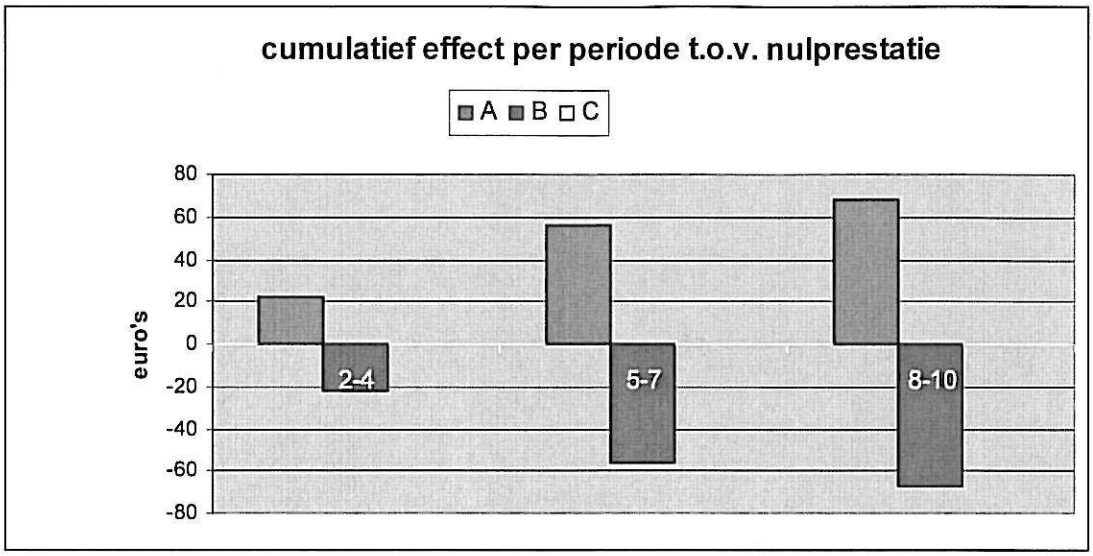


Uit onderstaande grafiek blijkt dat de totale inkomsten bij goed scorende netbeheerder A in de tweede reguleringsperiode (jaar 4-6) blijven toenemen, terwijl de kwaliteits-voorsprong niet wijzigt. In de derde reguleringsperiode (jaar 8-10) is de kwaliteits-voorsprong zelfs verdwenen, maar blijft toegestane inkomsten boven die van de twee andere netbeheerders liggen.
Voor de aanvankelijk slecht presterende netbeheerder B is het beeld juist omgekeerd. Netbeheerder B behoudt korting op de toegestane inkomsten, ook al is de kwaliteits-achterstand volledig weggewerkt.



Uit onderstaande grafiek blijkt dat de totaal per reguleringsperiode verrekende kwaliteitsprestatie toeneemt. Bij netbeheerder A bedraagt de waarde van de geleverde kwaliteitsprestatie in periode 1 en 2 zo'n € 22,5 (x1000). In periode 1 wordt deze € 22 (x1000) ook in de toegestane omzetten verdisconteerd, maar in periode 2 is dat opgelopen naar € 56 (x1000). In periode 3 is de kwaliteitswaarde nihil, maar wordt € 68 (x1000) in de toegestane inkomsten verdisconteerd.

Voor netbeheerder B is het omgekeerde het geval. De korting op de toegestane inkomsten is veel groter dan de waarde van de (lagere) kwaliteitsprestatie.



APPENDIX 2: verschil verrekende kwaliteitsprestaties standaard en huidige methode

Stel:		**dimensie**
W	= **waarde per uitvalminuut per afnemer**	**€**
a_i	= **aantal aangeslotenen van netbeheerder i**	**aantal**
A	= $\sum_i a_i$ = **totaal aantal aangeslotenen sector**	**aantal**
$m_{i,t}$	= **uitval van netbeheerder i in periode t**	**minuten**
M_T	= **uitval sector in periode T**	**minuten**
$k_{i,t}$	= **uitvalduur van netbeheerder i in periode t**	**minuten per aangeslotene**
K_T	= **gemiddelde uitvalduur sector in periode T**	**minuten per aangeslotene**

$k_{i,t} = m_{i,t} / a_i$

$K_T = \sum_i m_{i,T} / \sum_i a_i = M_T / A$

De standaardmethode, d.w.z. verrekening in periode T van de geleverde kwaliteitsprestaties in periode T-1, afgezet tegen het sectorgemiddelde in periode T-2, levert:

Te verrekenen prestatie netbeheerder i in periode T:

- $W * (K_{T-2} - k_{i,T-1}) * a_i$

Idem over ∞ reguleringsperiodes:

- $\sum_t W * (K_{t-2} - k_{i,t-1}) * a_i =$
- $\sum_t W * (K_{t-2} - K_{t-1} + K_{t-1} - k_{i,t-1}) * a_i =$
- $\sum_t W * (K_{t-2} - K_{t-1}) * a_i + \sum_t W * (K_{t-1} - k_{i,t-1}) * a_i =$
- $W * (K_{t-2} - K_\infty) * a_i + \sum_t W * (K_{t-1} - k_{i,t-1}) * a_i \approx \sum_t W * (K_{t-1} - k_{i,t-1}) * a_i$

Dit betekent dat het totaal van de te verrekenen kwaliteitsprestaties bij netbeheerder i bij de 'standaardmethode' min of meer gelijk is aan die bij de lopende methode, waarbij de prestatie wordt afgezet tegen het gemiddelde uit dezelfde periode.

Te verrekenen prestatie voor de gehele sector in periode T:

- $\sum_i W * (K_{T-2} - k_{i,T-1}) * a_i =$
- $W * K_{T-2} * \sum_i a_i - W * \sum_i k_{i,T-1} * a_i$
- $W * A * K_{T-2} - W * \sum_i m_{i,T-1} =$
- $W * A * K_{T-2} - W * M_{T-1} =$
- $W * A * K_{T-2} - W * A * M_{T-1} / A =$
- $W * A * K_{T-2} - W * A * K_{T-1} =$
- $W * A * (K_{T-2} - K_{T-1})$

Idem over ∞ reguleringsperiodes:

- $\sum_t W * A * (K_{t-2} - K_{t-1}) =$
- $W * A * (K_{t-2} - K_\infty) \approx 0$

Dit betekent dat het totaal van de te verrekenen kwaliteitsprestaties bij alle netbeheerders bij de 'standaardmethode' min of meer gelijk is aan die bij de lopende methode, waarbij de prestatie wordt afgezet tegen het gemiddelde uit dezelfde periode.

APPENDIX 3:

Stel:		**dimensie**
W	= **waarde per uitvalminuut per afnemer**	**€**
a_i	= **aantal aangeslotenen van netbeheerder i**	**aantal**
A	= $\sum_i a_i$ = **totaal aantal aangeslotenen sector**	**aantal**
$m_{i,t}$	= **uitval van netbeheerder i in periode t**	**minuten**
M_T	= **uitval sector in periode T**	**minuten**
$k_{i,t}$	= **uitvalduur van netbeheerder i in periode t**	**minuten per aangeslotene**
K_T	= **gemiddelde uitvalduur sector in periode T**	**minuten per aangeslotene**

$k_{i,t} = m_{i,t} / a_i$
$K_T = \sum_i m_{i,T} / \sum_i a_i = M_T / A$

Het verschil in uitkomsten tussen de standaardmethode en de lopende methode is over de langere termijn nihil. De lopende methode, d.w.z. verrekening in periode T van de geleverde kwaliteitsprestaties in periode T-1, afgezet tegen het sectorgemiddelde in periode T-1, levert:

Te verrekenen prestatie netbeheerder i in periode T:

- $W * (K_{T-1} - k_{i,T-1}) * a_i$

Indien netbeheerder i in periode t-1 een uitvalduur van $m_{i,t-1}+d$ minuten zou hebben, zouden zijn prestatie ($l_{i,t}$) en de sector norm (L_T) zijn geweest:

- $l_{i,t-1} = (m_{i,t-1}+d) / a_i = k_{i,t} + d/ a_i$
- $L_{T-1} = (\sum_i m_{i,T-1} + d) / \sum_i a_i = M_{T-1} / A + d/A = K_{T-1} + d / A$

Te verrekenen prestatie netbeheerder i in periode T:

- $W * (L_{T-1} - l_{i,T-1}) * a_i =$
- $W * (K_{T-1} + d / A - k_{i,t} - d/ a_i) * a_i =$
- $W * (K_{T-1} - k_{i,T-1}) * a_i - W* d * (1 - a_i / A)$

Het marginale effect van totaal d minuten extra uitval luidt dan:

- $- W* d * (1 - a_i / A)$

Uit dit effect blijkt dat de financiële waarde van de extra uitval uitsluitend te relateren is aan de waarde van de uitvalduur (nu circa 0,22 € per minuut) en volledig onafhankelijk is van het sectorgemiddelde (norm) en/of de prestaties van andere netbeheerders. De waarde is dan ook ongeacht of de desbetreffende netbeheerder boven of onder de sectornorm scoort. Dit betekent tevens dat de 'sectornorm' geen enkele financiële prikkel geeft en alleen vanuit een andere insteek, zoals imago, relevant is. Uitsluitend de waarde van de uitvalduur geeft een financiële prikkel.

APPENDIX 4: voorbeeld investeringsprikkel

Eventuele verschillen in ouderdom van de infrastructuur leiden tot verschillen in de verhouding tussen de boekwaarde en afschrijvingen (BW/afs). Bij een infrastructuur die in circa 50 jaar wordt afgeschreven ligt de BW/afs op circa 50 direct na aanleg en op circa 1 in het 50ste jaar. Met andere woorden hoe nieuwer, des te hoger de verhouding.

Nieuwe infrastructuur kent een hogere boekwaarde en leidt tot hogere vermogenskosten. De essentie van de correctiemethode is om de toegestane inkomsten bij netbeheerders die een relatief nieuwe infrastructuur[2], i.c. relatief hoge BW/afs kennen, een positieve correctie te geven en netbeheerders met een relatief lage BW/afs een negatieve correctie. Dit stimuleert netbeheerders om te vervangen, omdat de toegestane inkomsten dan toenemen (dan betere BW/afs). De toename is de beloning voor de toegenomen kosten door de vervanging.

In het volgende is een voorbeeld gegeven voor 5 qua prestaties vergelijkbare, maar qua ouderdom verschillende netbeheerders. Uit oogpunt van eenvoud beperken we ons hier tot de capex.

Bedrijf:		A	B	C	D	E	Totaal
Output		1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	5.000
Leeftijd activa		**1974**	**1977**	**1980**	**1983**	**1989**	
Cpi	0%	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	
Aantal		1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	5.000
Investering		1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	5.000
	2008	34,50	31,50	28,50	25,50	19,50	
Boekwaarde		310	370	430	490	610	2.210
Afschrijving	50	20	20	20	20	20	100
Wacc*gaw	5,00%	16	19	22	25	31	111
afs		20	20	20	20	20	100
Capex		36	39	42	45	51	211
TO		42	42	42	42	42	211
Resultaat		***7***	***4***	***1***	***-2***	***-8***	***0***
BW/afs		***15,5***	***18,5***	***21,5***	***24,5***	***30,5***	*22,1*
Genormeerde BW		***442***	***442***	***442***	***442***	***442***	2.210
Correctie BW							
BW		310	370	430	490	610	2.210
Norm BW		442	442	442	442	442	2.210
Verschil		-132	-72	-12	48	168	0
TO zonder correctie		42	42	42	42	42	211
Correctie TO	5,00%	-7	-4	-1	2	8	0
TO met correctie		36	39	42	45	51	211
Capex		36	39	42	45	51	211
Resultaat		*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*

- In het gele blok zien we de huidige situatie, waarbij de capex verschilt als gevolg van verschillende vermogenskosten. De ouderdomsverschillen laten zich vertalen in op

[2] Ten opzichte van de maatstaf, i.c. het sectorgemiddelde

korte termijn vermeende efficiëntieverschillen (zie lijn resultaat). N.b. in de veronderstelling dat álle netbeheerders op enig moment zullen vervangen en degenen met de oudste infrastructuur het eerst, zullen de posities van de individuele netbeheerders in de loop der jaren wijzigen en zal op de lange termijn het effect tussen netbeheerders per saldo nihil zijn.

- De correctie voor toegestane inkomsten wordt gebaseerd op de positie ten opzichte van de maatstaf. In dit voorbeeld is de gemiddelde BW/afs 22,1 jaar. Op basis van afs*22,1 kan voor iedere netbeheerder een norm boekwaarde berekend worden, voor het geval deze op het gemiddelde zou zitten. Het verschil met de werkelijke boekwaarde, vermenigvuldigd met de wacc geeft zijn bonus/malus voor vermogenskosten. We zien dat na correctie de efficiëntieverschillen volledig zijn geëlimineerd (zi lijn resultaat 0)..

Indien netbeheerder A een substantieel deel van de infrastructuur vernieuwt, zou zijn resultaat in de oude situatie van +7 (zie bovenstaande tabel) naar -1 (zie onderstaande tabel) wijzigen. Bij de correctiemethode is er geen resultaatwijziging.

Bedrijf:		A	B	C	D	E	Totaal
Output		1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	5.000
Leeftijd activa		**1984**	**1977**	**1980**	**1983**	**1989**	
Cpi	0%	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	
Aantal		1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	5.000
Investering		1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	5.000
	2008	24,50	31,50	28,50	25,50	19,50	
Boekwaarde		510	370	430	490	610	2.410
Afschrijving	50	20	20	20	20	20	100
Wacc*gaw	5,00%	26	19	22	25	31	121
afs		20	20	20	20	20	100
capex		46	39	42	45	51	221
TO		44	44	44	44	44	221
Resultaat		***-1***	***6***	***3***	***0***	***-6***	***0***
BW/afs		***25,5***	***18,5***	***21,5***	***24,5***	***30,5***	*24,1*
Genormeerde BW		***482***	***482***	***482***	***482***	***482***	2.410
Correctie BW							
BW		510	370	430	490	610	2.410
Norm BW		482	482	482	482	482	2.410
Verschil		28	-112	-52	8	128	0
TO zonder correctie		44	44	44	44	44	221
Correctie TO	5,00%	1	-6	-3	0	6	0
TO met correctie		46	39	42	45	51	221
Capex		46	39	42	45	51	221
Resultaat		*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*

Indien we ook inflatie veronderstellen en/of inefficiëntie zien we dat het effect van de correctiemethode niet meer 100% is, maar minder. Echter, het is nog steeds een majeure vermindering van het ouderdomseffect, i.c. geen drempel voor vervanging.

Aanvullende onderwerpen / opmerkingen voor Klankbordgroep NE5R/NG4R
Enexis, augustus 2009

1. De huidige tariefdrager voor het capaciteitstarief bij kleinverbruikers elektriciteit, (aantal aansluitingen * standaard rekencapaciteit), is niet geschikt als tariefdrager voor het bepalen van de samengestelde output. De gebruikte standaard rekencapaciteiten doen namelijk onvoldoende recht aan de bijbehorende kosten. De werkelijk benutte capaciteit is namelijk bepalend voor de zwaarte van het uit te leggen net, vervangingen, etc. De benutte capaciteit wordt doorgaans niet per KV-aansluiting gemeten, maar deze is nagenoeg recht evenredig met het verbruik per aansluiting. Bij het berekenen van de samengestelde output is daarom het verbruik een betere schatter voor de kosten dan de standaard rekencapaciteit zoals die bij het bepalen van de toegestane inkomsten wordt gebruikt. Voorstel is dan ook om de samengestelde output te baseren op het aantal KV aansluitingen en het verbruik van deze aansluitingen.

   Hierbij kan nog worden opgemerkt dat de invoering van het capaciteitstarief voor kleinverbruikers elektriciteit geen grote verschuiving in SO teweeg zou mogen brengen. Zo is ook binnen de sector afgesproken bij de voorstellen voor de invoering van een capaciteitstarief, hierdoor ontstond voldoende draagvlak bij alle netbeheerders voor het capaciteitstarief. Netbeheerders zouden niet mogen profiteren of de dupe worden van de invoering van een nieuwe tariefdrager voor de bepaling van de SO. Het zou het vreemd zijn dat het vervangen van een in het verleden gekozen, sectorbreed gedragen, tariefdrager door een andere tariefdrager, nu zou leiden tot een significante verschuiving van inkomsten tussen netbeheerders. Daarbij zijn de hier tegenoverstaande kosten van netbeheerders niet veranderd ten opzichte van de jaren hiervoor.

   Tenslotte hoeft de basis voor de tarievenmandjes niet gelijk te zijn aan de basis voor het bepalen van de SO. Als er voor DCO een (fictief) tarief komt ter bepaling van de SO, kan ook voor kleinverbruikers een andere drager worden bepaald.

2. Het methodebesluit zou flexibel om moeten kunnen gaan met (aanmerkelijke) investeringen die gepaard gaan met de transitie naar een duurzame energiehuishouding. Kosten die gepaard gaan met deze investeringen zouden een op een en sneller (bijvoorbeeld in het jaar na realisatie) moeten worden toegevoegd aan de toegestane inkomsten van een netbeheerder. Dit zou kunnen door het aanpassen van de voorwaarden van de huidige regeling voor aanmerkelijke investeringen door de Energiekamer.

3. De kosten van netbeheerders die gepaard gaan met de inkoop van transport bij TenneT (inkoop transportdiensten) zouden buiten beschouwing gelaten moeten worden bij de bepaling van de productiviteit en x-factoren. Wanneer Tennet namelijk gaat investeren, worden deze kosten doorbelast aan de regionale netbeheerders, wat vervolgens leidt tot hogere, niet beïnvloedbare, operationele kosten voor de RNBs. Deze kosten zouden niet meegenomen moeten worden bij het bepalen van de productiviteitscijfers en x-factoren. Tevens zouden de x-factoren rekening moeten houden met de ingeschatte of reeds bekende tariefontwikkeling van TenneT voor de komende periode.

4. Voor het berekenen van de Begininkomsten tbv de x-factor en de SO zou gecorrigeerd moeten worden voor de totale Q in de hele voorliggende reguleringsperiode, niet alleen voor de q van 2010. Dwz: BI 2010 = BI2007 * (1 + cpi08 –x) * (1 + cpi09 –x) * (1 + cpi10 –x). Als de EK niet op deze manier werkt, krijgen netbeheerders die momenteel een positieve q-factor hebben, in de volgende periode namelijk (mogelijk) een hogere x-factor dan bedrijven met een negatieve q-factor.

Zie ook Excel. (vglbare RNBs 5% x, 0.2% q pos vs neg → 1.3% prijsverschil na 3jr)

5. Indien een netbeheerder voor een bepaalde categorie geen tarief vastgesteld (of tarief = 0) maar wel (reken)volume voor een bepaalde tariefdrager, dan moet dit volume niet meegenomen worden bij de berekeningen van het sectortarief. Dit verlaagt namelijk het sectortarief en de SO van de betreffende netbeheerder zal toenemen. (VB blindvermogen Liander 2007, tarief = 0 maar rekenvolumes > 0 → Sectortarief omlaag en SO Liander te hoog omdat ze wel volume hebben.)

Meer algemene opmerkingen:

6. Hoe denkt de Energiekamer om te gaan met de verrekening van HS kosten bij de productiviteitsberekeningen?

7. Wat te doen met de 'witte vlekken' bij Gas in verband met de aanstaande aansluitplicht voor Gas?

Bedrijf met positieve q factor

BI	x	q	cpi
1000	5%	1%	2%

	geen cpi		wel cpi	
	met q	zonder q	met q	zonder q
2007	1000	1000	1000	1000
2008	960	950	980	970
2009	921,6	902,5	960,4	940,9
2010	884,736	857,375	941,192	912,673

q 2007	10		
q 2008	9,6		
q 2009	9,216		
q 2010	8,84736	9,41192	
	27,361	28,519	
	28,816	29,404	

Bedrijf met negatieve q factor

BI	x	q	cpi
1000	5%	-1%	2%

	geen cpi		wel cpi	
	met q	zonder q	met q	zonder q
2007	1000	1000	1000	1000
2008	940	950	960	970
2009	883,6	902,5	921,6	940,9
2010	830,584	857,375	884,736	912,673

q 2007	-10		
q 2008	-9,4		
q 2009	-8,836		
q 2010	-8,30584	-8,84736	
	-26,791	-27,937	
	-28,236	-28,816	

Verschil met positieve en negatieve q factor in prijzen

	zonder cpi	met cpi
Verschil in prijzen '10	6,5%	6,4%
Alleen correctie '10	4,4%	4,3%

Notitie

Aan : Michiel A. Odijk (Energiekamer)
Van : Paul Pittau (RENDO)
Datum : 15 augustus 2009
Onderwerp : Onderwerpen AGENDA NE5R en NG4R

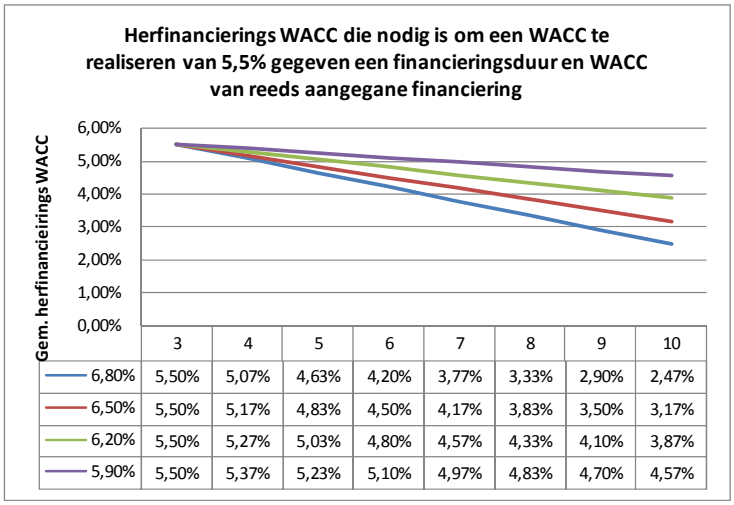
RENDO wenst de volgende onderwerpen aan de agenda van NE5R en NG4R toe te voegen:

- Productiviteitsmeting
- Horizon reguleringsperiode
- Definitie prestatie netbeheerder: Output
- EAV aansluitingen
- Regionale verschillen
- GAW - Financieringshorizon
- GAW - Definitie redelijk rendement
- Definitie gelijk speelveld

Onderwerp	**Toelichting**
1. Productiviteits-meting	Bij de bepaling van de productiviteitsverandering wordt nu geen rekening gehouden met reeds bekende ontwikkelingen (inkoopkosten hogere netbeheerder). RENDO is van mening dat hiermee wel zou rekening gehouden moet worden. Verder vindt RENDO het wenselijk dat de productiviteitsdata 2009 wordt betrokken bij de productiviteitsmeting. Dit voorkomt dat het startpunt (2009) wordt geschat en het maakt de productiviteitsmeting robuuster door het meenemen van een extra jaar.
2. Horizon reguleringsperiode	RENDO is voorstander van het verlengen van de reguleringsperiode voor NE5R en NG4R van 3 jaar naar in elk geval 4 jaar.
3. Definitie prestaties netbeheerder: output	Met de introductie van het capaciteitstarief wordt de definitie van output steeds beperkter. Meer en meer wordt de output van een netbeheerder bepaald door alleen het aantal aansluitingen en de capaciteit van die aansluitingen. Ook het feit dat door de introductie van het capaciteitstarief er een verschuiving heeft plaatsgevonden in de relatieve efficiency van de verschillende netbeheerders is voor RENDO een teken dat de huidige definitie van output onvoldoende robuust is. De stelling dat alle kostenverschillen van het efficiënte niveau toe te rekenen zijn aan inefficiëntie is niet redelijk (Δ C/SO$_{rnb}$ C/SO$_{sector}$). Te denken valt aan het uitbreiden van de definitie van output met DCO, assets per aansluiting, kwaliteitdienstverlening (muv de Q), afwijkingen in opbouw SO (Westland). Een alternatief voor het verfijnen van de definitie van output zou ook kunnen zijn om het efficiënte kostenniveau niet meer te bepalen op basis van de totale kosten, maar alleen op OPEX kosten en de CAPEX individueel te vergoeden per netbeheerder.
4. EAV aansluitingen	Recentelijk heeft de NMa een besluit genomen aangaande de definitie van een standaard aansluiting. In deze uitspraak wordt voor wat standaard is niet de meest voorkomende aanlegsituatie als uitgangspunt genomen maar de capaciteit van de aansluiting. De oorspronkelijk tarieven van RENDO zijn echter gebaseerd op de meest voorkomende (standaard) aanlegsituatie en niet op de gevraagde capaciteit in alle aanlegsituaties. Naast een eventuele bezwaar en/of beroepsprocedure is RENDO voornemens om een verzoek in te dienen voor de aanpassing van de EAV tarieven elektriciteit.

<table>
<tr><th>Onderwerp</th><th>Toelichting</th></tr>
<tr><td>5. Regionale verschillen</td><td>Graag zou RENDO willen weten hoe de Energiekamer voornemens is om te gaan met de reeds erkende regionale verschillen en het onderzoek naar aansluitdichtheid.</td></tr>
<tr><td>6. GAW – Financie-ringshorizon</td><td>De huidige methodiek van WACC bepaling wordt onvoldoende rekening gehouden met het feit dat de financieringshorizon van netbeheerders langer is dat een reguleringsperiode. In de huidige systematiek wordt verondersteld dat de netbeheerder aan het einde van de reguleringsperiode zijn hele financieringsbehoefte heeft kunnen herfinancieren tegen de gewijzigde WACC.

<u>Extra toelichting</u>
De WACC bij gas in de vorige reguleringsperiode (2002-2007) was 6,8%. De WACC voor de huidige reguleringsperiode (2008-2010) is 5,5%
Ideaalcomplex, financieringsduur van 3 jaar

<table>
<tr><th>Financiering</th><th>WACC</th><th>2008</th><th>2009</th><th>2010</th></tr>
<tr><td>Aandeel Nieuw</td><td>5,50%</td><td>33%</td><td>67%</td><td>100%</td></tr>
<tr><td>Aandeel Oud</td><td>6,80%</td><td>67%</td><td>33%</td><td>0%</td></tr>
<tr><td>Gew. gem. WACC</td><td></td><td>6,37%</td><td>5,93%</td><td>5,50%</td></tr>
</table>


Leeswijzer: Wanneer de totale vermogensbehoefte in 10 jaar wordt geherfinancierd en de gemiddelde WACC van de bestaande financiering is 6,8%, dan dient de 30% van het geherfinancierde vermogen te zijn aangetrokken tegen een gemiddelde WACC van 2,47% om gemiddeld uit te komen op 5,5%.</td></tr>
<tr><td>7. GAW - Redelijk rendement</td><td>In de huidige systematiek wordt het redelijke rendement bepaald als het middelpunt van de WACC range en vervolgens wordt gesteld dat een rendement hoger dan dit gemiddelde te definiëren is als “onwenselijke” overwinst (zie winstenonderzoek c.q. evaluatieonderzoek). Theoretisch gezien is dit een onjuiste benadering van het CAPM model. De basis van dit model gaat uit van een standaard normaal verdeling van de rendementen. Er is dus een kans van 50% dat er een hoger rendement gehaald wordt dan de vastgestelde WACC. Bij een dergelijk hoog percentage kan men dus niet stellen dat het in het economische verkeer ongebruikelijk is dat men een hoger rendement kan halen. Derhalve is het onredelijk om bij hogere rendementen direct al te spreken van “ongewenste overwinsten”.</td></tr>
<tr><td>8. Definitie gelijk speelveld</td><td>De wederzijdse afhankelijk van output die gecreëerd is bij het hanteren van een dynamische definitie van gelijk speelveld blijven wij onwenselijk vinden.</td></tr>
</table>

Onderwerp	Toelichting
	(zie ook onze oorspronkelijke reactie op de consultatie definitie speelveld). Een individuele netbeheerder heeft geen invloed op waar in den lande output gerealiseerd wordt, het afhankelijk maken van het efficiënte kosten niveau hiervan introduceert een niet beïnvloedbaar element in de outputdefinitie.