

Vergaderjaar 2013–2014

**29 023**

## **Voorzienings- en leveringszekerheid energie**

**Nr. 166**

### **BRIEF VAN DE MINISTER VAN ECONOMISCHE ZAKEN**

Aan de Voorzitter van de Tweede Kamer der Staten-Generaal

Den Haag, 25 april 2014

Hierbij zend ik u de antwoorden op de vragen die op 17 januari zijn gesteld door de vaste Kamercommissie voor Economische Zaken over de tarieven en kostenstructuur van de Nederlandse elektriciteit- en gasnetwerken.

Met deze brief geef ik tevens uitvoering aan de motie Jansen van 2 december 2013 (Kamerstuk 33 777, nr. 13). Deze motie vraagt om een analyse van de tarieven- en kostenstructuur van de elektriciteit- en gasnetten en de variabelen in het gebruik bij de afnemers die de kostenstructuur beïnvloeden. In de beantwoording van de Kamervragen hieronder ga ik op beide aspecten in. Daarnaast verwijs ik voor invulling van de motie naar een tweetal onderzoeken over de tariefregulering die u reeds zijn toegezonden:

- het onderzoek van KEMA en SEO naar de verdeling van de kosten van netverliezen, u toegezonden op 23 mei 2011;<sup>1</sup>
- het onderzoek van ECN naar invoering van een producententarief, u toegezonden op 1 oktober 2012.<sup>2</sup>

Ten slotte bied ik u met deze brief ook een onderzoek aan van D-Cision, ECN en de TU Delft dat ik vorig jaar heb laten uitvoeren naar de tariefsystematiek van het elektriciteitsnet.<sup>3</sup> In het kader van de wetgevingsagenda STROOM heb ik de onderzoeksbureaus vorig jaar gevraagd om in kaart te brengen wat de effecten zijn van enerzijds grootverbruikers en anderzijds lokale (decentrale) invoeding op de kosten (en baten) voor het elektriciteitsnet en of deze effecten nopen tot aanpassing van de kostenverdeling via de tariefsystematiek.

<sup>1</sup> Kamerstuk 32 374, nr. 12.

<sup>2</sup> Kamerstuk 29 023, nr. 137.

<sup>3</sup> D-Cision, ECN & Technische Universiteit Delft, De Tariefsystematiek van het Elektriciteitsnet, 23 december 2013.; ter inzage gelegd bij het Centraal Informatiepunt Tweede Kamer

Samenvattend concluderen de onderzoekers ten eerste dat grootverbruikers onderscheidende karakteristieken hebben die een positieve bijdrage kunnen leveren aan het net, die nog niet zijn verdisconteerd in de tariefsystematiek. Ten tweede blijkt uit de modelberekeningen van de onderzoekers dat een toename van decentrale invoeding van elektriciteit niet noodzakelijkerwijs leidt tot een goedkoper net. Het effect op het net is afhankelijk van het type technologie, verbruiksstrategieën, slimme afstemming van vraag en aanbod en het gedrag van afnemers. Een generieke aanpassing van de tariefsystematiek ten gunste van decentrale invoeders ligt daarom niet voor de hand. De conclusies van dit onderzoek zijn betrokken bij de vormgeving van de wet *Volumecorrectie nettarieven voor de energie-intensieve industrie* (Stb. 2013, 575), door uw Kamer aangenomen op 5 december 2013.

De motie Jansen vraagt om een analyse van de bestaande kostenstructuur van de elektriciteit- en gasnetwerken en de variabelen in het gebruik bij afnemers die de kostenstructuur beïnvloeden. Vooropgesteld: de tariefsystematiek van de energienetten is complex. Deze brief beoogt zo feitelijk mogelijk deze systematiek te beschrijven. Ik ben mij ervan bewust dat de kosten- en tariefstructuur van het netbeheer complexe materie is. Indien uw Kamer daar prijs op stelt, ben ik graag bereid om een technische briefing voor uw Kamer te laten verzorgen door medewerkers van mijn ministerie. Hierbij zouden uiteraard ook andere partijen kunnen worden uitgenodigd.

Samengevat is mijn analyse als volgt:

- De kosten van de energienetten bestaan uit verschillende typen kosten: afschrijvingen, vermogenskosten en operationele kosten. ACM ontvangt van de netbeheerders financiële informatie met betrekking tot deze kosten, zodat zij daarmee het efficiënte kostenniveau per netbeheerder kan vaststellen.
- De kosten van de netbeheerders worden via de tarieven verdeeld over aangeslotenen op de energienetten.
- Omdat niet goed mogelijk is de kosten van het net individueel toe te rekenen aan verbruikers, wordt voor de verdeling van de tarieven gebruik gemaakt van verdeelsleutels. Deze verdeelsleutels verschillen niet alleen tussen gas en elektriciteit, maar ook tussen verschillende onderdelen van de netten (druk- of spanningsniveaus) en tussen verschillende typen afnemers.
- Deze verdeelsleutels leggen – met een bepaalde mate van abstractie – het verband tussen het afnamepatroon van een individuele afnemer en het tariefbedrag dat zij afdraagt aan de netbeheerder. Belangrijke uitgangspunten voor verdeling van de kosten zijn bijvoorbeeld het verbruik, de belasting (kW of m<sup>3</sup>(n)/uur) en de capaciteit van de aansluiting. In algemene zin geldt immers dat een hoger verbruik, een hogere belasting of een grotere aansluitcapaciteit meer investeringen in het net vereist.
- De tariefsystematiek moet ten slotte ook voldoen aan specifieke Europese randvoorwaarden als non-discriminatie en het kostenveroorzakingsbeginsel.

### *Beleidsbrief STROOM*

In mei ontvangt u de beleidsbrief STROOM waarin ik ook een aantal voorstellen zal doen om de tariefsystematiek aan te passen. Een van de doelstellingen van het wetgevingstraject STROOM is om de bepalingen over het tarievenbouwwerk in de wet te herzien. Daarbij wordt ten eerste ingezet op harmonisatie met Europese regels en een verbetering van de transparantie van de tariefsystematiek, door helder te omschrijven welke kosten van de netbeheerders in de tarieven kunnen worden verrekend, wie via de tarieven wat betaalt en hoe het tarief vanuit de kosten is

opgebouwd. Ook stel ik voor de procedures van ACM te vereenvoudigen, met het oog op het beperken van administratieve lasten voor zowel ACM als de netbeheerders. Het streven is het wetsvoorstel uiterlijk begin 2015 bij uw Kamer in te dienen.

### **Beantwoording van de vragen**

1

Welke (substantiële) categorieën investeringen onderscheiden TenneT, Gasunie en de regionale netbeheerders? Hoe hoog zijn de kapitaallasten voor de drie onderscheiden categorieën netbeheerders?

2

Welke categorieën beheer-/onderhoudskosten onderscheiden deze drie partijen?

Antwoord 1 en 2

De totale kosten van het netbeheer vallen uiteen in *kapitaalkosten* en *operationele kosten*. ACM ontvangt van de netbeheerders jaarlijks de financiële informatie die nodig is om de totale jaarlijkse kosten per netbeheerder uit te rekenen. Deze financiële gegevens moeten voldoen aan door ACM vastgestelde of tussen ACM en de netbeheerders overeengekomen regels.

De kapitaalkosten zijn de optelsom van de vermogenskosten en de afschrijvingen op de investeringen. De vermogenskosten worden berekend op grond van een vaste vergoeding voor het geïnvesteerde vermogen (de zogenaamde Weighted Average Cost of Capital, «WACC»), die ACM elke reguleringsperiode (3–5 jaar) opnieuw vaststelt. De vermogenskosten vormen een redelijke vergoeding voor de vermogenverschaffers van de netbeheerder: de publieke aandeelhouders en partijen die aan de netbeheerder hebben geleend.

De investeringen die netbeheerders doen, kunnen op verschillende manieren worden onderverdeeld of afgebakend. Zowel de landelijke als de regionale netbeheerders maken bij investeringen bijvoorbeeld doorgaans een onderscheid tussen investeringen op verschillende druk- of spanningsniveaus en investeringen voor verschillende wettelijke taken (transport, aansluiting, etc.).

Vanuit de regulering worden de investeringen van de landelijke netbeheerders vervolgens nader onderscheiden in vervangings- en uitbreidingsinvesteringen. Investeringen voor de aanleg of uitbreiding van het net worden aangemerkt als uitbreidingsinvesteringen en vervangingsinvesteringen zijn investeringen die netbeheerders doen om het bestaande net in stand te houden. Sommige uitbreidingsinvesteringen worden aangemerkt als «bijzondere» investeringsprojecten, waaronder projecten die vallen onder de Rijkscoördinatieregeling en – voor GTS – investeringsprojecten ten behoeve van kleine velden. Voor dergelijke investeringen stelt de Minister van Economische Zaken (met advies van ACM) nut en noodzaak vast. Voor «bijzondere» investeringsprojecten van regionale netbeheerders stelt ACM nut en noodzaak vast.

Hieronder is weergegeven wat de hoogte is van de kapitaalkosten van de netbeheerders in het jaar 2012. Het jaar 2012 is het meest recente jaar waarover op dit moment gegevens beschikbaar zijn.

Netbeheerder	Kapitaalkosten (mln. €) 2012
Gasunie Transport Services (GTS)	569
TenneT	260
Regionale Netbeheerders Elektriciteit	1.145
Regionale Netbeheerders Gas	684

De operationele kosten van de netbeheerders bestaan voornamelijk uit kosten voor inkoop van energie en vermogen (o.a. netverliezen), personeelskosten, huisvestingskosten en bij de regionale netbeheerders voor elektriciteit afdrachten aan de bovenliggende netbeheerder (in het algemeen TenneT) conform het cascademodel. De cascade is het principe op grond waarvan de kosten van een net op een hoger spanningsniveau worden toegerekend aan een net op een lager spanningsniveau naar rato van het aandeel van het laatstgenoemd net in de totale afname van energie en/of vermogen van het eerstgenoemde net. Bij gas wordt op de drukkenniveaus van regionale netbeheerders een soortgelijk cascademodel gehanteerd, zij het dat de kosten van het hogedruknet van GTS in rekening worden gebracht bij shippers.

3

Hoe worden de kapitaallasten en de beheer-/onderhoudskosten toegerekend naar de verschillende categorieën aangesloten afnemers/producenten (spanningsniveau/elektriciteit, drukkenniveau/gas; aansluitcapaciteit; benuttingsgraad)?

Antwoord

De regulering kent een aantal stappen om te komen van de totale kosten van de netbeheerder tot individuele tarieven voor afnemers.

ACM stelt voor elke reguleringsperiode (3–5 jaar) een schatting van de *efficiënte* kosten van elke netbeheerder vast, inclusief een procentuele vergoeding op het geïnvesteerd vermogen (de WACC). De methode die ACM gebruikt om het efficiënte kostenniveau uit te rekenen en om de hoogte van de WACC vast te stellen, legt ACM vast in het methodebesluit. ACM neemt voor elke reguleringsperiode een nieuw methodebesluit.

Op basis van deze methode stelt ACM jaarlijks de (maximale) totale inkomsten van elke netbeheerder vast. De methoden voor de verschillende typen netbeheerders (landelijk en regionaal) kennen dezelfde uitgangspunten, maar verschillen op onderdelen. Onderdeel van de methode voor bepaling van de inkomsten van de regionale netbeheerders is de maatstafregulering: hiermee worden de verschillende Nederlandse regionale netbeheerders met elkaar vergeleken en ontstaat een soort «kunstmatige concurrentie» tussen de bedrijven. De landelijke netbeheerders, TenneT en GTS, worden voor wat betreft hun productiviteit vergeleken met vergelijkbare Nederlandse sectoren en bedrijven in het buitenland.

Op basis van de maximale toegestane jaarlijkse inkomsten dienen de netbeheerders bij ACM voorstellen in voor de hoogte van de tarieven in het komende jaar. De netbeheerders hebben enige vrijheid hoe zij de verschillende tarieven in verhouding tot elkaar vaststellen (het tarievenmandje). Het voorstel van de netbeheerder moet zich echter wel houden aan de randvoorwaarden zoals hieronder omschreven en de tariefstelling mag natuurlijk niet leiden tot een totaal (verwacht) inkomen boven het maximum vastgesteld door ACM.

Het tarievenbouwwerk kan op hoofdlijnen als volgt worden omschreven:

- De tarieven moeten ten eerste aan een aantal Europese randvoorwaarden voldoen. Zij moeten onder andere non-discriminatoire, transparant en kostengeoriënteerd zijn (wat inhoudt dat er een relatie moet zijn tussen het tarief en de onderliggende kosten).
- De kosten van het netbeheer worden naar hun aard verdeeld over verschillende tarieven. Het aansluittarief dekt zuiver de kosten gerelateerd aan (het in stand houden van) de aansluiting en het transporttarief dekt de kosten die de netbeheerder maakt om zijn transporttaak uit te voeren. Dit is in detail uitgewerkt in de Tarievencode voor Gas en Elektriciteit.
- Tarieven voor afnemers verschillen onderling als gevolg van specifieke verbruikskarakteristieken of het spannings- of drukniveau waar een afnemer op is aangesloten. Zo staan in de Tarievencode Elektriciteit bijvoorbeeld nadere specificaties over de kostenverdeling tussen verschillende netvlakken (het cascademodel). Ook in de Tarievencode Gas bestaan verschillende tariefvoorwaarden voor verschillende typen verbruikers.
- Een groot deel van de netbeheerkosten wordt via in de wet en tarievencodes vastgelegde tariefdragers verdeeld. Tariefdragers zijn eenheden op grond waarvan kosten worden verdeeld tussen individuele afnemers (bijvoorbeeld het verbruik of vermogen). De kosten voor een individuele afnemer volgen dan uit het gerealiseerde aandeel in de totale afname en/of het vermogen. Voor kleinverbruikers van elektriciteit en gas (een aansluiting kleiner dan 3\*80 Ampere respectievelijk 40 m<sup>3</sup> (n)/uur) en profielgrootverbruikers van gas, geldt hier een uitzondering op. Bij deze verbruikers wordt het zogenaamde capaciteitstarief in rekening gebracht, dat is afgeleid van de omvang van de aansluiting.

ACM toetst elk jaar of de netbeheerders zich in hun tarievenvoorstel houden aan deze voorwaarden en stelt de uiteindelijke (maximum)tarieven vast in haar tarievenbesluiten.

4

Wat zijn de werkelijke netkosten voor de verschillende categorieën aangesloten afnemers/producenten (spanningsniveau/elektriciteit, drukniveau/gas; aansluitcapaciteit) bij een benuttingsgraad van 0% en 100%?

Antwoord

Een netbeheerder moet voor alle aangeslotenen in het net (en voor grensoverschrijdend energietransport) voldoende capaciteit beschikbaar hebben. De gas- en elektriciteitsnetten worden daarom in beginsel uitgelegd op grond van de grootte van aansluitingen van afnemers en de internationale energiestromen. Dat betekent dat de netbeheerders bij het plannen van de aanleg en uitbreiding van infrastructuur, de (maximale) capaciteit van relevante aansluitingen en grensverbindingen als uitgangspunt nemen. Daarbij houdt de netbeheerder rekening met de verwachte (on)gelijktijdigheid van het verbruik van afnemers. De kans is immers klein dat het maximum verbruik van alle afnemers gelijktijdig plaatsvindt. De verwachte benuttingsgraad van *alle afnemers* bij elkaar speelt dus een rol bij de vraag of een net moet worden uitgebreid.

Voor zover een lagere benuttingsgraad de facto leidt tot een lagere belasting van het net, is het theoretisch mogelijk dat een structureel lagere benuttingsgraad tot gevolg kan hebben dat in het net minder snel een tekort aan capaciteit optreedt ten opzichte van een scenario waarin de belasting hoger is. Het is echter onmogelijk om de bijdrage van een individuele afnemer aan een dergelijk theoretisch voordeel *exact* te

kwantificeren. Het is immers niet mogelijk om netkosten – of besparingen daarop – één op één toe te rekenen aan individuele afnemers.

Het verband tussen het netgebruik en de veroorzaakte kosten komt daarom alleen in generieke zin tot uiting in de tariefstructuur. Het transporttarief wordt bijvoorbeeld voor een groot deel afgerekend op iemands maximale belasting van het net. In generieke zin is het immers zo dat een hogere netbelasting meer kosten veroorzaakt – ook al is niet voor elke individuele afnemer in elke netsituatie dit aantoonbaar het geval. De wet *Volumecorrectie nettarieven voor de energie-intensieve industrie* (Stb. 2013, 575) regelt dat de bijdrage die energie-intensieve bedrijven leveren aan het net door elektriciteit in grote hoeveelheden constant af te nemen, tot uiting komt in het nettatarief dat zij betalen. Duidelijk is dat een dergelijk afnamepatroon voordelen heeft voor het net, en ook dat dit voordeel toeneemt naarmate het verbruiksprofiel vlakker is en het gebruik hoger. Een exacte kwantificering van de individuele bijdrage van elk energie-intensief bedrijf – in haar specifieke netsituatie – is echter niet mogelijk. Daarom wordt de hoogte van de correctie meer generiek bepaald door deze af te leiden van het afnamepatroon van een afnemer.

5

Maakt het voor de kosten van het netwerk uit of elektriciteit en/of gas in piekuren dan wel in daluren wordt afgenomen? Hoe is deze relatie? Komt dit (niet) tot uitdrukking in de tariefstructuur?

Antwoord

Netbeheerders zijn verplicht om voor voldoende transportcapaciteit te zorgen. Dat betekent dat zij een tekort aan capaciteit proberen te voorzien en daarop inspelen door op tijd netten uit te breiden. Om voor voldoende transportcapaciteit te zorgen, is vereist dat de capaciteitsomvang van de transportinfrastructuur voor gas en elektriciteit voldoende is om het verwachte, maximale, gelijktijdige transport in de diverse delen van het net te accommoderen. Wanneer afnemers hun vraag verplaatsen van piekmomenten naar dalmomenten wordt de vraag afgevlakt en daardoor de verwachte maximale belasting van het net verminderd. Dat kan in theorie tot gevolg hebben dat netuitbreidingen niet (of pas later) noodzakelijk worden en/of dat nieuwe verbindingen minder zwaar hoeven te worden aangelegd. Per saldo zou een relatief vlak afnamepatroon door afnemers dus tot lagere netkosten per eenheid energie leiden, ten opzichte van een scenario waarin diezelfde vraag meer varieert door de tijd en een hogere piek heeft.

TenneT en de regionale netbeheerders hanteren geen verschillende tarieven voor respectievelijk dal- en piekuren. De tarieven zijn er echter wel op gericht om afnemers te prikkelen hun vraag in de tijd te spreiden. Een deel van de netkosten wordt immers afgerekend op grond van de maximale capaciteit die een afnemer in een bepaalde periode (bijvoorbeeld jaarlijks) contracteert of realiseert. Netkosten zijn daarmee voor een groot deel afhankelijk van de maximale belasting van afnemers en dit stimuleert hen op die manier om hun maximaal benutte capaciteit te beperken, bijvoorbeeld door hun vraag in de tijd te spreiden. Op het landelijk gastransportnet wordt spreiding van het gebruik gestimuleerd doordat transporttarieven in de zomer lager zijn dan in de winter.

Voor kleinverbruikers van elektriciteit en gas (een aansluiting kleiner dan 3\*80 A of 40 m<sup>3</sup> (n)/uur) en profielgrootverbruikers van gas, geldt hier een uitzondering op. Bij deze verbruikers wordt de werkelijk afgenomen capaciteit niet gemeten maar wordt per aansluitcapaciteit het transportafhankelijke tarief afgeleid van een gemiddelde belasting op de door hen gebruikte aansluiting (het zogenaamde «capaciteitstarief»).

6

Kan worden toegelicht waarom een hoge benuttingsgraad van de aansluiting als zodanig een positief effect heeft op de balancering van het netwerk?

Antwoord

Een hoge benuttingsgraad *op zichzelf* heeft geen positief effect op de balancering.

Een hoge benuttingsgraad van de elektriciteitsaansluiting kan wel voordelen bieden wanneer zij gepaard gaat met een afschakelbare belasting. Van afschakelbare belasting is sprake wanneer marktpartijen met TenneT afspreken om tegen een vergoeding hun vraag op korte termijn bij te stellen, zodat afname en invoeding van elektriciteit op het elektriciteitsnet gelijk blijft. Het is immers de verantwoordelijkheid van TenneT om het evenwicht tussen afname en invoeding op het elektriciteitsnet te garanderen. Een aansluiting met een hoge benuttingsgraad en afschakelbare belasting brengt flexibiliteit in het systeem; een afnemer met een hoge benuttingsgraad van de aansluiting kan met TenneT een contract af sluiten om op aanvraag afgeschakeld te worden. Het inzetten van afschakelbare belasting (noodvermogen) is overigens slechts één van de instrumenten van TenneT om de balans op het net te handhaven.

Voor elektriciteit geldt daarnaast dat een hoog, constant, vlak afnamepatroon voordelen kan bieden voor het net. Door op een gelijkmatige manier relatief veel elektriciteit van het net af te nemen, wordt voorkomen dat de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet met een veel hogere frequentie sturend moet optreden. Het relatieve effect dat het verbruik in pieken en dalen van andere verbruikers heeft is immers verminderd. Dit effect is groter wanneer ook de benuttingsgraad hoog is.

7

Welke investeringen zijn er door de netbeheerders in de afgelopen tien jaar gedaan ten behoeve van de aansluiting van nieuwe (grootschalige) elektriciteitscentrales? Welk deel van deze investering is ten laste gekomen van de exploitanten van deze centrales?

Antwoord

Grootschalige elektriciteitscentrales worden doorgaans aangesloten op het landelijke hoogspanningsnet dat in beheer is van TenneT. De kosten voor de aansluiting op het landelijk hoogspanningsnet zijn altijd voor rekening van de producent. Netwerkversterkingen achter het aansluitpunt die vereist zijn om de afvoer van dat aansluitpunt mogelijk te maken – ook wel «diepe netkosten» genoemd – worden niet in rekening gebracht bij de producent, maar gesocialiseerd via het transporttarief en grotendeels toegerekend aan verbruikende afnemers. TenneT geeft aan dat zij de afgelopen tien jaar (2001–2011) voor circa € 1 miljard aan investeringen in het landelijk hoogspanningsnet heeft gedaan. Een individuele toedeling van diepe netkosten per grootschalige elektriciteitscentrale kan niet gegeven worden. De kosten van de energienetten zijn namelijk niet op detailniveau toe te rekenen aan individuele afnemers.

8

Welke investeringen zijn er door de netbeheerders in de afgelopen tien jaar gedaan ten behoeve van de aansluiting van nieuw kleinschalig productievermogen van elektriciteit (duurzaam, WKK)? Welk deel van deze investering is ten laste gekomen van de exploitanten van dit kleinschalig productievermogen?

Antwoord

Ook bij kleinschalig productievermogen van elektriciteit geldt dat netbeheerders de kosten van de aansluiting in rekening brengen bij de producent, en dat diepe netkosten via het transporttarief verrekend worden. De aansluitkosten worden bij nieuw kleinschalig productievermogen van elektriciteit op basis van een standaardvergoeding (de zogenaamde eenmalige aansluitvergoeding) in rekening gebracht. Deze vergoedingen dekken de gemiddelde aansluitkosten. De regionale netbeheerders geven aan gezamenlijk elk jaar ca. € 0,7 miljard te investeren in vervanging en uitbreiding van de transportinfrastructuur. Het is niet mogelijk om in het totaalpakket van investeringen aan te wijzen welk deel daarvan louter ten behoeve van nieuw kleinschalig productievermogen van elektriciteit is.

9

Hoe zijn de meterkosten voor de klassieke gas- en elektriciteitsmeters opgebouwd? Is er enige onafhankelijke toets op de aannames (bv. levensduur balg- en ferrarismeters) die ten grondslag liggen aan de kostenstructuur versus de reële waarden van de parameters?

10

Hoeveel zit er inmiddels in de spaarpot voor de uitrol van de slimme meter?

Antwoord 9 en 10

Tussen het jaar 2000 en de jaren 2008 voor elektriciteit en 2011 voor gas werd het tarief voor elektriciteits- en gasmeters door de vrije markt bepaald. Met de start van de regulering van de meettarieven elektriciteit (2008) en gas (2011) heeft ACM opdracht gekregen om de meettarieven jaarlijks te reguleren door het maximum vast te stellen op het gemiddelde meettarief uit 2005 plus inflatiecorrectie. Dit is destijds vastgelegd tegen de achtergrond van een spoedig verwachte uitrol van de slimme meter. Nadien is gebleken dat de behandeling van het wetsvoorstel en de daaruit voortkomende uitrol van de slimme meter langer duurde. Als reactie daarop is de regeling meettarieven aangepast.<sup>4</sup>

Kortweg werkt de regeling meettarieven als volgt: de komende jaren blijft het meettarief gehandhaafd conform het tarief van 2005, gecorrigeerd voor inflatie. ACM stelt vast wat het verschil is tussen de kosten die netbeheerders maken voor hun meetactiviteiten voor kleinverbruikers en de tariefinkomsten die daar tegenover staan. Dit bedrag kunnen de netbeheerders inzetten voor investeringen ten behoeve van de uitrol van de slimme meter. De netbeheerders hebben bevestigd dat de uitrol van de slimme meter gefinancierd gaat worden binnen de ruimte die het meettarief op basis van 2005 plus inflatiecorrectie biedt. Dit betekent dat door de uitrol van de slimme meter het tarief voor de afnemers van de netbeheerders – de consumenten – niet zal stijgen. Voor een uitgebreide toelichting op de werking van het meettarief verwijs ik u naar de brieven over dit onderwerp aan uw Kamer (Kamerstuk 32 374, nr. 11 en Aangangsel Handelingen II 2010/11, nrs. 3101 en 3462).

Op 11 april heeft ACM de marges vastgesteld die regionale netbeheerders gezamenlijk hebben gemaakt met hun meetdiensten voor de jaren 2011 (electriciteit) en 2012 (electriciteit en gas) vastgesteld. Uit de margebepaling blijkt dat netbeheerders in 2011 en 2012 gezamenlijk zo'n 200 miljoen euro meer opbrengsten hebben behaald dan zij kosten hadden voor meetdiensten.<sup>5</sup>

<sup>4</sup> Kamerstuk 32 374, nr. 11.

<sup>5</sup> <https://www.acm.nl/nl/publicaties/publicatie/12841/ACM-publiceert-hogere-opbrengsten-uit-meettarieven-van-netbeheerders/>



11

Hoe hoog waren de administratieve netverliezen in 2013 en hoe zijn deze verdeeld over de verschillende categorieën aangeslotenen?

12

Hoe hoog waren de fysieke netverliezen in 2013 en hoe zijn deze verdeeld over de verschillende categorieën aangeslotenen?

Antwoord 11 en 12

Er worden twee soorten netverlies onderscheiden. «Fysiek» of «technisch» netverlies is een onvermijdelijk gevolg van het transport van elektriciteit door het elektriciteitsnet. Deze verliezen hebben een natuurkundige oorzaak. Administratief netverlies ontstaat doordat geleverde elektriciteit niet is geregistreerd, of niet of onvoldoende aan afnemers is toegerekend. De elektriciteit wordt wel geconsumeerd door de afnemers. De belangrijkste oorzaken hiervan zijn fraude en leegstand.

De hoogtes van de netverliezen voor elektriciteit in 2013 zijn nog niet definitief. Het *voorlopige* totale netverlies van de drie grootste regionale netbeheerders (Enexis, Liander en Stedin) bedraagt samen genomen 4.034 GWh waarvan 2.828 GWh fysieke verliezen en 1.206 GWh administratieve verliezen. Het aandeel netverliezen in kilowatturen is in de periode 2009–2012 stabiel gebleven en bedraagt rond de 5,75% (inclusief TenneT) van het totale verbruik. Het aandeel hierin van administratief netverlies is gedaald van 34% (2009) naar 30% (2012). Hierbij wordt opgemerkt dat een inschatting van het aandeel administratief netverlies slechts met een beperkte mate van zekerheid gegeven kan worden. De inkoopkosten van de administratieve netverliezen zijn gedaald. Waar de kosten voor inkoop in 2009 nog rond de 113 miljoen euro bedroegen zijn ze in 2012 gedaald tot circa 78 miljoen euro.

De totale netverlieskosten worden via het transportafhankelijk transporttarief verdeeld over afnemers. Deze kosten worden via het zogenaamde cascadesysteem aan de verschillende netvlakken toebedeeld. In het onderzoek van ACM uit 2011 met SEO/KEMA is geconcludeerd dat het cascadesysteem voor het toerekenen van de kosten van netverliezen voldoet en aansluit bij het beginsel van «de veroorzaker betaalt». De inkoop van netverliezen gas door de regionale netbeheerders is tot op heden geen taak van de netbeheerders en is dus niet in de tarieven van de netbeheerders verwerkt. Leveranciers zijn nu verantwoordelijk voor het inkopen van deze netverliezen en verwerken ze in de leveringstarieven van alle afnemers. De NMa concludeerde in 2008, naar aanleiding van onderzoek naar afwijkingen in de meting van gasverbruik bij kleinverbruikers, dat dit een vreemde situatie is omdat het niet de leveranciers maar juist de netbeheerders zijn die in staat zijn om (administratieve) netverliezen op te sporen en te elimineren.<sup>6</sup> Vanaf 2015 wordt dit daarom een taak van de netbeheerders en komt dit ook in de tarieven terecht.

13

Hoeveel eigen vermogen moeten de netbeheerders (minimaal) aanhouden en met welk doel?

Antwoord

Het Besluit Financieel beheer netbeheerder eist dat netbeheerders jaarlijks in hun jaarverslag hun kredietwaardigheid aantonen. Daar is sprake van wanneer netbeheerders voldoen aan een aantal financiële ratio's vastgelegd in het besluit, waaronder een eigenvermogensminimum, of wanneer hen de kwaliteitstrap «investeringswaardig» is toegekend door

<sup>6</sup> Kamerstuk 29 372, nr. 73.

een erkend kredietbeoordelingsbureau. Voor netbeheerders betreft het minimum percentage aan eigen vermogen in beginsel 30%. Deze eisen hebben als doel om te verzekeren dat een netbeheerder niet te grote financiële risico's loopt en zodoende altijd zijn wettelijke taken kan uitvoeren. Hierbij gaat het met name om de investeringen die een netbeheerder moet doen in zijn netten om deze in werking te hebben, te onderhouden, te vernieuwen en uit te breiden.

Voor netbeheerders die zich afscheiden van het productie- en leveringsbedrijf geldt direct na afscheiding een hoger minimumpercentage van 40%. Deze extra verplichting is onder ander naar aanleiding van de motie Hessels<sup>7</sup> in het besluit opgenomen, om te waarborgen dat netbeheerders ook direct na splitsing hun investeringsagenda kunnen uitvoeren. Voor deze netbeheerders geldt dat zij onder voorwaarden hun eigenvermogenspercentage mogen verlagen tot onder de 40%, indien die verlaging volledig wordt veroorzaakt door de financiering van na de splitsing noodzakelijk zijnde investeringen in het door de netbeheerder te beheren netwerk. Deze verlaging kan echter niet zover gaan dat het eigen vermogen onder de grens van 30% uitkomt of niet langer voldaan wordt aan de door een erkend kredietbeoordelingsbureau toegekende kredietkwaliteitstrap «investeringswaardig».

De Minister van Economische Zaken,  
H.G.J. Kamp

---

<sup>7</sup> Kamerstuk 31 510, nr. 6.