

> Regulering in transitie?

Verkenning van aanpassingen aan economische regulering van elektriciteitsnetten vanaf 2027

12 Augustus 2024

SiRM. Strategies
in Regulated
Markets

Colofon

Projectteam

Michiel van der Gaag, Jan-Peter Heida

Projectleider: Jan-Peter Heida (jp.heida@sirm.nl)

Copyright

Delen van dit rapport mogen gereproduceerd worden met de volgende bronvermelding: SiRM, Reguleringsintransitie?, Verkenning naar aanpassingen aan economische regulering van elektriciteitsnetten vanaf 2027, augustus 2024.

Opdrachtgever

VEMW

Foto voorblad

Sander Koning

ANP

Managementsamenvatting

Een majeure wijziging van de reguleringsmethode vanaf 2027 is volgens ons onwenselijk. Wel achten wij aanscherping en een assertievere inzet van de huidige instrumenten door de Autoriteit Consument en Markt (ACM) noodzakelijk, om daarmee netbeheerders aan te zetten tot efficiënt investeren en beheren. Hiervoor geven we adviezen aan de ACM en voor sommige aspecten aan de ministeries van Economische Zaken (EZ) en Klimaat & Groene Groei (KGG). Deze adviezen helpen de ACM haar reguleringsdoelen te behalen.

Economische regulering is niet de kernoorzaak van de huidige en verwachte problemen op het elektriciteitsnet, er is geen duidelijk alternatief, het huidige systeem is 'tried and tested' en daardoor voorspelbaar, en bovendien goed gewaardeerd door kredietbeoordelaars. Vandaar dat wij stellen dat een majeure aanpassing van de reguleringsmethodiek onwenselijk is. Het is niet nodig, en zou onzekerheid voor netbeheerders en netgebruikers introduceren. De regulering behoeft echter wel aanpassingen om de doelen van de regulering van ACM - betaalbaarheid, toegankelijkheid, en duurzaamheid – dichterbij te brengen, met oog voor de noodzakelijke balans tussen die doelen. Wij stellen dat dat kan met het aanscherpen en assertiever inzetten van bestaande instrumenten van de ACM. Daarnaast is beleid van de ministeries van EZ en KGG nodig om deze doelen uiteindelijk te realiseren¹.

We bespreken onze analyse en adviezen aan de ACM per instrument van de economische regulering van de ACM die we hebben beschouwd:

- investeringsplannen beoordelen;
- efficiënte toegestane inkomsten bepalen voor
 - kapitaallastenvergoeding,
 - landelijk hoogspanningsnet,
 - regionale netten en
 - innovatie;
- tarieven vaststellen.

Tevens geven we aan waar inspanningen van EZ/KGG nodig zijn om de reguleringsdoelen van de ACM te kunnen realiseren.

Investeringsplannen

Gegeven de urgentie van investeringen voor zowel netbeheerders als gebruikers, adviseren wij dat de ACM strenger is bij het toetsen van investeringsplannen. Daarbij hoort vlotte implementatie van de door de ACM vereiste verbeteringen door netbeheerders zoals

¹ Ten tijde van het schrijven van dit rapport was voor ons de verdeling van de taken van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) over EZ en KGG nog niet geheel duidelijk. Vandaar dat we "EZ/KGG" gebruiken.

navolgbaarheid van investeringsbeslissingen en acties om investeringen tijdig op te leveren. We raden EZ/KGG aan om meer regie te nemen en op hoofdlijnen aan te geven hoe EZ/KGG om wil gaan met haar aanwijsbevoegdheid om te investeren, hoe netbeheerders worden gehouden aan tijdige oplevering van de investeringen en wat de rol van de ACM daarbij is.

Kapitaallastenvergoeding

Toegang tot kapitaal voor netbeheerders is in de praktijk geen belemmering voor investeringen, en daarvoor zijn dus geen majeure wijzigingen in de reguleringsmethode nodig. Het feit dat kredietbeoordelaars positief zijn over de stabiele Nederlandse regulering en het publieke aandeelhouderschap ondersteunt dit. De ACM geeft voldoende vergoeding voor kapitaalkosten blijkt dus in de praktijk. Dat is ook het geval bij een reële in plaats van (deels) nominale WACC. Daarom raden wij een reële WACC aan wat leidt tot lagere nettarieven voor huidige gebruikers zodat zij meer kunnen investeren in de energietransitie. We raden de ACM aan om voor de Nederlandse netbeheerders geen hogere β (maat voor bedrijfsrisico) vast te stellen dan volgt uit de vergelijkingsgroep. Verder dienen netbeheerders hun eigen vermogen dusdanig te versterken dat zij de noodzakelijke investeringen kunnen doen, hetzij door minder dividend uit te keren of met kapitaalstortingen van bestaande en/of nieuwe aandeelhouders, waaronder eventueel de Staat. We adviseren ACM om haar oordeel of het dividendbeleid van netbeheerders strookt met de bepalingen van het besluit financieel beheer netbeheerders te publiceren. We raden EZ/KGG aan het ministerie van Financiën aan te sporen om tijdig eigen vermogen te verschaffen zoals afgesproken in het Afsprakenkader Kapitaalbehoefte Regionale Netbeheerders en de Nota Deelnemingenbeleid Rijksoverheid.

Landelijk hoogspanningsnet

Verbeteringen in de regulering van het landelijke hoogspanningsnet zijn nodig. We adviseren de verwachte groei van het net mee te nemen in schattingen van de benodigde investeringen en investeringen in activa met korte levensduur niet af te straffen en na te calculeren met een benchmark achteraf. Outputregulering met benchmarking is krachtig en in jurisprudentie verankerd, maar de ACM moet dit wel zorgvuldig toepassen. We adviseren de ACM daarnaast transparant te zijn over de prikkels voor inkoop van energie en vermogen, tenzij dat niet kan vanwege goed gemotiveerde, objectief vastgestelde bedrijfsvertrouwelijkheid, en ze aan te scherpen met splitsing naar prijzen en volume en onderscheid naar netverliezen, blindvermogen en transportbeperkingen. Vanwege de complexiteit en ongewenste verschuiving van hogere of lagere kosten voor netgebruikers over de tijd raden we Fixed Opex/Capex Share (FOCS) af.

Regionale netten

In geval van de regionale netten wordt het investeringsrisico verlaagd door maatstafconcurrentie met gedeelde scenario's voor investeringen, groeiende afname en decentrale invoeding. Het lage investeringsrisico door hoge vraaggroei, kan verder verlaagd worden met minder onzekerheid over gebruik van het net, bijvoorbeeld door verplichtingen om aanvragen daadwerkelijk te realiseren. Als de ACM de huidige reguleringsmethode in hoofdlijnen vasthoudt verdienen netbeheerders op termijn efficiënte investeringen terug. Daarbij worden regionale verschillen grotendeels gecorrigeerd. Of die correctie voldoende is, dient te worden onderzocht voor

decentrale invoeding en proactieve investeringen. We raden de ACM aan vast te houden aan maatstafconcurrentie met regionale correcties voor RNB's aangezien alternatieven vaak dezelfde problemen kennen, complexer zijn en gepaard gaan met hogere uitvoeringslasten voor toezichthouder en RNB's.

Innovatie

De elektriciteitsnetwerken kunnen mogelijk beter worden benut. Innovaties voor kostenverlaging en groei in meetbare output worden gestimuleerd door huidige regulering. Het is echter niet duidelijk of expliciete stimulans van innovatie met maatschappelijke baten, maar zonder directe baten voor netbeheerders, nodig is. Onderzoek daarnaar is nodig. We adviseren om uitgaven, doelen en resultaten van innovatie op te nemen in de investeringsplannen.

Tarieven

De investeringen de elektriciteitsnetten, vooral om hernieuwbare opwek van elektriciteit te faciliteren, leiden tot fors hogere nettarieven. Dat verslechtert het investeringsklimaat en de business case voor elektrificatie, wat nog verstrekt wordt door onzekere tariefontwikkeling. We raden EZ/KGG aan alternatieve bekostiging (subsidies, betalen door producenten, meebetalen door buitenlandse afnemers) te onderzoeken voor het net op zee en specifieke netelementen zoals DC-verbinding voor diepe aanlanding van wind op zee die deels voor export zullen worden gebruikt. De omstandigheden waaronder is besloten om het landelijk uniform producententarief (LUP) op nul te stellen zijn na twintig jaar sterk veranderd. We raden de ACM daarom aan om het huidige nultarief voor producenten te heroverwegen. Zonder invoedingstarief is beleid van EZ/KGG voor herverdeling van regionale kosten voor decentrale invoeding nodig omdat deze kosten nu onevenredig bij afnemers in gebieden met veel decentrale invoeding terecht komen. Verder raden we de ACM aan tariefschokken te voorkomen door nacalculaties voor de kosten van energie en vermogen te verdelen over drie jaar en voorschotten op nacalculaties af te schaffen. Transparantie over deze kosten moet het uitgangspunt zijn; eventuele geheimhouding dient zorgvuldig te worden gemotiveerd.

Conclusie

In het algemeen concluderen wij dat de ACM haar huidige gereedschap dient aan te scherpen en assertiever in te zetten om daarmee haar strategie en toezichthoudende rol te realiseren. Daarvoor hoeft de reguleringsmethode niet fundamenteel te veranderen.

Inhoud

Colofon	2
Managementsamenvatting	3
1 Aanleiding en leeswijzer	8
2 Achtergrond	10
2.1 De doelen van regulering door de ACM worden nu niet behaald	10
2.2 Het is de vraag of aanpassen van regulering realisatie van de doelen van de ACM dichterbij brengt	11
2.3 Het instrumentarium van de ACM	15
3 Investeringsplannen	17
3.1 Investeringsplannen zijn volgens de ACM nog steeds niet transparant genoeg	18
3.2 Rol van EZ/KGG is vooral procesmatig in plaats van regienemend	19
4 Kapitaallastenvergoeding	22
4.1 Met de huidige reguleringsmethode wordt de WACC goed vastgesteld	23
4.2 Publieke aandeelhouders van RNB's nemen sinds kort hun verantwoordelijkheid door eigen vermogen aan te vullen	28
4.3 Financiering van TenneT mede door publiek aandeelhouderschap solide	34
4.4 Deels nominale WACC vertraagt energietransitie en is niet nodig voor financierbaarheid van netbeheerders	34
5 Landelijk hoogspanningsnet	36
5.1 Methode voor verwerking reguliere investeringen in toegestane inkomsten ontmoedigt kortetermijnoplossingen	37
5.2 Benchmarks zijn lastig, maar nodig	39
5.3 Werking van prikkels voor inkoop energie en vermogen zijn niet te beoordelen	42
5.4 FOCS is complex en verschuift kosten naar de toekomst	44
6 Regionale netten	46
6.1 Maatstafconcurrentie draagt bij aan een goed investeringsklimaat, zeker met gecoördineerde scenario's	47
6.2 De uitgestelde terugverdientijd van maatstafconcurrentie belemmert investeren niet	47
6.3 Correcties voor regionale verschillen worden mogelijk belangrijker	49
6.4 Bedrijfsspecifieke benchmarks zijn complexer dan maatstafconcurrentie	50

7	Innovatie	52
8	Vaststellen tarieven	54
8.1	Uitbreiding van net op zee drukt zwaar op tarieven	55
8.2	Argumenten voor op nul stellen van tarief voor invoeders (LUP) zijn mogelijk niet meer valide	60
8.3	Gebruikers in gebieden met veel decentrale invoeding betalen voor de kosten daarvan	61
8.4	Nacalculaties leiden tot tariefschokken	61
9	Conclusies en aanbevelingen	64
	Investeringsplannen	65
	Kapitaallastenvergoeding	65
	Landelijk hoogspanningsnet	66
	Regionale netten	67
	Innovatie	68
	Vaststellen tarieven	68
	Bibliografie	69
	Bijlage 1. Betrokkenen onderzoek	76
	Stuurgroep	76
	Interviews	76
	Bijlage 2. Aanbevelingen aan de ACM en EZ/KGG	77
	De ACM	77
	EZ/KGG	79

I Aanleiding en leeswijzer

De Autoriteit Consument en Markt (ACM) overweegt om de methode van regulering van regionale en landelijke netbeheerders elektriciteit vanaf 2027 te herzien. Ze bracht daarover in oktober 2023 een consultatiedocument uit (ACM, 2023). Naar zeggen van de ACM staan daarbij alle opties open.

Discussie over de regulering van elektriciteitsnetten is begrijpelijk gezien de huidige congestieproblemen in meer dan tweederdedeel van het elektriciteitsnet, de internationaal gezien hoge nettarieven en de enorme investeringen die voor de komende jaren zijn voorzien. Juist omdat er veel geïnvesteerd wordt, is toezicht op de efficiëntie van netbeheerders belangrijk. VEMW - het kenniscentrum en de belangenbehartiger van de zakelijke elektriciteit- gas- en waterafnemers in Nederland - verzocht SiRM te reflecteren op de reguleringsmethode van het elektriciteitsnet en aanbevelingen te doen voor optimale regulering.

We concluderen dat een majeure wijziging van de methode van reguleren ongewenst is. Aanscherping van de huidige instrumenten en assertievere inzet daarvan door de ACM is wel nodig. Daarmee kan de ACM veel van de huidige en verwachte problemen aanpakken. We geven adviezen hoe. We doen ook aanbevelingen over aanpassingen van beleid van EZ/KGG. We verwijzen naar beide ministeries omdat energiebeleid onder KGG valt en de ACM onder EZ en het op dit moment (voor ons) nog niet duidelijk is welk ministerie verantwoordelijk is in geval van overlap van de dossiers².

We gaan eerst in op de context van de economische regulering door de ACM en haar doelen – betaalbaarheid, leveringszekerheid en duurzaamheid – die ook in andere landen onder druk staan (Hoofdstuk 2). De rest van het document is gestructureerd naar de instrumenten die de ACM inzet voor economische regulering: investeringsplannen beoordelen, toegestane inkomsten vaststellen en die toerekenen naar tarieven.

De ACM beoordeelt de investeringsplannen van netbeheerders waarmee ze netbeheerders aanzet tot voldoende investeringen in transportcapaciteit (Hoofdstuk 3). De netbeheerders krijgen een kapitaallastenvergoeding als onderdeel van hun toegestane inkomsten zodat zij de benodigde financiering kunnen aantrekken (Hoofdstuk 4). Efficiënt netbeheer wordt gestimuleerd met benchmarks en prikkels voor TenneT (Hoofdstuk 5) en met maatstafconcurrentie voor RNB's (Hoofdstuk 6). Prikkels voor innovatie bespreken we separaat (Hoofdstuk 7). De toegestane inkomsten van netbeheerders worden verdeeld naar tarieven voor gebruikers (producenten en consumenten) en over de tijd (Hoofdstuk 8).

In Hoofdstuk 9 bespreken we de bevindingen. Er zijn uiteraard ook veel aspecten van regulering waar we niet op ingaan. We richten ons op onderwerpen die het meest bepalend zijn voor de tarieven en capaciteit voor elektriciteitsnetten gedurende de energietransitie voor grote gebruikers van elektriciteit.

² In de lopende tekst verwijzen we naar EZ/KGG om leesbaarheid te borgen. In onze bronvermelding gebruiken we EZK omdat dat ministerie voorheen verantwoordelijk was voor klimaatbeleid en de ACM.

We doen aanbevelingen voor verbeteringen van de regulering van netbeheerders aan de ACM in een groen kader. Wanneer het relevant is geven we aanbevelingen aan EZ/KGG in een blauw kader. Het blauwe blok aan het begin van het hoofdstuk geeft kort de belangrijkste conclusies weer.

2 Achtergrond

De onderling samenhangende doelen van regulering van de elektriciteitsnetten door de ACM – leveringszekerheid, betaalbaarheid en duurzaamheid – worden op dit moment niet gehaald. Dat ligt niet enkel aan de regulering door de ACM. Ook andere landen, met andere reguleringsmethoden, kampen met vergelijkbare problemen. Het is de vraag of met majeure aanpassingen in de regulering de ACM haar doelen beter bereikt. De ACM beoordeelt investeringsplannen, bepaalt de toegestane inkomsten voor efficiënte nieuwe en bestaande netten en bepaalt de tarieven waarmee gebruikers netbeheerders betalen.

Ter introductie van onze analyse gaan we in dit hoofdstuk in op de doelen van regulering volgens de ACM (§2.1). De vraag is of er majeure aanpassingen nodig zijn (§2.2), of dat het huidige instrumentarium ingezet kan worden (§2.3).

2.1 De doelen van regulering door de ACM worden nu niet behaald

De ACM geeft in het voorwoord bij de methodebesluiten 2022-2026 aan dat zij drie doelen nastreeft met de regulering van het elektriciteitsnet (ACM, 2023). De drie doelen zijn:

- **Leveringszekerheid** zodat alle partijen die dat willen, toegang hebben tot een continue beschikbaarheid van elektriciteit.
- **Betaalbaarheid** doordat efficiënt netbeheer een efficiënt werkende elektriciteitsmarkt mogelijk maakt die zorgt voor competitieve prijzen.
- **Duurzaamheid** waarvoor veel investeringen nodig zijn zodat de energievoorziening kan overschakelen naar klimaatneutrale bronnen zoals zon en wind en gebruikers hun processen verder kunnen elektrificeren.

In haar strategiedocument stelt de ACM de doelen van regulering als beschermen van betaalbaarheid, kwaliteit, continuïteit en toegankelijkheid (ACM, 2019). Daar voegt de ACM in andere documenten dus duurzaamheid expliciet aan toe als publiek belang dat zij behartigt naast betaalbaarheid en leveringszekerheid. In het consultatiedocument staat zelfs: “De ACM heeft immers als strategische doelstelling de energietransitie te versnellen voor iedereen” (ACM, 2023).

Deze doelen zijn onderling verbonden met elkaar en worden nu en de komende jaren niet behaald. Leveringszekerheid wordt niet tijdig gerealiseerd; partijen die dat willen, krijgen geen aansluiting, of kunnen hun aansluiting niet uitbreiden. In februari 2024 waren er 9400 wachtenden voor afname van elektriciteit, en stonden er nog eens 10.000 op de wachtlijst voor het terugleveren van elektriciteit (Netbeheer Nederland, 2024). Vooralsnog kan uitbreiding van het elektriciteitsnet het tempo van de groei in gewenste productie- en afnamecapaciteit niet

bijbenen. Netbeheerders kampen met een tekort aan personeel en materialen, meer weersafhankelijke productiecapaciteit dan verwacht, en vertraging voor benodigde vergunningen.

De betaalbaarheid staat onder druk door de benodigde investeringen in het elektriciteitsnet, op land en op zee, zelfs als het net efficiënt wordt aangelegd en beheerd. Die druk wordt verhoogd door toenemende kosten die netbeheerders moeten maken voor inkoop van energie en vermogen voor netverliezen, blindvermogen, congestie en systeemtaken. TenneT verwacht dat haar toegestane inkomsten de komende tien jaar (2024-2034) met 187% zullen stijgen. Met de huidige verwachting van stijging van afname van elektriciteit, houdt dat een stijging van tarieven van circa 55% in (TenneT, 2024). Ook voor de regionale netten verwacht men forse tariefstijgingen, de netbeheerders verwachten ruim €60 miljard aan investeringen tussen 2023 en 2030 (Netbeheer Nederland, 2023).

Zowel het gebrek aan toegang tot het net als de hoge nettarieven voor partijen met een aansluiting, vertragen nu en de komende jaren elektrificatie van bedrijfsprocessen. Daardoor worden duurzaamheidsdoelen minder snel gerealiseerd en neemt economische ontwikkeling minder snel toe dan mogelijk. In het buitenland zijn de netbeheerkosten voor ondernemingen vaak lager (E-Bridge, 2024). Daarbij spelen uiteraard de onderliggende kosten van het elektriciteitsnet zelf een belangrijke rol. De kostenverschillen voor ondernemingen ontstaan ook door verschillen in compensatie van grootverbruikers voor uitgaven aan nettarieven (zoals de subsidieregeling indirecte kostencompensatie in Nederland). Subsidiebeleid wordt door EZ/KGG gemaakt en is geen onderdeel van de regulering van elektriciteitsnetten voor de ACM.

De doelen van de ACM zijn niet ieder voor zich allemaal maximaal te realiseren omdat ze onderling samenhangen. Zo leidt extra inzet op duurzaamheid bijvoorbeeld tot hogere kosten en lagere betaalbaarheid, en heeft het mogelijk ook impact op leveringszekerheid. De ACM staat voor de uitdaging duurzaamheid en leveringszekerheid te bevorderen, zonder betaalbaarheid te compromitteren. De ACM moet dus balanceren tussen de drie doelen. Op die balans komen we terug bij de conclusie (Hoofdstuk 9).

2.2 Het is de vraag of aanpassen van regulering realisatie van de doelen van de ACM dichterbij brengt

De ACM bracht in oktober 2023 een consultatiedocument uit over de regulering vanaf 2027 (ACM, 2023) waarin staat: *“In dat kader oriënteert de ACM zich breed op een nieuwe methode voor tariefregulering. Hiervoor liggen alle opties op tafel”*.

Het is de vraag of majeure verandering nodig is. Een dergelijke wijziging gaat namelijk gepaard met meerdere jaren van onzekerheid voordat een nieuw evenwicht wordt bereikt (SiRM, 2015). De huidige regulering is in de loop der jaren uitvoerig juridisch getest, en naar aanleiding van jurisprudentie aangepast. Kredietbeoordelaars zijn mede vanwege het trackrecord van zeven reguleringsperiodes positief over de Nederlandse regulering (Moody's, 2023). Juist nu hoge investeringen nodig zijn, is duidelijkheid over regulering van cruciaal belang. Een voorspelbaar stelsel van regulering bevordert namelijk het investeringsklimaat voor de gewenste elektrificatie

van bedrijfsprocessen en leidt bovendien tot lagere kapitaallasten voor netbeheerders, en ook voor netbeheerders tot een goed investeringsklimaat.

Een verandering van reguleringsmethode moet dus niet lichtzinnig worden gedaan. Daarom vragen we ons eerst af of de regulering de oorzaak is van de huidige problemen en of de huidige methode efficiënte investeringen belemmert. Wellicht zijn verbeteringen van de huidige methode voldoende.

2.2.1 Regulering is niet de kernoorzaak van de huidige problemen van het elektriciteitsnet

Is regulering de oorzaak van de huidige problemen op het elektriciteitsnet, en belemmert de regulering uitbreiding? Deze vraag is lastig te beantwoorden. Congestie is namelijk ook in andere landen een probleem; ook in landen met een ander reguleringsstelsel zoals het VK. Net als elders is duurzame elektriciteitsproductie ook in Nederland veel sneller gegroeid dan verwacht. Dat heeft, in combinatie met andere oorzaken voor het te lage investeringstempo zoals tekort aan mensen, materialen en trage vergunningsprocedures, de huidige problemen versterkt..

Ook andere landen kampen met congestie

Ook landen om ons heen kampen met congestieproblematiek. In het Verenigd Koninkrijk (VK) geeft National Grid aan dat ‘*constraint costs*’, vooral om energie van het noorden naar het zuiden te transporteren, zullen toenemen. Ofgem keurde vanwege congestie eind 2023 ‘*queue management*’ voor aansluitingen op het hoogspanningsnet, in plaats van het ‘*first come – first serve*’ model goed (Ofgem, 2023). In Duitsland is in 2023 ruim €4 miljard besteed om de transportbeperkingen, om productie van duurzame energie in het noorden in het zuiden te gebruiken, op te heffen (ENTSO-E, 2024).

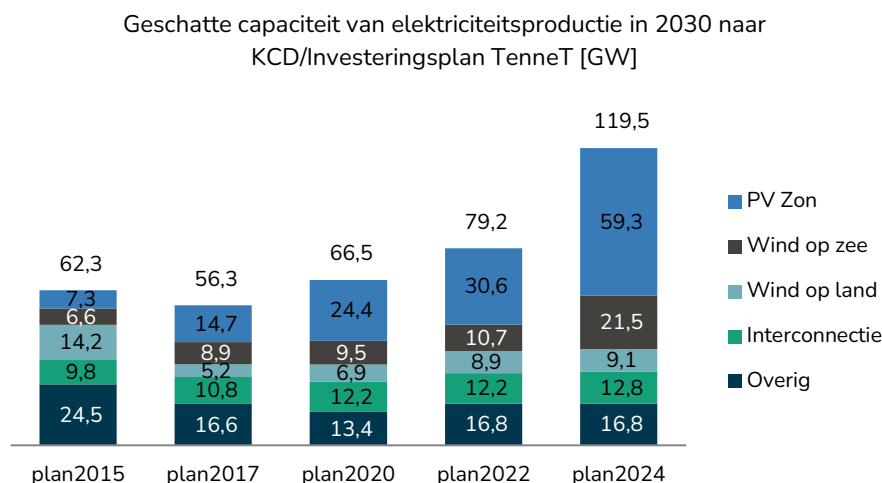
De EU Commissioner for Energy Kadri Simpson waarschuwde onlangs “*if we will not upgrade grid infrastructure very fast, we will not achieve our 2030 targets.*” (Reuters, 2023). Volgens de Europese brancheorganisatie van de elektriciteitssector Eurelectric is het elektriciteitssysteem niet toegerust om het vermogen dat nodig is om de EU Fit for 55 en de REPowerEU-doelen te behalen (Eurelectric, 2023).

Duurzame elektriciteitsproductie groeide veel sneller dan verwacht

De investeringsplannen van netbeheerders werken met drie scenario’s voor de ontwikkeling van vraag en aanbod van elektriciteit (Hoofdstuk 3). Voor het laatste plan zijn deze scenario’s door de landelijke en regionale netbeheerders gezamenlijk opgesteld, met input van stakeholders (Netbeheer Nederland, 2023). Eerdere plannen werkten vaak op basis van landelijke scenario’s zoals die uit het Klimaatakkoord.

De verwachtingen voor geïnstalleerd vermogen zijn de afgelopen jaren steeds fors naar boven bijgesteld. De door TenneT geschatte productiecapaciteit voor PV-zon en wind op zee in 2030 werd in de twee jaar tussen 2022 en 2024 verdubbeld (TenneT, 2024). Voor PV-zon van ruim 30 naar bijna 60 GW aan geïnstalleerd vermogen. Voor wind op zee is dit toegenomen van 10,7 GW naar 21,5 GW (Figuur 1). Overigens blijken andere Europese landen de capaciteit aan zon- en windvermogen ook systematisch te hebben onderschat (Ember, 2024). Sinds ongeveer 2017 is de

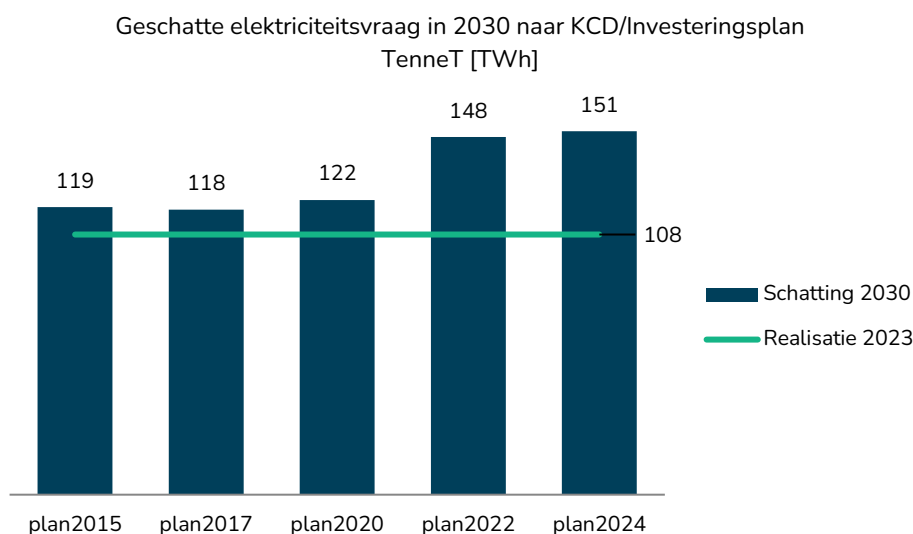
capaciteit van elektriciteitsproductie uit zon en wind meer gegroeid dan verwacht, zowel met de horizon op 2030 als in de tussenliggende jaren. Maar ook daarvoor werd te weinig rekening gehouden met de benodigde investeringen in het elektriciteitsnet zo laat energiejournalist Remco de Boer zien in zijn recente boek 'Droomland' (De Boer, 2024).



Figuur 1. Schattingen in investeringsplannen (en hun voorloper, de kwaliteits- en capaciteitsdocumenten) van geïnstalleerd vermogen blijken steeds achterhaald. Bron: Kwaliteits- en Capaciteitsdocumenten (2015, 2017) en Investeringsplannen (2020, 2022, 2024) van TenneT.

Ook verwachte consumptie van elektriciteit steeg

Hiernaast zijn de verwachtingen voor elektriciteitsafname de afgelopen jaar ook naar boven bijgesteld. De verwachte elektriciteitsafname nam tussen het plan van 2015 en 2024 met een factor van 1,3 toe (Figuur 2). De verwachte elektriciteitsvraag in 2030 in de plannen 2015, 2017 en 2020 scheelde ongeveer 10-14 TWh van de (nader voorlopige) realisatiecijfers over 2023 (CBS, 2024). Vanaf het plan van 2022 nam dit verschil toe tot ongeveer 40-43 TWh.



Figuur 2. De schatting in investeringsplannen (en de kwaliteits- en capaciteitsdocumenten) van elektriciteitsafname is met de jaren omhoog bijgesteld. Bron: Kwaliteits- en Capaciteitsdocumenten (2015, 2017) en Investeringsplannen (2020, 2022, 2024) van TenneT. De nader voorlopige realisatiecijfers over 2023 (ter referentie) zijn gepubliceerd door CBS.

Door een 'maakbaarheidsgat' van ruim een kwart kunnen niet alle benodigde investeringen worden gerealiseerd

In de investeringsplannen gaan de netbeheerders in op het 'maakbaarheidsgat': het verschil tussen benodigde en mogelijke investeringen in het net. Dit is volgens recent onderzoek in 2030 ongeveer 28% (DNV, 2024). Van de €60 miljard aan benodigde investeringen tot 2030 (Netbeheer Nederland, 2023) kan ongeveer €45 miljard worden gerealiseerd. Netbeheerders noemen hiervoor in hun investeringsplannen de volgende oorzaken:

- tekort aan (technisch geschoold) personeel;
- te weinig beschikbaarheid van kabels en materialen;
- ruimtetekort en lange vergunningsprocedures (en stikstofproblematiek).

De ACM heeft overigens geen of nauwelijks mogelijkheden om deze omstandigheden te veranderen. EZ/KGG werkt aan versnelling van procedures voor het inpassen van investeringen in infrastructuur voor de elektriciteitsvoorziening in de fysieke omgeving (EZK, 2024).

2.2.2 Regulering van elektriciteitsnetten elders biedt geen wondermiddel

Los van hoe de elektriciteitssector is gereguleerd is, zijn drie onderdelen van regulering altijd nodig:

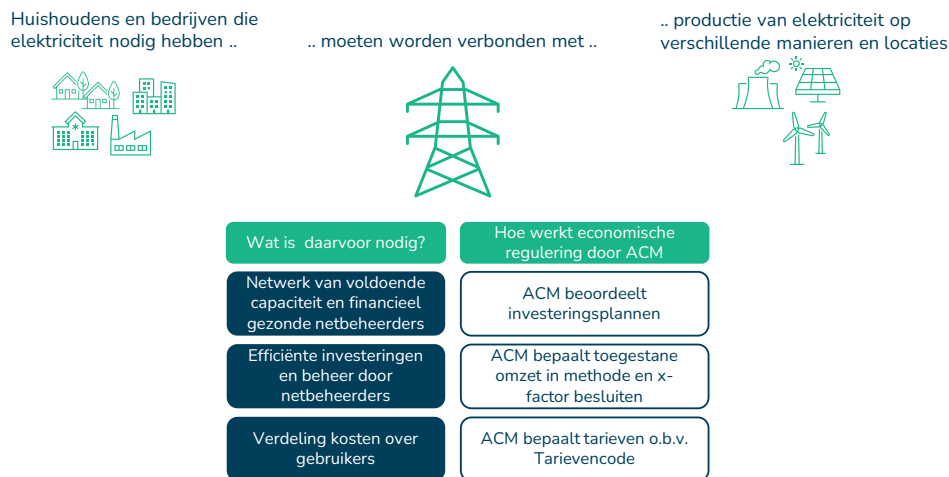
- Voldoende capaciteit die ...
- ... efficiënt wordt aangelegd en beheerd ...
- ... en waarvan de kosten correct worden verdeeld over netgebruikers.

Ieder alternatief voor de huidige regulering zal deze taken beter moeten oplossen. Het is de vraag of dat bij een andere methode beter gaat. Wij kennen geen voorbeelden van landen die een wondermiddel hebben gevonden of een land dat hét voorbeeld is van hoe je de regulering aanpakt. In de volgende hoofdstukken gaan we soms in op hoe regulering elders werkt. We hebben Nederland vooral vergeleken met Duitsland en het VK, en voor sommige aspecten hebben we ook de aanpak in Frankrijk, België of Denemarken onderzocht. Daarbij merken we op dat in Duitsland het Bundesnetzagentur zelf ook recent een consultatie over aanpassing van de regulering is gestart (Bundesnetzagentur, 2024). Ook de Britse toezichthouder, Ofgem, verkent manieren om het 'RIIO'-systeem van reguleren verder te ontwikkelen (RIIO staat voor *Regulation = Incentives + Innovation + Outputs*) (Ofgem, 2024). Het RIIO-systeem werd in onze interviews (zie Bijlage 1 voor een overzicht) en in de onderzochte publicaties enkele malen genoemd als mogelijk voorbeeld voor Nederland. Het heeft echter ook nadelen, waaronder bemoeienis van de toezichthouder met de bedrijfsvoering van netbeheerders.

Bovendien zijn er recent enkele publicaties verschenen met ideeën over aanpassingen van netwerkregulering. Daarbij wordt vooral het belang van adaptief omgaan met de energietransitie benadrukt met passende, door innovatie gedreven, regulering (CERRE, 2024). Omdat er geen 'panklare' oplossing voorhanden is, is er des te meer reden om te verkennen of aanpassingen aan het huidige systeem van reguleren de benodigde investeringen voor de energietransitie kunnen faciliteren.

2.3 Het instrumentarium van de ACM

De energietransitie en de geschetste problematiek zijn aanleiding om de regulering van het elektriciteitsnet te heroverwegen. Partijen, waaronder de ACM, vragen zich af of de huidige manier van reguleren toereikend is om de grote hoeveelheid aan benodigde investeringen te realiseren. De ACM overweegt om de regulering per 2027 te veranderen naar een nieuwe methode (ACM, 2023). Alvorens op nut en noodzaak daarvan te reflecteren, gaan we in op enkele instrumenten van de ACM.



Figuur 3. Samenhang elektriciteitsnet en rollen van de ACM. Bron: analyse SiRM.

Huishoudens en bedrijven verbruiken elektriciteit die zij inkopen op de elektriciteitsmarkt. Voor een goede verbinding van productie en gebruik van elektriciteit: is een elektriciteitsnet nodig met adequate capaciteit tussen afnemers en producenten, dat tegen efficiënte kosten wordt gerealiseerd en beheerd en wordt opgebracht door de gebruikers of anderen (Figuur 3):

- **Vraag- en aanbod van elektriciteit:** Het samenspel tussen meerdere spelers bepaalt de benodigde capaciteit van het net. Denk aan gebruikers, producenten, netbeheerders, de ACM (economische en technische regulering), EZ/KGG (sectorspecifiek beleid en regelgeving) en andere overheden (beleid en regelgeving zoals ruimtelijke ordening).
- **Capaciteit van het elektriciteitsnet:** De netbeheerders leveren iedere twee jaar een investeringsplan waarmee zij aangeven welke investeringen, met een zichttermijn van 10 jaar, nodig zijn om adequate capaciteit te realiseren. De ACM beoordeelt die investeringsplannen. EZ/KGG maakt ook een eigen oordeel over het investeringsplan van de beheerder van het landelijk hoogspanningsnet TenneT en is bevoegd om netbeheerders door haar nodig geachte investeringen op te leggen.
- **Efficiënte kosten:** Netbeheerders krijgen de efficiënte kosten om een goedgekeurd investeringsplan te realiseren vergoed. Ook de efficiënte kosten voor onderhoud en beheer van het bestaande net en voor de kapitaallasten worden vergoed. De ACM stelt daartoe jaarlijks toegestane inkomsten voor iedere netbeheerder vast, de manier waarop legt de ACM voor een periode van drie tot vijf jaar vast in een Methodebesluit. Toepassing van die methode leidt tot een x-factor: het jaarlijkse percentage waarmee de toegestane inkomsten van de netbeheerder gedurende die periode dalen naast de stijging ter hoogte van de consumentenprijsindex (CPI).

- **Tarieven voor gebruikers van het elektriciteitsnet:** De toegestane inkomsten verkrijgt een netbeheerder door tarieven in rekening te brengen bij gebruikers. De ACM stelt jaarlijks Tariefbesluiten vast op basis van de Tarievecode. Hierin is vastgelegd welk deel van de toegestane inkomsten de gebruikers van de verschillende netvakken opbrengen. Op dit moment betalen producenten van elektriciteit naast aansluitkosten geen netwerktaarif.
- **Vraag- en aanbod van elektriciteit:** We eindigen weer met vraag- en aanbod van elektriciteit. Immers, de hoogte van de nettarieven bepaalt mede de behoefte van (industriële) gebruikers aan elektriciteit en de capaciteit van hun aansluiting op het elektriciteitsnet. Zeker nu de kosten voor nettarieven een steeds groter aandeel van de kosten van gebruik van elektriciteit uit (gaan) maken, nog versterkt doordat recent de volumecorrectieregeling (vcr) voor grootverbruikers is afgeschaft (ACM, 2023). De nettarieven beïnvloeden uiteraard ook beslissingen over elektriciteitsproductiecapaciteit.

De economische regulering (investerings, efficiëntie en tariefverdeling) door de ACM is ingebed in een breder kader en kent bovendien meer onderdelen:

- Vraag- en aanbod van elektriciteit komen tot stand op de markt die mede wordt bepaald door de sturende rol van de overheid. Denk aan beleid van EZ/KGG voor gebruik en productie van (duurzame) elektriciteit met inzet van subsidies en wet- en regelgeving om de klimaatdoelen te halen zoals subsidie van Fase 1 van het net op zee, en de indirecte kostencompensatie om dubbele betaling van CO₂-rechten te voorkomen (RVO, 2024). Ook beleid van andere ministeries en lagere overheden beïnvloedt vraag- en aanbod van elektriciteit, bijvoorbeeld door het ruimtelijke ordeningsbeleid. De rol van de ACM is belangrijk om de benodigde netten efficiënt aan te leggen en te beheren, maar de behoefte aan de netten, wordt grotendeels door lokale, landelijke en internationale politieke beslissingen en marktomstandigheden bepaald.
- De ACM heeft meer instrumenten dan Investeringsplannen, Methode-, x-factor en Tariefbesluiten. Naast deze economische regulering stelt de ACM ook technische regels vast, zoals de Netcode. Deze regels bepalen mede de economische regulering. De ACM neemt ook de kwaliteit (gemeten als frequentie en duur van uitval) mee. Aangepaste transportrechten en flexibilisering van nettarieven met tijdsafhankelijke prikkels zal bovendien de behoefte aan capaciteit beïnvloeden (ACM, 2024; ACM, 2024).

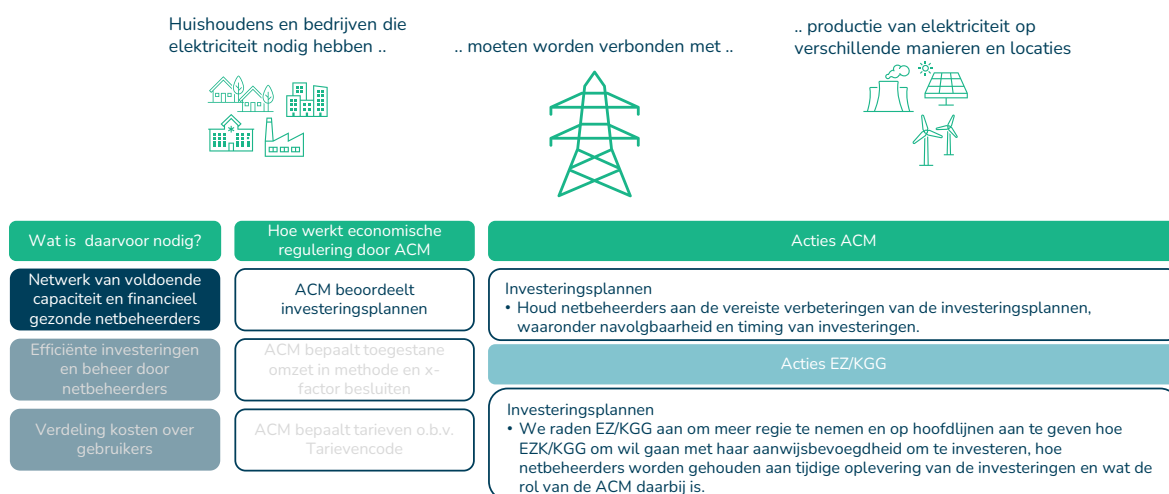
Dit rapport gaat in op een deel van de economische regulering door de ACM, vooral met betrekking tot de methodebesluiten. Waar beleid van EZ/KGG en andere taken van de ACM daar direct aan raken, nemen we dat mee in onze bespreking. We hebben het rapport gestructureerd naar de volgende instrumenten van de ACM:

- investeringsplannen beoordelen;
- efficiënte toegestane inkomsten bepalen voor:
 - kapitaallastenvergoeding
 - landelijk hoogspanningsnet
 - regionale netten
 - innovatie
- tarieven vaststellen.

3 Investeringsplannen

Gegeven de urgentie van investeringen voor zowel netbeheerders als gebruikers, adviseren wij dat de ACM strenger optreedt bij het vaststellen van investeringsplannen. Daarbij hoort vlotte implementatie van de vereiste verbeteringen door netbeheerders zoals navolgbaarheid van investeringsbeslissingen en acties om investeringen tijdig op te leveren. We raden EZ/KGG aan om meer regie te nemen en op hoofdlijnen aan te geven hoe EZ/KGG om wil gaan met haar aanwijsbevoegdheid om te investeren, hoe netbeheerders worden gehouden aan tijdige oplevering van de investeringen en wat de rol van de ACM daarbij is.

Het elektriciteitsnet dat afnemers met producenten verbindt moet voldoende capaciteit hebben en de netbeheerders moeten financieel gezond zijn om de investeringen te kunnen doen (Figuur 4).



Figuur 4. We doen de aanbeveling aan de ACM om de netbeheerders te houden aan de vereiste verbeteringen van de investeringsplannen en raden EZ/KGG aan meer regie te nemen. Bron: analyse SiRM.

Netbeheerders moeten iedere twee jaar een systematisch onderbouwd investeringsplan met een zichttermijn van 10 jaar opstellen. Hierin nemen zij input van belanghebbenden mee. Investeringsplannen dragen bij aan investeringszekerheid van netbeheerders. De in een goedgekeurd investeringsplan opgenomen investeringen worden namelijk noodzakelijk geacht voor de uitvoering van aan een netbeheerder toegekende taken, en daarvoor worden de efficiënte kosten vergoed (Elektriciteitswet '98, artikel 21). De ACM stelt deze investeringsplannen vast voor de regionale en landelijke netbeheerders na beoordeling (§3.1). EZ/KGG maakt beleid, mede naar aanleiding van de beoordeling van investeringsplannen van TenneT en eventuele meldingen van onderinvesteringen door de ACM (§3.2).

3.1 Investeringsplannen zijn volgens de ACM nog steeds niet transparant genoeg

Er zijn drie rondes van investeringsplannen geweest; in 2020, '22 en '24. De ACM toetst de investeringsplannen van TenneT en de RNB's. De belangrijkste constatering van de ACM waren steeds dat verbetering nodig is, met name op navolgbaarheid van investeringsbeslissingen en transparantie.

2020: Volgende ronde moet beter

In de beoordeling van de investeringsplannen vond de ACM in 2020 geen niet-noodzakelijke investeringen (ACM, 2020). De ACM legt geen bindende gedragsrichtlijn op, maar geeft wel aan dat de investeringsplannen de volgende ronde beter moeten, wat betreft de scenario's, kwaliteitsknelpunten en vervangingsinvesteringen, onderbouwing van investeringen (met 'MKBA-light'). De ACM constateert dat TenneT knelpunten niet tijdig voorkomt. Dit leidt o.a. tot congestiemanagement en het weigeren van verzoeken voor transportcapaciteit.

2022: Volgende ronde moet echt beter

In 2022 bleken alle door de ACM met een gerichte steekproef onderzochte investeringen noodzakelijk (ACM, 2022; ACM, 2022). De ACM acht volledigheid en kwaliteit van de onderbouwing van investeringsplannen van RNB's (na updates) voldoende. Dat geldt niet voor het investeringsplan van TenneT. Daarvoor geeft de ACM een bindende gedragsrichtlijn. De ACM verwacht meer transparantie op het gebied van:

- prioriteringskader en toepassing daarvan;
- realistisch jaar inbedrijfname;
- oorzaken, gevolgen en lessen bij te laat opleveren van investeringen;
- knelpunten die worden opgelost met operationele maatregelen;
- risicoregister als openbare bijlage.

Voor alle investeringsplannen verwacht de ACM voor de volgende ronde (2024) verder aanscherpen van de scenariostudies, concretisering van kwaliteitsknelpunten en inzichtelijker maken in het investeringsplan van de alternatievenanalyses bij majeure investeringen.

2024: Volgende ronde moet echt beter en tussentijds verbeteringen laten zien

Ook in 2024 vond de ACM geen niet-noodzakelijke investeringen. Maar de ACM was wederom niet tevreden met de investeringsplannen en vindt verbetering nodig (ACM, 2024). Volgens de ACM moet bijvoorbeeld de navolgbaarheid van prioritering beter, moeten scenario's worden aangescherpt, de 'maakbaarheidsproblemen' duidelijker worden beschreven, en veranderingen ten opzichte van de vorige versie duidelijker worden aangegeven. Hierover zijn bestuurlijke afspraken gemaakt. Zo moeten netbeheerders in ieder geval voor de investeringsplannen 2026 komen tot een betere navolgbaarheid van individuele investeringen, zoals bijvoorbeeld door een (meer) integrale projectadministratie. Voortgang wordt ieder half jaar met de ACM besproken. Het alternatief voor bestuurlijke afspraken, zoals een bindende gedragsrichtlijn zou volgens de ACM de uitvoering van investeringen te veel vertragen omdat hierdoor het investeringsplan later wordt vastgesteld.

De ACM is duidelijk: Verbetering van de investeringsplannen is nodig. Toch zijn de plannen vastgesteld. Gebruikers van het elektriciteitsnet hebben pas over twee jaar, als de volgende investeringsplannen worden ingediend, baat bij de benodigde verbeteringen. Dit terwijl veel bedrijven juist de komende jaren voor investeringsbeslissingen staan waarbij de beschikbaarheid en capaciteit van hun netwerkaansluiting en bijbehorende kosten een belangrijke rol spelen. Juist de komende jaren is prioriteren van investeringen cruciaal en hebben bedrijven baat bij (duidelijkheid over) de geplande investeringen en de timing daarvan (zie ook §3.2.3).

Houd netbeheerders aan de vereiste verbeteringen van de investeringsplannen, waaronder navolgbaarheid en timing van investeringen.

3.2 Rol van EZ/KGG is vooral procesmatig in plaats van regienemend

EZ/KGG toetst de investeringsplannen van TenneT (§3.2.1) en geeft een reactie bij meldingen van onderinvesteringen door de ACM (§3.2.2). EZ/KGG heeft meer bevoegdheden (§3.2.3).

3.2.1 EZ/KGG toetst investeringsplannen van TenneT op totstandkomingsproces

De toetsing van het investeringsplan van TenneT door EZ/KGG is vooral gericht op het proces van totstandkoming van de investeringsplannen. EZ/KGG besteedt deze beoordeling uit. In 2020 aan KPMG (KPMG, 2020), in 2022 en 2024 aan Ecorys (Ecorys, 2022; Ecorys, 2024). Zij gebruiken hiervoor het door EZ/KGG opgestelde toetsingskader bestaande uit grofweg drie onderdelen: proces, relevante ontwikkelingen op de energiemarkt en specifieke aandachtspunten. Volgens Ecorys voldoen de investeringsplannen aan de gestelde inhoudelijke eisen, is een zorgvuldig proces doorlopen en besteden de investeringsplannen voldoende aandacht aan de ontwikkelingen op de energiemarkt, mede door het bespreken van scenario's.

3.2.2 Beleid van EZ/KGG na melding onderinvesteringen gericht op prioritering

In 2020, 2022 en 2024 meldde de ACM officieel aan EZ/KGG dat netbeheerders onvoldoende kunnen voorzien in capaciteit. In 2024 concludeert de ACM dat “... *netcongestie bij de elektriciteitsnetbeheerders Enexis, Liander, Stedin en TenneT de komende tien jaar zal blijven bestaan en zelfs zal toenemen.*” (ACM, 2024). De ACM deelde een vergelijkbare boodschap over toenemende problematiek van transportcapaciteit na de rondes in 2020 en 2022 (ACM, 2020; ACM, 2022). In 2020 meldde de ACM dat TenneT, Liander, Enexis en Enduris onvoldoende kunnen voorzien in transportcapaciteit en in 2022 dat transportschaarste toeneemt en netbeheerders meer storingsminuten accepteren door focus op uitbreiding in plaats van vervanging.

Maatregelen die EZ/KGG, mede naar aanleiding van de eigen beoordeling van het investeringsplan van TenneT en de meldingen van de ACM, heeft genomen, zien vooral op prioritering van aanvragen voor aansluitingen op het net, en nauwelijks op het oplossen van het onderliggende probleem. De ACM raadde EZ/KGG in 2020 aan om het wettelijk kader voor

investeringsplannen en de toets daarop te evalueren³. Mede naar aanleiding van de melding in 2022 heeft EZ/KGG een prioriteringskader opgesteld (EZK, 2022). Hierbij kregen in ieder geval investeringen voor het Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat (MIEK) en aanlanding van kabels voor wind op zee prioriteit (EZK, 2024). In 2024 adviseerde de ACM om onderzoek te doen naar:

- de wenselijkheid van een langere zichttermijn dan tien jaar;
- eerder vaststellen van scenario's in het proces;
- wettelijke mogelijkheden om onderinvesteren door netbeheerders te voorkomen.

EZ/KGG geeft aan dat ze in het kader van het Landelijk Actieprogramma Netcongestie (LAN) bestuurlijke afspraken wil maken om de navolgbaarheid van investeringsbeslissingen te verbeteren (EZK, 2024).

3.2.3 EZ/KGG zet wettelijke bevoegdheden om regie te nemen nog nauwelijks in

EZ/KGG kan een netbeheerder opdragen voorzieningen te treffen om zeker te stellen dat het transport van elektriciteit in voldoende mate of op een doelmatige wijze plaatsvindt (Elektriciteitswet '98, artikel 22). Deze bevoegdheid heeft EZ/KGG tot nog toe niet ingezet, terwijl dat wel zou passen bij eerder uitgesproken ambitie. In haar reactie aan de Tweede Kamer over een onderzoek door TNO naar de energie-infrastructuur stelde EZ/KGG over haar eigen rol en invulling daarvan bijvoorbeeld (EZK, 2021):

“Recapitulerend zijn de belangrijkste rollen van het Rijk:

- *Regie voeren op de totstandkoming van energiehoofdinfrastructuur. Dit betekent:*
 - *Middels MIEK de afweging maken van wat eerst en wat later wordt gerealiseerd.*
 - *Zorg dragen voor financiering van gemaakte keuzes en voor de ruimtelijke inpassing.*
 - *En vervolgens toezien op realisatie van infrastructuur door netbeheerders.*
- *Regie voeren op de aansluiting van die hoofdinfra op de totstandkoming van infra op regionale en lokale schaal”.*

EZ/KGG kan dus, naast het proces, ook de inhoud van het plan van TenneT beoordelen en eventueel de aanwijzingsbevoegdheid gebruiken. Als EZ/KGG op aangeeft wanneer en hoe zij die aanwijzingsbevoegdheid zou gebruiken is dat richtinggevend voor de inhoud van het investeringsplan. Deze taak kan zij beleggen bij de ACM door een wettelijke opdracht van de ACM om te toetsen op onderinvesteren zoals nu wordt overwogen (ACM, 2024).

Dit zou de facto een deel van de RIIO-aanpak uit het VK introduceren; namelijk dat de toezichthouder (Ofgem in het VK) een netbeheerder vraagt bepaalde doelen te realiseren waarop deze met voorstellen komt. Daarbij horen ook afspraken over tijdige oplevering van investeringen zoals opgenomen in een vastgesteld investeringsplan zodat bedrijven en ontwikkelaars weten waar ze aan toe zijn en hun investeringen daarop kunnen afstemmen.

³ We hebben een dergelijke evaluatie niet kunnen vinden.

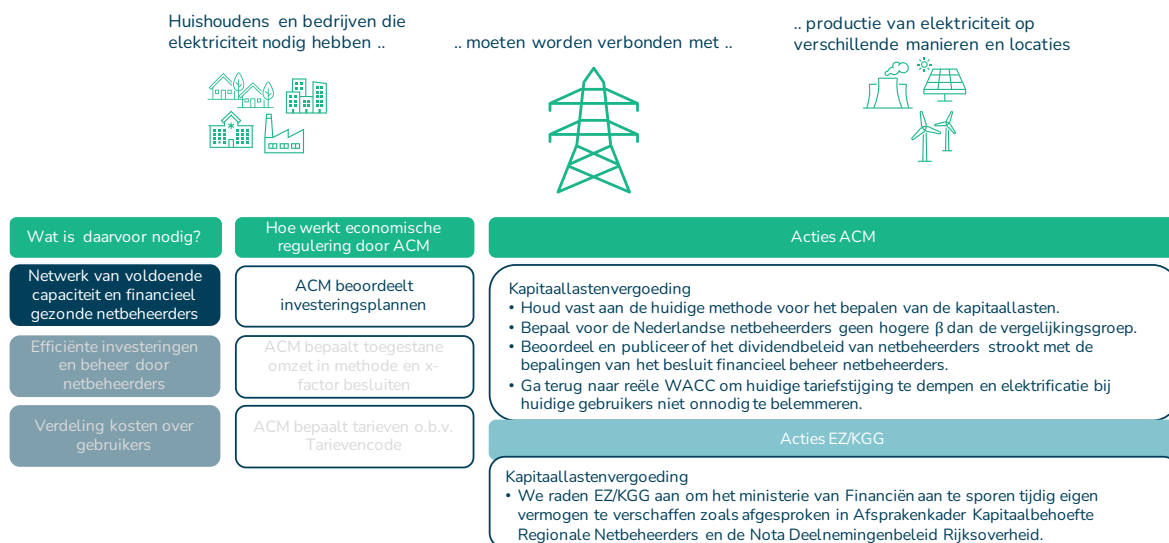
We raden aan om de aanwijsbevoegdheid terughoudend in te zetten. Dat voorkomt dat de nadelen van het RIIO-systeem de overhand krijgen. Die zijn te veel bemoeienis van de toezichthouder met de processen van een netbeheerder met rolvermenging en onduidelijke verantwoordelijkheden als gevolg (zie §5.2.3).

We raden EZ/KGG aan om meer regie te nemen en op hoofdlijnen aan te geven hoe EZ/KGG om wil gaan met haar aanwijsbevoegdheid om te investeren, hoe netbeheerders worden gehouden aan tijdige oplevering van de investeringen en wat de rol van de ACM daarbij is.

4 Kapitaallastenvergoeding

Toegang tot kapitaal voor netbeheerders is in de praktijk geen belemmering voor investeringen, en daarvoor zijn dus geen majeure wijzigingen in de methode nodig. Dat kredietbeoordelaars positief zijn over de stabiele Nederlandse regulering ondersteunt dit. De ACM geeft voldoende vergoeding voor kapitaalkosten blijkt dus. Dat is ook het geval bij een reële in plaats van nominale WACC. Daarom raden wij een reële WACC aan omdat huidige gebruikers dan in mindere mate betalen voor toekomstige gebruikers, en meer kunnen investeren in de energietransitie. We raden de ACM daarnaast aan om voor de Nederlandse netbeheerders geen hogere β dan de vergelijkingsgroep te bepalen. Verder dienen netbeheerders hun eigen vermogen te versterken door minder dividend uit te keren of met kapitaalstortingen van bestaande of nieuwe aandeelhouders, waaronder eventueel de Staat. We adviseren ACM om het dividendbeleid van netbeheerders te beoordelen, bijvoorbeeld of het strookt met het besluit financieel beheer netbeheerders, en dat oordeel te publiceren. We raden EZ/KGG aan om het ministerie van Financiën aan te sporen om tijdig eigen vermogen te verschaffen zoals afgesproken in Afsprakenkader Kapitaalbehoefte Regionale Netbeheerders en de Nota Deelnemingenbeleid Rijksoverheid.

Het elektriciteitsnet dat afnemers met producenten verbindt moet voldoende capaciteit hebben en de netbeheerders moeten financieel gezond zijn om benodigde investeringen te kunnen doen (Figuur 5).



Figuur 5. We geven een drietal adviezen aan de ACM en een advies aan EZ/KGG en het ministerie van Financiën over de kapitaallastenvergoeding. Bron: analyse SiRM.

De bestaande en nieuw te bouwen activa moeten uiteraard gefinancierd worden. Daarom worden in de toegestane inkomsten van netbeheerders kapitaalkosten opgenomen (§4.1), waarmee netbeheerders eigen vermogen kunnen aantrekken, zowel regionaal (§4.2) als landelijk (§4.3). De kapitaallastenvergoeding wordt deels nominaal toegepast (§4.4).

4.1 Met de huidige reguleringsmethode wordt de WACC goed vastgesteld

De kapitaalkosten van een netbeheerder bestaan uit afschrijvingen en vermogenskosten (ACM, 2023). Deze zijn ongeveer een derde van de toegestane inkomsten (ACM, 2024).

De vermogenskosten worden bepaald met de WACC (voor 'Weighted Average Cost of Capital', gemiddelde gewogen vermogenskostenvoet) en de GAW (Gereguleerde Activa Waarde):

$$\text{Kapitaalkosten} = \text{Afschrijvingen} + \text{WACC} \times \text{GAW}.$$

De afschrijvingstermijnen worden per activaklasse bepaald op basis van de regulatorische accounting regels. Gedurende een reguleringsperiode kunnen investeringen onder bepaalde voorwaarden worden toegevoegd aan de GAW (§5.1).

We bespreken hier verder hoe de WACC wordt vastgesteld (§4.1.1). Hierna bespreken we twee parameters van de WACC:

- het verwachte rendement op eigen vermogen (§4.1.2);
- de rente voor vreemd vermogen (§4.1.3).

De andere parameters (transactiekosten, risicovrije rente, marktrisicopremie, belastingvoet en inflatie) laten we hier buiten beschouwing omdat deze samenhangen met algemene economische ontwikkelingen en niet specifiek met de energietransitie en netbeheer.

4.1.1 Huidige methode om WACC te bepalen is breed geaccepteerd

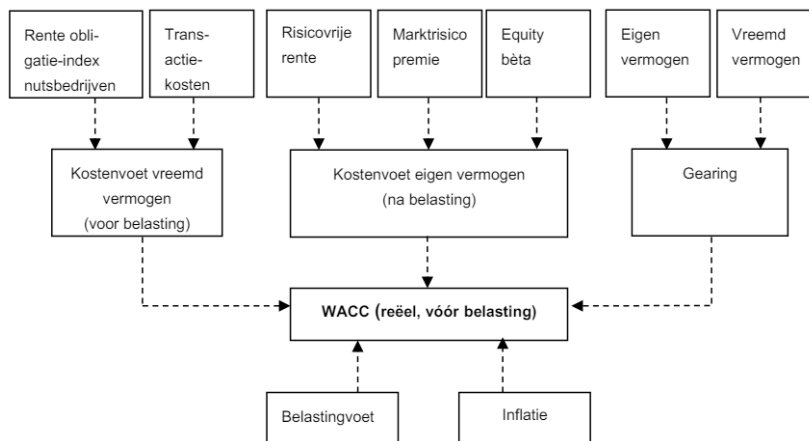
De WACC is het gewogen gemiddelde van de vermogenskosten voor vreemd vermogen en die voor eigen vermogen (Figuur 6). Deze moet in balans zijn:

- Hoog genoeg zodat investeren in elektriciteitsnetten interessant is voor verschaffers van eigen en vreemd vermogen.
- Niet te hoog om overwinsten voor de netbeheerders, en te hoge tarieven voor de gebruikers van het net te voorkomen.

In versimpelde weergave is de formule voor de WACC:

$$\text{WACC} = g * (\text{Kostenvoet vreemd vermogen}) + (1-g) * (\text{Kostenvoet eigen vermogen}),$$

waarbij g staat voor gearing.



Figuur 6. Schematisch overzicht WACC (overgenomen uit Methodebesluit transporttaken TenneT 2022-2026 van de ACM).

De ACM schat de vermogenskostenvoet voor het eigen vermogen met het Capital Asset Pricing Model (CAPM). Er is weliswaar wetenschappelijke discussie over het CAPM en het gebruik daarvan voor gereguleerde sectoren, maar er zijn geen gangbare, algemeen geaccepteerde alternatieven. Bovendien is het gebruik van CAPM stevig verankerd in jurisprudentie. Dat is in 2023 nogmaals bevestigd door de uitspraak van het College van Beroep voor het bedrijfsleven (CBb) over het beroep inzake het methodebesluit voor de regionale netbeheerders elektriciteit 2022-2026 (CBb, 2023). Ook voordien is herhaaldelijk vastgesteld dat de ACM het CAPM mag gebruiken.

Gebruik van het CAPM en een WACC is ook elders in Europa gebruikelijk (CEER, 2023), onder andere in Duitsland en het VK:

- In Duitsland worden de vermogenskostenvoet voor vreemd en eigen vermogen separaat vastgesteld. Het Bundesnetzagentur stelt voor om ook naar een systeem met WACC te gaan zoals we in Nederland gebruiken (Bundesnetzagentur, 2024). Daarbij hebben de netbeheerders een sterkere prikkel om hun financiering te optimaliseren. De vermogenskostenvoet voor het eigen vermogen wordt op vrijwel dezelfde manier met het CAPM vastgesteld als de ACM doet (Bundesnetzagentur, 2021).
In Duitsland worden de vermogenskostenvoet voor vreemd en eigen vermogen separaat vastgesteld. Het Bundesnetzagentur stelt voor om ook naar een systeem met WACC te gaan zoals we in Nederland gebruiken (Bundesnetzagentur, 2024). Daarbij hebben de netbeheerders een sterkere prikkel om hun financiering te optimaliseren. De vermogenskostenvoet voor het eigen vermogen wordt op vrijwel dezelfde manier met het CAPM vastgesteld als de ACM doet (Bundesnetzagentur, 2021).
- Ook het VK werkt met een WACC-aanpak. Daar is overigens wel kritiek op, omdat de aandeelhouders daar vooral hebben geprofiteerd van het optimaliseren van de balans voor financiering (Helm, 2023). In Nederland zijn de transacties waarmee dat gedaan is niet toegestaan omdat de netbeheerder in publieke handen moet blijven. In de rest van dit hoofdstuk concluderen we bovendien dat in de netbeheerders in de praktijk voldoende financiering kunnen aantrekken.

Houd vast aan de huidige methode voor het bepalen van de kapitaallasten.

4.1.2 Kostenvoet van eigen vermogen van Nederlandse netbeheerders lager dan vergelijkgroep met buitenlandse netbeheerders vanwege lager bedrijfsrisico

Naast de algemene parameters marktrisicopremie en risicovrije rente is de β bepalend voor de kostenvoet eigen vermogen. Vereenvoudigd weergegeven:

$$\text{Kostenvoet eigen vermogen} = \text{risicovrije rente} + \beta * \text{marktrisicopremie}$$

De β wordt geschat uit analyse van koersbewegingen. Omdat TenneT en de RNB's zelf niet beursgenoteerd zijn gebruikt de ACM de gemiddelde waarde voor β van zeven beursgenoteerde ondernemingen met vergelijkbare bedrijfsactiviteiten. In het meest recente methodebesluit was dat 0,63⁴.

Brattle concludeerde in opdracht van de ACM dat de β voor Nederlandse netbeheerders niet hoger hoeft te worden vastgesteld (Brattle, 2021). Een belangrijk argument daarbij was dat het niveau van investeringen met jaarlijks 6,5% van de GAW voor de RNB's en 12% van de GAW voor TenneT nog niet dusdanig hoog was dat het zou leiden tot extra bedrijfsrisico door de hogere investeringsopgave van de Nederlandse netbeheerders vergeleken met de bedrijven uit de vergelijkgroep (het 'operating leverage' effect wat tot hogere β leidt). De ACM nam deze conclusie in 2021 over in het methodebesluit. Voor het net op zee, waarvoor de ACM separaat de vermogenskosten vaststelt, heeft de ACM de β wel verhoogd vanwege de sterke jaarlijkse groei van 55% (ACM, 2023).

Sinds het onderzoek van Brattle zijn de verwachte investeringsniveaus bijna verdubbeld naar jaarlijks 16 en 21% van de GAW voor respectievelijk de RNB's en TenneT. Deze hoge investeringsniveaus lopen naar verwachting door in de reguleringsperiode vanaf 2027. Dit hoeft niet direct te leiden tot verhoging van de β vergeleken met het gemiddelde van de vergelijkgroep. De omstandigheden van de netbeheerders is anders dan een 'normaal' bedrijf waarvoor 'operating leverage' tot hogere risico's leidt:

- Er is geen additioneel vraagrisko voor TenneT. De toegestane inkomsten van TenneT hangen met omzetregulering namelijk niet af van benutting van het net. Goedgekeurde investeringen kunnen worden opgenomen in de GAW.
- Bij RNB's is er enig volumerisiko. Maar gegeven de verwachte voortgaande elektrificatie stijgt afname jaarlijks, evenals decentrale invoeding die wordt meegenomen bij het bepalen van de toegestane inkomsten met maatstafconcurrentie. Bovendien wordt met maatstafconcurrentie eventuele lager dan verwachte benutting op termijn vergoed voor zover deze ook bij andere RNB's optreedt, overigens wel met vertraging (zie ook §6.2).
- De bedrijven in de vergelijkgroep hebben een hoger bedrijfsrisico dan TenneT:
 - De bedrijven in de vergelijkgroep werken in landen met minder stabiele regulering dan Nederland en hebben soms ook bedrijfsactiviteiten buiten Europa.
 - Een deel van de vergelijkgroep beheert ook gasnetten waarvoor het volumerisiko waarschijnlijk hoger is dan voor elektriciteitsnetten in deze periode van toenemende elektrificatie.

⁴ Dit is de 'equity beta' die verkregen is door de gemeten equity beta's per bedrijf te corrigeren voor de gearing en vervolgens terug te rekenen met de doelgearing voor netbeheerders van de ACM (0,45) met de formule $\beta_{\text{equity}} = \beta_{\text{asset}} * (1 + g*(1 - t))$ waarin t de belastingvoet is. $\beta_{\text{asset}} = 0,4$.

- Sommige bedrijven in de vergelijkingsgroep hebben naast netwerken nog andere activiteiten. De afgelopen jaren hebben Nederlandse netbeheerders die grotendeels afgestoten. In de jaarverslagen van 2022 komt ongeveer 3% van de gerapporteerde omzet uit andere activiteiten. In de voorgaande vijf jaar was dat ongeveer 5 tot 15%. Deze andere activiteiten zijn vooral warmte- en duurzame gasnetten. Dat zijn bovendien aan de energietransitie gerelateerde activiteiten die ook gereguleerd (zullen) worden en de activiteiten zijn in het eigen werkgebied.

Mocht de kapitaalmarkt wel extra bedrijfsrisico zien voor de sector als geheel, bijvoorbeeld vanwege de hoge investeringen en de energietransitie dan leidt dat automatisch tot een hogere gemiddelde β voor de vergelijkingsgroep bij de volgende vaststelling. Ook leden van de vergelijkingsgroep hebben namelijk te maken met hogere investeringen voor de energietransitie dan enkele jaren geleden werd verwacht (Ember, 2024).

Bepaal voor de Nederlandse netbeheerders geen hogere β dan de vergelijkingsgroep.

4.1.3 Vreemd vermogen aantrekken geen probleem mede door kredietbeoordelaars' positieve blik op Nederlandse regulering

Netbeheerders moeten vreemd vermogen kunnen aantrekken, en hun continuïteit moet geborgd zijn. Daarom stelt de overheid eisen aan hun kredietwaardigheid in het Besluit financieel beheer netbeheerder (EZK, 2008). Netbeheerders kunnen hun kredietwaardigheid aantonen door:

- bepaalde financiële ratio's te behalen; of
- door een erkend kredietbeoordelingsbureau als investeringswaardig te worden beoordeeld⁵.

De kostenvoet voor vreemd vermogen hangt nauw samen met de kredietbeoordeling. De ACM gaat bij de bepaling van de vermogenskostenvergoeding uit van een credit rating van A. Dat is iets boven de minimale eis uit het Besluit financieel beheer netbeheerder, en vergelijkbaar met de eis van het Ministerie van Financien voor staatsdeelnemingen (Financiën, 2022). In de praktijk blijken netbeheerders dat ook te halen (Tabel 1). Buitenlandse netbeheerders halen een iets lagere kredietbeoordeling.

Naast de bedrijfsspecifieke aspecten kijken kredietbeoordelaars uiteraard ook naar de bedrijfstak waarin de bedrijven opereren. De kredietbeoordelaars zijn positief over het publieke eigenaarschap van de Nederlandse netten (zie §4.2.3) en over het Nederlandse reguleringssysteem in het algemeen. Volgens S&P: *“TenneT will effectively recover those extra costs via its tariffs, but only after a delay of a couple of years. [...] The costs incurred in 2022 will be reflected in the tariffs for future periods and thus recovered.”* (S&P, 2023). Moody's gaf een vergelijkbaar oordeel over TenneT: *“It's relatively stable and predictable cash flow generated under well-defined and stable regulatory frameworks in each country”* (Moody's, 2023).

⁵ Ten minste Baa (Moody's), of ten minste BBB (S&P en Fitch).

Een vergelijking van het Duitse en Nederlandse regulering van TenneT valt volgens Moody's uit in het voordeel voor Nederland. In hun beoordelingsrapport over TenneT stellen zij dat:

“The German system has:

- *A shorter track record - Since 2009, two completed periods (vs 7 since 2001 in the Netherlands).*
- *Lower degree of transparency - BNetzA continues to initially consult mostly on a private level with the energy network. The Dutch regulator adopts a consultative approach, with determinations largely driven by regulatory inputs in a mechanistic manner, and publishes a financial model alongside the final determination.*
- *Sequential decision-making with delays - the BNetzA tends to publish decisions on specific aspects in a fragmented, phased manner. In the Netherlands, decisions on all key aspects of the regulatory framework for the regulatory period are summarised in the Method Decisions.”*

Tabel 1. Buitenlandse TSO's halen een iets lagere kredietbeoordeling. Bron: “The WACC for the Dutch Electricity TSO and Electricity and Gas DSOs” door Brattle, websites van netbeheerders en S&P RatingsDirect van 14 februari 2023.

Land	Netbeheerder	Tijdens onderzoek	Recente credit rating		
			S&P	Moody's	Fitch
Nederland	TenneT		A-	A3	
	Alliander		A+	Aa3	
	Enexis		AA-	AA3	
	Stedin		A-		
België	Elia Group SA/NV	BBB+	BBB+		
	Fluxys Belgium SA				
Italië	Snam SpA	BBB+	BBB+	Baa2	BBB+
	Terna Rete Elettrica Na. SpA	BBB+	BBB+	Baa2	BBB+
Portugal	REN – SGPS SA	BBB	BBB	Baa2	BBB
Roemenië	Transgaz SA Medias	BBB-			BBB-
Spanje	Enagas SA	BBB+	BBB		BBB
	Red Electrica Corp SA	A-	A-		A-
VK	National Grid PLC	A-	BBB	Baa2	BBB
VS	TC Pipelines LP	BBB	BBB+	Baa2	BBB+

De kredietbeoordelaars laten zich ook positief uit over de regulering van de RNB's. “The positive developments around allowed remuneration underpin our view that the regulatory framework for

electricity and gas distribution networks in the Netherlands is supportive of our ratings on Stedin/Alliander/Enexis) (S&P, 2024) en *“Stable and transparent regulatory regime, further supported by the recent ruling [...] (CBb) on certain parameters of the current regulatory framework”* (Moody's, 2024).

Kortom, de kredietbeoordelaars schetsen een relatief positief beeld van de huidige vermogenskostenvergoeding. Recent bleek dat ook op de kapitaalmarkt. In juni 2024 haalden de RNB's samen €1,5 miljard op met groene obligaties. Hiervoor was ruime belangstelling (Energiea, 2024). Netbeheerders kunnen dus vreemd vermogen aantrekken om de huidige en nieuwe activa mee te financieren. Dan moet uiteraard wel het eigen vermogen voldoende aangesterkt worden.

4.2 Publieke aandeelhouders van RNB's nemen sinds kort hun verantwoordelijkheid door eigen vermogen aan te vullen

De grote hoeveelheid investeringen, ongeveer €60 miljard tot 2030, moet uiteraard gefinancierd worden (Netbeheer Nederland, 2023). Hoeveel vreemd vermogen netbeheerders kunnen aantrekken en tegen welke voorwaarden hangt mede af van het eigen vermogen. In 2021 gaven de netbeheerders aan dat tot 2030 totaal €5 miljard aan extra eigen vermogen nodig is (Financiën, 2021). Daarvoor bestaan meerdere mogelijkheden:

- kapitaalinjectie door bestaande aandeelhouders;
- inbreng van kapitaal door nieuwe aandeelhouders;
- niet of minder uitkeren van dividend.

Netbeheerders hebben van de eerste twee mogelijkheden gebruik gemaakt. In de toekomst kunnen zij ook minder dividend uitkeren voor groei van het eigen vermogen. Welke methode een aandeelhouder preferereert wordt ook beïnvloed door provinciale en gemeentelijke begrotingsystematiek. Zo overwoog onder andere de gemeente Groningen, aandeelhouder van Enexis, om voor te stellen minder dividend uit te keren. Uiteindelijk besloten de aandeelhouders om het eigen vermogen te versterken door een converteerbare hybride aandeelhouderslening (Enexis, 2020).

Het maakt voor de financiële positie van een netbeheerder niet uit, zolang het eigen vermogen maar op peil gebracht wordt. Daarmee doen bestaande aandeelhouders recht doen aan hun eigen beleid voor verduurzaming dat zij in diverse beleidstukken hebben gepubliceerd.

4.2.1 Regionale netbeheerders versterkten eigen vermogen niet met inhouden dividend

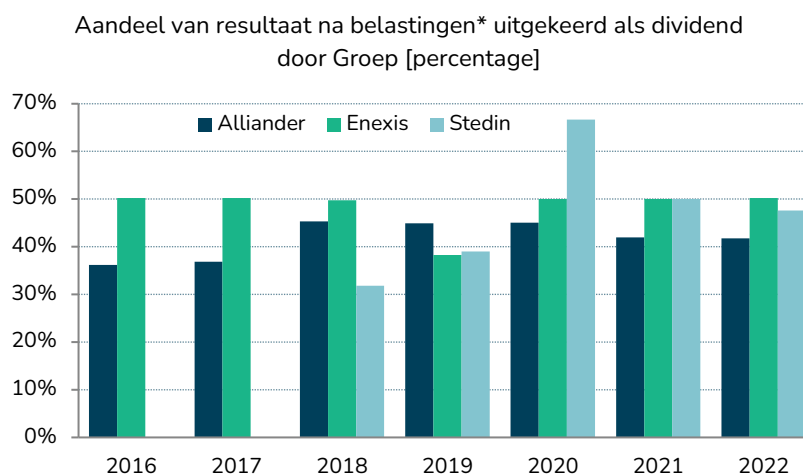
De RNB's hebben de afgelopen jaren nog hoge dividenden uitgekeerd (Figuur 7). Ze keren steeds ongeveer het maximum uit zoals dat is vastgelegd in hun eigen dividendbeleid:

- Alliander: Dividend is maximaal 45% van de winst na belasting (na evt. correcties). Het doel is een stabiele dividend pay-out ratio van 45% en solvabiliteit >30% (Alliander, 2024).
- Enexis: Dividend is maximaal 50% van de nettowinst uit gewone bedrijfsvoering met behoud van vijf jaar A rating (Enexis Holding, 2024).
- Stedin: De raad van bestuur (RvB) kon maximaal 50% van het resultaat na belastingen reserveren. De rest stond minimaal ter beschikking aan de algemene vergadering van

aandeelhouders (AvA) (Stedin Groep, 2022) Dat werd in het algemeen uitgekeerd als dividend. Sinds 2023 is dat veranderd (zie hieronder).

De aandeelhouders zien de dividenden vooral als een bron van inkomsten ter dekking van de algemene middelen. Aandeelhouders van Alliander stellen bijvoorbeeld als doel een 'stabiel dividend' (Provincie Noord-Holland, 2023), terwijl de aandeelhouders van Enexis een minimumniveau van €100 miljoen dividend per jaar nastreven (Enexis, 2023). Bij Stedin is een aangepast dividendbeleid afgesproken met een relatief hoog uitkeringspercentage bij een lage winst, zodat de gemeentelijke aandeelhouders relatieve zekerheid over hun ontvangsten hebben (Stedin, 2023).

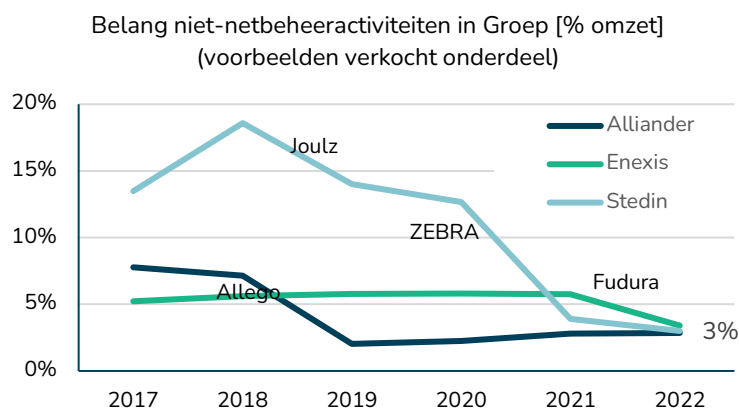
De regionale netbeheerders keerden de afgelopen jaren 40 tot 50% van het resultaat uit als dividend (Figuur 7). Voor Enexis lag dit voor bijna alle jaren rond het maximum van 50% van de nettowinst en voor Alliander met name de laatste jaren tussen de 40 en 45%, waarbij 45% van de winst na belasting het maximum is. Stedin laat een grilliger verloop zien, maar heeft in 2021 en 2022 een aandeel van bijna het maximum van 50% uitgekeerd.



Figuur 7. RNB's keerden afgelopen jaren 40 tot 50% van het resultaat uit als dividend. (*) De figuur is met correcties voor bijzondere resultaten: verkoop Joulz (Stedin 2020) en mutatie voorziening belasting (Enexis 2021). Bron: analyse SiRM o.b.v. jaarverslagen netbeheerders.

De aandeelhouders van de netbeheerders lijken zich meer gericht te hebben op financieel rendement dan op de energietransitie (Könings, 2024). Dit terwijl de noodzaak tot uitbreiding van elektriciteitsnetten al jarenlang bekend is. Het komt zelfs mede voort uit beleidsvoornemens van diezelfde aandeelhouders op het gebied van verduurzaming (Tabel 2). In de documentatie van aandeelhouders lezen we terug dat ze naast verzwaren van het net ook innovatieve oplossingen voor betere benutting van het net verwachten in de toekomst. Dit gaat bijvoorbeeld over opslaan van energie, werken aan smart grids, sturen van vraag en aanbod en decentraal terugleveren van elektriciteit. Ook de ACM wees de aandeelhouders al op hun verantwoordelijkheid, bijvoorbeeld in 2019 tijdens een hoorzitting in de Tweede Kamer: “... netbeheerders moeten ook langer vooruitkijken bij de planning van hun investeringen. Dit vereist trouwens ook commitment en een actieve houding van hun aandeelhouders.” (ACM, 2019).

De RNB's hebben hun eigen vermogen overigens wel versterkt met opbrengsten van verkochte onderdelen. De holdings waar de RNB's onder vallen, waren actief in overige markten die niet-netwerkbedrijven ook bedienen, zoals laadpalen en verkeersregelininstallaties in Duitse steden. Vrijwel alle activiteiten buiten de gereguleerde netwerkactiviteiten zijn de afgelopen jaren verkocht (Figuur 8). De opbrengsten daarvan versterkten de afgelopen vijf jaar het eigen vermogen van de RNB's met ongeveer €1,5 miljard.



Figuur 8. Belang van activiteiten buiten E/G-netbeheer daalde. Bron: analyse SiRM o.b.v. jaarverslagen netbeheerders.

Beperken van dividenduitkering, een zeer gebruikelijke manier om groei te financieren, is in het verleden dus nauwelijks ingezet als middel om de energietransitie te financieren. Aangezien het faciliteren van de energietransitie zelfs een strategisch doel is van de aandeelhouders, kan dit instrument in de toekomst meer ingezet worden. Als alternatief of aanvulling van minder uitkeren van dividend, kunnen aandeelhouders het eigen vermogen ook aansterken met kapitaalstortingen, of met toetreding van nieuwe aandeelhouders.

In ieder geval zijn bestaande aandeelhouders verantwoordelijk voor voldoende eigen vermogen. De Elektriciteitswet 1998 (artikel 11, lid 2e) stelt specifiek: “De statuten van de netbeheerder, niet zijnde de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet, bevatten in ieder geval:[...] de bepaling dat het reserveren en uitkeren van de jaarlijkse winst geschiedt met de instemming van de aandeelhouders en met inachtneming van de uitvoering van de aan de netbeheerder bij wet opgedragen taken en verplichtingen om zijn netten in werking te hebben, te vernieuwen, te onderhouden en uit te breiden”. De verantwoordelijkheden voor (landelijke) netbeheerder(s), waaronder voor aanleggen, herstellen, vernieuwen of uitbreiden, zijn bepaald in artikel 16 Elektriciteitswet. Net als ieder bedrijf, mag een bestuur van een netbeheerder geen dividend uitkeren als zij verwacht niet aan haar verplichtingen te kunnen voldoen.

Netbeheerders moeten bovendien bepaalde minimale financiële ratio's of kredietwaardigheidsbeoordelingen behalen volgens het besluit financieel beheer netbeheerder waar de ACM op toe ziet (zie ook §4.1.3) (EZK, 2008). Volgens artikel 18a van de Elektriciteitswet '98 mag de netbeheerder geen dividend uitkeren als die niet aan die minimale ratio's of kredietbeoordeling voldoet. In plaats van achteraf in te grijpen, zou de ACM vooraf het dividendbeleid van de netbeheerders kunnen beoordelen. en eventueel aanbevelingen geven. Dat zou bovendien bijdragen aan bewustwording van de aandeelhouders van hun

verantwoordelijkheid om voor voldoende eigen vermogen te zorgen om de investeringsplannen te realiseren. Het dividendbeleid is publiek, dus kan ook het oordeel daarover van de ACM publiek zijn. Wij hebben een dergelijk oordeel niet kunnen vinden in het publieke domein.

Beoordeel en publiceer of het dividendbeleid van netbeheerders strookt met de bepalingen van het besluit financieel beheer netbeheerders.

Tabel 2. Noodzaak tot uitbreiden of beter benutten van netten is ook bij (grote) aandeelhouders al jaren bekend. Bron: analyse SiRM o.b.v. bronnen in tabel.

Jaar	Aandeelhouder en bron	Citaat
2016	Provincie Friesland (Beleidsbrief duurzame energie)	Maar het uitbreiden of verzwaren van de huidige energienetten is vaak niet meer de beste oplossing. [...] Daarom moeten we nadenken over het opslaan van energie, over smart grids, over de uitwisseling van data en over het sturen van vraag en aanbod.
2016	Stedin (Jaarverslag)	Wij zoeken naar mogelijkheden om de elektriciteitsnetten optimaal te benutten en waar nodig zo efficiënt mogelijk uit te breiden. Flexibiliteit, bijvoorbeeld door toepassing van opslag en vraagsturing, speelt hierbij een grote rol.
2018	Provincie Gelderland (Provinciaal klimaatplan: klimaatneutraal in 2030)	Langetermijnacties 2023 – 2030: [...] Zeer waarschijnlijk is het algemene stroomnet dan dusdanig ontwikkeld dat het decentraal terugleveren van elektriciteit zeker mogelijk is (uitdaging van de netbeheerder).
2019	Rotterdam (Raadsakkoord energietransitie)	Ook is een verzwaring van het elektriciteitsnetwerk essentieel.
2020	Gemeente Amsterdam (Nieuw Amsterdams Klimaat: Routekaart Amsterdam klimaatneutraal 2050)	Liander en de gemeente Amsterdam werken intensief samen aan het toekomstbestendig maken van de elektriciteitsinfrastructuur door strategische planning, verzwaring en uitbreiding en betere en slimmere benutting van het elektriciteitsnet.
2020	Provincie Groningen (Klimaatagenda provincie Groningen 2030: De Groningse bijdrage aan het nationale Klimaatakkoord)	De provincie dringt daarom bij de netbeheerders aan op een proactievare koers: pleeg voorinvesteringen voor netverzwaring (op basis van afspraken die binnen de Regionale Energie Strategie worden gemaakt in plaats van op basis van aanvragen van concrete projecten).
2021	Regio Rotterdam en Den Haag (Energietransitie regio Rotterdam – Den Haag)	Volgens het Energieperspectief 2050 dat we in juli 2019 publiceerden, neemt de vraag naar elektriciteit verder toe, bijvoorbeeld door het elektrificeren van vervoer en verwarming, en door bevolkingsgroei.

4.2.2 Gemeenten en provincies versterkten het eigen vermogen van netbeheerders

De RNB's hebben hun eigen vermogen verder aangevuld met converteerbare leningen van bestaande aandeelhouders en door nieuwe gemeenten te laten toetreden als aandeelhouder:

- Converteerbare leningen kunnen (deels) worden afgelost in de vorm van aandelen. Daarom tellen kredietbeoordelaars de helft van deze converteerbare leningen mee als eigen vermogen. Alliander en Enexis haalden op die manier in 2020 en 2021 respectievelijk €600 en €500 miljoen bij bestaande aandeelhouders op; Stedin gaf voor €200 miljoen aan preferente aandelen uit aan bestaande aandeelhouders. Het rendement op deze leningen is 2 tot 3%.
- Bij Stedin zijn daarnaast in 2024 nog nieuwe aandeelhouders ingestapt; de provincies Utrecht en Zeeland en 12 gemeenten voor in totaal ongeveer €20 miljoen. Ook het Rijk is sinds 2023 voor 11% aandeelhouder van Stedin, waarvoor het €500 miljoen aan eigen vermogen verschafte.

Aandeelhouders verschaffen daarmee ogenschijnlijk liever direct eigen vermogen dan dat ze minder dividend ontvangen. Bij verdere groei van het elektriciteitsnet kan dat eventueel weer gedaan worden. Echter, niet alle gemeenten zullen dat willen omdat de investeringen van een netbeheerder bedoeld zijn voor het hele werkgebied. Om dit free-riderprobleem op te lossen, kan het Rijk instappen als vermogensverschaffer.

4.2.3 Door toetreding van de Staat is eigen vermogen netbeheerders verder aangevuld

In november 2022 kwamen de RNB's en het Rijk het 'Afsprakenkader kapitaalbehoefte regionale netwerkbedrijven' overeen (de Nederlandse Staat, Alliander, Enexis, Stedin, 2022). Als het nodig is kan de Staat een netwerkbedrijf van eigen vermogen voorzien. Alternatieven zoals subsidies, garanties, verstrekken van leningen aan aandeelhouders en verstrekken van hybride (converteerbare) leningen, vielen af (EZK, 2022). EZK had als doel: *"... voorkomen dat investeringen in het elektriciteitsnet en daarmee het slagen van de energie- en klimaattransitie onder druk komen te staan. Deze investeringen zijn van groot belang voor de Nederlandse economie."*

In haar motivatie om als aandeelhouder toe te treden noemt EZK onder andere: *"Op de lange termijn verdienen de netwerkbedrijven de efficiënte investeringen plus redelijk rendement terug via nettarieven, maar op korte termijn moeten zij de investeringen voorfinancieren."* EZK schat dat tot 2030 investeringen ter hoogte van circa €30 miljard nodig zijn, en nog meer tot 2040 of 2050⁶. EZK schat dat netwerkbedrijven tot 2027 een totale eigenvermogensbehoefte van circa €4,5 miljard euro hebben. Eén netbeheerder, Stedin, had direct kapitaal nodig, twee andere, Alliander en Enexis, richting 2030.

In het Afsprakenkader wordt gesteld dat: *"De Netwerkbedrijven zijn een essentieel onderdeel van de Nederlandse energie-infrastructuur [...] Om die reden is bij wet vastgelegd dat de aandelen van netwerkbedrijven direct of indirect publiek worden gehouden. [...] De Netwerkbedrijven de*

⁶ Inmiddels (juni 2024) wordt het dubbele verwacht.

aandeelhouders [...] en de Staat ervaren een gezamenlijke verantwoordelijkheid voor de borging van de publieke belangen [...].”

Netbeheerders kunnen een beroep doen op een kapitaalinjectie door de Staat, die daarvoor dan een aandeel met zeggenschap in de netbeheerder neemt. Overigens dienen voordien mitigerende maatregelen te zijn onderzocht en eventueel genomen. Daarbij zijn genoemd:

- kapitaal ophalen bij bestaande aandeelhouders;
- verkrijgen van nieuwe aandeelhouders in werkgebied;
- individueel en gezamenlijk met andere netbeheerders binnen ruimte van de ACM werken aan verlagen van kosten;
- optimale financieringsmix – waaronder mogelijke aanpassingen van dividendbeleid;
- eventuele verkoop niet zijnde activiteiten in energienetwerken.

Er zijn dus goede afspraken om het eigen vermogen te versterken als dat nodig is. Daardoor blijven netbeheerders interessant voor verstrekkers van vreemd vermogen. Dat is ook duidelijk uit de reacties van kredietbeoordelaars. S&P stelt bijvoorbeeld (S&P, 2022): *“The Dutch state and [...] Alliander, Enexis, and Stedin have signed a Framework Agreement whereby the state commits to ultimately support the capital adequacy of the DSOs at a minimum 'A-' or equivalent rating level. We view this agreement as binding and robust and therefore now consider the DSOs to be government-related entities (GREs) of The Netherlands - Overall, we consider that this framework materially enhances the companies' senior-debt creditworthiness”*.

De hoge kredietbeoordeling is mede ingegeven door de eisen die Nederland stelt aan staatsdeelnemingen in de Nota Deelnemingenbeleid Rijksoverheid 2022 (Financiën, 2022). In deze nota geeft de staat aan minimaal een A-minus-rating voor kredietwaardigheid te eisen en minder dividend uit te keren als dat nodig is voor de continuïteit, kredietwaardigheid of de investeringsagenda van de onderneming. De Nota gaat specifiek in op investeringen in de energietransitie: het ministerie van Financiën is als aandeelhouder, in afstemming met het beleidsdepartement en de onderneming, ook bereid te investeren als er sprake is van een wat minder gunstig risico-rendementsprofiel. De nota benoemt expliciet de investeringsplicht van gereguleerde netbeheerders waardoor de beoordelingsruimte van de aandeelhouder over investeringen beperkt is.

Door het verschaffen van eigen vermogen maakt de Staat het mede mogelijk dat netbeheerders de benodigde investeringen kunnen doen. Bovendien leidt het tot lagere vermogenskosten dan een privaat bedrijf zou hebben.

We raden EZ/KGG om het ministerie van Financiën aan te sporen om tijdig eigen vermogen te verschaffen zoals afgesproken in Afsprakenkader Kapitaalbehoefte Regionale Netbeheerders en de Nota Deelnemingenbeleid Rijksoverheid.

4.3 Financiering van TenneT mede door publiek aandeelhouderschap solide

Tussen 2017 en 2020 heeft de Staat €1,2 miljard gestort om het eigen vermogen van TenneT aan te vullen om de kredietwaardigheid van de onderneming duurzaam op peil te houden en om haar in staat te stellen haar wettelijke taken in Nederland uit te voeren (Financiën, 2016).

Voorwaarde voor staatsdeelnemingen is een marktconform rendement. Dat strookt met de methode van de ACM waarmee de WACC wordt vastgesteld. Dat was volgens de minister van Financiën ook het geval met het gereguleerde rendement op eigen vermogen: *“De extern adviseur heeft dit rendement vergeleken met branchegenoten van TenneT in Europa en concludeert dat dit marktconform is”*. Kortom, de methode van de ACM werkt en geeft het Ministerie van Financien de ruimte om het eigen vermogen van TenneT aan te vullen.

Publiek aandeelhouderschap leidt tot hogere kredietbeoordelingen voor Nederlandse netbeheerders (Tabel 1) en daarmee tot lagere kapitaalkosten. Dit blijkt ook uit de kredietbeoordelingen van TenneT: *“The likelihood of extraordinary support from TenneT's sole shareholder, the Dutch government, is currently moderately high and translates into two notches of uplift. [...] We also consider that the Dutch state has a robust policy for state-owned enterprises (SOEs) that targets an issuer credit rating of at least 'A-'.”* (S&P, 2023) en *“..the supportive and high-credit-quality ownership by the Government of the Netherlands [...], demonstrated support by TenneT's 100% owner, the Dutch government”* (Moody's, 2023).

Het Rijk verstrekt in 2024 een lening van €25 miljard aan TenneT voor investeringen in 2024 en 2025 in het Nederlandse (€12 miljard) en Duitse net (€13 miljard) (EZK, 2024). EZK stelt *“Hierdoor hoeft het bedrijf het komende jaar niet te lenen op de reguliere obligatiemarkt en kan het aantonen dat het ook in 2025 in haar gehele financieringsbehoefte kan voorzien. Het verstrekken van een lening is geen lange termijn oplossing, maar biedt een overbrugging tot TenneT Duitsland is verkocht aan de Duitse staat of een andere structurele oplossing voor de financiering van TenneT is gevonden.”*

Kortom, voor TenneT geldt hetzelfde als voor de RNB's; de kapitaalkosten zijn lager door het publiek eigenaarschap, en de publieke aandeelhouders en/of de Staat zijn bereid om eigen vermogen aan te vullen als dat nodig is.

4.4 Deels nominale WACC vertraagt energietransitie en is niet nodig voor financierbaarheid van netbeheerders

De ACM kan kiezen voor een reële of nominale WACC, of een tussenvariant (de zogenaamde 'reëel-plus WACC') zoals in het huidige methodebesluit is gedaan (SiRM, 2021). Met een nominale WACC worden de investeringen sneller aan netbeheerders terugbetaald dan met een reële WACC. In de beroepszaak over het Methodebesluit TenneT 2022-2026 bracht de ACM het volgende standpunt in (CBb, 2023): *“Daaraan doet niet af dat het reële stelsel en de reëel-plus WACC verschillen wat betreft de verdeling van de kapitaalkosten (de inflatievergoeding die vermogensverschaffers eisen) over de tijd. Beide stelsels zijn in beginsel netto contante waarde*

*neutraal. Onder de streep krijgt TenneT via de tarieven uiteindelijk dus evenveel vergoed en de afnemers evenveel in rekening gebracht*⁷. TenneT onderschreef dit standpunt. Het effect van een nominale WACC op gebruikers is dus dat toekomstige gebruikers minder betalen, en huidige gebruikers meer. Op netbeheerders is het effect dat ze iets meer financiering moeten aantrekken. Aangezien ze de bijbehorende vermogenskosten vergoed krijgen, heeft het geen effect op de netbeheerder (ook de transactiekosten voor financiering worden gedekt).

Huidige gebruikers hebben hierdoor hogere kosten voor gebruik van het elektriciteitsnet. Dat heeft negatieve impact op business cases voor elektrificatie van processen, waardoor mogelijk de energietransitie vertraagt (§0).

De uitspraak van het CBb lijkt het mogelijk te maken om terug te gaan naar een reële WACC. Het CBb stelt expliciet dat de ACM, mits goed gemotiveerd, wijzigingen in de methode mag doorvoeren. Nieuwe inzichten, zoals de wellicht niet voorziene impact van de tariefstijgingen op Nederlandse bedrijven, kunnen aanleiding zijn om weer naar een reële WACC over te stappen. Bovendien groeit door elektrificatie van bedrijfsprocessen en groei in het aantal huishoudens het gebruik van elektriciteit zodat de toegestane inkomsten voor netbeheerders in de toekomst over meer partijen en over hogere volumes worden verdeeld.

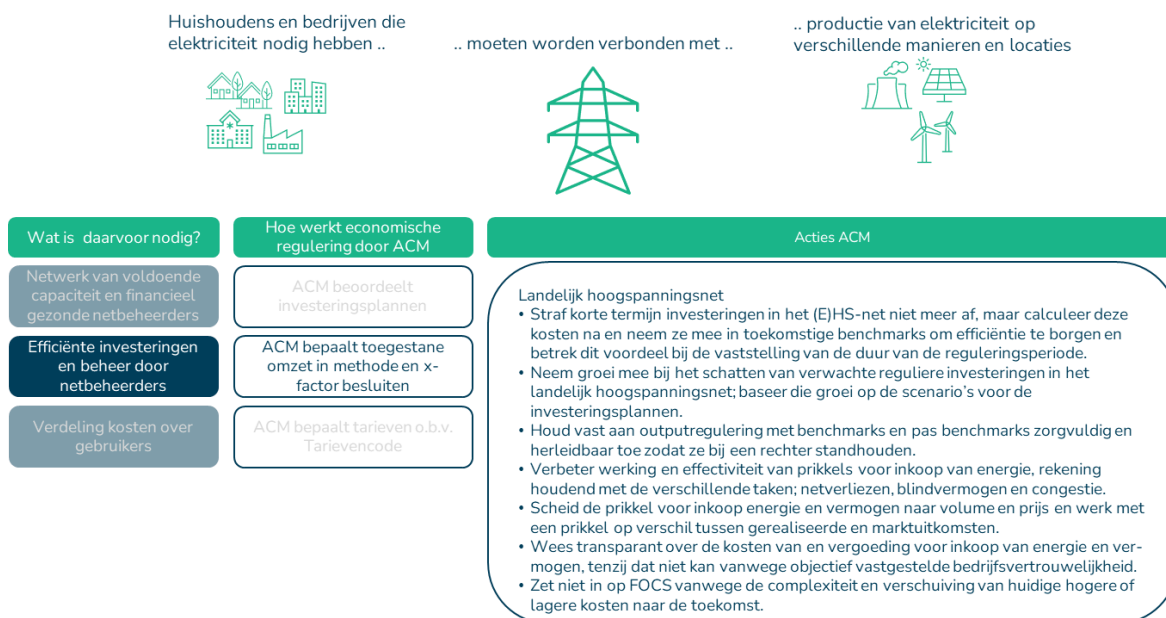
Ga terug naar reële WACC om huidige tariefstijging te dempen en elektrificatie bij huidige gebruikers niet onnodig te belemmeren.

⁷ Dit is overigens niet consistent met de conclusie van het CBb dat *“Als de ACM de methode op dit punt niet zou wijzigen, zouden de netbeheerders nu minder dan hun efficiënte kosten vergoed krijgen”*.

5 Landelijk hoogspanningsnet

Verbeteringen in de regulering van het landelijk hoogspanningsnet zijn nodig. In ieder geval door verwachte groei van het net mee te nemen in schattingen voor investeringen en door investeringen in activa met korte levensduur niet af te straffen. Outputregulering met benchmarking is krachtig en stevig in jurisprudentie verankerd, maar de ACM moet dit wel zorgvuldig toepassen. We raden ACM aan om de prikkels voor inkoop van energie en vermogen aan te scherpen met splitsing naar prijzen en volume en onderscheid naar inkoop voor netverliezen, blindvermogen en transportbeperkingen, met transparantie als uitgangspunt. Vanwege de complexiteit en ongewenste verschuiving van lasten voor netgebruikers over de tijd, raden we Fixed Opex/Capex Share (FOCS) af.

De benodigde capaciteit moet uiteraard efficiënt worden gerealiseerd en beheerd. De ACM bepaalt de daarvoor toegestane inkomsten voor de netbeheerders met de methode- en x-factorbesluiten. We gaan eerst in op het landelijk hoogspanningsnet (Figuur 9), en in het volgende hoofdstuk op de regionale netten.



Figuur 9. Efficiënt investeren en beheren in het landelijke hoogspanningsnet (moeten) worden gestimuleerd door de ACM. Bron: analyse SiRM.

De economische prikkels in de methode van reguleren moeten de netbeheerders stimuleren om efficiënt in netten te investeren en te beheren. Voor TenneT werkt de ACM met omzetregulering waarbij de toegestane inkomsten niet afhangen van de hoeveelheid getransporteerde elektriciteit.

We gaan in op de manier waarop de kosten voor investering worden opgenomen in de toegestane omzet (§5.1), de inzet van benchmarks om de efficiëntie van het netbeheer te beoordelen (§5.2) en de prikkels voor inkoop van energie en vermogen (§0). We bespreken ook de Fixed Opex/Capex Share methode (§5.4).

5.1 Methode voor verwerking reguliere investeringen in toegestane inkomsten ontmoedigt kortetermijnoplossingen

De komende jaren investeert TenneT fors meer in het hoogspanningsnet. Op land stijgen de investeringen van ruim €2 miljard in 2024 tot bijna €4 miljard in 2028 (TenneT, 2024) terwijl deze op zee in diezelfde tijdspanne van €2,5 miljard oplopen tot €6 miljard (TenneT, 2024).

De ACM bepaalt in het methodebesluit hoe zij gedurende een reguleringsperiode de toegestane inkomsten voor bestaande GAW en zogenaamde reguliere investeringen bepaalt (§5.1.1), en welk niveau van reguliere investeringen zij verwacht (§5.1.2). Bij realisatie van (delen van) niet-reguliere investeringen kan de ACM de tarieven gedurende een reguleringsperiode verhogen (§5.1.3).

5.1.1 Regulering van reguliere en bestaande GAW benadeelt oplossingen met activa met korte levensduur terwijl die juist steeds belangrijker worden

Met het systeem van 'doorrollen en bijschatten' voor de GAW onderscheidt de ACM bestaande en nieuwe reguliere investeringen. De uitgaven voor nieuwe investeringen worden geschat en afhankelijk van de levensduur worden verschillen nagecalculeerd of niet:

- De kosten voor investeringen met levensduur langer dan tien jaar worden nagecalculeerd (inclusief de beheerskosten van deze nieuwe activa).
- Over investeringen met een levensduur van minder dan tien jaar calculeert de ACM niet na.

Als TenneT dus meer (of minder) investeert dan verwacht in activa die langer dan tien jaar op de balans staan, worden de tarieven daarvoor verhoogd (of verlaagd). De kosten voor deze activa kunnen namelijk worden meegenomen in een toekomstige benchmark en bepalen dan mede de x-factor voor een volgende reguleringsperiode. Zodoende heeft TenneT een prikkel om efficiënt te handelen, immers als zij dat niet doet, leidt dat tot verlies.

De ACM laat TenneT volledig risico lopen op investeringen met een levensduur van minder dan tien jaar. Hogere uitgaven dan verwacht leiden tot verlies, lagere uitgaven tot winst. Een juiste schatting is belangrijk (zie daarvoor §5.1.2). De ACM zegt dat ze voor deze investeringen geen mogelijkheid heeft om de toekomstige tarieven aan te passen voor eventuele inefficiëntie omdat deze investeringen al grotendeels zouden worden afgeschreven binnen één reguleringsperiode. Dit verdient om vier redenen heroverweging:

- Stel, het betreft activa die in vijf jaar worden afgeschreven; dan is gemiddeld genomen de helft afgeschreven in een reguleringsperiode van vijf jaar (aanneمة dat ze gemiddeld halverwege de periode in de GAW komen). De mate van dit probleem hangt af van de verdeling van de afschrijftermijnen van de desbetreffende activa.
- Het probleem is te verkleinen met een kortere reguleringsperiode. Dit voordeel moet worden meegewogen in beslissingen over de duur van een reguleringsperiode.

- De ACM heeft in het verleden de tarieven wel aangepast voor eerdere investeringen die al deels waren afgeschreven (§5.2).
- De benchmarks waarmee de efficiëntiefactor wordt bepaald zien sowieso op enkele jaren voorafgaand aan een reguleringsperiode (§5.2).

TenneT wordt dus beloond om te besparen op investeringen in activa die snel worden afgeschreven. Dit is merkwaardig in deze tijd met hoge maatschappelijke waarde van investeringen om congestie op te heffen – ook als die investeringen minder dan 10 jaar worden gebruikt, bijvoorbeeld omdat er daarna een oplossing voor de langere termijn is gevonden, of omdat door aanpassingen in consumptie(profielen) van elektriciteit bepaalde oplossingen daarna niet meer nodig zijn. Bovendien leunen manieren om op korte termijn het net beter te beheren vaak op investeringen in software en meet- en regelapparatuur, activaklassen waarop sneller wordt afgeschreven dan investeringen in kabels, leidingen, terreinen en pylonen.

Straf korte termijn investeringen in het (E)HS-net niet meer af, maar calculeer deze kosten na en neem ze mee in toekomstige benchmarks om efficiëntie te borgen en betrek dit voordeel bij de vaststelling van de duur van de reguleringsperiode.

5.1.2 Voor reguliere investeringen wordt de verwachte groei onterecht niet meegenomen

De schatting voor kosten voor reguliere investeringen is gebaseerd op realisaties in de vijf jaar tot twee jaar voor het begin van een reguleringsperiode. Dat wil zeggen tussen t-5 en t-2 voor het begin van een nieuwe reguleringsperiode op jaartal t. Bij groeiende investeringen in het elektriciteitsnet, zoals op dit moment het geval is vanwege de energietransitie, onderschat de ACM de reguliere investeringen door deze schatting te baseren op de historische gemaakte kosten. Voor investeringen met een levensduur langer dan tien jaar wordt daarvoor weliswaar nagecalculeerd, maar de vergoeding loopt daarmee achter. Voor de overige investeringen loopt de vergoeding verder achter omdat daarvoor niet nagecalculeerd wordt.

Dit is op te lossen door rekening te houden met de verwachte groei in investeringen.

Logischerwijs sluit die verwachting aan bij de scenario's voor de investeringsplannen om over- of onderschatten te voorkomen.

Neem groei mee bij het schatten van verwachte reguliere investeringen in het landelijk hoogspanningsnet; baseer die groei op de scenario's voor de investeringsplannen.

5.1.3 Toevoegen van niet-reguliere investeringen aan GAW gedurende een reguleringsperiode geeft benodigde flexibiliteit in timing

Niet-reguliere investeringen zijn vooral investeringen waarvoor de Rijkscoördinatieregeling van toepassing is (RCR-investeringen) en die later dan twee jaar voor een reguleringsperiode in gebruik worden genomen. Bij de realisatie van (een deel van) deze investeringen worden de kosten daarvoor in de tarieven opgenomen. De ACM zal voor elke RCR-investering corrigeren voor het verschil tussen geschatte kosten en gerealiseerde efficiënte kosten na de efficiëntiemeting (bijvoorbeeld met een benchmark of expert opinion). Ook de investeringen in het net op zee vallen hieronder. Zo is bijvoorbeeld de investering in de Cobra-kabel van Eemshaven

naar Endrup in Denemarken beoordeeld door DNV als een adequate en efficiënte investering door TenneT (DNV, 2020).

Dit instrument geeft de mogelijkheid om gedurende een reguleringsperiode flexibel om te gaan met investeringen. De timing van investeringen hoeft niet synchroon te lopen met de reguleringsperiode. Het staat niet ter discussie en is duidelijk verankerd in wetgeving. Dit deel van de Nederlandse regelgeving voorziet dus al in de flexibiliteit die men in het VK met het RIIO-systeem heeft beoogd. De toepassing van benchmarks voor efficiëntiebeoordeling door experts is echter wel complex, vooral bij een meningsverschil tussen de expert en netbeheerder.

5.2 Benchmarks zijn lastig, maar nodig

De ACM beoordeelt de efficiëntie van een netbeheerder met outputregulering achteraf (§5.2.1) waarbij benchmarks worden gebruikt om de efficiëntie te beoordelen (§5.2.1). Het alternatief, inputregulering, kent meerdere nadelen (§5.2.3).

5.2.1 Outputregulering met benchmarks is krachtig en bovendien geborgd in jurisprudentie

Outputregulering leunt op benchmarks om te beoordelen of een gereguleerde onderneming efficiënt werkt. Dat benchmarking een krachtig reguleringsinstrument is, werd onder andere duidelijk met het Methodebesluit TenneT 2011-2013 Transport. Hierin stelde de Nederlandse Mededingingsautoriteit (NMa, voorloper van de ACM) de statische efficiëntieparameter voor EHS-netten van TenneT vast op 57% naar aanleiding van internationaal benchmarkonderzoek. TenneT kreeg 15 jaar de tijd om deze efficiëntieslag te maken. TenneT ging hiertegen in beroep, onder andere vanwege gebrek aan controleerbaarheid van de uitkomsten. Het College van Beroep voor het bedrijfsleven (CBb) bevestigde (op enkele kleine aanpassingen na) de door NMa gebruikte methode (CBb, 2012).

In juli 2023 bepaalde het CBb nogmaals dat de ACM inderdaad een benchmark mag toepassen (CBb, 2023). Het CBb maakt hierin duidelijk dat een benchmarkmethode op zichzelf een geschikte methode is om de mate van efficiëntie van TenneT te vergelijken, ook al had de ACM die niet zorgvuldig en transparant genoeg toegepast (§5.2.2).

In Duitsland werkt de Bundesnetzagentur ook met benchmarks achteraf. Voor de TSO's heeft zij overigens 90% van de kosten aangemerkt als niet-beïnvloedbaar waarmee die kosten niet onder de benchmark vallen. In hun voornemen voor de volgende reguleringsperiode wil de Bundesnetzagentur dit aandeel terugbrengen en dus de impact van benchmarks in de tariefregulering verstevigen (Bundesnetzagentur, 2024).

5.2.2 Benchmarking in de praktijk vereist zorgvuldigheid

Benchmarking is lastig in de praktijk. Dat blijkt bijvoorbeeld uit ervaring met projectspecifieke toetsen voor niet-reguliere investeringen en uit benchmarking van TenneT als bedrijf:

- De ACM baseert zich voor de opname van niet-reguliere investeringen in de GAW op een expert opinion die specifiek op een project in gaat. Een voorbeeld is het aanleggen van een verbinding naar twee windparken, Borssele Alpha en Beta. TenneT en de door de ACM ingeschakelde expert verschilden van mening over technische aspecten van baggeren,

kabels leggen en hoe om te gaan met onderzeese grondverschuivingen en weersomstandigheden (DNV, 2021). De expert schatte dat €18 miljoen van de uitgaven vermijdbaar waren. De geschatte efficiëntie van 98% hield geen stand in het beroep van TenneT en de GAW moest verhoogd worden met de volledige kosten (CBb, 2023).

- De toepassing van de benchmark van TenneT als bedrijf werd voor de periode 2022-2026 vernietigd omdat de ACM de benchmark niet zorgvuldig had gedaan waardoor TenneT de benchmark niet goed kon (laten) bestuderen en beoordelen (CBb, 2023). Dit hoeft toekomstige toepassing van benchmarks niet tegen te houden. Volgens onderzoek van Frontier Economics in opdracht van de ACM zijn er technieken die transparant zijn en waarmee de inefficiëntie geduid kan worden (Frontier Economics, 2023).

Dat het lastig is, wil niet zeggen dat het geen goed instrument is. Het benadrukt wel het belang van zorgvuldige toepassing van het instrument. Dit heeft de ACM in eerdere reguleringsperiodes gedaan. Zo heeft zij de tarieven kunnen verlagen met de efficiëntiescore op basis van internationale TSO-benchmarks (Tabel 3). De ACM gebruikt een benchmark van de Council of European Energy Regulators (CEER) met 46 TSO's in 18 landen. Volgens deze benchmark was de gemiddelde efficiëntie in 2017 89,8% (CEER, 2019). Overigens worden niet alle kosten van de TSO gebenchmarkt⁸.

Tabel 3. Efficiëntiescore uit methodebesluiten. Bron: Methodebesluit TenneT 2011-2013 Transport (randnr. 157-158), Tweede Wijziging Methodebesluit TenneT 2014-2016 Transport (randnr. 171a), Gewijzigd Methodebesluit TenneT Transporttaken 2017-2021 (214), Methodebesluit TenneT Transport 2022-2026 (randnr. 326), Gewijzigd Methodebesluit TenneT Transport 2022-2026 (randnr. 279) en (randnr. 4.49 en 4.52).

Reguleringsperiode	Gemeten efficiëntie	Benchmark-onderzoek	Periode metingen
2011-2013	47% ⁹	e3GRID	2003 t/m 2006
2014-2016	85%	STENA2012	1965 t/m 2011
2017-2021	85%	STENA2012	1965 t/m 2011
2022-2026	81%	TCB18	2013 tot 2017 (OPEX) 1973 tot 2017 (CAPEX)

Bovendien is benchmarking goed ingebed in de reguleringsmethode, wet- en regelgeving en jurisprudentie ook al is de meest recente toepassing daarvan volgens het CBb niet goed uitgevoerd. Volgens het CBb "...Voor het College is niet komen vast te staan dat het methodebesluit, waar het gaat om het benchmarkonderzoek, voldoet aan de vereisten van zorgvuldigheid, transparantie en controleerbaarheid". De uitspraak geeft voldoende ruimte om

⁸ Niet gebenchmarkte kosten zijn belastingen, precario, kosten Cross Border Trade, kosten bedrijfsvoering NorNed-kabel, inkoop transport bij RNB's, onderzoekskosten en ACM-toezicht en nog delen van andere kostensoorten (bron: x-factorbesluit TenneT).

⁹ Dit is de gemeten efficiëntie van de EHS-netten. In de benchmarkstudie is ook gepoogd de efficiëntie van de HS-netten te meten. Dit is niet gelukt. De ACM heeft ook zelf gepoogd de efficiëntie van de HS-netten te bepalen. Ze beoordeelde de uitkomsten van dit onderzoek echter als niet robuust genoeg en heeft vervolgens de efficiëntieparameter voor de HS-netten op 1 (efficiëntie van 100%) vastgesteld.

benchmarks in te zetten, mits de ACM die zorgvuldig, en voor de te controleren gereguleerde onderneming uitvoert of laat uitvoeren.

Daarmee blijft benchmarking een krachtig middel om de efficiëntie van een project of onderneming aan te tonen.

5.2.3 Inputregulering zou leiden tot ongewenste rolvermenging tussen de ACM en netbeheerders

Het alternatief van benchmarking is 'inputregulering' waarbij de toezichthouder vooraf toestemming geeft aan netbeheerders om bepaalde kosten voor bepaalde investeringen te maken. In het VK is dit onderdeel van de RIIO-regulering (Ofgem, 2024). Met deze aanpak is Ofgem volgens vooraanstaand energie-econoom Dieter Helm de facto de 'investment committee' van de gereguleerde bedrijven geworden (Helm, Energy network regulation failures and net zero, 2024). Na akkoord van Ofgem heeft het gereguleerde bedrijf de garantie dat de toegestane inkomsten met vooraf bepaalde kosten stijgen. Deze aanpak leidt tot discussies tussen Ofgem en de gereguleerde partijen. Daarom stelt Ofgem voor om een Independent Technical Advisor (ITA) mee te laten lopen bij de TSO's om te beoordelen of de investeringsbeslissingen juist worden genomen en of procedures om deze efficiënt uit te voeren worden gevolgd. Dit leidt tot een indringende vorm van regulering. De toezichthouder heeft veel technische en bedrijfskundige kennis nodig (of moet die inhuren) om dergelijke oordelen zorgvuldig te maken. Eerder stelde de NMa geen voorstander van dergelijke inmenging te zijn: *"Tevens is de Raad van mening dat een procedureregulering [...] niet voldoet aan het wettelijke uitgangspunt van outputsturing aangezien procedureregulering op input toeziet. In geval van procedureregulering zou de Raad de interne besluitvorming van TenneT moeten beoordelen en meer op de stoel van TenneT zitten. Tevens leidt een procedureregulering [...] tot hogere administratieve lasten voor de netbeheerder en de toezichthouder."* (NMa, 2010).

Het Nederlandse systeem van regulering kent overigens wel enige mate van inputregulering. De ACM stelt immers de investeringsplannen vast en investeringen op basis van goedgekeurde investeringsplannen worden als noodzakelijk gezien (Hoofdstuk 3). Daardoor heeft de netbeheerder comfort dat de daarbij horende efficiënte kosten vergoed zullen worden.

Houd vast aan outputregulering met benchmarks en pas benchmarks zorgvuldig en herleidbaar toe zodat ze bij een rechter standhouden.

5.3 Werking van prikkels voor inkoop energie en vermogen zijn niet te beoordelen

De kosten voor inkoop van energie en vermogen door TenneT voor systeem- en transporttaken, maken een steeds groter deel uit van de kosten voor het landelijke hoogspanningsnet. Jaarlijks koopt TenneT voor bijna €400 miljoen aan energie en vermogen in.¹⁰

De manier waarop dit ingekocht wordt, is voor de systeemtaken vastgelegd in Europese afspraken. De ACM houdt toezicht op juist uitgevoerde procedures voor inkoop van energie en vermogen voor de systeemtaken en de daaruit resulterende kosten worden overgenomen in de tarieven.

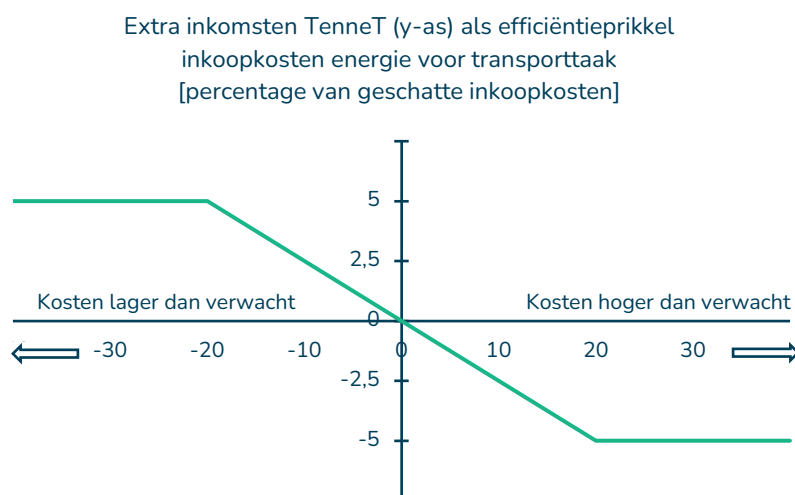
Voor de inkoop van energie en vermogen voor de transporttaak van TenneT gebruikt de ACM een prikkel met bonus/malus (§5.3.1). Deze prikkel geldt voor de totale uitgaven, en wordt dus bepaald door zowel prijs als volume (§5.3.2). De prikkel en de toekenning daarvan zijn niet transparant (§5.3.3).

5.3.1 Prikkels voor inkoop voor de transporttaak zijn onduidelijk

Als onderdeel van de transporttaak koopt TenneT energie en vermogen in voor compensatie van netverliezen, het op spanning houden van het net en voor het oplossen van transportbeperkingen. Dat wordt de komende jaren belangrijker door groei van (weersafhankelijke) productiecapaciteit die verder afligt van de consumptie, zoals wind op zee en grootschalige PV-zon in relatief dunner bevolkte gebieden (TenneT, 2024). Efficiënte inkoop van energie en vermogen is dus van belang om het elektriciteitsnet betaalbaar te houden.

De ACM stelt dat de kosten voor inkoop van energie voor de transporttaak (gedeeltelijk) beïnvloedbaar zijn door TenneT. Het CBb keurde die aanpak recent goed (CBb, 2023). De ACM is dus bevoegd om een instrument in te zetten om TenneT tot doelmatigheid aan te zetten. Dat doet de ACM in de vorm van een gedempte prikkel die ze vastlegt in haar methodebesluit transporttaken TenneT. TenneT loopt risico over 25% van de afwijking van uitgaven tussen -20% en +20% van de verwachte uitgaven. Daarboven loopt TenneT geen risico, en worden de extra uitgaven (of lagere kosten) rechtstreeks doorgegeven aan de netgebruikers (Figuur 10). We illustreren dit in de figuur door de procentuele afwijkingen van de verwachte kosten te laten zien op de x-as van de figuur. Op de y-as staan vervolgens de extra inkomsten van TenneT, als percentage van de geschatte inkoopkosten. De plateaus in de figuur geven aan dat er geen extra inkomsten meer volgen zodra de kosten meer dan 20% afwijken van de geschatte inkoopkosten.

¹⁰ Ruwe schatting op basis van tarieven en correcties. In 2022 was dit veel meer vanwege hoge prijzen en meer benodigde energie.



Figuur 10. TenneT loopt 25% risico op afwijkingen van de geschatte inkoop van energie en vermogen voor transporttaken, tot een maximale afwijking van 20% van het geschatte bedrag. Bron: analyse SiRM o.b.v. Methodebesluit transporttaken TenneT.

Waarom het instrument van de ACM zo is ontworpen als het is, of en hoe het werkt, is niet duidelijk. Deze prikkel wordt gebruikt sinds het Methodebesluit transporttaken TenneT 2011-2013 (NMa, 2010). De ACM was met het Methodebesluit transporttaken TenneT 2017-2021 voornemens de inkoop van energie en vermogen voor de transporttaak niet meer na te calculeren (ACM, 2016). Na uitspraak van het CBb (CBb, 2018) is de nacalculatie echter hersteld (ACM, 2019). Het CBb was het eens met TenneT dat het financiële risico van een slechte schatting groot is en niet door TenneT te beheersen. De nacalculatie bleef ook voor de huidige reguleringsperiode in stand (ACM, 2023). Hoe de ACM is gekomen tot het huidige instrument met bijbehorende afkapwaarden konden wij niet achterhalen.

Het is daarnaast niet transparant hoe het instrument wordt ingezet en in welke mate de uitgaven door TenneT beïnvloedbaar zijn. De ACM zou deze prikkels moeten (laten) onderzoeken op ontwerp en effectiviteit. Het is nu niet duidelijk of de prikkel goed werkt:

- Mogelijk werken de prikkels als verdienmodel voor TenneT. In het VK en Duitsland worden deze kosten volledig doorbelast aan de netgebruikers. De TSO's kunnen daar dus geen winst (of verlies) maken op de inkoop van energie voor transporttaken. De Duitse toezichthouder schaaft ze onder onbeïnvloedbare kosten (TenneT, 2024). In het VK moet de TSO een *Grid Losses Strategy* afspreken met Ofgem (National Grid, 2023). Dat is onderdeel van de afspraken in de RIIO-aanpak van reguleren.
- Mogelijk zijn de prikkels voor TenneT juist te zwak en kan deze energie efficiënter worden ingekocht, of is minder energie voor compensatie van netverliezen nodig door netwerkcomponenten te vervangen. Met de huidige prikkel van een risico van 25% voor 20% afwijking, moet een dergelijke component vier keer efficiënter zijn, en slechts voor een vijfde werkzaam.

De prikkels (25% van meer/minder kosten) en de afkapwaarden (+/- 20% van de verwachte kosten) zijn gelijk voor netverliezen, blindvermogen en voor het oplossen van congestie, terwijl

dat andere aspecten van een elektriciteitsnet zijn. De kans dat het optimale instrument om alle te reguleren exact gelijk is, is zeer klein.

Verbeter werking en effectiviteit van prikkels voor inkoop van energie, rekening houdend met de verschillende taken; netverliezen, blindvermogen en congestie.

5.3.2 Prikkel maakt geen onderscheid tussen prijs en volume

De huidige prikkel werkt op de uitgaven en is dus het resultaat van volume- én prijsontwikkelingen. Uiteraard moet TenneT de energie efficiënt inkopen, maar het is de vraag of TenneT verantwoordelijk kan worden gehouden voor algemene marktomstandigheden.

Een aanpak met een prikkel op het verschil met gemiddelde prijsontwikkeling voorkomt dat TenneT te weinig (of te veel) geld krijgt voor deze taak (conceptueel te vergelijken met een 'contract for differences').

Bovendien kunnen voor een effectieve prikkel op volume en prijs andere prikkels relevant zijn. Investerings in netelementen zijn bijvoorbeeld een alternatief en beïnvloeden op langere termijn de benodigde hoeveelheid energie, maar beïnvloeden de prijs niet.

Scheid de prikkel voor inkoop energie en vermogen naar volume en prijs en werk met een prikkel op verschil tussen gerealiseerde en marktuitkomsten.

5.3.3 Werking van prikkels niet te volgen door ongemotiveerd weglakken van gegevens

De ACM en TenneT stellen dat de (verwachte) uitgaven voor energie bedrijfsvertrouwelijk zijn en lakken de bijbehorende bedragen in de tariefbesluiten zwart. Daardoor is niet te volgen hoe de prikkel werkt. Waarom de ACM de bijbehorende bedragen als vertrouwelijk beschouwt is niet duidelijk onderbouwd. Transparantie over het volume- en prijseffect van inkoop voor energie en vermogen kan de markt helpen om met goede aanbiedingen te komen en maakt de werkzaamheden van TenneT beter inzichtelijk. Ook wordt het voor bedrijven dan beter mogelijk om aanpassingen op hun uitgaven aan het nettatarief te schatten.

Wees transparant over de kosten van en vergoeding voor de inkoop van energie en vermogen, tenzij dat niet kan vanwege objectief vastgestelde bedrijfsvertrouwelijkheid.

5.4 FOCS is complex en verschuift kosten naar de toekomst

De prikkel om te besparen op operationele kosten, ook als daarmee een probleem beter opgelost kan worden, wordt weggenomen met een Fixed Opex/Capex Share (FOCS) (Brunekreeft, 2023). Met FOCS maakt het voor een netbeheerder niet uit of die operationele kosten maakt of investeert in activa. Alle operationele kosten boven een vastgesteld aandeel van de totale kosten worden geactiveerd en komen als immateriële vaste activa in de GAW. De netbeheerder ontvangt in de toekomst kapitaallasten (afschrijvingen en vermogenskostenvergoeding) over deze immateriële vaste activa.

Het grote voordeel van FOCS is dat het voor de inkomsten van een netbeheerder niet uitmaakt of die een bepaald probleem met kapitaal of met operationele kosten oplost. Hiermee zou de 'capital bias' worden voorkomen. Dit geldt zowel voor regionale als landelijke netbeheerders.

Wij zien ook nadelen van FOCS. Het leidt tot versnelde of uitgestelde betaling van operationele kosten. Die kosten zijn namelijk, vergeleken met het doelbedrag, of:

- hoger, waardoor de netbeheerder in de toekomst hogere vergoeding voor kapitaallasten krijgt, of
- lager, waardoor de netbeheerder in de toekomst lagere vergoeding voor kapitaallasten krijgt.

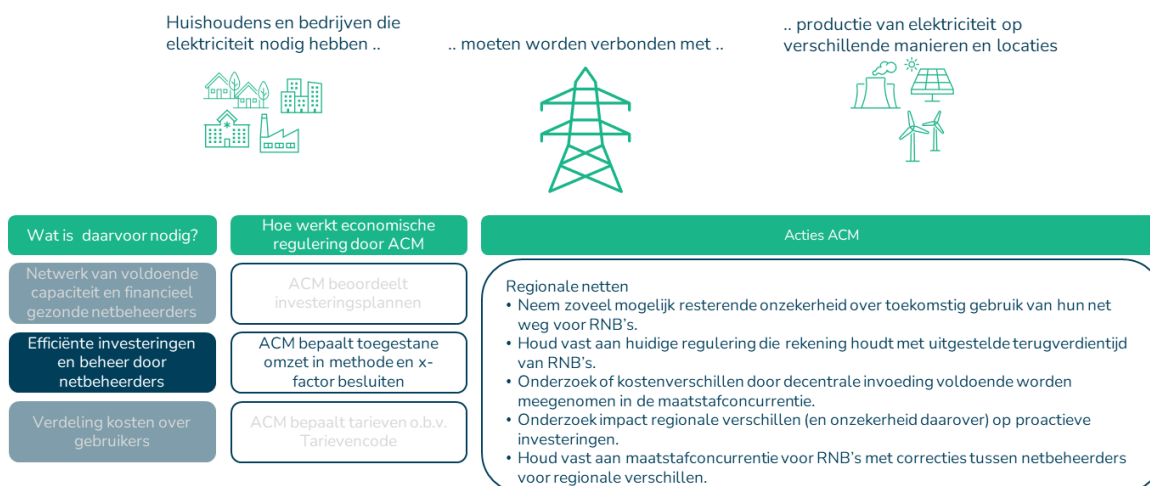
Kortom, toekomstige gebruikers betalen via hun tarieven voor huidige operationele uitgaven (of profiteren van besparingen daarop). Bovendien is er extra financiering nodig voor FOCS en leidt het tot intransparante kostenstructuur en verstoorde ratio's voor de balans.

Zet niet in op FOCS vanwege de complexiteit en verschuiving van huidige hogere of lagere kosten naar de toekomst.

6 Regionale netten

Maatstafconcurrentie met gedeelde scenario's voor investeringen, groeiende afname en decentrale invoeding verlaagt het investeringsrisico voor netbeheerders. Nog minder onzekerheid over gebruik van het net verlaagt het investeringsrisico voor RNB's nog verder. Als de ACM de huidige reguleringsmethode in hoofdlijnen vasthoudt, verdienen netbeheerders op termijn efficiënte investeringen terug. Regionale verschillen tussen RNB's worden grotendeels gecorrigeerd. Of dat voldoende is, dient te worden onderzocht voor decentrale invoeding en proactieve investeringen. We raden de ACM aan vast te houden aan maatstafconcurrentie (met regionale correcties) aangezien alternatieven vaak dezelfde problemen kennen, complex zijn en gepaard gaan met hogere uitvoeringslasten voor toezichthouder en RNB's.

De RNB's moeten de benodigde netten efficiënt realiseren en beheren. De ACM bepaalt de daarvoor toegestane inkomsten in de methode- en x-factorbesluiten (Figuur 11).



Figuur 11. Efficiënt investeren in en beheren van de regionale netten (moeten) worden gestimuleerd door de ACM. Bron: analyse SiRM.

Voor de regionale netbeheerders gebruikt de ACM maatstafconcurrentie (§6.1) rekening houdend met de uitgestelde terugverdientijd (§6.2) en regionale verschillen zoals voor decentrale invoeding en proactieve investeringen (§6.3). Het alternatief is benchmarken per regionale netbeheerder (§6.4).

6.1 Maatstafconcurrentie draagt bij aan een goed investeringsklimaat, zeker met gecoördineerde scenario's

De ACM gebruikt maatstafconcurrentie om de toegestane inkomsten van RNB's vast te stellen. Enigszins versimpeld gezegd houdt dit in dat de ACM de RNB's als groep, en niet als individuele bedrijven reguleert. Er wordt van uitgegaan dat iedere netbeheerder met een gemiddeld landelijk tarief werkt. Met maatstafconcurrentie krijgt een netbeheerder de gemiddelde kosten per samengestelde output (volume tariefdragers x gemiddelde tarieven per tariefdrager) vergoed. Dit is dus de facto een benchmark die automatisch doorwerkt in de tarieven.

Maatstafconcurrentie dempt het investeringsrisico voor RNB's, zeker in samenhang met andere aspecten van de regulering:

- Economische schokken voor de hele sector worden automatisch gecompenseerd in een volgende periode.
- Door gebruik van investeringsplannen neemt de kans op onvoorziene verschillen tussen netbeheerders af:
 - Netbeheerders gebruiken dezelfde, gezamenlijk ontwikkelde scenario's.
 - De investeringsplannen komen op dezelfde manier tot stand en zijn publiek beschikbaar.
- Het delen van innovaties om de huidige en toekomstige netwerkproblemen op te lossen wordt gestimuleerd.
- Het beleid voor financiering van de investeringen is vrijwel gelijk gegeven de financiële ratio's waar de RNB's aan moeten voldoen. De drie grote RNB's hebben daarnaast in de toekomst gedeeltelijk dezelfde aandeelhouder zodra de Staat een aandeel neemt in meerdere netbeheerders om eigen vermogen aan te vullen.

Door vereiste afstemming en meer informatie over de andere netbeheerders, wordt de kans op onvoorziene afwijkingen ten opzichte van andere netbeheerders kleiner. Eventuele verschillen in de maatstaf worden eerder gedreven door de efficiëntie waarmee investeringen worden uitgevoerd, dan door de investeringsbeslissingen an sich. Kortom, maatstafconcurrentie past de komende jaren bij een goed investeringsklimaat voor zover de netbeheerders met vergelijkbare omstandigheden te maken hebben.

Door deze veranderingen neemt de kans op samenspanning tussen netbeheerders overigens toe (Dijkstra, Haan, & Mulder, 2013). Extra waakzaamheid van de ACM op concurrentiegedrag van de netbeheerders is dus geboden.

6.2 De uitgestelde terugverdientijd van maatstafconcurrentie belemmert investeren niet

Maatstafconcurrentie werkt met opzet met vertraging. De maatstaf is immers gebaseerd op ontwikkelingen uit het verleden. De tarieven voor de jaren t tot $t+2$ voor een driejarige reguleringsperiode die start op jaar t worden bepaald op basis van kosten en samengestelde output tussen $t-5$ en $t-2$.

Het is daarmee onzeker of investeringen wel benut worden (§6.2.1). Als investeringen benut worden, verdient de netbeheerder de investeringen met vertraging terug (§6.2.2).

6.2.1 Onzekerheid omtrent proactieve investeringen is nu vrij laag

Van RNB's wordt verwacht dat ze proactief investeren om toekomstige congestie te vermijden. Zij moeten dus soms delen van hun net verzwaren of aanleggen voordat het zeker is dat die investeringen ook daadwerkelijk benut gaan worden. Investeren is in die gevallen inherent onzeker. Voor RNB's valt die onzekerheid mee gegeven de verwachte groei in invoeding en afname van elektriciteit voor het komende decennium. Elektrificatie is immers een belangrijke verduurzamingsroute zowel voor de industrie, in het transport en in de gebouwde omgeving. Groei in invoeding en afname zorgen beide voor hogere toegestane inkomsten voor een RNB. Als invoeding en afname toch achterblijven bij de verwachtingen voor alle netbeheerders, dan compenseert maatstafconcurrentie daar in een volgende periode automatisch voor. Voor verschillen in realisatie van de verwachtingen tussen regio's zijn wellicht correcties nodig (§6.3.2).

Een goedgekeurd investeringsplan geeft zekerheid dat de netbeheerder de kosten voor de efficiënte uitvoering daarvan terugverdient (Hoofdstuk 3). Door verwachte proactieve investeringen op te nemen in het investeringsplan kan een netbeheerder een belangrijk deel van het risico dat gepaard gaat met dergelijke investeringen wegnemen. Om de mate van pro-activiteit te kunnen beoordelen (door de ACM en belanghebbenden) is transparantie en navolgbaarheid nodig van hoe netbeheerders hun investeringsbeslissingen nemen en hoe zij omgaan met de inherente onzekerheid in hun investeringsplannen.

Onzekerheid over toekomstig gebruik van het elektriciteitsnet kan bovendien voor een deel worden weggenomen door aanpalende wet- en regelgeving aan te passen. Denk aan verkorting van vergunningen en procedures voor (potentieel) aangeslotenen zodat sneller duidelijk is waar en hoeveel proactief geïnvesteerd moet worden. De onzekerheid neemt ook af als partijen die aangeven netcapaciteit nodig te hebben een prikkel ondervinden om die afname ook daadwerkelijk te realiseren. Dit is mogelijk met eisen voor aanvragen van netcapaciteit voor ontwikkelaars van woningbouw, bedrijventerreinen of industrie.

Neem zoveel mogelijk resterende onzekerheid over toekomstig gebruik van hun net weg voor RNB's

6.2.2 Netbeheerders verdienen hun investeringen bij stabiele regulering op termijn terug

Efficiëntieverbeteringen gedurende een reguleringsperiode leiden niet tot lagere tarieven. Een netbeheerder die efficiënter werkt, of het net meer benut, heeft daardoor gedurende de reguleringsperiode hogere marges. Deze prikkel tot efficiëntieverbetering is sterker naarmate de reguleringsperiode langer is. Immers, alle netbeheerders hebben dan langer baat bij investeringen in efficiëntie.

Bij een groeiend netwerk, zoals nu tijdens de energietransitie, resulteert de vertraging van maatstafconcurrentie voor de netbeheerders in een mismatch van kasstromen en (realisatie) van investeringen. Dit probleem speelt bij investeringen waarvan de benutting niet direct tot hogere

tariefinkomsten leidt (zelfs als de toekomstige benutting zeker is). En dat is bij investeringen in een net vaak het geval. Een nieuw aangelegde kabel, of een verzwaarde bestaande kabel, zal niet direct volledig benut worden. De RNB's worden dus (tijdelijk) minder efficiënt (al dan niet in gelijke mate, zie §6.3.2).

Als deze investeringen in de toekomst benut worden, neemt de efficiëntie van de RNB's weer toe (de mate waarmee hangt ook af van de verandering van de groei van het net). Extra kasstromen dan, compenseren de tekorten in de investeringsfase nu. Immers, de groei van het elektriciteitsnet zal uiteindelijk stabiliseren en mogelijk zelfs dalen.

Dit probleem is kleiner bij een korte reguleringsperiode. De maatstaf wordt bij een kortere periode sneller aangepast, zodat de tarieven in reguleringsperiode $p+1$ het ontstane niveau van gemiddelde benutting in de reguleringsperiode p weerspiegelen, en de voorfinanciering niet verder oploopt. Ook kan de ACM het startniveau per periode aanpassen. Met een goed vastgestelde WACC kunnen netbeheerders de investeringen voorfinancieren. Deze is volgens ons goed vastgesteld (zie §4.1). Hiervoor is een sterk commitment van de toezichthouder nodig, geborgd in wet- en regelgeving, zodat netbeheerders ervan uit kunnen gaan dat ze hun investeringen terugverdienen. Dit is wederom een argument om de methode van regulering niet te veel te veranderen.

Houd vast aan huidige regulering die rekening houdt met uitgestelde terugverdientijd van RNB's.

6.3 Correcties voor regionale verschillen worden mogelijk belangrijker

Nieuwe regionale verschillen tussen RNB's ontstaan vooral door regionale verschillen in decentrale invoeding (§6.3.1) en ontwikkeling van elektriciteitsconsumptie (§6.3.2).

6.3.1 Regionale verschillen in decentrale invoeding worden nu grotendeels gecompenseerd

Het werkgebied van RNB's verschilt. Zo bestaat het werkgebied van Enexis voor een relatief groot deel uit landelijk gebied en daarmee bevinden zich hierbinnen relatief veel geschikte locaties voor decentrale opwek. De verschillen in decentrale opwekking kunnen volgens recent onderzoek leiden tot kostenverschillen van de regionale netten tot 20% (Montfoort, Dijkstra, & Mulder, 2024).

De ACM houdt al rekening met (toenemende) verschillen tussen de netten door decentrale invoeding. Dat wordt namelijk meegeteld in de samengestelde output van een netbeheerder in de maatstafconcurrentie. Bovendien wordt er nagecalculeerd op het daadwerkelijk decentraal ingevoede volume. Voor de toegestane inkomsten van een RNB is er dus een 'schaduwtarief' voor decentrale invoeders. Als het goed is, worden RNB's daarmee voldoende gecompenseerd voor de verschillen in decentrale invoeding. Daarbij wordt ervan uitgegaan dat de netwerkkosten voor decentrale invoeders vergelijkbaar zijn met die voor gebruikers van elektriciteit met vergelijkbare capaciteit. Dat is echter niet zeker aangezien het gebruik van de aansluiting een ander karakter kent.

Onderzoek of kostenverschillen door decentrale invoeding voldoende worden meegenomen in de maatstafconcurrentie.

6.3.2 Eventuele regionale verschillen dempen proactieve investeringen

De energietransitie raakt heel Nederland, maar mogelijk zijn in sommige werkgebieden meer proactieve investeringen nodig dan elders, bijvoorbeeld als een provincie inzet op elektrificatie van een groot industriecluster. Ook als de verwachtingen tussen werkgebieden gelijk zijn, maar de realisatie niet, wordt de maatstafconcurrentie verstoord. Als er in een werkgebied minder afname komt dan verwacht terwijl in andere gebieden de afname zich volgens verwachting ontwikkelt, is er een kans dat een RNB de investeringen niet terugverdiend.

Onzekerheid over de toekomstige benutting van een aan te leggen net en verschillende kansen daarop tussen gebieden kunnen RNB's ervan weerhouden om voldoende proactief te investeren¹¹. De mate waarin is nog niet duidelijk en is wellicht niet heel groot aangezien de energietransitie heel Nederland raakt en voor overige regionale verschillen al wordt gecorrigeerd in de maatstafconcurrentie. Het is dus niet op voorhand duidelijk hoe materieel dit probleem is.

Onderzoek impact regionale verschillen (en onzekerheid daarover) op proactieve investeringen.

6.4 Bedrijfsspecifieke benchmarks zijn complexer dan maatstafconcurrentie

In het voorgaande hoofdstuk over regulering van TenneT, gingen we al in op de problematiek van benchmarks (§5.2). Die gelden ook voor de RNB's. Zowel in Duitsland als het VK lijkt benchmarking een complexe exercitie. Dat is ook de ervaring in Nederland met de bedrijfsbrede en projectspecifieke benchmarking van TenneT. Het systeem van maatstafconcurrentie is minder complex en leidt tot minder discussies.

In de meeste Europese landen worden benchmarks gebruikt om de efficiëntie van de RNB's te bepalen. De Bundesnetzagentur past daarvoor Data Envelopment Analysis (DEA) en Stochastic Frontier Analysis (SFA) op gegevens van bijna 200 netbeheerders (Swiss Economics, 2019). Gebruik van deze methoden is vrij complex en leidt tot gedetailleerde data-uitvragen van kosten en honderden parameters onder netbeheerders. De uitvoeringslasten van een dergelijke benchmark zijn daarmee vrij hoog (kleine netbeheerders, met minder dan 30.000 aansluitingen, hoeven niet mee te doen om administratieve lasten te voorkomen; zij worden dan aangemerkt als gemiddeld efficiënt). Met slechts drie grote netbeheerders zijn deze methoden in Nederland bovendien lastig toepasbaar.

¹¹ Als een RNB (achteraf gebleken) niet nodige investeringen heeft gedaan, leidt dat tot inefficiëntie met een lager resultaat als gevolg. Dat gaat ten koste van het dividend en treft dus de aandeelhouders. Dat zijn vooral de lokale overheden van het werkgebied zijn, dus komen de uiteindelijke kosten van niet gerealiseerde verwachtingen bij hen terecht. Zij bepalen zelf in sterke mate de noodzaak voor proactieve investeringen met hun beleid voor economische ontwikkeling en ruimtelijke ordening. Ook als een proactieve investeringen tot een lager resultaat voor de netbeheerder leidt, kan de betreffende MKBA (maatschappelijke kosten baten afweging) alsnog positief uitkomen. De provincie of gemeenten betalen daar dan voor door minder dividend te ontvangen of met extra stortingen om het eigen vermogen van de netbeheerder aan te vullen om te voldoen aan het Besluit financieel beheer netbeheerder.

De RIIO-methodiek van Ofgem waarbij RNB's niet als groep, maar als specifieke bedrijven, worden gereguleerd, houdt rekening met de lokale omstandigheden. Dat compliceert de benchmarks. Men werkt daar met een gewogen gemiddelde van drie methodes voor benchmarking van totale uitgaven ('Totex'). Daarnaast zijn er diverse 'disaggregated' benchmarks op acht verschillende activiteiten van de RNB's.¹² Dit leidt tot tientallen benchmarks, bijvoorbeeld op het niveau van transformatoren, schakelaars, aansluitingen, et cetera. Het betreft zowel grote als kleine kostenposten, variërend van £1,5 miljard tot £40 miljoen. De door Ofgem verwachte kosten op basis van benchmarks is vrijwel altijd lager dan de opgave van de RNB's, meestal in de orde van grootte van 10%, maar oplopend tot meer dan 30% (Ofgem, 2022). Uiteindelijk besluit Ofgem op basis van de Totex- en disaggregated benchmarks die voor respectievelijk 17% en 50% meetellen (Economic Insight, 2022). Het Nederlandse systeem van maatstafconcurrentie is volgens onze inschatting aanzienlijk minder complex.

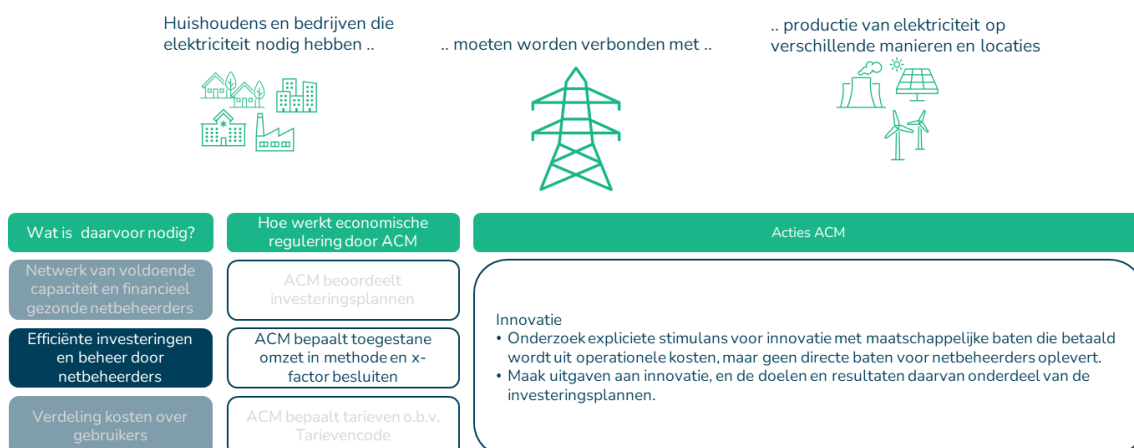
Houd vast aan maatstafconcurrentie voor RNB's met correcties tussen netbeheerders voor regionale verschillen.

¹² Load related expenditure, non-load related expenditure, non-operational capex, high value projects, network operating costs, closely associated indirects and business support costs, streetworks, en non-controllable costs.

7 Innovatie

Innovaties voor kostenverlaging en groei in meetbare output worden gestimuleerd door huidige regulering. Of expliciete stimulans van innovatie met vooral maatschappelijke baten, maar zonder directe baten voor de netbeheerder nodig is, is niet duidelijk. Onderzoek daarnaar is nodig. We adviseren verder om rapportage over uitgaven, doelen en resultaten van innovatie op te nemen in de investeringsplannen. In enkele internationale vergelijkingen scoren Nederlandse netbeheerders overigens goed op het gebied van innovatie.

Innovaties kunnen leiden tot kostenbesparingen of de maatschappelijke waarde van het elektriciteitsnet vergroten (ACM, 2023). Daarvoor moet de reguleringsmethode het juiste niveau van investeringen in innovatie door netbeheerders stimuleren (Figuur 12). Dat geldt voor zowel de regionale netbeheerders als TenneT.



Figuur 12. Innovatie met maatschappelijke baten door netbeheerders kan mogelijk worden gestimuleerd door de ACM. Bron: analyse SiRM.

Netbeheerders onderscheiden zelf drie soorten innovatie (Netbeheer Nederland, 2020):

- innovatie om de kosten te verlagen;
- innovatie ten behoeve van meetbare output;
- innovatie ten behoeve van maatschappelijke voordelen.

De netbeheerders geven aan dat huidige regulering de eerste twee soorten innovatie stimuleert. Uit internationale vergelijkingen volgt dan ook een relatief gunstig beeld van innovatie bij Nederlandse netbeheerders. Zo is de marktpenetratie van slimme meters met 88% vrij hoog wat kan bijdragen aan verbeterde monitoring en benutting van distributienetwerken (De Paola, Andreadou, & Kotsakis, 2023). Netbeheerders zoals Alliander werken aan capaciteitsmanagement van het net door digitalisering en automatisering (Eurelectric, 2024). In een internationale vergelijking van TSO's scoort TenneT goed op verschillende gebieden van

innovatie zoals interconnectoren, offshore wind, stroom naar waterstof, blockchain en elektrische voertuigen, maar minder op batterijopslag (Biancardi, 2021).

De regulering faciliteert volgens netbeheerders de innovatie ten behoeve van maatschappelijke voordelen nog onvoldoende (Netbeheer Nederland, 2020). Daarnaast kwam uit een vergelijkend onderzoek in opdracht van de Europese Commissie naar voren dat innovatie betaald uit operationele kosten meer gestimuleerd kan worden (Europese Commissie - DG Energie, 2019).

Kortom, investeringen in maatschappelijk waardevolle innovaties zonder directe baten voor netbeheerders blijven mogelijk achter. DNV beschrijft bijvoorbeeld dat sterke focus op het realiseren van efficiëntie op de korte termijn kan zorgen voor minder technologische innovatie en onderzoek dat nodig is voor de energietransitie (DNV, 2023). Daarnaast is aandacht voor innovaties die vallen onder operationele lasten van belang voor digitale innovaties, zoals 'cloud-based'-oplossingen, die direct op de operationele lasten drukken (TenneT, 2023).

De Nederlandse reguleringsmethode gaat niet specifiek in op innovatie. Van de 26 EU landen doen 18 dat wel (Europese Commissie - DG Energie, 2019). In het buitenland bestaat expliciete regelgeving om innovatie door netbeheerders te stimuleren. De ACM beschrijft dat netbeheerders in Noorwegen en Finland innovatiebudget krijgen. In het VK kunnen netbeheerders zich inschrijven op een onderzoeksvraag waarvoor budget beschikbaar is (ACM, 2023). Netbeheerders in Italië mogen een toeslag optellen bij hun WACC voor innovatieprojecten (DNV, 2023). Wanneer de reguleringsmethode expliciet ingaat op innovatie betekent dit niet dat TSO's van het VK (National Grid) en Italië (Terna) actiever zijn op de innovatiegebieden zoals power to hydrogen, interconnectoren, offshore wind, batterijopslag, elektrische voertuigen en blockchain (Biancardi, 2021).

Het verwachte effect van meer prikkels op innovatie is vooralsnog onduidelijk. Dit werd ook aangegeven bij aanbevelingen voor Nederland uit het internationale onderzoek voor de Europese Commissie (Europese Commissie - DG Energie, 2019). Nadere verkenning of prikkels nodig zijn is daarom gewenst.

Om te beginnen zou de inzet van netbeheerders op het gebied van innovatie, en de mate waarin dat bijdraagt aan betere benutting van de netten, bekend moeten zijn. We raden daarom aan om in de investeringsplannen gestructureerd informatie over innovatie op te nemen, inclusief de plannen, uitgaven, doelen en resultaten daarvan. Dit geeft handvatten voor de analyse van de prestaties van netbeheerders op het gebied van innovatie, en verbetering van het innovatieproces.

Onderzoek expliciete stimulans voor innovatie met maatschappelijke baten die betaald wordt uit operationele kosten, maar geen directe baten voor netbeheerders oplevert.

Maak uitgaven aan innovatie, en de doelen en resultaten daarvan onderdeel van de investeringsplannen.

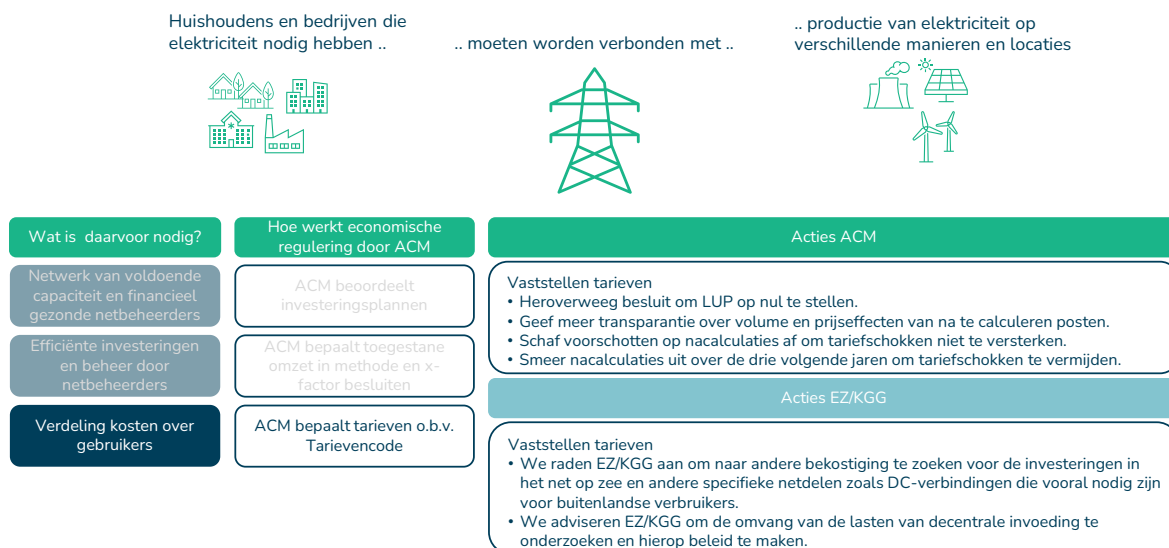
8 Vaststellen tarieven

De grote hoeveelheid investeringen, vooral de uitbreiding van het net op zee, leidt tot hoge nettatarieven voor bedrijven met minder investeringen in elektrificatie als gevolg. We raden EZ/KGG aan alternatieve bekostiging (subsidies, meebetalen door producenten en door buitenlandse afnemers) van het net op zee en andere specifieke netdelen zoals DC-verbindingen, die voor een groot deel zullen worden gebruikt voor buitenlandse verbruikers, te onderzoeken.

De omstandigheden zijn anders dan in 2004 toen besloten werd het landelijk uniformproducententarief (LUP) op nul te stellen. We raden de ACM daarom aan om dat te heroverwegen.

Door nacalculaties voor de kosten van energie en vermogen te verdelen over drie jaar, verbetert het investeringsklimaat. Transparantie over deze kosten is nodig, en voorschotten op nacalculaties leiden tot ongewenste en onnodige tariefschokken.

Als er eenmaal een efficiënt aangelegd en beheerd elektriciteitsnet met voldoende capaciteit is, moeten de kosten daarvoor uiteraard opgebracht worden (Figuur 13).



Figuur 13. De verdeling van de kosten over gebruikers van het elektriciteitsnet bepaalt de ACM op basis van de Tarievenscode. Bron: analyse SiRM.

De ACM verdeelt de toegestane inkomsten over verschillende gebruikers van het elektriciteitsnet op basis van verdeelsleutels in de Tarievenscode. Speciale aandacht is nodig voor het net op zee (§8.1), tarieven voor producenten van elektriciteit (§9) en voor regionale verschillen door

decentrale invoeding (§8.3). De beslissingen van de ACM over nacalculaties zijn ook bepalend voor het tarief (§8.4).

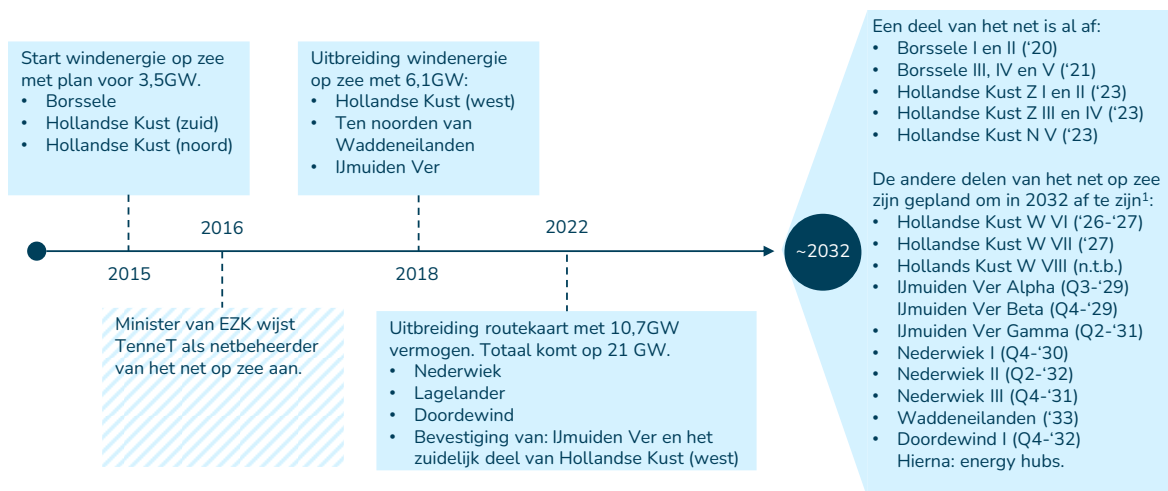
8.1 Uitbreiding van net op zee drukt zwaar op tarieven

Het net op zee is een speciale categorie. Het betreft namelijk een net met enkel invoeders en geen afnemers. TenneT investeert veel in het net op zee (§8.1.1). Steeds hogere tarieven belemmeren investeringen in elektrificatie (§0). Daarvoor zijn oplossingen nodig (§8.1.3).

8.1.1 Forse tariefstijgingen verwacht door hoge investeringen in net op zee

De plannen voor wind op zee zijn de afgelopen jaren steeds verhoogd (Figuur 14). In 2015 startte wind op zee met een plan voor 3,5GW. Een uitbreiding daarvan volgde in 2018 met 6,1 GW. Hiermee kwam totaal op ongeveer 10GW uit. Met de aanvullende routekaart windenergie op zee kwam daar 10,7 GW bij in 2022. Daarmee moet het net 21 GW aan productiecapaciteit kunnen verwerken in 2032.

De totale investeringskosten hiervoor van TenneT worden inmiddels geschat op ruim €35 miljard (TenneT, 2024). Dit was in 2022 nog €26 miljard. De kosten voor fase 1 van de aanvullende routekaart wind op zee (in 2024 €327 miljoen) worden gedekt uit een subsidie aan TenneT (EZK, 2022) (ACM, 2023). Voor fase 2 worden de kosten van het net op zee gedekt in de tarieven van het landelijke hoogspanningsnet (in 2024 was dat €173 miljoen).



Figuur 14. Plannen voor net op zee zijn de afgelopen jaren steeds verhoogd. Bron: analyse SiRM o.b.v. "Routekaart windenergie op zee 2030" van ministerie van EZK (27 maart 2018) en "Aanvullende routekaart windenergie op zee 2030" van Ministerie van Klimaat en Energie (10 juni 2022), kamerbrief "Update aanvullende routekaart wind op zee" van Minister van Klimaat en Energie (25 april 2024) en webpublicatie Rijksverheid en TenneT.

Naast hoge kosten voor aanleg en beheer van kabels, stijgen ook de kosten voor inkoop van energie en vermogen:

- Opheffen transportbeperkingen als de verhandelde elektriciteit niet getransporteerd kan worden. De TSO moet dan elders elektriciteit inkopen, of bepaalde gebruikers transportbeperkingen opleggen. In Duitsland kostte dit in 2023 al €4 miljard, voornamelijk vanwege (wind)productie in het noorden en afname in het zuiden (ENTSO-E, 2024).

- Compensatie van netverliezen vanwege de afstanden tussen productie van elektriciteit op zee en afname van elektriciteit op land waarvan maar een deel aan de kust.
- Balanshandhaving die waarschijnlijk meer bij de TSO komt te liggen gegeven de grotere gevoeligheid voor kortere termijn veranderingen in het weer. Bovendien stijgt door lagere beschikbaarheid van conventioneel regelbaar vermogen waarschijnlijk ook de prijs van de in te kopen energie en vermogen (TenneT, 2024).

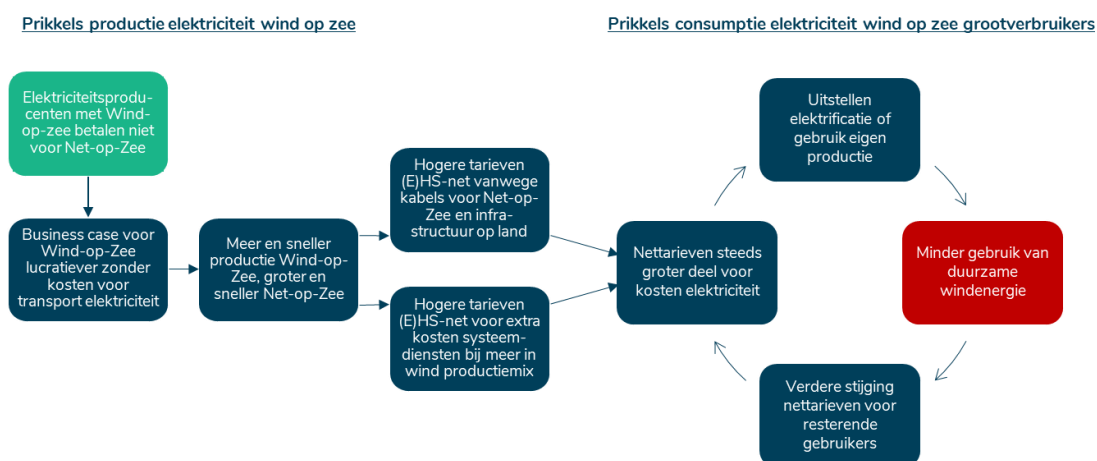
Kortom, de rekening voor het elektriciteitsnet stijgt, mede door de aanleg van het net op zee voor Nederlandse bedrijven. PwC schat dat tarieven van TenneT bij de huidige manier van werken ten opzichte van 2021 een factor 2,8 hoger zijn in 2030. Zonder de kosten van het net op zee zou dat een factor 2,0 zijn (PwC, 2021). TenneT schat zelf een tariefstijging tussen 2025 en 2034 van bijna 60% voor het EHS net. Dat is inclusief kosten voor het net op zee en verwachte ontwikkeling van afname van elektriciteit (TenneT, 2024). Deze schattingen zijn onzeker. De markt reageert mogelijk met flexibele afname van elektriciteit.

In Duitsland en het VK worden de kosten voor het net op zee via de nettarieven betaald. Echter is het (huidige en toekomstige) net op zee in deze landen een kleiner aandeel van het totale net. In Nederland komt relatief veel meer wind op zee dan in deze landen. Zij gaan verschillend om met de kosten voor het net op zee:

- In Duitsland worden de jaarlijkse kosten voor het offshore net via een aparte heffing bij alle gebruikers van het elektriciteitsnet in rekening gebracht. In 2024 bedroeg deze heffing, de Offshore-Netzumlage €6,56/MWh (Netztransparanz, 2024). Grote gebruikers (> 10 GWh/jaar) krijgen, onder bepaalde condities, korting op de nettarieven. Het Bundesnetzagentur heroverweegt deze kortingen die tot eind 2025 zijn vastgesteld (Bundesnetzagentur, 2024). Tussen 2023 en 2030 is voor ongeveer €98 miljard aan investeringen voorzien (E-Bridge, 2024).
- In het VK leggen de ontwikkelaars van windmolenparken de transmissie-infrastructuur aan (BVGAssociates, 2019). Daarna selecteert Ofgem Offshore Transmission Owners (OFTO) met een tenderproces. De gekozen OFTO koopt vervolgens de infrastructuur en wordt verantwoordelijk voor het beheer en onderhoud ervan. OFTO's krijgen een jaarlijkse vergoeding, gereguleerd door Ofgem die uiteindelijk bij de netgebruikers in rekening wordt gebracht. Ieder windpark heeft dan een prikkel om een voor zichzelf zo efficiënt mogelijke verbinding met het land te maken. Men verwacht dat daardoor overall juist een inefficiënt net ontstaat met hoge redispatch kosten (NationalGridESO, 2022). De landelijk verantwoordelijke Electricity System Operator (ESO) probeert dit proces daarom te coördineren. De Algemene Rekenkamer concludeerde ook dat een aparte net op zee aanpak voor Nederland efficiënter is dan losse verbindingen per windpark (Algemene Rekenkamer, 2018).

8.1.2 Kostengroei door wind op zee drijft vicieuze cirkel die waarschijnlijk leidt tot minder investeringen in elektrificatie

Een investeerder in windturbines op zee hoeft de kosten voor transport van zijn product niet mee te wegen in de business case. Deze worden namelijk betaald door de gebruikers van het elektriciteitsnet. Dit zorgt voor een prikkel om meer en sneller te investeren in windturbines op zee. Daarmee stijgt uiteraard het aanbod van duurzaam opgewekte elektriciteit. Anderzijds is meer netcapaciteit nodig, en stijgen de kosten voor systeemdiensten, met hogere nettarieven als gevolg. De hoge netwerktarieven maken Nederland op hun beurt minder interessant voor investeringen in elektrificatie. Industrie die wel in Nederland blijft ondervindt bij aanhoudende hoge tarieven een prikkel elektrificatie uit te stellen of om op eigen terrein (minder duurzame) elektriciteit op te wekken zodat een aansluiting met lagere capaciteit op het net nodig is. Dit voedt een vicieuze cirkel (Figuur 15). Het resulteert in nog hogere nettarieven omdat de kosten over minder gebruik worden omgeslagen, met een weer sterkere prikkel om minder te elektrificeren.



Figuur 15. Volledige betaling van kosten voor net op zee door afnemers leidt tot vicieuze cirkel met prikkels tot minder investeren in elektrificatie. Bron: analyse SiRM op basis van gesprekken met stuurgroep en Speelveldtoets van PwC (2024).

Een grote gebruiker van baseload (1 TWh) betaalt in Nederland €14 tot €63/MWh meer voor elektriciteit dan in België, Duitsland of Frankrijk. Deze hoge kosten worden mede gedreven door hogere netwerkkosten voor Nederlandse grootverbruikers, en lagere compensaties daarvoor. Voor Nyrstar zijn volgens berekeningen van PwC de netwerkkosten bijvoorbeeld 4x hoger dan in België en 19x hoger dan in Frankrijk. De totale elektriciteitskosten voor vergelijkbare bedrijven zijn daar ongeveer 60% lager dan in Nederland (PwC, 2024). Mede vanwege de hoge energiekosten, legde Nyrstar de productie in Nederland half januari 2024 stil in naar eigen zeggen de meest klimaatvriendelijke faciliteit voor zinkproductie. Vanaf half mei 2024 produceert Nyrstar weer, maar niet op vol vermogen.

8.1.3 Toegestane inkomsten hoeven niet (enkel) via nettarieven te worden opgebracht

Efficiënt aanleggen en beheren van het net op zee, gestimuleerd door goede tariefregulering, is nodig om de vicieuze cirkel te doorbreken¹³. De ACM heeft ook hier de verantwoordelijkheid om de investeringsplannen vast te stellen, en efficiënte toegestane inkomsten te bepalen. De verdeling van de kosten over gebruikers en andere partijen kan buiten de afnametarieven om worden gedaan zoals:

- tarief voor producenten;
- betalen uit algemene middelen;
- in rekening brengen van kosten voor geëxporteerde elektriciteit uit wind op zee.

Dergelijke maatregelen vallen grotendeels buiten de huidige bevoegdheden van ACM. Er is dus aanpassing van beleid, wet- en regelgeving door EZ/KGG voor nodig.

Tarief voor producenten

Een mogelijkheid is om de kosten voor het net op zee deels bij invoeders in rekening te brengen zodat zij meebetalen aan de investeringskosten (zie ook §0). Zij zouden dan de door hen verwachte kosten voor het net op zee moeten meewegen in hun biedingen om een aangewezen windgebied te exploiteren.

Betalen uit algemene middelen

In fase 1 van de routekaart windenergie op zee zijn de kosten voor aanleg van onderzeese kabels en transformatorstations betaald met de SDE++ subsidie, waarvoor de middelen worden opgebracht met de Opslag Duurzame Energie (ODE) die betaald wordt door burgers (1/3) en bedrijven (2/3) (Algemene Rekenkamer, 2018). De kosten zouden ook net als voor bijvoorbeeld (vaar)wegen uit algemene middelen kunnen worden betaald. Volgens het IBO (Interdepartementaal Beleidsonderzoek) Financiering Energietransitie staat EU-regelgeving toe dat de kosten voor het net op zee niet via nettarieven betaald worden (voor het elektriciteitsnet op land is dat juist verplicht) (Financiën, 2021). Mogelijk geldt dit ook voor gelijkstroomverbindingen voor diepe aanlanding van wind op zee zoals voorzien langs de Delta Rhine Corridor (DRC) (EZK, 2024) (Europese Commissie, 2016). De IBO-werkgroep adviseerde in 2021 om de nettarievensystematiek nader te onderzoeken om te bezien of er nog meer kansrijke posten zijn die via de algemene middelen kunnen lopen in plaats van via de energierekening. Op dit moment werkt een nieuwe IBO-werkgroep aan onderzoek naar de bekostiging van het elektriciteitsnetwerk (Financiën, 2024).

In rekening brengen van kosten voor geëxporteerde elektriciteit uit wind op zee

Windturbines op de Noordzee hadden een gemiddelde capaciteitsfactor van ongeveer 38% in 2020-2022 (CBS, 2023). De 21 GW geïnstalleerde capaciteit in 2030 zou dan rond de 70 TWh, ofwel bijna de helft van de verwachte consumptie van ongeveer 150 TWh leveren. Daarnaast verwacht TenneT ook nog bijna 60 GW aan PV-zon (TenneT, 2024). De verwachte jaarpiek van

¹³ Maar is mogelijk niet voldoende. De Rijksoverheid heeft uiteraard nog meer beleidsinstrumenten zoals stimuleren van verbruik aan de kust, creëren van een biedzone voor zee, temporiseren van bouw van windturbines op zee of voorwaarden bij nieuwe concessies.

het vermogen voor elektriciteitsconsumptie in Nederland in 2030 schat CE Delft op ongeveer 24 GW, terwijl het basisvraagprofiel op een gemiddelde dag ~8,5 GW in het dal en ~14,5 GW op de piek is (CE Delft, 2020). De opwekbronnen zijn beiden weersafhankelijk met soms grote overschotten in vermogen als gevolg, leidend tot lage (en mogelijk negatieve) prijzen. Waarschijnlijk groeit de (flexibel inzetbare) afname van elektriciteit niet zo snel, evenals de opslagcapaciteit van elektriciteit.

Dat betekent dat er regelmatig een overschot komt van de beschikbare elektriciteit. Een groot deel van de met wind op zee geproduceerde elektriciteit zal worden geëxporteerd. In haar Investeringsplan Net op land 2024-2033 concludeert TenneT ook dat Nederland in 2030 een (netto) exporteur is van elektriciteit (TenneT, 2024). De kosten voor de netcapaciteit die daarvoor nodig zijn, zowel voor het net op zee, als voor aanpassingen op het landelijk hoogspanningsnet, worden opgebracht middels tariefinkomsten van TenneT. TenneT is namelijk verplicht om minimaal 70% van de capaciteit van landsgrensoverschrijdende verbindingen ter beschikking stellen aan de grensoverschrijdende handel. Ook de aan te leggen gelijkstroomverbinding voor diepe aanlanding van wind op zee als onderdeel van de DRC zal waarschijnlijk grotendeels voor export worden gebruikt, terwijl de kosten daarvoor de tarieven voor Nederlandse gebruikers verhogen (RVO, 2024).

Landen die elektriciteit importeren vanuit Nederland zouden mee kunnen betalen voor de daarvoor benodigde infrastructuur in Nederland. Met welk mechanisme dat moet is onduidelijk. ACER adviseert afbouw van de bestaande Inter-TSO-Compensation waarin de kosten voor infrastructuur en netverliezen vanwege grensoverschrijdende handel in elektriciteit worden verrekend. ACER stelt voor dat de nationale regulerende instanties onderling afspraken maken voor kosten door loopflows en grensoverschrijdende elektriciteitshandel (ACER, 2024).

Naast het net op zee komen meerdere specifieke delen die vooral ingezet worden voor export van elektriciteit van het netwerk vooral ten goede aan buitenlandse verbruikers terwijl de Nederlandse verbruikers de kosten betalen. De 5 GW DC kabel in de Delta-Rijn corridor is daarvan een voorbeeld. Ook voor dergelijke investeringen is meebetalen door buitenlandse gebruikers gewenst.

We raden EZ/KGG aan om naar andere bekostiging te zoeken voor de investeringen in het net op zee en andere specifieke netdelen zoals DC-verbindingen die vooral nodig zijn voor buitenlandse verbruikers.

8.2 Argumenten voor op nul stellen van tarief voor invoeders (LUP) zijn mogelijk niet meer valide

Vooralsnog betalen de elektriciteitsproducenten niet voor het gebruik van het elektriciteitsnet. De argumenten daarvoor van twintig jaar geleden zijn waarschijnlijk niet meer allemaal geldig en verdienen heroverweging. In 2004 is het Landelijk Uniform Producententarief (LUP) op nul gesteld. Elektriciteitsproducenten betalen dus niet voor hun gebruik van het elektriciteitsnet. De reden om dat te doen was het gelijk maken van het speelveld voor elektriciteitsproducenten op de Europese markt (DTe, 2004). Of dat nog steeds een valide argument is, is de vraag, gelet op een veel groter, en groeiend, aandeel van PV-zon en wind op land en op zee en de maatregelen van landen om ons heen.

In 2004 werd geconcludeerd dat de decentrale opwekking netkosten en -verliezen uitspaart. De ACM gaat er nu bij de correctie van maatstafconcurrentie voor decentrale opwekking ook van uit dat de decentraal ingevoede elektriciteit in hetzelfde regionale net wordt gebruikt (§6.3.1). Of dat ook het geval is in periodes van lage consumptie en hoge productie is de vraag. Bovendien moeten netbeheerders dan mogelijk redispatch kosten maken. Elektriciteit van grootschalige wind op zee wordt uiteraard wel via het (E)HS-net getransporteerd. In het Energierapport 2011 werd dan ook al een heroverweging van het nultarief voor het LUP aangekondigd (Ministerie van Economische Zaken, Landbouw en Innovatie, 2011).¹⁴ Aangezien de Tarieencode gebaseerd moet zijn op het kostenveroorzakingsprincipe, is heroverweging inderdaad nodig.

Landen om ons heen brengen nu ook een producententarief in rekening. Zij doen dat in verschillende mate en om verschillende soorten kosten (mede) te dekken (Tabel 4). In België, Frankrijk en Denemarken dekt het tarief ongeveer 3-5% van de TSO-kosten. In het VK ligt dit percentage hoger (ongeveer 16%). De tarieven worden gebruikt om verschillende kosten te dekken: uitgaven aan netverliezen en systeemdiensten, maar ook het bouwen en onderhouden van netwerken.

Tabel 4. België, Frankrijk, Denemarken en het VK kennen producententarief voor transmissienet. In Duitsland is het (vooral) nog verboden. Bron: "Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe" door ACER, National Grid ESO, "Allocation of Electricity Network Charges" door CEPA en "TNUoS guidance for generators" door National Grid ESO.

Land	Producenten-tarief	TSO-kosten vergoed door tarief	Aandeel TSO-kosten vergoed door tarief (%)
Duitsland	Nee	Geen tarief	Geen tarief
België	Ja	Systeemdiensten	5%
Frankrijk	Ja	Netverliezen	2,9%
VK	Ja	Installeren en onderhouden transmissienet	16%
Denemarken	Ja	Bouwen/verbeteren/onderhouden net, netverliezen, systeemdiensten	3,6%

¹⁴ Wij hebben een dergelijke heroverweging niet kunnen vinden.

Herinvoering van het LUP draagt bij aan de oplossing van drie problemen:

- De kosten voor regionale elektriciteitsnetten om met decentrale invoeding landelijke duurzaamheidsdoelen te behalen, worden niet meer volledig betaald door de afnemers die toevallig in een gebied met veel decentrale opwek wonen (§6.3.1).
- De kosten die worden veroorzaakt door aansluiten van productie wel in rekening te brengen, ondervinden producenten een prikkel om die kosten te minimaliseren, bijvoorbeeld door innovatie voor efficiënter gebruik van de aansluiting.
- Doordat de producent het LUP doorberekent in zijn elektriciteitsprijs, betaalt de buitenlandse afnemer van geëxporteerde elektriciteit ook een deel van de nettarieven.

Heroverweeg besluit om LUP op nul te stellen.

8.3 Gebruikers in gebieden met veel decentrale invoeding betalen voor de kosten daarvan

De ACM neemt de mate van decentrale invoeding mee bij het bepalen van de maatstaf voor RNB's (zie §6.3.1). De RNB's krijgen daarvoor een zogenaamd schaduwtarief waarmee hun toegestane inkomsten worden opgehoogd vanwege de decentrale invoeding. De inkomsten uit het schaduwtarief worden verwerkt in de tarieven van de afnemers in het werkgebied, die daardoor hoger zijn. Zij betalen dus voor de decentrale invoeding, terwijl ze niet per se (alleen) de voordelen daarvan ervaren. De elektriciteit kan immers ook naar afnemers buiten het werkgebied van de desbetreffende RNB's gaan.

Om de lasten voor decentrale invoeding niet disproportioneel neer te leggen bij afnemers van elektriciteit in gebieden met veel decentrale invoeding kan een tarief voor decentrale invoeders in rekening worden gebracht (§0), of kunnen, net als in Duitsland, de lasten daarvoor via vereffening over inwoners in verschillende werkgebieden van de netbeheerders worden verdeeld (Bundesnetzagentur, 2023).

We adviseren EZ/KGG om te onderzoeken of de tariefverschillen tussen RNB's door decentrale invoeding nopen tot vereffening tussen RNB-werkgebieden voor de tariefbetalers.

8.4 Nacalculaties leiden tot tariefschokken

Een deel van de tarieven bestaat uit nacalculaties om afwijkingen van eerdere schattingen te corrigeren. In een recent tariefbesluit gaf de ACM zelfs een voorschot op verwachte nacalculaties. In 2024 bedroegen de (voorschotten op) nacalculaties voor TenneT €1,5 miljard van de totale toegestane inkomsten van €2,5 miljard. Nacalculatie leidt voor afnemers tot onverwachte fluctuaties in tarieven en daarmee tot onzekerheid. Die onzekerheid maakt business cases voor elektrificatie minder aantrekkelijk, wat ten koste gaat van de doelen van de ACM om betaalbaarheid voor gebruikers te beschermen en duurzaamheid te bevorderen (§2.1).

8.4.1 De kosten voor inkoop energie en vermogen zijn niet transparant

Om te investeren in elektrificatie is een helder beeld van de kosten nodig. Daarvoor is zoveel mogelijk transparantie van de opbouw van de kosten waarover wordt nagecalculeerd nodig, bijvoorbeeld door het volume- en het prijseffect apart inzichtelijk te maken en in de besluiten van de ACM geen cijfers weg te lakken zonder duidelijk onderbouwde motivatie. Transparantie is ook nodig voor verantwoording.

Geef meer transparantie over volume en prijseffecten van na te calculeren posten.

8.4.2 Voorschotten op nacalculaties versterken tariefschokken

Sommige kostenposten worden (deels) nagecalculeerd. De tarieven in jaar t worden verhoogd (of verlaagd) met nacalculaties voor verschillen tussen verwachte en gerealiseerde kosten van jaar t-2. Daarbovenop neemt de ACM al een voorschot voor verwachte nacalculaties op basis van inzichten uit t-1 op.

De 'gewone' nacalculatie is gebaseerd op bekende informatie. Die afwijkingen zijn voor afnemers ook al op t-1 bekend en kunnen dus in hun jaarlijkse budgettering worden meegenomen. Een besluit van de ACM om de nacalculatie alvast naar voren te halen met een voorschot doorkruist de business planning van (industriële) afnemers. De ACM introduceert daarmee onnodige onzekerheid die bovendien versterkt wordt omdat de ACM pas bij het tariefbesluit duidelijk maakt hoe groot dat voorschot is (25 tot 40% van de verwachte afwijking).

Het geven van een voorschot op de nacalculatie is bovendien voor netbeheerders niet nodig. Zij hebben immers de garantie dat ze de nagecalculeerde kasstroom alsnog krijgen, inclusief een vergoeding voor de vermogenskosten. Als de ACM de kapitaalkosten voor die korte vertraging goed verwerkt is een voorschot niet nodig.

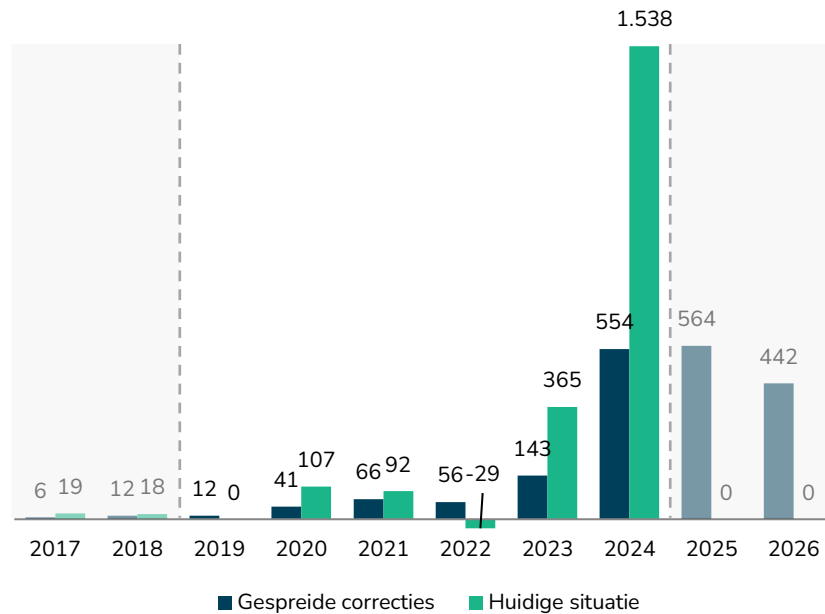
Schaf voorschotten op nacalculaties af om tariefschokken niet te versterken.

8.4.3 Nacalculeren heeft geleid tot grote tariefschokken

De ACM kan ook de correcties door nacalculaties zelf uitsmeren over meerdere jaren. Bijvoorbeeld door het verschil tussen de geschatte en gerealiseerde inkoopkosten van jaar t-2 te verdelen over drie jaren: jaar van het besluit t, jaar t+1 en jaar t+2. Omdat de correctie niet meer op enkel één jaar is gebaseerd fluctueren de tarieven minder als gevolg van schattingsfouten en onverwachte gebeurtenissen (Figuur 16). In 2024 waren de toegestane inkomsten van TenneT dan ongeveer €1 miljard lager geweest; in 2025 en 2026 €0,5 miljard hoger. De schok van de energieprijzen in 2022 was dan meer uitgesmeerd. Duitsland past een dergelijk systeem met een 'regulatory account' toe (Bundesnetzagentur, 2024). Alle afwijkingen in een reguleringsperiode worden verwerkt in de tarieven voor de volgende reguleringsperiode. Het is uiteraard wel zaak om dit transparant toe te passen, zodat partijen weten welke correcties de komende jaren worden verwacht. In Duitsland wordt het 'regulatory account' daarom ook ingezet vanwege transparantie.

Smeer nacalculaties uit over de drie volgende jaren om tariefschokken te vermijden.

Vergelijking van correctie op inkoop van energie en vermogen voor de systeem- en transporttaak [miljoenen euro's]



Figuur 16. Spreiden van correcties leidt tot stabielere tarieven. De gearceerde perioden bevatten minder dan drie jaren van input. Let op: het voorschot op de correctie in tariefbesluit 2025 zoals toegekend in tariefbesluit 2024 is niet opgenomen in de gespreide correcties omdat deze volgens de manier van spreiden in jaar 2025 zou vallen. Bron: analyse SiRM o.b.v. tariefbesluiten 2017-2024.

9 Conclusies en aanbevelingen

Een majeure wijziging van de reguleringsmethode is volgens ons onwenselijk. Andere methodes, toegepast in andere landen, kennen ook problemen die de balans tussen de doelen van de ACM - betaalbaarheid, toegankelijkheid en duurzaamheid - verstoren. We vonden dan ook geen ideaal voorbeeld in het buitenland. Juist de continuïteit van wet- en regelgeving en de jurisprudentie van het Nederlandse systeem worden gewaardeerd door kredietbeoordelaars, en netbeheerders hebben voldoende toegang tot kapitaal. Wij achten aanscherping en een assertievere inzet van de huidige instrumenten om netbeheerders aan te zetten tot efficiëntie door de ACM echter wel noodzakelijk. Daarvoor geven we adviezen aan de ACM. Voor sommige aspecten bevelen we ook beleidsaanpassing door EZ/KGG aan, omdat regulering niet alles kan oplossen, waaronder de verdeling van de kosten voor het net op zee.

Een majeure wijziging van de reguleringsmethode is volgens ons onwenselijk. De regulering heeft wel enkele aanpassingen om de doelen van de ACM - betaalbaarheid, toegankelijkheid, duurzaamheid – te behalen. Dat betreft vooral aanscherpen en assertievere inzetten van de huidige instrumenten van de ACM. Daarvoor geven we adviezen, gebaseerd op onze conclusies over de huidige inzet van die instrumenten.

Regulering is niet de kernoorzaak van de huidige en verwachte problemen op het elektriciteitsnet, er is geen duidelijk alternatief, het huidige systeem is ‘tried and tested’ en daardoor voorspelbaar, en bovendien goed gewaardeerd door kredietbeoordelaars wat leidt tot lagere kapitaalkosten.

- Het niet halen van het benodigde volume en tempo aan investeringen in het elektriciteitsnet ligt ook aan de schaarste aan menskracht en materialen, traagheid van vergunningsprocessen en beleidsonzekerheid. Andere regulering lost het ‘maakbaarheidsgat’ niet volledig op.
- Ook in het buitenland is geen wondermiddel gevonden om de problemen op de elektriciteitsnetten op te lossen. Nederland kent bovendien al een deel van de flexibiliteit van de vaak als voorbeeld genoemde RIIO-methode in het VK. Denk aan het opnemen van niet-reguliere investeringen gedurende een reguleringsperiode en correcties voor regionale verschillen. Experts wijzen bovendien op nadelen van de RIIO-methode zoals de rolvermenging van toezichthouder en netbeheerder bij investeringsbeslissingen en relatief hoge kosten van het toezicht. De Bundesnetzagentur lijkt voor het Duitse systeem voor enkele aspecten juist op te schuiven richting de Nederlandse aanpak, zoals de kapitaal-lastenvergoeding met een WACC en benchmarken van een groter deel van de kosten van TSO's.

- Aanpassingen naar aanleiding van uitspraken van het CBb maken de aanpak robuust en stabiel; er is veel jurisprudentie waarop teruggesproken kan worden. Met grote wijzigingen wordt dit evenwicht verstoord. Na een majeure wijziging duurt het jaren voordat een nieuwe methode weer goed is ingebed in jurisprudentie. Dat leidt weer tot minder investeringszekerheid voor netbeheerders en/of gebruikers.
- Kredietbeoordelaars beoordelen het Nederlandse regeringssysteem positief, mede vanwege de consistente aanpak gedurende zeven reguleringsperiodes en het publieke eigendom van de netten. Netbeheerders kunnen dan ook voldoende financiering aantrekken voor de investeringen.

Hieronder lichten we de bevindingen die onze conclusie ondersteunen toe per hoofdstuk.

Investeringsplannen

Netbeheerders moeten iedere twee jaar een systematisch onderbouwd investeringsplan opstellen. In alle drie rondes (2020, 2022 en 2024) vond de ACM die plannen niet transparant genoeg, vooral de navolgbaarheid van investeringsbeslissingen was onvoldoende. Juist in deze periode met grote investeringen, ook door gebruikers, is het belangrijk dat de ACM de netbeheerders eraan houdt om de vereiste verbeteringen tijdig door te voeren, en daar niet twee jaar mee te wachten. We adviseren de ACM daarom om toe te zien op het naleven van de vereiste verbeteringen van de investeringsplannen, waaronder navolgbaarheid en tijdig opleveren van investeringen.

De rol van EZ/KGG is vooral procesmatig in plaats van regienemend. EZ/KGG laat de investeringsplannen van TenneT toetsen met de nadruk op het totstandkomingsproces. De ACM meldde in 2020, 2022 en 2024 dat de tekorten aan netcapaciteit niet tijdig kunnen worden weggewerkt. De beleidsreactie van EZ/KGG daarop betrof vooral prioritering van investeringen uit het Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat (MIEK) en aanlanding van het net op zee. EZ/KGG zet haar wettelijke bevoegdheden om een netbeheerder een aanwijzing tot investeren te geven nog niet in. We raden EZ/KGG aan om meer regie te nemen en op hoofdlijnen aan te geven hoe EZ/KGG om wil gaan met haar aanwijsbevoegdheid om te investeren, hoe netbeheerders worden gehouden aan tijdige oplevering van de investeringen en wat de rol van de ACM daarbij is. Dat geeft helderheid bij netbeheerders en -gebruikers over de verwachte investeringen. Om rolvermenging van toezicht en regulering door de overheid en uitvoering door de netbeheerders te voorkomen, moet de rol van EZ/KGG en/of de ACM op hoofdlijnen blijven.

Kapitaallastenvergoeding

Netbeheerders weten voldoende financiering aan te trekken. Met de huidige reguleringsmethode wordt de WACC goed vastgesteld. De huidige methode om de WACC te bepalen is ook breed geaccepteerd, een belangrijke reden om eraan vast te houden. In de praktijk zien we dat de huidige methode voor het vergoeden van de kapitaalkosten werkt. Verandering daarvan is dus niet nodig, er wordt immers voldoende financiering aangetrokken. Om de huidige tariefstijging te dempen en elektrificatie bij huidige gebruikers niet onnodig te belemmeren raden we aan de reële WACC te gebruiken.

Wij schatten in dat de kostenvoet van eigen vermogen van Nederlandse netbeheerders lager is dan vergelijkingsgroep met buitenlandse netbeheerders vanwege lager bedrijfsrisico. Dit komt onder andere door de focus op gereguleerd netbeheer en weinig volumerisico in een stabiele reguleringsomgeving. De ACM hoeft daarom voor de Nederlandse netbeheerders geen hogere β (de parameter voor het bedrijfsrisico) vast te stellen dan de vergelijkingsgroep.

Hiernaast is het aantrekken van vreemd vermogen geen probleem voor netbeheerders, mede door kredietbeoordelaars' positieve blik op Nederlandse regulering van de elektriciteitsnetten. Ook het publiek eigenaarschap en de eisen aan financiële ratio's van netbeheerders spelen daarbij een positieve rol.

Publieke aandeelhouders van RNB's nemen sinds kort hun verantwoordelijkheid door eigen vermogen van netbeheerders aan te vullen. De afgelopen twee jaar deden ze dit met €1,5 miljard voor de RNB's. Dit was mede nodig omdat lang is vastgehouden aan maximale dividenduitkering op basis van hun eigen dividendbeleid dat stamt uit een periode zonder hoge investeringen. We stellen voor dat ACM beoordeelt of het dividendbeleid van de netbeheerders voldoet aan het besluit financieel beheer netbeheerder en overige wet- en regelgeving (waaronder de plicht om voldoende te investeren), en dat ACM die beoordeling publiceert.

Bij één RNB is de Staat als medeaandehouder ingestapt, en voor andere RNB's gebeurt dat de komende jaren hoogstwaarschijnlijk. Dit draagt bij aan hun hoge kredietwaardigheid. De Staat heeft bij TenneT naast €1,2 miljard eigen vermogen ook voor €25 miljard aan vreemd vermogen verstrekt. We raden EZ/KGG het ministerie van Financiën aan te sporen tijdig eigen vermogen te (blijven) verschaffen zoals afgesproken in Afsprakenkader Kapitaalbehoefte Regionale Netbeheerders en de Nota Deelnemingenbeleid Rijksoverheid.

Landelijk hoogspanningsnet

Voor TenneT werkt de ACM met omzetregulering waarbij de toegestane inkomsten niet afhangen van de hoeveelheid getransporteerde elektriciteit. De verwerking van reguliere investeringen kan verbeterd worden:

- De methode voor verwerking reguliere investeringen in toegestane inkomsten ontmoedigt kortetermijnoplossingen door TenneT. Over investeringen met een levensduur van minder dan tien jaar calculeert de ACM namelijk niet na. Dergelijke investeringen zijn wellicht juist wel nodig om tijdelijke problemen op te lossen, of te investeren in optimalisatiesystemen en -software. We stellen voor dat de ACM deze kosten nacalculeert en vervolgens meeneemt in toekomstige benchmarks om efficiëntie te borgen, en dit punt meeweegt in beslissingen over de duur van de reguleringsperiode.
- Voor reguliere investeringen wordt de verwachte groei in investeringen onterecht niet meegenomen waardoor de bijbehorende kosten niet zijn opgenomen in de toegestane inkomsten. Dit is op te lossen door rekening te houden met de verwachte groei in investeringen. Logischerwijs sluit die verwachting aan bij de scenario's voor de investeringsplannen om over- of onderschatten te voorkomen.

Toevoegen van niet-reguliere investeringen aan GAW gedurende een reguleringsperiode geeft benodigde flexibiliteit in timing. Deze bestaande praktijk is bovendien goed wettelijk geborgd.

Door (dreiging van) benchmarking, wordt TenneT gestimuleerd om efficiënt te werken. Outputregulering met benchmarks is krachtig en bovendien geborgd in jurisprudentie. Het CBB heeft herhaaldelijk duidelijk gemaakt dat een benchmarkmethode op zichzelf een geschikte methode is om de mate van efficiëntie van TenneT te bepalen. Maar dan moet de ACM dat wel zorgvuldig en transparant doen, zoals in eerdere reguleringsperiodes ook is gebeurd. Het alternatief, inputregulering, zou leiden tot ongewenste rolvermenging tussen de ACM en netbeheerders. We raden dan ook aan om vast te houden aan outputregulering met benchmarks en deze zorgvuldig en herleidbaar toe te passen zodat ze bij een rechter standhouden.

De werking van prikkels voor inkoop energie en vermogen door TenneT is onduidelijk en niet te beoordelen. De ACM calculeert deze kosten voor de transporttaak voor 75% na totdat het verschil tussen verwachting en realisatie 20% bedraagt. Over het meerdere wordt 100% nagecalculeerd. De werking van deze prikkel is niet transparant en het effect ervan is niet geëvalueerd. Wij raden dan ook aan om dit wel te onderzoeken en te verbeteren. Daarbij dient rekening gehouden te worden met de verschillende taken waarvoor wordt ingekocht (netverliezen, blindvermogen en congestie). Daarnaast verwachten wij dat de prikkel onderscheid maakt naar volume en prijs. Voor prijs ligt een mechanisme op basis van het verschil tussen gerealiseerde en marktuitskomsten voor de hand. Er zijn nu gegevens weggelakt in de besluiten zonder duidelijke motivatie waarom dat gedaan is. We raden aan om transparant te zijn, tenzij dat niet kan vanwege goed gemotiveerde objectief vastgestelde bedrijfsvertrouwelijkheid. We raden af om FOCS te gebruiken vanwege de complexiteit en verschuiving van huidige hogere of lagere kosten naar de toekomst.

Regionale netten

Maatstafconcurrentie draagt bij aan een goed investeringsklimaat voor de RNB's, zeker met gecoördineerde scenario's voor de investeringsplannen. Daarnaast hebben alle RNB's met forse groei te maken, en vergroot een goedgekeurd investeringsplan ook de investeringszekerheid. De ACM zou resterende onzekerheid voor RNB's zoveel mogelijk moeten verminderen, bijvoorbeeld met eisen voor aanvragen van netcapaciteit door ontwikkelaars van woningbouw, bedrijventerreinen, of industrie. Ook het beleid van EZ/KGG en andere ministeries beïnvloedt de onzekerheid.

Vertraging tussen uitgaven en inkomsten is een inherent onderdeel van maatstafconcurrentie. Bij stabiele en betrouwbare regulering is dat geen probleem; de netbeheerders krijgen hun kosten vergoed. Houd dus vast aan de huidige regulering.

De maatstafconcurrentie houdt al rekening met verschillen in decentrale invoeding tussen werkgebieden van netbeheerders. Daarmee worden kostenverschillen waarschijnlijk grotendeels gecompenseerd. We raden aan te onderzoeken of dat daadwerkelijk ook zo is.

Eventuele regionale verschillen dempen proactieve investeringen, al is de vraag hoe groot die verschillen daadwerkelijk zijn. Heel Nederland gaat door de energietransitie, maar een groot cluster van energie-intensieve industrie kan verschil maken tussen netbeheerders. We raden aan de mate van regionale verschillen, de onzekerheid daarover en de impact daarvan op proactieve investeringen nader te onderzoeken. Mogelijk leidt dat tot nieuwe objectieveerbare regionale verschillen.

Een belangrijk voordeel van maatstafconcurrentie is de relatieve eenvoud vergeleken met andere manieren van benchmarken. We raden dan ook aan om eraan vast te houden.

Innovatie

Zowel TenneT als de RNB's innoveren. Daartoe is er volgens netbeheerders ook een prikkel voor zover het innovatie betreft om de kosten te verlagen of die ten behoeve is van meetbare output. Voor innovatie met maatschappelijke opbrengsten, maar geen opbrengsten voor de netbeheerder, ontbreekt een expliciete prikkel. We adviseren om nader te onderzoeken of een dergelijke prikkel nodig is. Hiernaast adviseren we om een rapportage over plannen, uitgaven, doelen en resultaten van innovatie op te nemen in de investeringsplannen. In enkele internationale vergelijkingen scoren Nederlandse netbeheerders overigens goed op het gebied van innovatie.

Vaststellen tarieven

De ACM verdeelt de toegestane inkomsten over verschillende gebruikers van het elektriciteitsnet op basis van de Tarievcodem. EZ/KGG kan bepalen dat een deel van de kosten op een andere manier wordt vergoed.

Er worden forse tariefstijgingen verwacht, mede door hoge investeringen in net op zee. Dat leidt tot hoge kosten voor de Nederlandse gebruikers van elektriciteit, terwijl deze investeringen in het net waarschijnlijk (gedeeltelijke) worden gebruikt voor export van elektriciteit. Die hoge tarieven drijven een vicieuze cirkel die waarschijnlijk leidt tot minder investeringen in elektrificatie en een ongunstiger vestigingsklimaat voor industrie in Nederland. Lagere nettatarieven voor gebruikers kunnen die vicieuze cirkel (deels) doorbreken. Mogelijkheden daarvoor zijn bijvoorbeeld een tarief voor producenten, betalen investeringen uit andere middelen (zoals de SDE+ subsidie voor Fase 1 wind op zee), of het in rekening brengen van kosten voor geëxporteerde elektriciteit uit wind op zee. We raden EZ/KGG aan te zoeken naar andere bekostiging voor de investeringen in het net op zee en andere specifieke netdelen die hoge kosten met zich meebrengen en waarvan de baten deels in het buitenland vallen.

Vooralsnog betalen de elektriciteitsproducenten niet voor het gebruik van het elektriciteitsnet. De argumenten daarvoor van twintig jaar geleden zijn waarschijnlijk niet meer allemaal geldig en verdienen heroverweging. Een tarief voor decentrale invoeders en voor producenten van wind op zee, legt kosten neer bij de veroorzakers daarvan. Zonder tarief voor decentrale invoeders, betalen gebruikers in gebieden met veel decentrale invoeding voor de kosten daarvan. We adviseren EZ/KGG om de omvang van dit aspect te onderzoeken en hierop eventueel beleid te maken.

Jaarlijks worden bedragen opgenomen in de toegestane inkomsten om na te calculeren voor verschillen tussen schattingen en realisaties. Dat leidt tot tariefschokken. De werkelijke kosten voor inkoop energie en vermogen zouden bekend moeten zijn, maar worden weggelakt. We stellen dat de ACM eventuele bedrijfsvertrouwelijkheid zorgvuldig moet motiveren. De voorschotten op nacalculaties versterken de tariefschok, zijn niet nodig en dienen daarom te worden afgeschaft. We stellen voor dat de ACM de nacalculaties uitsmeert over drie jaren om schokken te dempen.

Bibliografie

- ACER. (2024, juni 3). *Inter-TSO Compensation monitoring*. Opgehaald van ACER: <https://www.acer.europa.eu/electricity/infrastructure/inter-tso-compensation-monitoring>
- ACM. (2016, september 2). *Methodebesluit transporttaken TenneT 2017-2021*.
- ACM. (2019, november 28). *Bijdrage ACM aan hoorzitting Tweede Kamer over netcapaciteit*. Opgehaald van Website van ACM: <https://www.acm.nl/nl/publicaties/bijdrage-acm-aan-hoorzitting-tweede-kamer-over-netcapaciteit>
- ACM. (2019, januari 24). *Gewijzigd methodebesluit transporttaken TenneT 2017-2021*.
- ACM. (2019, april 3). *Strategie ACM*. Opgehaald van website van ACM: https://www.acm.nl/sites/default/files/documents/acm-strategie-2019-04-03_0.pdf
- ACM. (2020, september 23). *Brief aan de minister over investeringsplannen netbeheerders 2020*. ACM/UIT/541557.
- ACM. (2022, maart 25). *Brief aan de minister over melding van onderinvesteringen*. ACM/UIT/573258.
- ACM. (2022, september 12). *Brief aan de minister over toetsing investeringsplannen naar aanleiding van bindende gedragslijn*. ACM/UIT/581935.
- ACM. (2023, december 14). (Gewijzigd) *Methodebesluit transporttaken TenneT 2022-2026*.
- ACM. (2023, mei 24). *ACM: in 2024 geen volumekorting meer voor grootverbruikers van elektriciteit*. Opgehaald van website van ACM: <https://www.acm.nl/nl/publicaties/acm-2024-geen-volumekorting-meer-voor-grootverbruikers-van-elektriciteit>
- ACM. (2023, oktober 2). *Consultatie toekomstige reguleringsmethode netbeheerders*.
- ACM. (2023, december 21). *Gewijzigd methodebesluit netbeheerder van het net op zee 2022-2026*.
- ACM. (2023, november 30). *Inkomstenbesluit TenneT 2024 net op zee*. Opgehaald van <https://www.acm.nl/nl/publicaties/inkomstenbesluit-tennet-2024-net-op-zee>
- ACM. (2024, mei 1). *Gewijzigde x-factor berekening RNB-E 2022-2026.xlsx*.
- ACM. (2024, maart 13). *Ontwerpbesluit Alternatieve transportrechten*.
- ACM. (2024, april 18). *Ontwerpbesluit Tijdsgebonden transporttarieven hoogspanningsnet*.
- ACM. (2024, april 5). *Rapportage ACM toets investeringsplannen en melding onderinvesteringen*. ACM/UIT/618481.
- Algemene Rekenkamer. (2018, september 27). *Focus op kosten windenergie op zee*.

- Alliander. (2024, juni 27). *Financieel beleid Alliander*. Opgehaald van Alliander:
<https://www.alliander.com/nl/investor-relations/fin-beleid/>
- Biancardi, A. D. (2021, september 9). A framework to evaluate how European Transmission System Operators approach innovation. *Energy Policy*.
- Brattle. (2021, april 7). The WACC for the Dutch Electricity TSO and Electricity and Gas DSO's.
- Brunekreeft, G. (2023, juni 16). Improving regulatory incentives for electricity grid .
- Bundesnetzagentur. (2024). *Key elements paper - Networks. Efficient. Secure. Transforming*.
- Bundesnetzagentur. (2021, oktober 20). BK4-21-055 Beschlusskammer 4. *Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen für Elektrizitätsnetzbetreiber (4. Regulierungsperiode)*.
- Bundesnetzagentur. (2023, december). Eckpunktepapier - Festlegung zur sachgerechten Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energie.
- Bundesnetzagentur. (2024, juli 24). Eckpunktepapier zur Fortentwicklung der Industrienetzentgelte im Elektrizitätsbereich.
- Bundesnetzagentur. (2024, juni 3). *The main tools of incentive regulation in Germany*. Opgehaald van Bundesnetzagentur:
<https://www.bundesnetzagentur.de/EN/Areas/Energy/GeneralInformationRegulation/IncentiveRegulation/Tools/start.html>
- BVGAssociates. (2019, januari). Guide to an offshore wind farm.
- CBb. (2012, februari 22). Uitspraak. *ECLI:NL:CBB:2012:BV6476*.
- CBb. (2018, juli 24). Uitspraak. *ECLI:NL:CBB:2018:347*.
- CBb. (2023, juli 4). Uitspraak beroep methodebesluit Net op Zee. *ECLI:NL:CBB:2023:318*.
- CBb. (2023, juli 4). Uitspraak beroep Methodebesluit voor de regionale netbeheerders elektriciteit 2022-2026. *ECLI:NL:CBB:2023:321*.
- CBb. (2023, juli 4). Uitspraak CBb Beroep Methodebesluit TenneT 2022-2026. *ECLI:NL:CBB:2023:319*.
- CBb. (2023, 7 4). *Uitspraak CBb Beroep Methodebesluit TenneT 2022-2026*.
- CBS. (2023, oktober 12). *Hernieuwbare energie in Nederland 2022 - Windenergie*. Opgehaald van website van CBS: <https://www.cbs.nl/nl-nl/longread/rapportages/2023/hernieuwbare-energie-in-nederland-2022/4-windenergie>
- CBS. (2024, juli 26). *Elektriciteitsbalans; aanbod en verbruik*. Opgehaald van StatLine:
<https://opendata.cbs.nl/#/CBS/nl/dataset/84575NED/table?dl=A5A63>
- CE Delft. (2020). *Elektrificatie en Vraagprofiel - Rapport experttraject TenneT E-Top*. Delft: CE Delft.

- CEER. (2019, juli 17). PROJECT CEER-TCB18, Pan European cost-efficiency benchmark for electricity transmission system operators.
- CEER. (2023, januari 19). Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2022.
- CERRE. (2024, maart 26). Towards a More Dynamic Regulation for Energy Networks.
- D-Cision en Ecorys. (2019, mei 23). Verkenning naar de mogelijkheden van flexibilisering van nettarieven. Zwolle/Rotterdam.
- De Boer, R. (2024, juni 7). Droomland - Het Nederlandse energie- en klimaatbeleid en wat ervan terecht kwam.
- de Nederlandse Staat, Alliander, Enexis, Stedin. (2022, november 28). Afsprakenkader Kapitaalbehoefte Regionale Netwerkbedrijven.
- De Paola, A., Andreadou, N., & Kotsakis, E. (2023). *Clean Energy Technology Observatory: Smart Grids in the European Union - 2023 Status Report on Technology, Development, Trends, Value Chains and Markets*. Luxemburg: Publications Office of the European Union.
- Dijkstra, P., Haan, M., & Mulder, M. (2013, september 27). Samenspanning bij maatstafconcurrentie. *ESB*, pp. 590-593.
- DNV. (2020, december 16). Doelmatigheidsbeoordeling op de niet-reguliere uitbreidingsinvestering van TenneT COBRACable.
- DNV. (2021, maart 24). Doelmatigheidsbeoordeling op de niet-reguliere uitbreidingsinvestering van TenneT Borssele grid.
- DNV. (2023, april 7). Study on the Regulation of Electricity & Gas System Operators.
- DNV. (2024, februari 20). Maakbaarheidsgat Nederlandse elektriciteitsnet per 2030.
- DTe. (2004, mei 4). Besluit op-nul-stelling Landelijk Uniform Producenten transporttarief (LUP).
- E-Bridge. (2024). *Electricity cost assessment for large industry in the Netherlands, Belgium, Germany and France*.
- Economic Insight. (2022, november 30). RIIO-ED2 Final Determinations - Initial Review. Opgehaald van <https://www.economic-insight.com/wp-content/uploads/2023/03/Review-of-RIIO-ED2-Final-Determinations-30-11-22-STC.pdf>
- Ecorys. (2022, februari 28). Toets investeringsplannen TenneT en GTS.
- Ecorys. (2024, maart 21). Toetsing investeringsplannen TenneT en GTS.
- Ember. (2024, maart 13). Putting the mission in transmission: Grids for Europe's energy transition.
- Energieia. (2024, juli 1). *Regionale netbeheerders halen €1,5 mrd op met obligaties*. Opgehaald van Energieia: <https://energieia.nl/regionale-netbeheerders-halen-e15-mrd-op-met-obligaties/>
- Enexis. (2020). *Jaarverslag Enexis Holding*.

- Enexis. (2023). *Algemene Vergadering van Aandeelhouders Enexis*.
- Enexis Holding. (2024, maart 7). Annual Results 2023 Enexis Holding BV. *Investor presentation*.
- ENTSO-E. (2024, juni 2). Transparency platform.
- Eurelectric. (2023, september). Power System of the Future - Keys to delivering capacity on the distribution grid.
- Eurelectric. (2024). *Wired for tomorrow - Unleashing the power of digitalisation in grids*.
Opgehaald van Website van Eurelectric.
- Europese Commissie - DG Energie. (2019, maart). Do current regulatory frameworks in the EU support innovation and security of supply in electricity and gas infrastructure? Country report - the Netherlands. *Publications Office of the European Union*.
- Europese Commissie. (2016, augustus 26). Verordening (EU) 2016/1447.
- EZK. (2008, juli 26). Besluit financieel beheer netbeheerder.
- EZK. (2021, juni 9). Kabinetsreactie onderzoek TNO naar Energie-infrastructuren.
- EZK. (2022, juni 10). *Aanvullende routekaart windenergie op zee 2030 van Ministerie van Klimaat en Energie*.
- EZK. (2022, juli 13). Brief aan Tweede Kamer, "Financiering regionale netwerkbedrijven". *DGKE-DE/22183922*.
- EZK. (2022, mei 17). Publicatie van toetsing investeringsplannen landelijke netbeheerders en reactie op toetsing door de ACM. *DGKE-E / 22131936*.
- EZK. (2024, juni 27). *Voortgang en procedure Delta Rhine Corridor*.
- EZK. (2024, mei 21). Toets Investeringsplannen netbeheerders elektriciteit en gas. *DGKE-E / 54141178*.
- EZK. (2024, januari 12). *Webpublicatie lening Staat aan TenneT*. Opgehaald van <https://www.rijksoverheid.nl/actueel/nieuws/2024/01/12/kabinet-stelt-een-lening-van-%E2%82%AC25-miljard-ter-beschikking-aan-staatsdeelneming-tennet>
- Financiën. (2016, juli 12). Kamerbrief betreffende kapitaaluitbreiding TenneT.
- Financiën. (2021, maart 30). IBO financiering energietransitie: Beleidsmatige keuzes in kosten, prikkels en verdeling.
- Financiën. (2022, juli 1). Nota Deelnemingenbeleid Rijksoverheid 2022.
- Financiën. (2024). Voorjaarsnota. *Par. 4.3*.
- Frontier Economics. (2023, oktober 12). Benchmarking techniques and practices for electricity and natural gas network operators.

- Helm, D. (2023, september 26). *The cost of capital, the regulatory asset base and risk*. Opgehaald van <https://dieterhelm.co.uk/regulation-utilities-infrastructure/the-cost-of-capital-the-regulatory-asset-base-and-risk/>
- Helm, D. (2024). *Energy network regulation failures and net zero*. Opgehaald van Dieter Helm: dieterhelm.co.uk
- Könings, M. (2024, februari 27). Studio Energie (vanaf 26 minuten). (R. d. Boer, Interviewer)
- KPMG. (2020, augustus 20). Procesmatige toetsing investeringsplannen TenneT, GTS.
- Ministerie van Economische Zaken, Landbouw en Innovatie. (2011, juni 10). Energierapport 2011.
- Montfoort, v. F., Dijkstra, P., & Mulder, M. (2024, maart 4). The impact of energy transition on distribution network costs and effectiveness of yardstick competition: an empirical analysis for the Netherlands. *J. of Regulatory Economics*, pp. 85-107.
- Moody's. (2023, mei 8). Credit Opinion TenneT Holding BV.
- Moody's. (2024, april 25). Credit Opinion Alliander.
- National Grid. (2023). National Grid Losses Strategy - RIIO2-ED2.
- NationalGridESO. (2022, juli). Pathway to 2030 - A holistic network design to support offshore wind deployment for net zero.
- Netbeheer Nederland. (2020, juni 22). Tussen Innoveren en Tariefreguleren.
- Netbeheer Nederland. (2023, september 26). *Netbeheerders investeren vanaf 2025 jaarlijks €8mld in energie-infrastructuur*. Opgehaald van website van Netbeheer Nederland: <https://www.netbeheernederland.nl/artikelen/nieuws/netbeheerders-investeren-vanaf-2025-jaarlijks-eu8mld-energie-infrastructuur#:~:text=Om%20dit%20mogelijk%20te%20maken,voorzien%20voor%20het%20Nederlandse%20energiesysteem.>
- Netbeheer Nederland. (2023, februari 20). Scenario's investeringsplannen 2024.
- Netbeheer Nederland. (2024, juni 4). Opgehaald van <https://capaciteitskaart.netbeheernederland.nl/>
- Netbeheer Nederland. (2024, februari 21). *Wachlijsten nemen toe*. Opgehaald van Netbeheer Nederland: <https://www.netbeheernederland.nl/artikelen/nieuws/wachlijsten-nemen-toe>
- Netztransparenz. (2024, juni 26). *Offshore-Netzumlage*. Opgehaald van <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/Sonstige-Umlagen/Offshore-Netzumlage>
- NMa. (2010, september 13). Methodebesluit algemene transporttaken TenneT (2011-2013).
- Ofgem. (2022, november 30). RIIO-ED2 Final Determinations Core Methodology.

- Ofgem. (2023, november 13). CMP376: Inclusion of Queue Management process within the CUSC.
- Ofgem. (2024). *RII03 Sector specific methodology consultation*.
- Provincie Noord-Holland. (2023). *Programmabegroting*.
- PwC. (2021, april). De energietransitie en de financiële impact voor netbeheerders.
- PwC. (2024, mei 3). Speelveldtoets.
- Reuters. (2023, september 21). *Europe's power industry warns ageing grids risk green goals*.
Opgehaald van <https://www.reuters.com/world/europe/europes-power-industry-warns-ageing-grids-risk-green-goals-2023-09-20/>
- RVO. (2024, juli 10). *Delta Rhine Corridor*. Opgehaald van website van RVO:
<https://www.rvo.nl/onderwerpen/bureau-energieprojecten/lopende-projecten/drc>
- RVO. (2024, juli 13). *Subsidieregeling Indirecte kostencompensatie ETS (IKC-ETS)*. Opgehaald van Rijksdienst voor Ondernemend Nederland: <https://www.rvo.nl/subsidies-financiering/ikc-ets>
- S&P. (2022, februari 14). S&P Ratings Direct.
- S&P. (2023, juli 6). Credit Rating TenneT Holding BV.
- S&P. (2024, februari 8). Stedin/Alliander/Enexis. *Ratings Direct*.
- SiRM. (2015, januari 23). Transitiekosten van stelselwijzigingen in de zorg.
- SiRM. (2021, december 8). Reëel blijven.
- Stedin. (2023). *Aandeelhouderscommissie Stedin*.
- Stedin Groep. (2022). Jaarverslag 2021.
- Swiss Economics. (2019, april 4). Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber Strom der dritten Regulierungsperiode (EVS3).
- TenneT. (2023, november 10). *Zienswijze TenneT consultatie REG2027*. Opgehaald van website van ACM: <https://www.acm.nl/nl/publicaties/reacties-van-geinteresseerden-op-het-consultatiedocument-over-de-reguleringsmethode>
- TenneT. (2024, mei). *German regulation*. Opgehaald van <https://www.tennet.eu/markets/regulation/german-regulation>
- TenneT. (2024). *Investeringsplan Net op land 2024-2033*.
- TenneT. (2024, april 17). *Investeringsplan Net op Zee 2024-2033*.
- TenneT. (2024, mei 14). Monitor leveringszekerheid.
- TenneT. (2024, januari 1). *Ontwerp investeringsplan net op land 2024 - 2033*.

TenneT. (2024, juli 4). TenneT Tienjaarstariefprognose (2025-2035).

Bijlage 1. Betrokkenen onderzoek

Stuurgroep

Dit onderzoek is begeleid door een VEMW-stuurgroep. De volgende betrokkenen namen deel aan de stuurgroep.

Betrokkene	Organisatie
Hans Grünfeld	VEMW
Ivonne Servin Balderas	VEMW
Jacques van de Worp	VEMW
Matthieu van den Beld	VEMW
Peter Hoving	Nobian
Pepijn Pronk	Tata Steel
Robert Haffner	Air Liquide

Interviews

Tijdens ons onderzoek hebben we verschillende experts op het gebied van regulering van elektriciteitsnetwerken geïnterviewd. Hiernaast hebben we een interview gehouden met Peter Hoving, Pepijn Pronk en Robert Haffner uit de stuurgroep.

Expert	Organisatie
Bert Willems	Tilburg University
Machiel Mulder	Rijksuniversiteit Groningen
Mathieu Fransen	ACER
Michael Pollitt	Cambridge Judge Business School
Paul Giesbertz	TrinSights

Bijlage 2. Aanbevelingen aan de ACM en EZ/KGG

De ACM

In onderstaand overzicht geven we de aanbevelingen aan de ACM per hoofdstuk van het rapport aan.

Tabel 5. Overzicht van de aanbevelingen aan de ACM die we doen in het rapport.

Hoofdstuk	Aanbeveling
3 – Investeringsplannen	Houd netbeheerders aan de vereiste verbeteringen van de investeringsplannen, waaronder navolgbaarheid en timing van investeringen.
4 – Kapitaallastenvergoeding	Houd vast aan de huidige methode voor het bepalen van de kapitaallasten.
	Bepaal voor de Nederlandse netbeheerders geen hogere β dan de vergelijkingsgroep.
	Beoordeel en publiceer of het dividendbeleid van netbeheerders strookt met de bepalingen van het besluit financieel beheer netbeheerders.
	Ga terug naar reële WACC om huidige tariefstijging te dempen en elektrificatie bij huidige gebruikers niet onnodig te belemmeren.
5 – Beheren van landelijk hoogspanningsnet	Straf korte termijn investeringen in het (E)HS-net niet meer af, maar calculeer deze kosten na en neem ze mee in toekomstige benchmarks om efficiëntie te borgen en betrek dit voordeel bij de vaststelling van de duur van de reguleringsperiode.
	Neem groei mee bij het schatten van verwachte reguliere investeringen in het landelijk hoogspanningsnet; baseer die groei op de scenario's voor de investeringsplannen.
	Houd vast aan outputregulering met benchmarks en pas benchmarks zorgvuldig en herleidbaar toe zodat ze bij een rechter standhouden.
	Verbeter werking en effectiviteit van prikkels voor inkoop van energie, rekening houdend met de verschillende taken; netverliezen, blindvermogen en congestie.
	Scheid de prikkel voor inkoop energie en vermogen naar volume en prijs en werk met een prikkel op verschil tussen gerealiseerde en marktuitkomsten.

	<p>Wees transparant over de kosten van en vergoeding voor de inkoop van energie en vermogen, tenzij dat niet kan vanwege goed gemotiveerde bedrijfsvertrouwelijkheid.</p>
	<p>Zet niet in op FOCS vanwege de complexiteit en verschuiving van huidige hogere of lagere kosten naar de toekomst.</p>
6 – Beheren van regionale netten	<p>Neem zoveel mogelijk onzekerheid voor RNB's weg over toekomstig gebruik van hun net.</p>
	<p>Houd vast aan huidige regulering die rekening houdt met uitgestelde terugverdientijd van RNB's.</p>
	<p>Onderzoek of kostenverschillen door decentrale invoeding voldoende worden meegenomen in de maatstafconcurrentie.</p>
	<p>Onderzoek impact regionale verschillen (en onzekerheid daarover) op proactieve investeringen.</p>
	<p>Houd vast aan maatstafconcurrentie voor RNB's met correctie tussen netbeheerders voor regionale verschillen.</p>
7 – Beheren van innovatie	<p>Onderzoek expliciete stimulans voor innovatie met maatschappelijke baten die betaald wordt uit operationele kosten, maar geen directe baten voor netbeheerders oplevert.</p>
	<p>Maak uitgaven aan innovatie, en de doelen en resultaten daarvan onderdeel van de investeringsplannen.</p>
8 – Vaststellen van tarieven	<p>Heroverweeg besluit om LUP op nul te stellen.</p>
	<p>Geef meer transparantie over volume en prijseffecten van na te calculeren posten.</p>
	<p>Schaf voorschotten op nacalculaties af om tariefschokken niet te versterken.</p>
	<p>Smeer nacalculaties uit over de drie volgende jaren om tariefschokken te vermijden.</p>

EZ/KGG

In onderstaand overzicht geven we de aanbevelingen aan EZ/KGG per hoofdstuk van het rapport aan.

Tabel 6. Overzicht van de aanbevelingen die we doen aan EZ/KGG in het rapport.

Hoofdstuk	Aanbeveling
3 – Investeringsplannen	We raden EZ/KGG aan om meer regie te nemen en op hoofdlijnen aan te geven hoe EZ/KGG om wil gaan met haar aanwijsbevoegdheid om te investeren, hoe netbeheerders worden gehouden aan tijdige oplevering van de investeringen en wat de rol van de ACM daarbij is.
4 – Kapitaallastenvergoeding	We raden EZ/KGG en het ministerie van Financiën aan om tijdig eigen vermogen te verschaffen zoals afgesproken in Afsprakenkader Kapitaalbehoefte Regionale Netbeheerders en de Nota Deelnemingenbeleid Rijksoverheid.
8 – Vaststellen van tarieven	We raden EZ/KGG aan om naar andere bekostiging te zoeken voor de investeringen in het net op zee en andere specifieke netdelen zoals DC-verbindingen die vooral nodig zijn voor buitenlandse verbruikers.
	We adviseren EZ/KGG om de omvang van de lasten van decentrale invoeding te onderzoeken en hierop beleid te maken.