



# > De timing van nettarieven

De kosten van opschaling van het  
elektriciteitsnetwerk verdelen over de tijd?

Januari 2025

**SiRM.** Strategies  
in Regulated  
Markets

# Colofon

## **Auteurs**

Robert Hensgens, Jan-Peter Heida

## **Copyright**

Delen van dit rapport mogen gereproduceerd worden met de volgende bronvermelding: SiRM, De timing van nettarieven, januari 2025.

[www.sirmenergy.nl](http://www.sirmenergy.nl)

## **Over deze notitie**

Deze notitie is geschreven door SiRM op eigen initiatief (niet in opdracht). Met dit stuk willen de auteurs een bijdrage leveren aan het maatschappelijk debat over de bekostiging van het elektriciteitsnet.

## **Foto voorblad**

Arnoud Lievense

ANP

# Managementsamenvatting

Het elektriciteitsnet wordt de komende jaren ingrijpend verbouwd. Er zijn forse investeringen nodig om: 1) het net aan te passen aan de veranderende opwek- en afnamepatronen en 2) op te schalen met het oog op de verwachte stijging van de elektriciteitsvraag. Deze investeringen leiden tot sterk oplopende nettarieven: deze stijgen naar verwachting jaarlijks met 4-8%, wat leidt tot een verdubbeling tot verdrievoudiging van de tarieven richting 2040. Tariefstijging heeft een negatief effect op de business case voor investeringen in elektrificatie, batterijopslag of elektrolyse, en op grote industriële elektriciteitsgebruikers, die vaak toch al relatief hoge nettarieven betalen ten opzichte van het buitenland.

In deze discussienotitie betogen wij dat het welvaartsverhogend is om de tariefstijging als gevolg van *opschalings*investeringen tijdelijk te dempen. De reden is dat een te snelle tariefstijging kan leiden tot vraaguitval in de vorm van vertraagde elektrificatie. Zo'n situatie doet zich voor als tariefstijgingen vooruitlopen op de verwachte vraagontwikkeling. Zonder aanvullend beleid is er een reëel risico dat zo'n mismatch in tempo zich momenteel voordoet: de nettarieven bereiken na een golf van opschalingsinvesteringen in ongeveer één decennium hun piek, terwijl elektrificatie zich naar verwachting in minimaal twee tot drie decennia voltrekt.

Wij pleiten er dan ook voor om opschalingsinvesteringen te verdelen over de tijd en pas later via nettarieven te bekostigen. Dat kan via een systeem van amortisatie en gegarandeerde leningen. In zo'n systeem zijn de nettarieven in de eerste periodes lager dan de werkelijke kosten. In latere periodes, met een grotere transportvraag en een lager risico op vraaguitval, worden de toegestane tariefinkomsten verhoogd tot boven de werkelijke kosten. Netbeheerders mogen het verschil tussen kosten en tarieven boeken op een zogeheten amortisatierekening. De geboekte amortisatie wordt in de eerste periodes gefinancierd via door het Rijk verstrekte en gegarandeerde leningen, die in latere periodes worden terugbetaald.

Het door ons voorgestelde systeem verhoogt de schuldenlast voor netbeheerders en leidt mogelijk tot verhoogde financieringslasten. Als het systeem goed wordt vormgegeven is de welvaartswinst echter groter dan eventuele verhoogde financieringskosten. Leningen en garanties vragen ook om financiering vanuit het Rijk, wat de staatsschuld tijdelijk verhoogt. Niettemin vraagt deze constructie minder publiek geld dan subsidies: als de transitie naar een elektrische toekomst slaagt hoeft de garantie niet aangesproken te worden en blijft de rekening bij de netwerkgebruiker.

Herverdelen over de tijd past in een breed beleidspakket gericht op het beheersen van stijgende netwerkkosten. Het is consistent met gelijktijdige versterking van de prikkels voor kostenbewust netgedrag, zoals via contractflexibilisering, tariefdifferentiatie over de tijd en meer op kosten gebaseerde aansluitbijdragen. Herverdelen over de tijd heeft ook een positief neveneffect op andere beleidsdoelen, zoals de Nederlandse industrie in staat stellen te verduurzamen. Wij adviseren ACM en het Ministerie van Klimaat en Groene Groei daarom om nader te verkennen hoe een systeem voor herverdeling over de tijd op basis van amortisatie vormgegeven kan worden.

# Inhoud

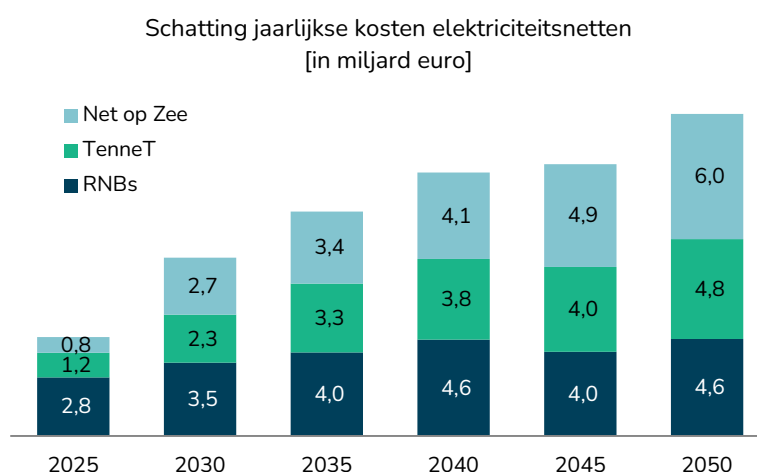
<b>Managementsamenvatting</b>	<b>2</b>
<b>1 De nettarieven stijgen sterk door investeringen</b>	<b>4</b>
1.1 Aanpassing en opschaling van het elektriciteitsnet is nodig om het net toekomstbestendig te maken	4
1.2 De investeringen leiden tot sterk stijgende tarieven, met negatief effect op afnemers en elektrificatie	5
1.3 De vraag is of het wenselijk is netwerkkosten meer te verdelen over de tijd	6
<b>2 Hervredelen over de tijd helpt vraaguitval voorkomen</b>	<b>8</b>
2.1 Er is een mismatch tussen de verwachte ontwikkeling van elektriciteitsvraag en de investeringen in het net	8
2.2 De mismatch kan leiden tot vraaguitval en daarmee een vicieuze cirkel	9
<b>3 Amortisatie is een efficiënte manier om te hervredelen</b>	<b>12</b>
3.1 Amortisatie met garantstelling op volumes kan een efficiënte manier zijn om te vereffenen	13
3.2 Vertraagd afschrijven is minder flexibel, kent staartrisico's en vergroot financieringsbehoefte	15
3.3 Subsidie uit algemene middelen verlegt de rekening van netgebruiker naar belastingbetaler	16
<b>4 Gedeeltelijk hervredelen verdient overweging</b>	<b>18</b>
4.1 Onze analyse suggereert dat hervredelen over de tijd welvaart verhoogt	18
4.2 In de uitwerking o.a. rekening houden met inherente kostenstijging als gevolg van aanpassingsinvesteringen	19
4.3 Gedeeltelijke hervredeling over de tijd past in een breder pakket gericht op het beheersen van netkosten	20
<b>Appendix 1. Methodologische verantwoording modellering</b>	<b>21</b>
<b>Appendix 2. Keuze voor reële WACC</b>	<b>23</b>

# I De nettarieven stijgen sterk door investeringen

Het elektriciteitsnet moet worden 1) aangepast aan veranderende opwek- en afnamepatronen en 2) opgeschaald met het oog op een stijgende elektriciteitsvraag in de toekomst. Door deze aanpassings- en opschalingsinvesteringen stijgen de nettarieven sterk, met zo'n 4-8% per jaar. De vraag is of het wenselijk is netwerkkosten meer te verdelen over de tijd.

## 1.1 Aanpassing en opschaling van het elektriciteitsnet is nodig om het net toekomstbestendig te maken

Het elektriciteitsnetwerk is de spil in een grote verbouwing van ons energiesysteem. De komende jaren investeren netbeheerders vele tientallen miljarden om het elektriciteitsnet te versterken en uit te breiden. Netbeheerder TenneT investeert het komende decennium naar verwachting bijna €7 miljard per jaar in het hoogspanningsnet en het net op zee. De regionale netbeheerders investeren nog eens €3 tot 4 miljard per jaar in de distributienetten. De totale investeringen in het elektriciteitsnet tot 2040 kunnen oplopen tot richting €220 miljard.<sup>1</sup> De totale jaarlijkse kosten voor het elektriciteitsnet stijgen daardoor van ongeveer €5 miljard nu naar meer dan €15 miljard vanaf 2040, grotendeels door investeringen in het net op zee (zie Figuur 1).





Figuur 1. Schatting van ontwikkeling voor transportkosten voor elektriciteit (exclusief inkoop energie en vermogen). Met reële WACC, investeringen uit IP2024 gevolgd door instandhoudingsinvesteringen, GAW, operationele kosten uit x-factorbesluiten ACM. Zie Bijlage A voor gebruikte parameters en methode.

<sup>1</sup> PwC (2024) *Financiële Impact Energietransitie voor Netbeheerders ("FIEN+")*

Deze investeringen zijn nodig omdat het energiesysteem verandert. Het duurzaam opwekvermogen, zoals elektriciteit uit wind- en zonne-energie, groeit sterk. Op zee wordt een bijna geheel nieuw elektriciteitsnet aangelegd om de opgewekte elektriciteit van windmolens op zee te ontsluiten. Daarnaast zijn de investeringen nodig om de elektrificatie van de vraag naar energie te faciliteren. Elektrificatie vindt naar verwachting bijvoorbeeld plaats in elektrisch vervoer, in de industrie en voor verwarming van de gebouwde omgeving.

De investeringen in het elektriciteitsnet kunnen conceptueel in twee categorieën worden verdeeld. Enerzijds gaat het om aanpassingsinvesteringen, waarmee het huidige elektriciteitsnet wordt aangepast aan een wereld met meer variabele, intermitterende en decentrale opwek. Daarin is voor dezelfde hoeveelheid elektriciteit meer opwek- en netcapaciteit nodig. Het gevolg hiervan is een stijging van de netkosten per kWh verbruik. Anderzijds gaat het om opschalingsinvesteringen, waarmee toekomstige volumestijgingen als gevolg van elektrificatie worden gefaciliteerd. Deze investeringen leiden tot een stijging van de totale netwerkkosten, maar niet per se van de netwerkkosten per getransporteerde kWh. Figuur 2 vat het onderscheid tussen aanpassing en opschaling samen.

	Opschaling 	Aanpassing 
Driver	Elektrificatie van de energievoorziening (bijvoorbeeld. warmtevraag, industriële elektrificatie, et cetera.). Er is meer netcapaciteit nodig om stijgende hoeveelheid elektriciteit te transporteren	Meer intermitterend opwekvermogen (wind, zon, et cetera). Er is meer, en op andere plekken, netcapaciteit nodig om veranderende opwek- en afnameprofielen te faciliteren.
Impact op de netkosten	Totale netkosten stijgen, maar netkosten per gebruikte kWh blijven gelijk doordat volume stijgt.	Netkosten per gebruikte kWh stijgen, waardoor totale netkosten stijgen.

Figuur 2. Uitbreiding- versus aanpassingsinvesteringen in het netwerk.

## 1.2 De investeringen leiden tot sterk stijgende tarieven, met negatief effect op afnemers en elektrificatie

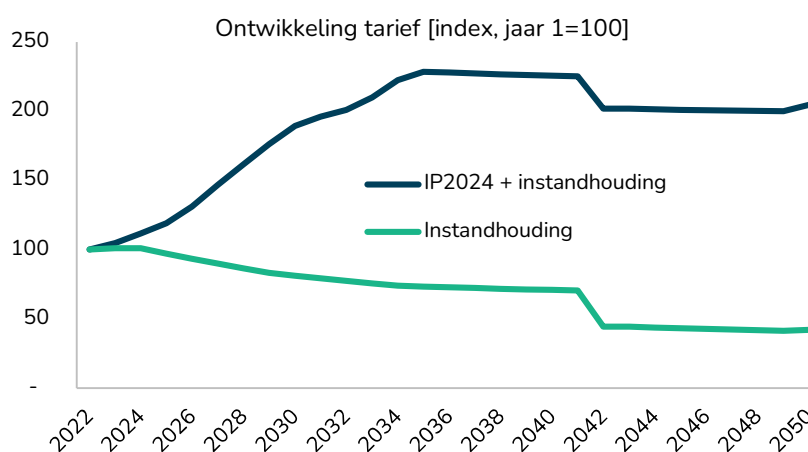
De investeringen leiden tot een sterke stijging van de gereguleerde tarieven voor gebruik van het netwerk. Door investeringen neemt de gereguleerde activawaarde van het netwerk, hierna 'GAW' toe. Dat leidt op twee manieren tot hogere tarieven: er wordt jaarlijks afgeschreven op de GAW en de netbeheerders mogen een redelijk rendement maken op hun geïnvesteerd vermogen.

Verschillende schattingen - van de ACM en van netbeheerders zelf - laten zien dat rekening gehouden moet worden met een jaarlijkse, reële tariefstijging van 4-8%, afhankelijk van de gebruikersgroep.<sup>2</sup> Dat betekent dat de tarieven die afnemers betalen voor transportkosten – ceteris paribus - in 2040 twee tot drie keer zo hoog kunnen zijn als op dit moment. Voor kleinverbruikers, die nu gemiddeld zo'n €400 per jaar aan netbeheerkosten betalen, zou dat neerkomen op een stijging tot €800.

<sup>2</sup> Zie ACM (2024) *Ontwikkeling netkosten tot 2050 en de kostenverdeling over groepen gebruikers*; TenneT (2024) *Tienjaarstariefprognose (2025-2034)*; PwC (2024) *Financiële Impact Energietransitie voor Netbeheerders ("FIEN+")*.

Voor de grootste elektriciteitsverbruikers komt daarbij dat de totale kosten voor gebruik van het netwerk de afgelopen twee jaar al bijna verdriedubbeld zijn, onder andere als gevolg van het afschaffen van de volumecorrectieregeling (VCR) en de indirecte kosten compensatie (IKC). De netwerkkosten voor deze groep zijn daarmee in Nederland aanzienlijk hoger dan in omliggende landen.<sup>3</sup> Hier komt de tariefstijging als gevolg van toenemende investeringen nog bovenop. Daarbij zijn er wel verschillen in impact tussen typen afnemers. De verschillen kunnen toenemen als gevolg van meer differentiatie in de tariefstructuren – bijvoorbeeld door toenemend gebruik van flexibele contracten en tijdgebonden tarifiering.

Wij hebben op basis van ons model van de nettarieven de impact van de geplande investeringsgolf op de gereguleerde tarieven inzichtelijk gemaakt – zie Figuur 3. De resultaten in deze figuur, en andere figuren met modelresultaten hierna, zijn gebaseerd op het hoogspanningsnet op land – de regionale netten en het net op zee zijn niet meegenomen. Op basis van ons model komen wij tot een jaarlijkse reële tariefstijging van bijna 7% over de periode 2024-2034, voor het hoogspanningsnet op land (exclusief de kosten voor inkoop van energie- en vermogen).



Figuur 3. Investerings leiden de komende tien jaar tot ruime verdubbeling van de reële gereguleerde transporttarieven. Gebaseerd op kosten voor het (E)HS-net (excl. inkoop energie en vermogen) als gevolg van investeringen tussen 2024 en 2034 volgens Investeringsplan TenneT 2024, gevolgd door instandhouding en scenario 'Klimaatambitie' voor groei elektriciteitsverbruik, vergeleken met enkel instandhouding.

### 1.3 De vraag is of het wenselijk is netwerkkosten meer te verdelen over de tijd

Tegen de achtergrond van de beschreven toenemende investeringen en stijgende tarieven, loopt momenteel een interdepartementaal beleidsonderzoek (IBO) naar de bekostiging van elektriciteitsnetinfrastructuur.<sup>4</sup> Het IBO onderzoekt onder andere op welke wijze investeringen in infrastructuur het beste kunnen worden bekostigd en verdeeld.

<sup>3</sup> Zie bijvoorbeeld Aurora (2024) *Grid fee outlook for the Netherlands 2045*; E-Bridge (2024) *Electricity cost assessment for large industry in the Netherlands, Belgium, Germany and France* en PwC (2024) *Speelveldtoets 2024 – effecten van de aanscherping van het energie- en klimaatbeleid op de industrie*

<sup>4</sup> Zie Interdepartementaal beleidsonderzoek *Bekostiging elektriciteitsinfrastructuur, taakomschrijving te vinden via <https://www.rijksfinancien.nl/voorjaarsnota/2024/2744947>*

Het lopende IBO vormt de directe aanleiding voor de analyse in dit stuk. De vraag die wij ons stellen is of, en zo ja in hoeverre, het wenselijk is om de verwachte investeringen in het elektriciteitsnet, meer dan in de huidige methodologie van lineaire afschrijving, toe te rekenen aan afnemers in de verdere toekomst. Met andere woorden: in hoeverre is het maatschappelijk wenselijk om netwerkkosten meer te verdelen over de tijd en wat is daar een goede methode voor?



## 2 Herverdelen over de tijd helpt vraaguitval voorkomen

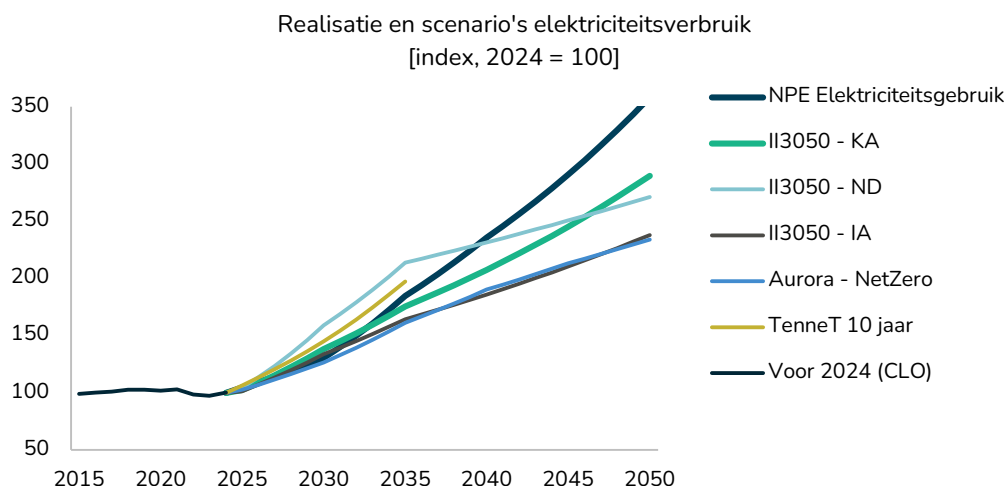
Er is een mismatch in tempo tussen de verwachte ontwikkeling van elektriciteitsvraag (in twee tot drie decennia) en de stijging van de nettarieven als gevolg van een investeringsgolf (in één decennium). Daardoor dreigen de totale kosten van de netten te ver vooruit te lopen op de toekomstige vraag. Zonder vereffening kan dat leiden tot vertraging van elektrificatie en zelfs tot een vicieuze cirkel van minder vraag en hogere tarieven.

### 2.1 Er is een mismatch tussen de verwachte ontwikkeling van elektriciteitsvraag en de investeringen in het net

Opschaling is een belangrijke reden voor de investeringen in het netwerk. De verwachting is dat het net in de toekomst veel meer elektriciteit transporteert. Figuur 4 laat de historische ontwikkeling van het Nederlands elektriciteitsgebruik zien en de ontwikkeling die naar verwachting nodig is om de klimaatdoelen te halen. Ten opzichte van nu wordt een verdubbeling tot verdrievoudiging van het elektriciteitsgebruik verwacht in 2050. De huidige investeringen in de elektriciteitsnetwerken zijn voor een belangrijk deel bedoeld om het transport van dergelijke volumes mogelijk te maken.

Er zit daarbij een mismatch tussen het moment dat opschalingsinvesteringen in de tarieven tot uitdrukking komen (namelijk constante afschrijvingen over gemiddeld ruim dertig jaar vanaf het moment van investering) en het moment dat de gebruikers van die investeringen er vooral van profiteren (namelijk steeds grotere volumes in de latere jaren). De huidige gebruikers betalen dus voor een netwerk dat gedimensioneerd is op een veel hoger gebruik in de toekomst.

De investeringsplannen van netbeheerders gaan ervan uit dat de additionele (finale) vraag naar elektriciteit de komende vijftientig tot dertig jaar, min of meer lineair ontstaat. De investeringen daarentegen worden al eerder gedaan – het grootste deel daarvan de komende tien jaar. Hier wordt duidelijk dat er een verschil is in timing en tempo tussen investeringen en de ontwikkeling van de vraag. Dit verschil in timing wordt nog groter als wordt gekeken naar de daadwerkelijke ontwikkelingen in de elektriciteitsvraag (die tot nog toe licht daalt in plaats van stijgt) en de voorspellingen voor de komende jaren (in de meest recente Klimaat- en energieverkenning) die veel lager liggen dan de verwachte volumes waar de netbeheerders zich op baseren (II3050).

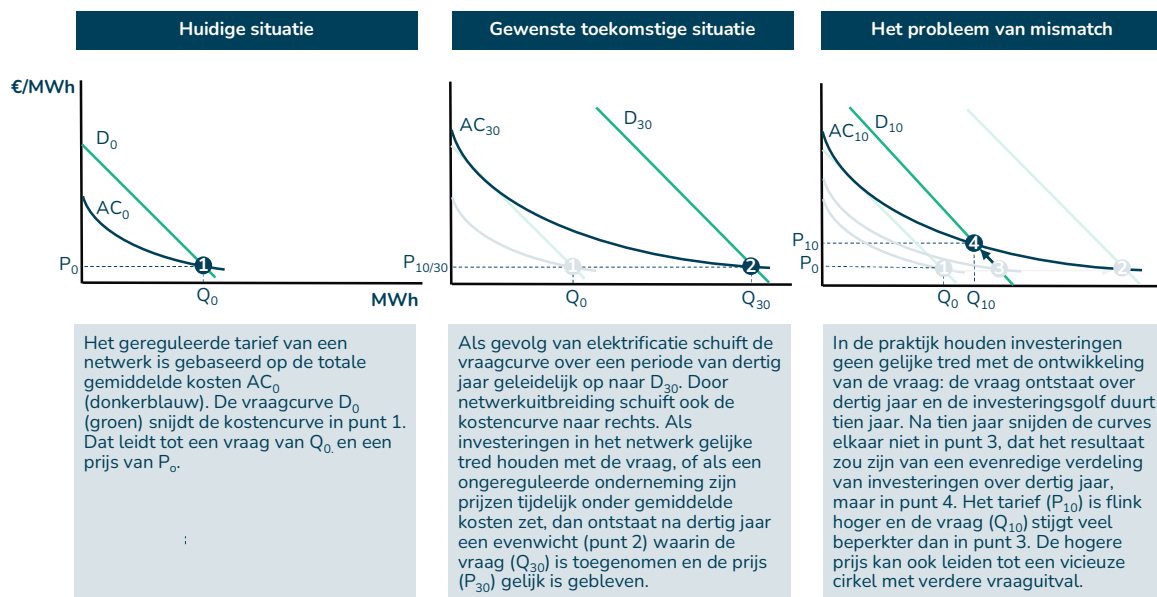


Figuur 4. Verwachte ontwikkeling elektriciteitsgebruik in Nederland loopt sterk uiteen volgens verschillende bronnen en scenario's. Gebruikte bronnen: NPE (2023) *Nationaal Plan Energiesysteem*; Netbeheer Nederland (2023) *Het energiesysteem van de toekomst: de II3050-scenario's (KA/ND/IA na 2035 doorgetrokken o.b.v. DEC/NAT/EUR/INT-scenario's)*; Aurora (2024) *Grid fee outlook for the Netherlands 2024 (NetZero)*; TenneT (2024) *Tienjaarstariefprognose (2025-2034)*; PBL (2024) *KEV-Klimaat en Energieverkenning; Compendium voor de Leefomgeving Aanbod en verbruik van elektriciteit, 1990-2023*.

## 2.2 De mismatch kan leiden tot vraaguitval en daarmee een vicieuze cirkel

Vanuit maatschappelijk perspectief is de mismatch – waarbij de vraag geleidelijk stijgt, terwijl investeringen meteen tot hogere tarieven leiden – een probleem. De reden is dat een te snelle stijging van de kosten kan leiden tot vraagreductie. Daarmee kan zelfs een vicieuze cirkel ontstaan, waarin hogere nettatarieven leiden tot lagere vraag wat via minder volume weer leidt tot hogere tarieven, et cetera.

In Figuur 5 leggen we dit principe uit. De kern daarvan is dat de nettatarieven als gevolg van een investeringsgolf in een beperkte periode – aangenomen is tien jaar – toenemen tot een niveau dat is gedimensioneerd op sterk toegenomen vraag. Die tariefstijging loopt echter vooruit op de ontwikkeling van de vraag, waardoor vraaguitval ontstaat. Het uiteindelijke gevolg is dat het maatschappelijke wenselijke evenwicht tussen vraag en aanbod – waarin veel vraag wordt gecombineerd met lage tarieven – niet wordt bereikt en het systeem blijft hangen in een situatie van lage vraag met hoge tarieven.



Figuur 5. Effect van gereguleerde tarieven op verwachte volumegroei zonder herverdeling over de tijd.

Het risico op vraaguitval is mede het gevolg van de regulering van de netbeheerders. Een ongereguleerde onderneming houdt in zijn prijsstelling rekening met de impact van de prijs op het gevraagde volume. Als de onderneming een geleidelijke stijging van de vraag verwacht (bijvoorbeeld door meer vragers of een hogere betalingsbereidheid) zou deze de prijs geleidelijk opvoeren. Bij te snelle verhoging van de prijzen riskeert de onderneming vraaguitval en daarmee een daling van de winst.

Een gereguleerde netbeheerder heeft met de huidige regulering echter niet de vrijheid om deze tariefstrategie te volgen: de tarieven zijn immers gereguleerd op basis van de totale historische kosten en huidig volume. Tenzij anders is bepaald (zoals versnelde afschrijving bij het aardgasnet), worden de volledige kosten lineair afgeschreven. Er is voor netbeheerders binnen dit systeem in principe geen ruimte voor een meer geleidelijke aanpassing over de tijd. Daardoor ontstaat het risico op vraaguitval.

Naast het feit dat de huidige regulering een meer geleidelijke tariefstijging in de weg staat, is er nog een probleem. De toekomstige vraag naar elektriciteitstransport is erg onzeker. Voor een groot deel is dat het gevolg van beleidsonzekerheid. De scenario's van de netbeheerders gaan uit van een sterke groei van elektriciteitsverbruik om de klimaatdoelen te halen, maar het (tijdig) halen van die beleidsdoelen is op zichzelf geen gegeven, en ook andere uitkomsten, zoals vertrek van energie-intensieve industrie in plaats van elektrificatie, zijn mogelijk. Het gevolg is dat, zelfs als netbeheerders de vrijheid hadden om tarieven meer geleidelijk te verhogen, zij dat op grond van bedrijfseconomische afweging vermoedelijk niet zouden doen als gevolg van onderliggende onzekerheid. Hier is een vorm van aanvullende zekerheid vanuit de overheid nodig.

Wij betogen dat een geleidelijke tariefstijging (herverdeling over de tijd) welvaartsverhogend is voor opschalingsinvesteringen, ofwel de investeringen die zijn bedoeld om toekomstige volumestijging te faciliteren. Deze redenering geldt niet voor aanpassingsinvesteringen. Het gevolg van opschalingsinvesteringen is dat de eenheidskosten voor het netwerk *tijdelijk* relatief





















hoog zijn is, waardoor herverdeling in de rede ligt. Bij aanpassingsinvesteringen is er geen sprake van dergelijke tijdelijkheid: de eenheidskosten worden simpelweg hoger. Het toerekenen van dergelijke kosten aan toekomstige gebruikers is een subsidie voor de huidige gebruikers ten koste van de toekomstige gebruikers.

Uiteraard spelen er ook andere, meer politieke of ethische, argumenten voor het wel of niet herverdelen over de tijd. Wij beperken ons in deze analyse tot de hierboven beschreven welvaartseffecten.

### 3 Amortisatie is een efficiënte manier om te herverdelen

Er zijn verschillende manieren om de stijging van de nettarieven te dempen, zoals via subsidies of uitgestelde afschrijvingen. Een systeem waarin het Rijk tijdelijk lagere tarieven financiert via gegarandeerde leningen is een efficiënte manier om te herverdelen. In zo'n systeem zijn de nettarieven in de eerste periodes lager dan de werkelijke kosten. In latere periodes, met een grotere transportvraag en een lager risico op vraaguitval, worden de toegestane tariefinkomsten verhoogd tot boven de werkelijke kosten. De ACM kan dit inpassen in de tariefregulering door een amortisatierekening te introduceren voor tijdelijke tariefverschillen.

In dit hoofdstuk bespreken we verschillende manieren om de tarieven in een initiële fase te dempen. Het gaat om: 1) een systematiek met amortisatie en garanties 2) vertraagde of uitgestelde afschrijvingen, en 3) verschillende varianten met rechtstreekse subsidie, waaronder 3a) tijdelijke jaarlijkse exploitatiesubsidie 3b) een eenmalige capex bijdrage, en 3c) rechtstreekse subsidie aan gebruikers. Figuur 6 vat de effecten per beleidsoptie samen.

	Prikkels voor kostenveroorzaking	Minimaliseren kosten belastingbetaler	Beheersen van volumerisico's	Financierbaarheid netbeheerder
<b>1. Amortisatierekening met garanties</b>	 Blijft binnen netwerk: van huidige gebruikers naar toekomstige gebruikers (en mogelijk toekomstige belastingbetaler)	 Staatschuld stijgt, hoge kosten bij aanspreken garantie	 Volumerisico's helder belegd, flexibiliteit om vereffeningsprofiel te wijzigen over tijd	 Meer leningen verhoogt de financieringskosten
<b>2. Vertraagde afschrijvingen</b>	 Blijft binnen netwerk: van huidige gebruikers naar toekomstige gebruikers	 Staatschuld stijgt mogelijk indirect (als Rijk eigen vermogen inbrengt), geen garanties	 Volumerisico's onbelegd, afschrijvingen bieden weinig flexibiliteit	 Grotere financieringsbehoefte door latere inkomsten, meer risico leidt tot hogere financieringskosten
<b>3a. Tijdelijke jaarlijkse subsidie</b>	 Verschuift van (huidige) netgebruiker naar belastingbetaler	 Hoge kosten door subsidiekarakter	 Flexibel, geen volumerisico's	 Geen negatieve impact
<b>3b. Eenmalige capex subsidie</b>	 Verschuift van (huidige) netgebruiker naar belastingbetaler	 Hoge kosten door subsidiekarakter en 'weglek' aan toekomstige gebruikers	 Eenmalig, daarna geen correcties meer mogelijk	 Mogelijk licht negatief effect door balansverkorting
<b>3c. Subsidie aan specifieke gebruikers</b>	 Verschuift van (huidige) netgebruiker naar belastingbetaler	 Hoge kosten door subsidiekarakter, maar gericht dus lager dan generiek	 Flexibel, geen volumerisico's	 Geen negatieve impact

Figuur 6. Vergelijking effecten van verschillend herverdelingsinstrumenten.

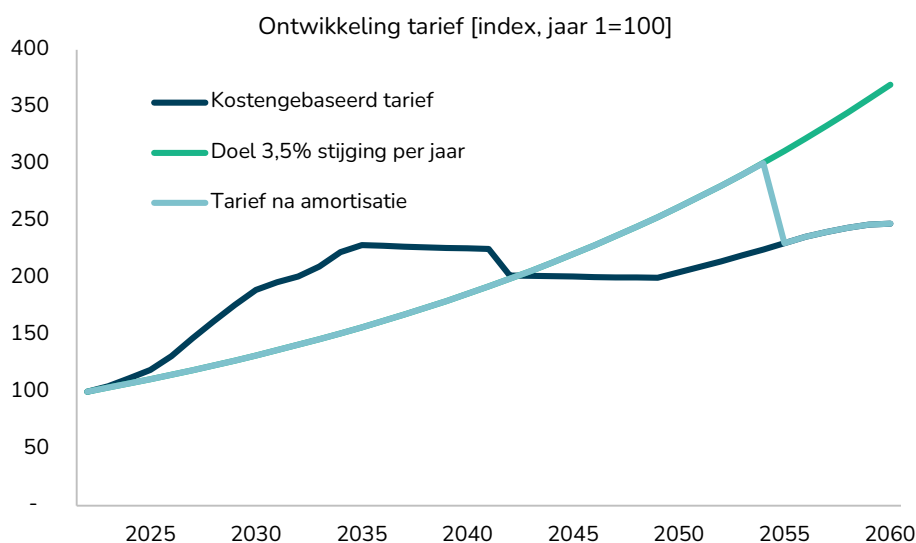
### 3.1 Amortisatie met garantstelling op volumes kan een efficiënte manier zijn om te vereffenen

Het instrument dat het meest zuiver aansluit bij de probleemanalyse, namelijk dat huidige gebruikers relatief veel betalen voor opschalingsinvesteringen, is om een deel van de investeringen te boeken op een amortisatierekening volgens een amortisatieprofiel. Via dat profiel worden dan de tarieven in de eerste jaren gedempt. In de latere jaren stijgen de tarieven juist sterker omdat een groter deel van de investeringen dan in rekening wordt gebracht. Een dergelijk systeem wordt ook in de praktijk gebracht in Duitsland, voor het hoofdtransportnetwerk voor waterstof.

Op hoofdlijnen werkt een amortisatiesysteem als volgt:

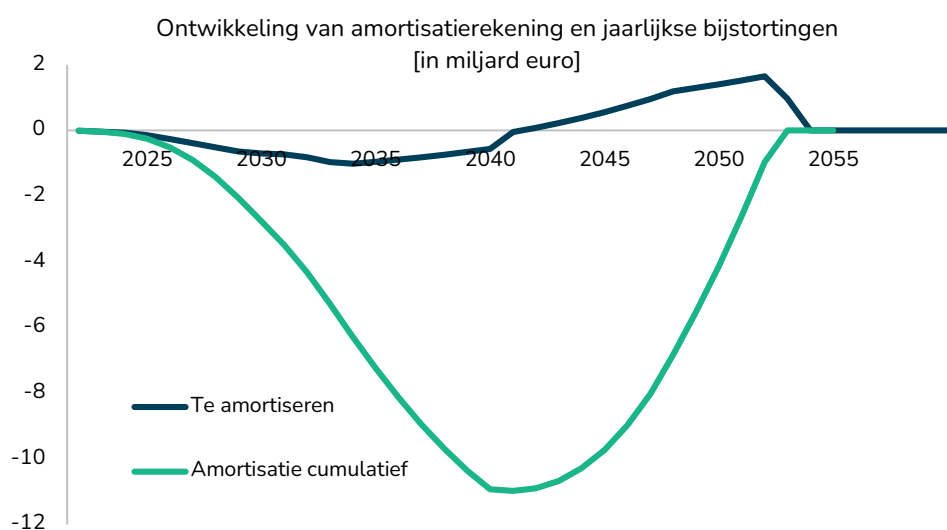
- De overheid (bijvoorbeeld toezichthouder ACM) bepaalt een amortisatieprofiel dat reflectief is voor de gemiddelde eenheidskosten over een hele periode, bijvoorbeeld vijftig jaar voor hoogspanningskabels op land en dertig jaar voor kabels op zee. In de eerste jaren van de periode ligt het tarief binnen een bepaalde bandbreedte onder de eenheidskosten, daarna erboven.
- Het verschil tussen jaarlijkse werkelijke eenheidskosten en het gehanteerde tarief wordt geboekt als amortisatie: in de eerste jaren een boeking, daarna een afboeking zodat het saldo op nul uitkomt. De netbeheerder ontvangt in de eerste jaren compensatie voor het tekort aan inkomsten uit tarieven en betaalt deze later terug. De compensatie krijgt de netbeheerder in de vorm van leningen vanuit de overheid. Daardoor stijgt de staatsschuld.
- De overheid geeft een (gedeeltelijke) 'volumegarantie'. Als de verwachte volumes niet materialiseren dan neemt overheid een eventuele negatieve amortisatiebalans over. Een dergelijke garantie is nodig omdat een netbeheerder anders grote risico's loopt. Bovendien zijn de risico's voor een belangrijk deel gedreven door beleidsonzekerheid, waardoor het voor de hand ligt dat de overheid die draagt.

Figuur 7 maakt de impact van een amortisatiesysteem zichtbaar. In dit voorbeeld is ervoor gekozen om de jaarlijkse tariefstijging te maximeren op 3,5% in plaats van de bijna 7% die het gevolg zou zijn zonder interventie. Het amortisatiesysteem vereffent de tarieven: in de eerste jaren zijn zij lager dan zonder een dergelijk systeem en in de latere jaren juist hoger. Dat komt beter overeen met het daadwerkelijke gebruiksprofiel, waarin het meeste gebruik in de latere jaren plaatsvindt. Het systeem realiseert een herverdeling tussen huidige en toekomstige gebruikers – precies wat op grond van de in sectie 2.2. beschreven theorie wenselijk is.



Figuur 7. Indicatieve impact investeringen op de gereguleerde tarieven zonder en met amortisatie met jaarlijkse tariefstijging van maximaal 3,5%, gebaseerd op kosten excl. inkoop energie en vermogen voor het (E)HS-net volgens Investeringsplan 2024 gevolgd door instandhouding en scenario 'Klimaatambitie' voor groei elektriciteitsverbruik.

In een amortisatiesysteem gaan netbeheerders meer schuld aan dan in een systeem zonder. De compensatiebetalingen, voor het verschil tussen het tarief en de geboekte amortisatie, moeten namelijk wel worden terugbetaald. Als de overheid de compensatiebetalingen verstrekt tegen aantrekkelijke condities, en met garanties voor scenario's waarin de volumes uiteindelijk tegenvallen, dan hoeft dat niet te leiden tot een sterke stijging van de financieringskosten. Zolang het systeem goed wordt vormgegeven, zouden de baten van herverdeling via amortisatie (geen vraaguitval) moeten opwegen tegen de kosten (eventuele stijging van de financieringslasten). Figuur 8 schetst de totale hoeveelheid schuld – bijna elf miljard euro - die nodig is om voor het (E)HS-net de tarieven te vereffenen volgens het profiel in de figuur hierboven.



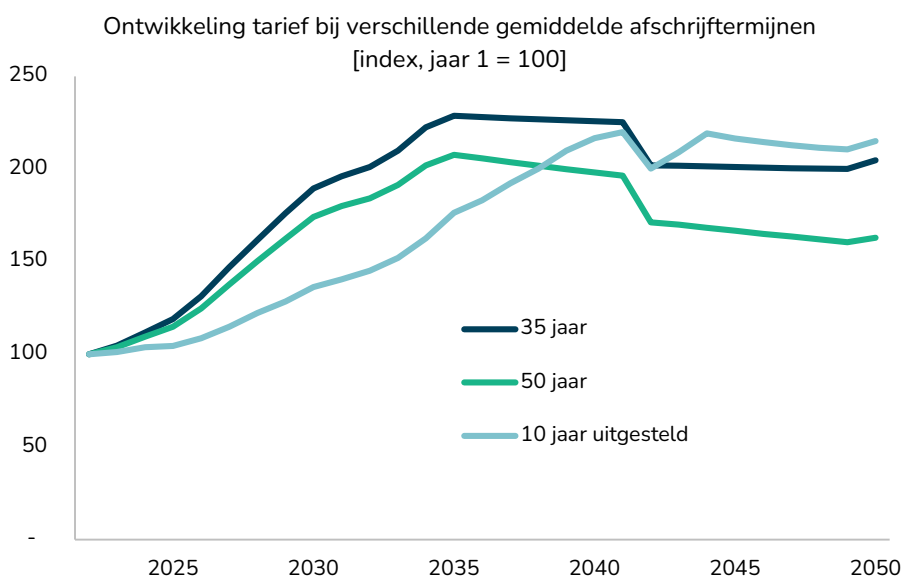
Figuur 8. De ontwikkeling van de amortisatierekening en daarmee de totale hoeveelheid schuld die nodig is om de tarieven te vereffenen, behorend bij de aannames van het amortisatieprofiel in Figuur 7.

Een voordeel van een amortisatiesysteem is dat het tussentijdse flexibiliteit biedt. Het amortisatieprofiel kan periodiek worden geëvalueerd en eventueel bijgesteld. Als volumes zich bijvoorbeeld boven verwachting ontwikkelen dan kan het profiel eerder afgezwakt worden.

### 3.2 Vertraagd afschrijven is minder flexibel, kent staartrisico's en vergroot financieringsbehoefte

Een alternatieve methode om te herverdelen over de tijd is om de afschrijvingstermijnen van de investeringen aan te passen. Te denken valt aan verlengde afschrijvingspatronen (bijvoorbeeld 10 jaar langer) of aan afschrijvingsprofielen die pas later starten of stapsgewijs oplopen.

Net als een amortisatiesysteem, hebben verlengde of vertraagde afschrijvingen een herverdelend effect tussen huidige en toekomstige gebruikers – in lijn met de theorie. Het herverdelend effect van *verlengde* afschrijvingen is daarbij beperkt. Figuur 8 geeft de tarieven bij afschrijvingsperiodes van 35 (de referentie) en 50 jaar. Ook bevat de figuur een variant waarin de afschrijvingen zijn uitgesteld, namelijk met 10 jaar (en daarna in 25 jaar afgeschreven). In theorie kan met uitgestelde afschrijvingen dezelfde mate van herverdeling worden gerealiseerd als met een amortisatiesystematiek.



Figuur 9. Indicatieve impact van afschrijvingstermijn op de gereguleerde tarieven gebaseerd op kosten voor het (E)HS-net met investeringen volgens Investeringsplan 2024 gevolgd door instandhouding en scenario 'Klimaatambitie' voor groei elektriciteitsverbruik.

Verlengde of uitgestelde afschrijvingen hebben vier nadelen ten opzichte van een op amortisatie gebaseerde systematiek.

- Een amortisatiesysteem is flexibeler: het profiel kan periodiek worden besproken en aangepast. Afschrijvingen liggen in principe voor de gehele afschrijvingsperiode vast.
- In een amortisatiesysteem met garanties is het helder hoe de risico's zijn verdeeld: als volumes over tijd niet materialiseren dan hoeft de netbeheerder (een deel van) de



compensatiebedragen niet terug te betalen aan de overheid. In een systeem met alleen vertraagde afschrijvingen is zo'n risicoverdelingssysteem nog niet ingebouwd. Het gebrek aan helderheid over de verdeling van de risico's kan leiden tot een verslechterde financierbaarheid en dus hogere financieringskosten.

- Substantiële wijzigingen in de afschrijvingsmethodiek kunnen de effectiviteit van tariefregulering schaden. De reguleringssystematiek is namelijk gebaseerd op een toegestaan redelijk rendement over een gereguleerde activawaarde. Door wijzigingen in de afschrijvingsmethodiek reflecteert de gereguleerde activawaarde niet meer goed het daadwerkelijke geïnvesteerde vermogen, waardoor de balans tussen risico en rendement wordt verstoord.
- Tot slot leidt amortisatie met garanties tot lager benodigd eigen vermogen voor netbeheerders dan vertraagde afschrijvingen. Onder een systeem van amortisatie ontvangt de netbeheerder in de eerste jaren van de overheid compensatiebetalingen in de vorm van gegarandeerde inkomsten. Bij vertraagde afschrijvingen zijn er in de eerste jaren minder inkomsten voor de netbeheerder, waardoor deze een grotere financieringsopgave heeft voor zijn investeringen. Dat is in een private omgeving wellicht geen probleem, maar netbeheerders zijn van publieke overheden afhankelijk om dan flink eigen vermogen bij te storten om investeringen te kunnen financieren.

### 3.3 Subsidie uit algemene middelen verlegt de rekening van netgebruiker naar belastingbetaler

Een derde alternatief om te herverdelen over de tijd is door rechtstreekse subsidies uit algemene middelen. Het verschil met voorgaande systemen is dat de herverdeling niet tussen huidige en toekomstige netgebruikers plaatsvindt, maar tussen huidige netgebruikers en de huidige belastingbetaler. Daarmee is subsidie weliswaar in potentie een effectief instrument om de tarieven voor huidige gebruikers te drukken en daarmee vraaguitval te voorkomen, maar niet om te herverdelen tussen huidige en toekomstige gebruikers.

Het nadeel van subsidies is dat het een minder efficiënt instrument is om vraaguitval te voorkomen dan amortisatie of vertraagde afschrijvingen. De andere twee systemen vertrouwen er namelijk op dat toekomstige netgebruikers een groter deel van de kosten kunnen dragen door volumegroei. Alleen als dat volume toch niet materialiseert zijn er alsnog subsidies nodig. In een amortisatiesysteem worden dan gegarandeerde leningen niet terugbetaald aan de overheid. Als volumes wel materialiseren is er geen subsidie nodig bij amortisatie of vertraagd afschrijven – daarmee realiseren zij het doel van het voorkomen van vraaguitval efficiënter (goedkoper) dan via subsidies.

Een subsidie uit algemene middelen om vraaguitval te voorkomen kan op een aantal manieren. Als de subsidie ten bate komt van alle gebruikers, dan zijn er twee logische manieren.

- Door in de eerste jaren de netbeheerders een jaarlijkse exploitatiesubsidie te geven. Op deze manier blijven de tarieven kunstmatig laag gedurende een aantal jaar om zo gelijke tred te houden met de vraagontwikkeling.

- Door eenmalige (capex) bijdragen te bieden voor investeringen. Daarmee worden de netkosten structureel gedrukt. Eenmalige investeringssubsidies kunnen, onder de huidige regulering, een negatief effect hebben op de kredietwaardigheid van de netbeheerder. De investeringssubsidie zal immers onder de reguleringsregels worden afgetrokken van de GAW, waardoor de netbeheerder minder rendement mag maken. De risico's voor de netbeheerder zijn echter niet wezenlijk afgenomen.

Een andere vorm van subsidie uit algemene middelen is een rechtstreekse subsidie die niet via de netbeheerder gaat maar ten bate komt aan een bepaalde doelgroep van netgebruikers. Hiervan profiteert dan alleen die specifieke groep, voor de andere netgebruikers blijven de kosten gelijk. In theorie is dit een goede vormgeving als vraaguitval vooral geconcentreerd is bij specifieke gebruikersgroepen met een hoge vraagelasticiteit, en er een expliciete wens is om die vraaguitval bij die gebruikersgroepen te voorkomen.

## 4 Gedeeltelijk herverdelen verdient overweging

Herverdelen over de tijd past in een breed beleidspakket gericht op het beheersen van netwerkkosten. Het is consistent met gelijktijdige versterking van de prikkels voor kostenbewust netgedrag, zoals via contractflexibilisering, tariefdifferentiatie over de tijd en meer op kosten gebaseerde aansluitbijdragen. Herverdelen over de tijd heeft ook een positief neveneffect op andere beleidsdoelen, zoals het verduurzamen van de industrie.

### 4.1 Onze analyse suggereert dat herverdelen over de tijd welvaart verhoogt

Onze analyse suggereert dat het positief uitpakt om de kosten voor aanpassing van het elektriciteitsnetwerk over de tijd te verdelen, omdat het de mismatch tussen investeringen en de vraag naar netcapaciteit wegneemt en daarmee vraaguitval voorkomt. Deze analyse is gebaseerd op een aantal impliciete of expliciete aannames.

De eerste aanname is dat de vraag naar netcapaciteit (enigszins) elastisch is. Wij hebben geen empirisch onderzoek uitgevoerd naar de elasticiteit van de vraag, maar het ligt in de rede te veronderstellen dat de lange termijn incrementele vraagelasticiteit aanzienlijk is. Voor veel elektrische toepassingen – zoals batterijen, elektrolyse, warmtepompen, warmteboilers, elektrische toepassingen in de industrie – bestaan alternatieven. Bovendien vormen de netkosten voor veel van deze toepassingen een aanzienlijk deel van de totale kosten. Een percentage van 10% tot 50% aan netkosten is geen uitzondering, afhankelijk van de technologie, type gebruiker en het geldende nettatarief.<sup>5</sup> Kortom: wij gaan ervan uit dat de vraag naar elektriciteitstransport over de lange termijn elastisch is.

De tweede aanname is dat er een mismatch is tussen de ontwikkeling van de vraag en de investeringen. Als het investeringstempo gelijke tred zou houden met de ontwikkeling van de vraag zou de door ons beschreven mismatch zich niet voordoen. Echter, er is wel degelijk reden om een verschil in tempo aan te nemen. De relevante rapporten gaan nu uit van ontwikkeling van de vraag in vijftientig tot dertig jaar (bijvoorbeeld I13050) en een investeringsgolf in ongeveer tien tot vijftien jaar (investeringsplannen netbeheerders). Mogelijk leiden deze uitgangspunten eerder tot een onderschatting van het probleem. In de praktijk is te zien dat de elektriciteitsvraag vooralsnog niet stijgt maar nog licht daalt. Bovendien volgt implementatie van nieuwe technologie meestal een S-curve in plaats van een lineaire ontwikkeling. Bij de investeringen

<sup>5</sup> Zie bijvoorbeeld voor elektrolyse TNO (2024) *Evaluation of the levelised cost of hydrogen based on proposed electrolyser projects in the Netherlands*; voor batterijen Kalavasta (2024) *The costs and benefits of batteries in the power system*, voor verschillende elektrische toepassingen PBL (2024) *Eindadvies basisbedragen SDE++ 2024*.

worden netbeheerders qua snelheid weliswaar begrenst door de beschikbaarheid van mensen en materiaal, maar is er druk om te versnellen vanwege de grote maatschappelijke urgentie van netcongestie. Het gevolg is dat de mismatch juist groter wordt (onder de aanname dat de hoeveelheid elektriciteit in 2050 niet wijzigt).

Tot slot is het niet zeker dat de verwachte vraag naar capaciteit op het elektriciteitsnet ook daadwerkelijk materialiseert. Is het verschuiven van de rekening naar toekomstige generaties, op basis van zo'n onzekere vraag, dan wel verstandig? Het antwoord daarop is dat de kans dat volumes niet materialiseren groter is zonder herverdeling. Juist door nettarieven in gelijke tred te laten ontwikkelen met de evolutie van de vraag, krijgt die vraag een kans zich te manifesteren. Daarbij, wie überhaupt niet gelooft in een eindbeeld met verdubbelde of verdrievoudigde elektriciteitsvraag, stelt feitelijk de uitgangspunten in I13050 ter discussie. Dat is niet zozeer een argument tegen herverdelen, maar eerder een vraagteken bij de noodzaak van de investeringsplannen van de netbeheerders: bij veel lagere verwachte elektriciteitsvraag is een deel van de investeringen mogelijk niet nodig.

## 4.2 In de uitwerking o.a. rekening houden met inherente kostenstijging als gevolg van aanpassingsinvesteringen

Bij eventuele invoering van een systematiek gericht op het verdelen van een deel van de netwerkkosten kan de precieze uitwerking uiteraard groot effect hebben. In een systematiek met amortisatie en garanties is vooral het vaststellen van een tariefpad, of amortisatieprofiel, cruciaal.

Wij pleiten er niet voor om de gehele verwachte stijging van de netwerkkosten te herverdelen. Netwerkkosten gaan voor een belangrijk deel inherent stijgen als gevolg van wat wij aanpassingsinvesteringen noemen: het aanpassen van het netwerk om met meer, en meer variabele, bronnen van elektriciteitsopwek en -opslag een gegeven finale elektriciteitsvraag te kunnen bedienen. Onze probleemanalyse van een mismatch gaat op voor opschalingsinvesteringen: het opschalen van het netwerk om meer finale elektriciteitsvraag te kunnen faciliteren. Herverdeling over de tijd zou zich dus op deze categorie moeten richten.

Een probleem is dat het niet eenvoudig is om vast te stellen in welke mate er sprake is van aanpassing en in welke mate opschaling. Zeer ruw geschat verwachten we dat ongeveer 20% tot 50% van de investeringen nodig is voor aanpassing. De scenario's van de netbeheerders gaan ervan uit dat in 2050 ongeveer 20 tot 30% van de elektriciteitsvraag wordt ingezet voor P2x en opslag. P2x en opslag zijn nodig voor de aanpassing. In de I13050 scenario's staat in 2050 voor iedere GW aan wind en zon 0,4 tot 0,5 GW aan flexvermogen. Flexvermogen en duurzame opwek zijn elders gelokaliseerd, waardoor het elektriciteitsnet extra uitgebreid moet worden, mogelijk in iets mindere mate dan het opgestelde vermogen.

In onze analyses van het effect van amortisatie op de tarieven in het vorige hoofdstuk hebben we het onderscheid tussen aanpassing en opschaling al meegenomen. Zonder enige vorm van amortisatie stijgen de tarieven de eerste tien jaar met gemiddeld bijna 7% per jaar. In het gebruikte amortisatieprofiel mag een jaarlijkse stijging van maximaal 3,5% optreden, de rest wordt als amortisatie geboekt. Voor het (E)HS-net leidt dat in ons model tot een totaal

amortisatiesaldo (benodigd bedrag om te herverdelen) van ruim €11 miljard. Dit bedrag kan uiteraard verhoogd worden, of verlaagd, bijvoorbeeld door een bandbreedte voor het te amortiseren bedrag op te leggen. Eventuele herverdeling voor andere netvakken – zoals het net op zee of de regionale netten – hebben we (nog) niet gekwantificeerd. De principes die we in deze notitie beschrijven gelden wat ons betreft in principe ook voor die netten.

### 4.3 Gedeeltelijke herverdeling over de tijd past in een breder pakket gericht op het beheersen van netkosten

Herverdelen van een deel van de nettarieven naar toekomstige gebruikers kan onderdeel vormen van een breder pakket aan beleidsmaatregelen gericht op het beheersen van de netwerkkosten. De nettarieven zijn afgelopen jaren voor veel gebruikers sterk gestegen. Met de aankomende investeringen in het elektriciteitsnet worden verdere stijgingen verwacht. De nettarieven zijn, zeker voor grote elektriciteitsgebruikers, al relatief hoog ten opzichte van het buitenland. Het beheersen van de totale netkosten, en het slim verdelen van die kosten, is dus gewenst.

Om de totale netkosten te beheersen helpt het als nettarieven stimuleren tot kostenbewust gedrag door gebruikers. Door gebruikers van het net te confronteren met de kosten die zij veroorzaken, worden de totale systeemkosten op termijn beheerst. Er lopen reeds diverse initiatieven en onderzoeken om de prikkels voor kostenbewustzijn verder te verbeteren. Voorbeelden zijn meer differentiatie over de tijd, flexibiliseren van contracten, invoedingstarieven en de hoogte van aansluitbijdragen.

Het toedelen van een deel van de netkosten aan toekomstige gebruikers is niet strijdig met het stimuleren van netbewust gedrag. Vanuit prikkels voor netbewustzijn is er niet per se reden om de volledige, vaste netwerkkosten bij netgebruikers te leggen – dat gaat vooral om de incrementele of marginale kosten.<sup>6</sup> Sterker, te betogen valt dat juist voor op kosten gebaseerde tarieven dergelijke herverdeling nodig is, omdat de kosten meer geleidelijk over het verwachte gebruik worden toegedeeld. Een ongereguleerde onderneming zou ook de prijzen geleidelijk laten oplopen, in lijn met de ontwikkeling van de vraag.

Naast het beheersen van de totale kosten kunnen er verschillende redenen zijn om de netkosten anders te verdelen. Een van de beleidsdoelen is bijvoorbeeld het verduurzamen van de industrie in Nederland (en ongewenste 'weglek' van industrie voorkomen). Een ander doel kan zijn om bepaalde gebruikersgroepen specifiek te beschermen, bijvoorbeeld kwetsbare eindgebruikers. De beste instrumenten om deze beleidsdoelen te realiseren vragen om een bredere analyse dan alleen nettarieven – bijvoorbeeld naar de samenhang met (Nederlandse en internationale) heffingen op elektriciteit en energie en eventuele specifieke subsidies voor bepaalde groepen. Belangrijk is dat er voor herverdeling over de tijd op zichzelf goede redenen zijn, omdat het leidt tot welvaartswinst, maar dat het via de tijdelijk drukkende werking ook kan helpen om in de transitiefase verschillende meer specifieke beleidsdoelen te realiseren.

<sup>6</sup> EU-richtlijnen voor elektriciteit bevatten bepalingen dat nettarieven de volledige netkosten, inclusief vaste kosten, dienen te bevatten. De juridische vraag is of de Europese richtlijnen herverdeling van de elektriciteitstarieven toestaan. Deze vraag is geen onderwerp van dit paper. Economisch gezien is er voldoende grondslag om dat wel te doen: op kosten gebaseerde tarieven betekent niet dat de tarieven op de totale kosten gebaseerd moeten zijn. Een ondergrens is dat de tarieven de variabele of incrementele kosten voor gebruikers moeten weerspiegelen.

# Appendix I. Methodologische verantwoording modellering

De berekeningen ter illustratie van de impact van amortiseren zijn gedaan in SEM (SiRM Elektriciteitsstarieven Model). SEM berekent de kosten voor een geselecteerd netwerk, investeringsprofiel en scenario voor de elektriciteitsvraag.

We willen de impact van amortiseren in kaart brengen voor industriële gebruikers en andere partijen die elektrificatie in Nederland overwegen. Zij zullen in hun businesscases vooral naar de totale kosten per MWh kijken, en daar gegeven hun afnameprofiel een aansluitcapaciteit bij kiezen. Daarom kiezen we voor volume als tariefdrager in plaats van aansluitcapaciteit.

Het voorstel voor gebruik van amortisatie richt zich op een correcte verdeling over de tijd van de kosten van investeringen in het netwerk. De jaarlijkse kosten voor energie en vermogen rekenen we daarom niet mee.

De stappen en parameterkeuzes in SEM voor het berekenen van de kosten voor dit onderzoek zijn:

- Gereguleerde Activa Waarde
  - Startwaarde voor de Gereguleerde Activawaarde (GAW) voor het (E)HS-net conform x-factorbesluit.
  - Investeringsprofiel voor het (E)HS-net uit het Investeringsplan 2024 van TenneT.
  - Instandhoudingsinvesteringen na de zichtperiode IP2024 die eindigt in 2033.
- Afschrijvingen
  - Gemiddelde resterende levensduur van huidige GAW van ~20 jaar (x-factorbesluit).
  - Afschrijftermijn van 35 jaar per jaarlaag van investeringen uit IP2024.
- Vermogenskosten
  - Reële WACC (dus conform methode vóór 2022, zie appendix 2) gebaseerd op update van methodebesluit 22-26, maar met recente cijfers voor inflatie 1,8% en nominale WACC 4,4% (overige parameters voor berekening van WACC niet aangepast).
- Operationele kosten
  - Basis gebaseerd op x-factorbesluit.
  - Bij ingebruikname van nieuwe investeringen 1% van GAW (conform RCR-besluiten).
  - Aanname van technische levensduur voor operationele kosten van gemiddeld 35 jaar
  - Frontier shift conform methodebesluit van 0,5% per jaar.
- Kosten energie en vermogen zijn niet meegenomen.

De kosten bepalen de noemer voor het tarief. In de volgende stappen bepaalt SEM het tarief:

- Scenario 'Klimaatambitie' (KA) uit II3050 en de investeringsplannen 2024, met als noemer voor de tarieven de verwachte afname in MWh. Na 2050 nemen we 1% groei per jaar.
- Geen jaarlijkse subsidie.
- Te amortiseren deel is gebaseerd op:
  - Maximale tariefontwikkeling van 3,5% per jaar.

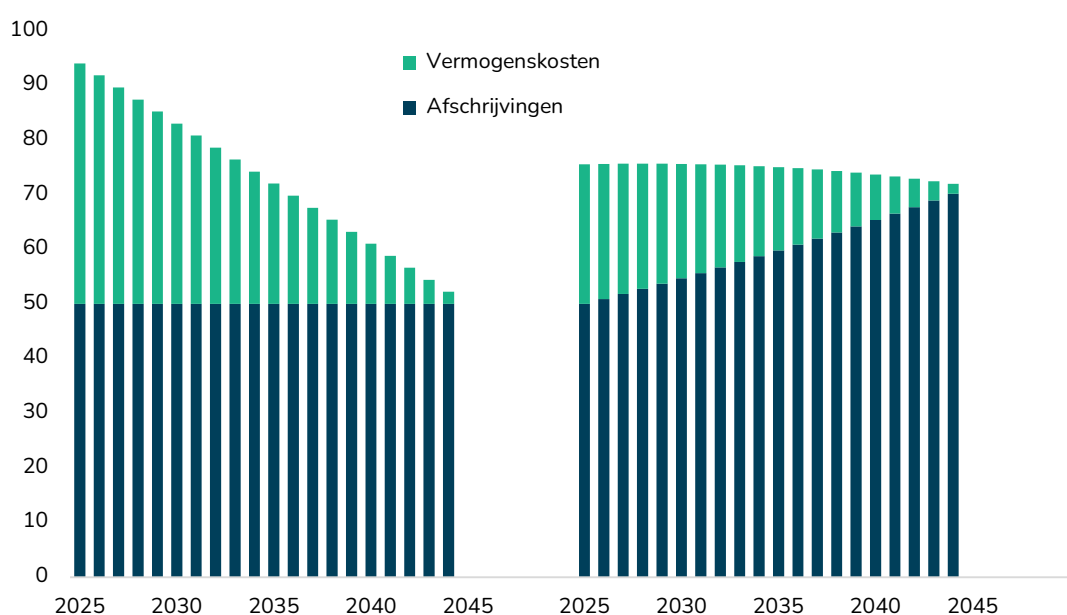
- Bandbreedte van verschil met het op kosten gebaseerde tarief ingesteld op 100%, dus het volledige verschil wordt geamortiseerd.
- Rente voor staatsleningen 3% .

De berekeningen van de impact van amortisatie met SEM gegeven deze parameters, dienen ter illustratie van het idee van amortisatie. We hebben zoveel als mogelijk realistische parameters gebruikt om ook de orde van grootte van het effect realistisch weer te geven.

## Appendix 2. Keuze voor reële WACC

Tot 2022 gebruikte ACM een reële WACC om de toegestane omzet van netbeheerders te bepalen. Sindsdien mixt ACM reële en nominale WACC. Bij een reële WACC betalen toekomstige gebruikers van een investering evenveel als huidige gebruikers. Bij een nominale WACC betalen huidige gebruikers meer dan toekomstige gebruikers van een investering. Zie ter illustratie Figuur 10 voor een investering van €5 miljard in het landelijke hoogspanningsnet in jaar 0.

Illustratie ontwikkeling kapitaalkosten bij investering van €1 miljard in 2025 afgeschreven over 20 jaar met nominale WACC (links) en reële WACC (rechts) [in miljoen euro]



Figuur 10. Bepalen van tarieven met reële WACC behandelt huidige en toekomstige gebruikers gelijk. Illustratief voor investering van €1 miljard in 2025 afgeschreven over 20 jaar. Zie Appendix 1 voor overige parameters.

ACM kan dus al een deel van het probleem dat de investeringen voorlopen op het gebruik ervan, oplossen door weer terug te gaan naar een reële WACC. Dat maakt inzet van amortisatie iets minder nodig.