

**PER KOERIER EN E-MAIL**

Autoriteit Consument en Markt  
Directie Toezicht Energie  
Zwarteweg 30  
2511 VS Den Haag

e-mail: [reg2027@acm.nl](mailto:reg2027@acm.nl)

Amsterdam, : 31 oktober 2025

Zaaknummer : ACM/25/197288

Onderwerp : REG2027: Zienswijze Netbeheer Nederland op ontwerpmethodebesluit  
distributiesysteembeheerders elektriciteit 2027-2031

Tel. : [REDACTED]

E-mail : [REDACTED]@[stek.com](mailto:[REDACTED]@stek.com)

Geachte lezers,

**I Inleiding en samenvatting**

1. Dit is de zienswijze van de vereniging Netbeheer Nederland (**NBNL**) namens de distributiesysteembeheerders elektriciteit (de **DSBs**) op het 'Ontwerpmethodebesluit distributiesysteembeheerders elektriciteit 2027-2031' van de Autoriteit Consument en Markt (**ACM**) van 18 september 2025 (het **ontwerpbesluit**).
2. NBNL onderschrijft de keuze van de ACM voor een nieuwe kostengebaseerde reguleringsmethode. NBNL benadrukt daarbij dat de manier waarop de reguleringsmethode aanzet tot kostenefficiëntie op geen enkele manier investeringen mag ontmoedigen of de uitvoeringskracht van de DSBs voor het faciliteren van de energietransitie mag verminderen.
3. In verband daarmee heeft NBNL een aantal zorgen die zij hierna nader uiteenzet en die NBNL graag in het definitieve methodebesluit geadresseerd ziet op een manier die de met de ACM en de wetgever gedeelde doelen dichterbij brengt. Die zorgen zien op:
  - (1) de eenduidige en doelmatige waarborging van de efficiëntie van de kosten in een kostengebaseerde methode;
  - (2) eenduidige en doelmatige schattingen en herschattingen en vaststelling toegestane inkomsten;
  - (3) de vergoeding van bouwrente; en
  - (4) een navolgbare en juiste vaststelling van de hoogte van de WACC.
4. In aanvulling daarop worden aan het eind van deze zienswijze per randnummer kleinere suggesties ter verbetering van de consistentie, leesbaarheid en argumentatie gegeven.

## **II De eenduidige en doelmatige waarborging van de efficiëntie van de kosten in een kostengebaseerde methode**

5. NBNL onderschrijft de keuze van de ACM voor een kostengebaseerde reguleringsmethode. Zoals terecht door de ACM geconstateerd in het ontwerpbesluit zijn historische kosten door de energietransitie steeds minder representatief voor toekomstige kosten. Maatstafregulering gebaseerd op historische kosten leidt tot het risico op enorme onderdekkingen (en daarmee te lage investeringen en financierbaarheid) of overdekkingen (en daarmee te hoge tarieven) en is daarmee volstrekt onhoudbaar. Een kostengebaseerde reguleringsmethode past veel beter bij de omstandigheden en uitdagingen van de energietransitie. In het geval van elektriciteit is het bijvoorbeeld van belang dat de prikkel die leidt tot terughoudendheid bij proactief investeren wordt weggenomen en dat er op een juiste wijze dekking wordt gegeven voor de kosten met betrekking tot vermindering van netcongestie en de kosten van invoeding. Ook een nominale WACC is voor de DSBs een absolute noodzaak om die uitdagingen het hoofd te kunnen bieden.
6. NBNL onderschrijft ook dat een kostengebaseerde methode moet voorzien in waarborgen dat de gemaakte kosten ook efficiënt zijn, zodat de nettarieven doelmatig blijven. NBNL heeft er ook begrip voor dat er in dit verband op het gebied van (i) het toetsen van bedrijfsprocessen (paragraaf 7.2), (ii) de monitoring van kosten en investeringsuitgaven (paragraaf 7.3) en (iii) onderzoek en interventie (paragraaf 7.4) nog veel moet worden uitgewerkt en dat er een bepaalde ruimte gelaten moet worden voor een contextspecifieke beoordeling.
7. NBNL benadrukt echter dat de methode en de efficiëntiemaatregelen in een *ex ante* methode zoveel als mogelijk (1) vooraf duidelijk, en (2) doelmatig en proportioneel moeten zijn. Dat is in het ontwerpbesluit nog niet voldoende het geval.
8. Wat de methode betreft dient het methodebesluit te expliciteren dat de nacalculaties uit de huidige reguleringsperiode (2022-2026) - waaronder nacalculaties inkoopkosten transport, WACC, netverliezen en invoeding en eventueel aanvullende nacalculaties - nog effect kunnen hebben op de tarievenbesluiten voor de jaren 2027 en 2028. Daarnaast zou het methodebesluit helderheid moeten geven over de manier waarop de ACM in de nieuwe reguleringsmethode om zal gaan met de vaststelling van de maximumtarieven voor de eenmalige aansluitvergoedingen.

### **II.1 Duidelijkheid vooraf**

9. Het ontwerpbesluit maakt duidelijk dat de DSBs door de ACM als 'evident inefficiënt' beoordeelde kosten niet vergoed krijgen in de tariefbesluiten. De ACM presenteert een lijst met drie categorieën van kosten die zij als zodanig beschouwt: (i) kosten die het gevolg zijn van handelen in strijd met geldende wet- en regelgeving; (ii) kosten die voortvloeien uit een handelen van de systeembeheerder, waarbij de systeembeheerder wist of

redelijkerwijs had moeten weten dat dit handelen zou leiden tot inefficiënte kosten; en (iii) kosten die voortvloeien uit de onmiskenbare verspilling van middelen.

10. Zeker gezien het feit dat het bij het niet vergoeden van daadwerkelijk gemaakte kosten door de ACM om een indringende interventie gaat, moet het vooraf voldoende duidelijk zijn wanneer sprake is van 'evident inefficiënte' kosten. Dat is in het ontwerpbesluit niet het geval. NBNL draagt daartoe verbeterpunten aan op het gebied van (i) normen, en (ii) rechtszekerheid.

### II.1.1 **Normen**

11. Open normen of open eindjes moeten zo veel mogelijk worden voorkomen. Die geven onzekerheid bij de DSBs en hun financiers en gaan daarmee ten koste van de doelmatigheid. Zo zou sprake moeten zijn van een limitatieve in plaats van een niet-limitatieve lijst met categorieën van kosten die de ACM als evident inefficiënte kosten beschouwt (randnummer 237, aanhef). Ook is het onnodig bij categorie (ii) te stipuleren dat daarvan "*in ieder geval*" sprake is bij de genoemde subcategorieën en dat bij categorie (ii) "*onder andere*" gekeken wordt naar de genoemde criteria. Als gaandeweg blijkt dat er toch iets moet worden aangepast, dan kan dat in de methodebesluiten vanaf 2032.
12. Daarnaast moeten de drie categorieën van kosten die de ACM als evident inefficiënt beschouwt meer worden ingekaderd. Zo is, bijvoorbeeld, categorie (i) ("*strijd met geldende wet- en regelgeving*") veel te ruim. Als in deze reguleringsperiode in een rechterlijke uitspraak in eerste aanleg wordt geoordeeld dat de DSBs een onjuiste invulling geven aan de borging van, bijvoorbeeld, privacy, worden dan de kosten voor aanvullende maatregelen of herstelmaatregelen niet vergoed? NBNL verzoekt de ACM deze categorie te beperken tot gemaakte kosten die in strijd zijn met de Energiewet en de daarop gebaseerde verplichtingen. In dat verband moet ook duidelijk zijn hoe wordt omgegaan met de verplichte compensatievergoedingen bij langdurige storingsdienst. De DSBs zijn van mening dat het onjuist is om de kosten van compensatievergoedingen *ex ante* uit te sluiten. Pas na de onderzoek- en interventiefase is duidelijk of sprake is van geheel of gedeeltelijk evident inefficiënte kosten. Via een dergelijke beoordeling wordt voorkomen dat de DSBs een perverse prikkel hebben om een zo groot mogelijke storingsdienst op te tuigen ter voorkoming van compensatievergoedingen. Dat zou juist niet efficiënt zijn.
13. Heel belangrijk is ook dat het methodebesluit er geen onduidelijkheid over laat bestaan dat bepalingen in de regulatorische accountingregels (**RAR**) die gevolgen hebben voor de vaststelling van de inkomsten van de DSBs in het methodebesluit worden opgenomen en daar worden gemotiveerd. Dat is des te belangrijker omdat de ACM de RAR kan "*aanpassen als dat nodig is*" (ontwerpbesluit, randnummer 95), zonder dat daartegen direct bezwaar en beroep mogelijk is. Het methodebesluit dient de berekeningswijze voor alle toegestane inkomsten te bevatten. Daarop mogen geen wijzigingen worden aangebracht door aanpassingen in de RAR. Het ontwerpbesluit verwijst naar definities in de RAR. Door deze samenhang en afhankelijkheid is het van belang dat de (aangepaste) RAR waarin de

voor de nieuwe reguleringsmethode belangrijke definities komen te staan tegelijkertijd met het methodebesluit worden vastgesteld door de ACM. Dat is te meer belangrijk omdat in de concepten voor aanpassing van de RAR sprake is van niet in het ontwerpbesluit opgenomen (en derhalve ook niet gemotiveerde) voorgenomen wijzigingen die significante gevolgen hebben voor de inkomsten van de DSBs.

## **II.1.2 Rechtszekerheid**

14. Zoals hiervoor aangegeven moeten alle methodische punten, waaronder een helder kader dat vastlegt welke kosten worden vergoed in de toegestane inkomsten, kunnen worden getoetst door een onafhankelijke rechter in de beroepen tegen de methodebesluiten.
15. Daarnaast moet in het methodebesluit een verdiepingsslag worden gemaakt met als doel langdurige procedures en daarmee rechtsonzekerheid te voorkomen over de vergoeding van kosten of over nut, noodzaak en haalbaarheid van verbetermaatregelen. Daartoe moeten als de ACM signalen over mogelijke efficiëntieverbeteringen oppakt, de DSBs in een zo vroeg mogelijk stadium aanvullende mogelijkheden krijgen voor informeel overleg en hoor- en wederhoor. Dat voorkomt dat te snel een geformaliseerd, tijdrovend en gejuridiseerd traject moet worden doorlopen dat leidt of kan leiden tot een verbeterplan.
16. In dat verband moet het methodebesluit ook geen twijfel laten bestaan over de bewijslast. Het is aan de ACM om aan te tonen dat bepaalde kosten 'evident inefficiënt' zijn en niet aan de DSBs "*om aannemelijk te maken dat er geen sprake is van inefficiënt handelen*" (ontwerpbesluit, randnummer 216).
17. In dat verband zijn er veel opmerkingen te maken over het voorbeeld in Tekstvak 2 (behorend bij randnummer 235) van het ontwerpbesluit over de jaarlijkse onderhoudskosten, waarvan na vier jaar EUR 500.000 aan jaarlijkse kosten als 'evident inefficiënt' wordt bestempeld omdat er jaarlijks EUR 1.000.000 bespaard had moeten worden, gecorrigeerd voor inflatie. Zo is de aanname van vaste jaarlijkse onderhoudskosten die jaar op jaar alleen verschillen als gevolg van inflatie apert onjuist en zal er van jaar op jaar bovendien een groot verschil zijn in de totale kosten van het onderhoudspakket. Daarnaast kunnen er verschillende oorzaken zijn waarom een specifieke DSB met dezelfde maatregel een kleinere of grote kostenreductie behaalt dan andere DSBs. Evidente inefficiëntie is slechts één van de mogelijke oorzaken. De ACM zal in het geval van het voorbeeld moeten aantonen dat een kostenreductie van EUR 1.000.000 voor de desbetreffende DSB realistisch is en moeten onderbouwen waarom het niet of maar gedeeltelijk realiseren van dit doel als evidente inefficiëntie gekwalificeerd kan worden. Waar het in dit voorbeeld om zou moeten gaan is dat de DSBs de juiste prikkel moeten krijgen om over te gaan naar een systeem van *risk-based asset management* als een *best practice*.
18. In de nieuwe reguleringsmethode wordt er veel van de DSBs gevraagd. De DSBs pakken graag de handschoen op om bij voortduring op zoek te gaan naar de mogelijkheden tot

efficiëntieverbeteringen en de ontwikkeling van *best practices*. In een kapitaalintensieve industrie als de onderhavige is voorspelbaarheid daarbij van groot belang. Het ontwerpbesluit staat in de paragraaf over onderzoek en interventie bol van de verwachtingen die de ACM heeft van efficiënte systeembeheerders. NBNL zou ook graag zien dat de ACM in het methodebesluit opneemt wat de (efficiënte) systeembeheerders van de ACM mogen verwachten op het gebied van, bijvoorbeeld, (i) voorlichting, (ii) overleg en (iii) evaluatie (naast de jaarlijkse rapportage ten behoeve van netgebruikers). De verwachtingen van de DSBs en de ACM moeten op elkaar aansluiten. De ACM mag verwachten dat de DSBs hun schaarse middelen zo productief mogelijk in zullen zetten (ontwerpbesluit, randnummer 229), maar de DSBs mogen verwachten dat de ACM een door haar goedgekeurd investeringsplan niet achteraf ter discussie stelt.

## **II.2 Doelmatigheid en proportionaliteit**

19. NBNL maakt zich grote zorgen over de reikwijdte en intensiteit van de toetsing van de bedrijfsprocessen en de monitoring van de kosten en investeringsuitgaven. Het is cruciaal dat de rapportageverplichtingen doelmatig en proportioneel zijn zodat de tijd, geld en menskracht van de DSBs zo veel als mogelijk kunnen worden ingezet voor de uitvoering van hun kerntaken. Dat geldt te meer daar de ACM het (terecht) zeer onwaarschijnlijk oordeelt dat de nieuwe regulering tot maatschappelijke ongewenste investeringen leidt (ontwerpbesluit, randnummer 11).
20. De energietransitie is een gezamenlijke opgave die veel vergt van alle stakeholders, waaronder de ACM en de DSBs. Dat vraagt ook om rolvastheid en een reguleringsmethode met vertrouwen in plaats van wantrouwen in elkaars deskundigheid en inzet. Wantrouwen leidt tot een verstarrende controlecultuur en -systematiek die afleidt van de gezamenlijke opgave om van de energietransitie een succes te maken.
21. NBNL dringt er bij de ACM op aan om alles op alles te zetten om de administratieve lasten voor de DSBs zo beperkt mogelijk te houden. Dat sluit aan bij de wettelijke opdracht van de DSBs en de ACM (vgl. de artikelen 3:25, eerste lid, Energiewet en 6b, vierde lid, Instellingswet Autoriteit Consument en Markt) en is gedurende de bijeenkomsten van de klankbordgroep ook door marktpartijen ondersteund.<sup>1</sup>
22. Een risicogestuurde benadering gebaseerd op vertrouwen is wat NBNL betreft noodzakelijk. In dat verband verzoekt NBNL de ACM om een vorm van 'horizontaal toezicht' te introduceren. Deze manier van toezicht is bekend van de Belastingdienst. Belangrijke kenmerken zijn dat deze aanpak gestoeld is op vertrouwen, dat er wordt aangesloten bij bestaande processen van bedrijven en dat toetsing van de processen centraal staat in plaats van toetsing van de uitkomsten. De DSBs zien een aantal belangrijke voordelen van deze manier van toetsing, namelijk dat er wordt aangesloten bij

---

<sup>1</sup> Zie in dat verband ook de, ten tijde van deze zienswijze nog lopende, consultatie over onnodige regeldruk met betrekking tot regelgeving waarop de ACM toezicht houdt, waaronder de Elektriciteitswet 1998 en de Gaswet.

het bestaande *risk framework* van de DSBs en dat de administratieve lasten kunnen worden beperkt.

23. Voorkomen moet worden dat te veel tijd, geld en energie moet worden gestoken in de beantwoording van informatie-uitvragen van de ACM en dat op dergelijke informatie-uitvragen ook accountantscontrole wordt vereist. Ook die controle brengt een grote belasting voor de organisatie van de DSBs met zich mee. Terecht constateert de ACM dat de jaarlijkse maatschappelijke schade van het overvolle stroomnet enorm is. De uitvoeringskracht van de DSBs moet daarom volledig gericht blijven op het faciliteren van de energietransitie.
24. NBNL draagt daartoe de volgende verbeterpunten aan.
25. Ten eerste zou in het methodebesluit een vergelijkbaar uitgangspunt moeten worden vastgelegd als in de RAR 2024 voor de regionale netbeheerders elektriciteit en gas. Daarin is als doelstelling vastgelegd *“het zoveel mogelijk beperken van de administratieve last voor netbeheerders. [D]e ACM tracht dit te bereiken door werkbare financiële verslaggevingsregels op te stellen en de financiële verslaggevingsregels zoveel mogelijk aan te laten sluiten bij de huidige verslaggevingspraktijk van netbeheerders”* (RAR 2024 voor de regionale netbeheerders, randnummer 11). Een dergelijk uitgangspunt maakt het methodebesluit beter toetsbaar en beter werkbaar voor zowel de ACM als de DSBs.
26. Ten tweede zouden de rapportageverplichtingen inderdaad zo nauw als mogelijk moeten aansluiten bij het detailniveau en de controlevereisten van de bestaande rapportageverplichtingen en de bestaande definities in het kader van de reguleringsdata (ontwerpbesluit, randnummer 95). Daarnaast moeten de *lessons learned* van rapportages in het kader van bijvoorbeeld de investeringsplannen en de ‘Stand van de Uitvoering’ worden meegenomen.
27. In dat verband roept het overzicht in Tabel 3 (behorend bij randnummer 203) van het ontwerpbesluit van de *“posten die de ACM in ieder geval gaat monitoren”* veel vragen op. Hoe zorgt de ACM dat ‘appels met appels’ worden vergeleken nu uniforme definiëring lastig blijkt en deze posten bij DSBs anders in de administratie staan? Tevens betreft de uitsplitsing zoals in Tabel 3 is gepresenteerd een mix tussen een categorale en functionele kostenindeling en dat is niet hoe de DSBs hun kosten bijhouden en op die kosten sturen. NBNL verzoekt de ACM haar informatie-uitvraag over kosten te baseren op de functionele kostensturing van de betreffende DSB. Daarnaast wordt de geactiveerde productie niet per kostensoort van de OPEX geadministreerd, waardoor het opgeven van de netto-kosten (na aftrek van geactiveerde productie eigen bedrijf) per kostensoort, bijvoorbeeld personeelskosten en huisvestingskosten, erg complex is.
28. Ten derde moeten de kostenposten waarover gerapporteerd moet worden proportioneel zijn in het licht van het doel van het bevorderen van de efficiëntie. Wat is bijvoorbeeld het nut van de uitsplitsing van ‘Advieskosten’ in de OPEX met betrekking tot een

efficiëntiebeoordeling in een bepaald jaar? Gezien de al benodigde inspanning en doorlooptijd met betrekking tot de huidige rapportage van reguleringsdata is het van belang dat er bij verdere detaillering een goede afweging wordt gemaakt tussen toegevoegde waarde van de extra informatie en de benodigde inspanning om die informatie te kunnen opleveren. Daarbij dient te worden gekozen voor een risicogestuurde benadering, waarbij het uitgangspunt is dat initieel op hoofdlijnen wordt getoetst en gemonitord en er een verdieping plaatsvindt indien daartoe een duidelijke aanleiding bestaat. Met betrekking tot wijzigingen ten opzichte van huidige rapportages dient bovendien in ogenschouw te worden genomen dat in veel gevallen tijdrovende aanpassingen in de systemen van de DSBs nodig zullen zijn en dat het niet mogelijk is dergelijke systeemaanpassingen door te voeren zonder eenduidige definities die ruim voor de start van de rapportageperiode vastgesteld moeten zijn.

29. De ACM geeft aan het essentieel te vinden om de verhouding tussen de kosten, investeringsuitgaven en relevante (technische) kengetallen te analyseren voor de beoordeling hoe efficiënt middelen worden ingezet (ontwerpbesluit, randnummer 204). Het ontwerpbesluit geeft geen inzicht in die analyse. NBNL verzoekt de ACM om in een bijlage bij het methodebesluit of in een apart document waarnaar in het methodebesluit wordt verwezen met een plan te komen hoe die verschillende kostensoorten zullen worden gemonitord en hoe die analyse tussen kosten, investeringsuitgaven en kengetallen zal worden gemaakt. In dat verband verwijst NBNL naar het rapport 'Monitoring en KPI's' van EdenMcCallum dat NBNL ten behoeve van de discussie met de ACM heeft doen opstellen en dat zij, mede ten behoeve van de transparantie richting andere stakeholders en het draagvlak voor de methode, overlegt als **Bijlage 1** bij deze zienswijze.
30. NBNL benadrukt in dit verband dat het toepassingsbereik van de RAR met de rapportageverplichtingen ten behoeve van de monitoring door de ACM wordt uitgebreid. Ten behoeve daarvan is het in verband met de administratieve lasten en doorlooptijden gewenst dat kritisch wordt gekeken naar de vereisten die worden gesteld aan de accountantscontrole met betrekking tot de extra informatie die moet worden verstrekt ten behoeve van die monitoring.
31. De DSBs onderschrijven hetgeen TenneT TSO B.V. (**TenneT**) in de randnummers van haar zienswijze onder het kopje 'Voorwaarden voor opname van een investering in de GAW' schrijft. Wat TenneT in die randnummers stelt is in overeenstemming met IFRS (IAS 16.55).

### **III Eenduidige en doelmatige schattingen en herschattingen en vaststelling toegestane inkomsten**

32. Hetgeen NBNL hiervoor heeft opgemerkt met betrekking tot de noodzaak van doelmatigheid en proportionaliteit bij de borging van efficiëntie geldt *mutatis mutandis* ook bij de schattingen en herschatting van de jaarlijkse inkomsten (ontwerpbesluit, paragraaf 6.4).

33. NBNL staat in beginsel positief tegenover het feit dat inkomsten worden geschat op basis van de meest recente inzichten van de DSBs. NBNL dringt er bij de ACM evenwel op aan om ook wat deze (her)schattingen betreft alles op alles te zetten om de onzekerheid en administratieve lasten voor de DSBs zo beperkt mogelijk te houden, zowel wat betreft de onderbouwing van de (her)schattingen als wat betreft het verklaren van verschillen tussen schattingen, herschattingen en realisaties. Dat is te meer aangewezen omdat het risico van overrendementen afwezig is (ontwerpbesluit, randnummer 156).
34. NBNL draagt de volgende verbeterpunten aan voor de (her)schattingen en vaststelling van de toegestane inkomsten.
35. Ten eerste zou het uitgangspunt van de beperking van de administratieve lasten moeten worden vastgelegd als toetsbaar ankerpunt van het methodebesluit.
36. Ten tweede zou duidelijker dan nu (vergelijk randnummer 155) moeten worden opgenomen dat het bij de schattingen gaat om een indicatie op hoofdlijnen, gebaseerd op de commerciële bedrijfsplannen van de betreffende DSB. In die plannen en prognoses is er veelal geen sprake van toedelen van kosten naar netvlakken of meetvlakken. Dat is vaak onnodig en ondoelmatig. Voorkomen moet ook worden dat er een administratie per (mogelijk) investeringsproject moet worden bijgehouden. Zo'n projectadministratie is niet werkbaar en niet proportioneel. Bij de grotere DSBs lopen er gelijktijdig duizenden projecten en vooral kleinere projecten zijn veelal niet voorafgaand aan een kalenderjaar bekend (zoals individuele aanvragen voor nieuwe aansluitingen).
37. Het methodebesluit moet er daarnaast geen misverstand over laten bestaan dat het uitgangspunt dat de schattingen en herschattingen in lijn moeten zijn met de "*normen en principes*" uit de RAR (randnummer 158) niet betekent dat de (onderbouwingen van) de (her)schattingen op hetzelfde detailniveau moeten worden gerapporteerd als de realisaties op grond van de RAR. Het aanhouden van hetzelfde detailniveau voor schattingen en herschattingen als voor realisaties is evenmin werkbaar en proportioneel.
38. Net als bij de informatie-uitvragen van de ACM bij de monitoring moet voorkomen worden dat door de DSBs te veel tijd, geld en energie moet worden gestoken in de onderbouwing van de (her)schattingen en het verklaren van verschillen tussen schattingen, herschattingen en realisaties. Dat leidt af van het faciliteren van de energietransitie.
39. Om een mismatch in verwachtingen te voorkomen en een toetsing van het methodebesluit op dit punt mogelijk te maken verzoekt NBNL de ACM daarom ten derde een bijlage toe te voegen aan het methodebesluit met het format op grond waarvan de schattingen en herschattingen moeten worden gedaan en onderbouwd. Het ontwerp daarvoor dient snel met de DSBs te worden besproken, mede met het oog op eventueel benodigde aanpassingen in hun administratieve systemen. Zonder aanvullende duidelijkheid vooraf is het methodebesluit onvolledig. Zo laat de ACM de DSBs in het ontwerpbesluit goeddeels in het duister over wat zij van hen verwacht qua (her)schattingen maar ziet zij zelf al wel

een verhoogd risico op inefficiënt systeembeheer en evident onnodige kosten wanneer een systeembeheerder zijn schattingen voor de toekomst onvoldoende kan onderbouwen (randnummer 172). Dat is niet redelijk. In dat verband merkt NBNL op dat de DSBs zelf ook belang hebben bij een zo goed mogelijke aansluiting van hun inkomsten bij hun uiteindelijke kosten, zodat de resultaten stabiel kunnen blijven en de nacalculaties beperkt. Daarnaast blijven schattingen onderhevig aan inherente onzekerheden over toekomstige ontwikkelingen. Verschillen tussen realisaties en schattingen en aanpassingen van schattingen zijn daardoor in beginsel de resultante van deze onzekerheden in plaats van een manifestatie van inefficiëntie.

40. Ten vierde moet in het methodebesluit duidelijker worden gemaakt wanneer de DSBs zeker zijn van hun toegestane inkomsten in een bepaald jaar. Het methodebesluit zal in dat verband moeten voorzien in informatieververschaffing door de ACM (bijvoorbeeld over onderzoeken) op grond waarvan mogelijke voorzieningen kunnen worden ingeschat voor het niet vergoeden van evident inefficiënte kosten.
41. Ten vijfde moet in het methodebesluit helder worden gemaakt welke onderbouwing de ACM van de DSBs verlangt voor de tariefinkomsten voor een bepaald jaar. Voor de DSBs is het logisch en werkbaar om voor de schatting van de kosten te kijken naar de ontwikkeling van de kosten (op een hoog aggregatieniveau) ten opzichte van de werkelijke kosten in het voorliggende jaar en de geschatte kosten voor het lopende jaar. Het sluit voor de DSBs beter aan bij de bestaande processen in het kader van de business planning om voor de schatting van de kosten voor het jaar 2031 te onderbouwen hoe de kosten zich ontwikkelen ten opzichte van de werkelijke kosten in het jaar 2029 en de schatting die (in het jaar 2029) is afgegeven voor het jaar 2030, dan om de verschillen met de geschatte kosten voor 2031 uit het inkomstenbesluit te onderbouwen.
42. Ten zesde moet het methodebesluit meer duidelijkheid verschaffen over wat de ACM op haar website zal publiceren. Het ontwerpbesluit stelt dat de ACM met het oog op de transparantie “*de schattingen en de onderbouwing daarvan bij het nemen van het inkomstenbesluit en de tarievenbesluiten op haar website*” publiceert (randnummer 170). De DSBs zijn voorstanders van meer transparantie, ook om het draagvlak van de nieuwe methode zo groot mogelijk te doen zijn, maar verzoeken de ACM in het methodebesluit te expliciteren dat bedrijfsvertrouwelijke en/of beursgevoelige data niet worden gepubliceerd. Daarnaast vertrouwen de DSBs erop dat de aard van de publicaties van de ACM voorkomt dat zij, naast de consultatieverplichtingen met betrekking tot hun periodieke investeringsplannen, worden gezogen in parallelle discussies over hun prognoses en projecties die afleiden van hun kerntaken.
43. Ten zevende moet het methodebesluit meer duidelijkheid verschaffen over de transparantie die van de DSBs verlangd wordt en de rolverdeling tussen de DSBs, de ACM en marktpartijen. De DSBs zijn bij voortduring op zoek naar mogelijkheden om de buitenwereld beter inzicht te geven in kostenontwikkelingen, de onderbouwing van keuzes en andere relevante zaken om het draagvlak en begrip voor de maatregelen ten behoeve

van de energietransitie te vergroten, bijvoorbeeld met behulp van jaarverslagen en capaciteitskaarten. Maar de inzet die voor het verschaffen van transparantie vereist is, dient ook proportioneel te zijn aan de toegevoegde waarde. Ook hier dienen de administratieve lasten zo beperkt mogelijk gehouden te worden en dient transparantie altijd bij te dragen aan het doel om de efficiënte kosten vast te kunnen stellen. Daarbij moeten onderwerpen die daaraan niet bijdragen, zoals de ingebruikname van investeringen en de ontwikkelingen met betrekking tot congestie achterwege te worden gelaten. Bij dergelijke onderwerpen is er geen directe relatie met de ontwikkeling van de tarieven.

44. Het methodebesluit moet rolvastheid bevorderen en geen valse verwachtingen wekken. Zo dient het methodebesluit duidelijk te maken dat de jaarlijkse bijeenkomst over de tarievenvoorstellen niet dient om deze te beoordelen maar om de tarievenontwikkeling te duiden. Eenieder kan via de gebruikelijke weg een zienswijze indienen op de tarievenvoorstellen van de DSBs en de ACM beoordeelt die voorstellen en stelt de tarievenbesluiten vast. De DSBs verzoeken de ACM ook te voorkomen dat ‘signalen’ van marktpartijen die hun eigen belang dienen over de manier waarop de DSBs, de ter zake deskundigen die het algemeen belang dienen, uitvoering geven aan hun wettelijke taken de DSBs afleiden van die uitvoering. In dat verband onderschrijft NBNL ook de zorgen van Gasunie Transport Services B.V. (**GTS**) over de bovenwettelijke transparantievereisten en informatie-uitwisseling, opgenomen in hoofdstuk 9 van de zienswijze van GTS.
45. Ten achtste dient er bij de planning en timing van schattingsverzoeken door de ACM rekening te worden gehouden met het feit dat een DSB geruime tijd nodig heeft voor het inrichten van een proces om te komen tot betrouwbare en met de Raad van Commissarissen en Aandeelhouderscommissie afgestemde schattingen en herschattingen. Het is onmogelijk om een dergelijk proces van vandaag op morgen in te richten. Daarvoor hebben de DSBs minimaal een half jaar (en mogelijk zelfs een heel jaar) nodig.

#### **IV De vergoeding van bouwrente**

46. De DSBs verzoeken de ACM in het methodebesluit op te nemen dat de vermogenskosten tot aan ingebruikname van een investering, de zogenoemde bouwrente, direct vergoed worden. De DSBs onderschrijven hetgeen TenneT in hoofdstuk 5 van haar zienswijze schrijft over de directe vergoeding van de bouwrente. In aanvulling daarop merken de DSBs het volgende op.
47. Het bedrag aan bouwrente loopt ook bij de DSBs enorm op en directe vergoeding van de bouwrente heeft via verbetering van de ratio ‘FFO/Net Debt’ ook een significante positieve impact op de financieringsruimte en financierbaarheid van de DSBs en neemt een belemmering voor investeringen weg.
48. NBNL verwijst in dit verband naar hoofdstuk 2 van het rapport van Oxera ‘WIP remuneration and WACC implications of high CAPEX intensity’ (het **Oxera-rapport**) van

22 oktober 2025 dat als **Bijlage 2** bij deze zienswijze wordt overgelegd. Het Oxera-rapport is opgesteld in opdracht van Enexis Netbeheer B.V. (**Enexis**) en op basis van gegevens van Enexis, maar de problematiek is dezelfde voor alle DSBs en de conclusies en aanbevelingen van Oxera gelden voor alle DSBs, die deze conclusies en aanbevelingen ook overnemen, zodat dit rapport wordt ingebracht door NBNL. NBNL verzoekt de ACM voorafgaand aan de vaststelling van het methodebesluit een vergelijkbare analyse te maken op basis van de gegevens van alle DSBs en de uitkomsten van die analyse mee te nemen in het methodebesluit.

49. De conclusies in het Oxera-rapport zijn vijfledig:
  - (1) ook volgens de Europese Commissie is kostenreflectiviteit geen belemmering voor directe vergoeding van activa in aanbouw (**AiA**) (paragraaf 2.2);
  - (2) de kredietbeoordelaar Moody's bevestigt dat het niet direct vergoeden van AiA een negatief effect heeft op de *credit rating* (paragraaf 2.3);
  - (3) de analyse van Oxera bevestigt dat bij het niet direct vergoeden van AiA veel meer eigen vermogen nodig is dan verondersteld door de ACM bij de vaststelling van de WACC met een negatief gevolg op de financierbaarheid (paragraaf 2.4);
  - (4) als er geen directe vergoeding voor AiA wordt gegeven, is tijdens de bouwperiode een hogere vermogensvergoeding nodig dan voorzien in het ontwerpbesluit (paragraaf 2.5);
  - (5) in belangrijke Europese landen wordt AiA wel direct vergoed (paragraaf 2.6).
50. Bij directe vergoeding van bouwrente wordt bij elektriciteit bijvoorbeeld voorkomen dat de DSBs worden geprikkeld om met hun investeringen te wachten tot de door TenneT te realiseren netverzwaring met zekerheid is afgerond.
51. De ACM houdt in het ontwerpbesluit vast aan de huidige praktijk bij de DSBs van vergoeding van de kosten van bouwrente via de afschrijvingen (paragraaf 4.5). De ACM meent dat directe vergoeding van de bouwrente niet verenigbaar is met het principe van kostenreflectiviteit (ontwerpbesluit, randnummer 75) uit artikel 18 lid 1 van Verordening (EU) 2019/943 (de **herziene elektriciteitsverordening**).
52. Dat is onjuist. Zo'n keurslijf is dit beginsel, dat voorschrijft dat de tarieven een afspiegeling moeten vormen van de werkelijk gemaakte kosten voor zover deze overeenkomen met die van een efficiënte en structureel vergelijkbare systeembeheerder, niet. Het College van Beroep voor het bedrijfsleven heeft dan ook zonder omwegen het "*standpunt van de ACM, dat de inkomsten van de netbeheerder een afspiegeling vormen van de totale kosten van de beheerder*" met dit beginsel in overeenstemming geoordeeld (CBb 4 juli 2023, ECLI:NL:CBB:2023:316, r.o. 13.5). De DSBs hebben deze kosten van bouwrente daadwerkelijk en direct - waarom zouden deze dan niet direct tot vergoeding via de tarieven mogen leiden?

53. Bovendien worden, zoals blijkt uit het Oxera-rapport, in bijvoorbeeld de EU lidstaten Frankrijk, Duitsland en Italië op basis van dezelfde herziene elektriciteitsverordening wel vergoedingen voor AiA gegeven. Recentelijk heeft de Europese Commissie (de **Commissie**) zich over deze problematiek uitgesproken in de 'Mededeling van de Commissie betreffende richtsnoeren voor de ontwikkeling van toekomstgerichte elektriciteitsnetten' (*PbEU* van 6 juni 2025) en aanbevelingen gedaan aan de nationale regulerende instanties (**NRIs**), zoals de ACM, die de nettarieven vaststellen. De Commissie stelt (p. 8/14, onderstreping toegevoegd):

*“In de elektriciteitsverordening (artikel 18) wordt bepaald dat de nettarieven kostenreflectief moeten zijn, passende stimulansen op korte en lange termijn moeten bieden, met inbegrip van anticiperende investeringen, en de integratie van hernieuwbare energiebronnen, flexibiliteit en oplossingen om het bestaande netwerk te optimaliseren moeten bevorderen en moeten bijdragen tot de doelstellingen van de nationale energie- en klimaatplannen.*

*Aanbevelingen van de Commissie*

- a) **Nettarieven zouden de kostenstructuren op korte termijn** (zoals netwerkverliezen en congestiekosten) **en op lange termijn** moeten weerspiegelen, met inbegrip van geplande investeringskosten voor de ontwikkeling van de infrastructuur. In de meeste rechtsgebieden heeft de NRI de wettelijk toegekende bevoegdheid om de tariefmethodologie vast te stellen of goed te keuren.”
54. Dat de beslissing om de bouwrente voor alle systeembeheerders tot vergoeding te laten komen via afschrijvingen in samenhang is genomen met de beslissing om voortaan voor alle systeembeheerders een nominale WACC te hanteren is ook geen valide argument om het verzoek van de DSBs niet te honoreren. Zoals aangegeven stimuleert de directe vergoeding van de verwachte inflatie in de vermogenskosten de investeringen en is dat ook het geval met de directe vergoeding van de bouwrente.
55. Primair meent NBNL derhalve dat de ACM de aanbeveling van de Commissie moet overnemen en bouwrente direct moet vergoeden.
56. Alleen voor het geval de ACM bouwrente blijft activeren, verzoekt NBNL de ACM om in het methodebesluit op te nemen dat wordt geactiveerd op basis van de kostenvoet eigen vermogen in plaats van op basis van de (lagere) WACC. Indien de ondergrens 'FFO/Net Debt' in zicht komt, is het namelijk niet mogelijk om deze kosten te financieren met vreemd vermogen (de ratio 'FFO/Net Debt' zou dan te slecht worden doordat de Net Debt stijgt maar de FFO niet). NBNL verwijst daarbij naar paragraaf 2.5 van het Oxera-rapport.
57. Alleen voor het geval de ACM bouwrente blijft activeren verzoekt NBNL de ACM met klem om de huidige behandeling van de bouwrente over de AiA te continueren. Het

ontwerpbesluit is hierover niet eenduidig. In randnummer 76 wordt gesteld dat de werkwijze voor de DSBs niet wijzigt, maar in randnummer 75 wordt gesteld dat de DSB pas na ingebruikname van de investering een vergoeding ontvangt. Conform de RAR wordt bij de DSBs, in verband met het zeer grote aantal relatief kleine projecten, niet per individueel project bijgehouden en in de investeringsrapportage verwerkt. De bouwrente wordt jaarlijks op basis van de gemiddelde totale AiA-positie en de door de ACM vastgestelde WACC opgenomen in de reguleringsdata en toegevoegd aan de investeringen van het betreffende jaar, zodat de vergoeding voor deze bouwrente wordt uitgesmeerd over de hele afschrijvingstermijn. Aangezien veelal sprake is van zeer lange afschrijvingstermijnen wijkt dat maar zeer beperkt af van de exacte jaren waarin de investering zelf wordt afgeschreven. Daarmee wordt een aanzienlijke administratieve last vermeden doordat de DSB niet een aanvullende administratie hoeft in te richten ten behoeve van de (historische) bouwrentes per project. Bij een grote DSB gaat het daarbij in de praktijk om duizenden investeringsprojecten per jaar.

## **V Een navolgbare en juiste vaststelling van de hoogte van de WACC**

58. NBNL zoekt op een aantal punten verduidelijking en/of aanpassing in het methodebesluit omtrent de vaststelling van de WACC.
59. Ten eerste heeft NBNL in de consultatie aangegeven dat de groei in de gestandaardiseerde activawaarde (**GAW**) geen goede indicator is van het risico dat ontstaat door de voor de energietransitie noodzakelijke investeringen. NBNL heeft de ACM gevraagd te kijken naar de financieringscapaciteit aan de hand van onder meer Investeringen (Capex) t.o.v. EBITDA. Volgens Brattle zou dat evenwel niet nodig zijn (zie het rapport van Brattle 'Beta, ERP and Gearing for the Dutch Network Operators' van 30 augustus 2025 (het **Brattle-rapport**), randnummers 105-106), waarna de ACM dit heeft nagelaten. In hoofdstuk 3 van het Oxera-rapport worden enerzijds kanttekeningen geplaatst bij de door Brattle uitgevoerde analyse op basis van de GAW en wordt anderzijds aangetoond dat de ten opzichte van de vergelijkingsgroep veel hogere investeringen ten opzichte van de EBITDA wel degelijk een belangrijke rol speelt bij de *credit ratings*. In het Oxera-rapport wordt dan ook geconcludeerd dat een opslag op de WACC is aangewezen.
60. De bevindingen in het Oxera-rapport kunnen als volgt worden samengevat:
  - (1) de referentiegroep van Brattle geeft de impact van de hoge Capex-intensiteit van de elektriciteitsactiviteiten van Enexis in de toekomst niet op de juiste wijze weer, ongeacht of de Capex wordt afgemeten aan de GAW of EBITDA;
  - (2) een hogere bèta is gerechtvaardigd wanneer de data van een DSB aanzienlijk boven het gemiddelde en de mediaan van de vergelijkingsgroep liggen, aangezien de risico's die door die DSB worden gedragen niet volledig vergelijkbaar zijn met de referentiegroep. In dat verband wordt in het Oxera-rapport benadrukt

- (i) dat kredietbeoordelaars de relatieve Capex-intensiteit van een bedrijf niet alleen meten in relatie tot de (regulatoire of boekhoudkundige) activabasis maar ook in relatie tot winstmaatstaven zoals EBITDA, en
    - (ii) dat de ratio Capex/EBITDA van Enexis met betrekking tot de elektriciteitsactiviteiten van 3,82 meer dan twee keer zo hoog is als het gemiddelde van de referentiegroep (1,81) en meer dan drie keer zo hoog is als de mediaan van de referentiegroep (1,16);
  - (3) de Capex-intensiteit kan zowel systematische als niet-systematische risico's verhogen. Daarbij worden in het Oxera-rapport de volgende drie argumenten voor een hogere WACC ter compensatie van de niet-systematische risico's gegeven:
    - (i) risico-asymmetrie: de risico's die gepaard gaan met het bouwen van nieuwe infrastructuur zijn vaak negatief asymmetrisch, dat wil zeggen dat de kans op kostenoverschrijding waarschijnlijker is dan de kans op lager dan begrote kosten;
    - (ii) sociaal welzijn: de inherente onzekerheid van de WACC-schatting leidt er waarschijnlijk toe dat het bestuursorgaan de vergoeding niet op het werkelijke niveau van het vereiste rendement vaststelt. Het is rationeel om de vergoeding iets hoger vast te stellen indien de sociale voordelen daarvan groter zijn dan de nadelen;
    - (iii) de hoge Capex-intensiteit kan negatieve gevolgen hebben voor de kredietwaardigheid.
61. NBNL verzoekt de ACM de bevindingen in het Oxera-rapport te valideren met betrekking tot de data van alle DSBs en de uitkomsten te verwerken in het methodebesluit.
62. In dit verband verzoekt NBNL de ACM om bij elektriciteit ook om de binnenkort te publiceren investeringsplannen 2026 te betrekken bij de besluitvorming. Nu wordt in het ontwerpbesluit (randnummer 139) door de ACM geoordeeld dat de investeringen niet zo uitzonderlijk hoog zijn dat een opslag op de WACC is aangewezen (in de vorm van een verhoging van de bèta), maar NBNL onderschrijft de zienswijze van TenneT dat dit niet, althans niet in alle gevallen, houdbaar is op grond van de meest actuele informatie over de geplande investeringen.
63. Ten tweede is er door de ACM bij de DSBs informatie opgevraagd over de daadwerkelijke kosten vreemd vermogen, zonder daarbij toekomstige investeringen en effecten van (her)financieringen in acht te nemen. In de bijeenkomst van de klankbordgroep van 25 augustus 2025 verwijst de ACM naar haar analyse op grond van die informatie, waaruit zou blijken dat de ACM geen indicatie heeft dat de DSBs in de toekomst niet zouden kunnen lenen tegen de *single A credit rating*. NBNL verzoekt de ACM deze analyse in geanonimiseerde vorm openbaar te maken, gezien de zorgen over het kunnen blijven afsluiten van leningen op basis van die *single A credit rating*. In dat verband verzoekt NBNL de ACM ook na te gaan en in het methodebesluit op te nemen of het daadwerkelijk zo is “dat Nederlandse systeembeheerders in staat zijn om met de gearing gebaseerd op de

*vergelijkingsgroep een betere credit rating te halen dan de ondernemingen in de vergelijkingsgroep, omdat Nederland een hogere credit rating heeft dan de landen waarin deze vergelijkingsondernemingen gevestigd zijn en vanwege het stabiele regulatorische raamwerk in Nederland” (ontwerpbesluit, bijlage 3A – WACC (de **WACC-bijlage**)), randnummer 86). Dat daarom voor de DSBs, anders dan voor de bedrijven waarmee ze worden vergeleken, lenen op basis van de voorwaarden van een *single A credit rating* wél haalbaar zou zijn is een verstrekkende aanname.*

64. Ten derde meent NBNL dat de ACM in de methode een bodemwaarde voor de risicovrije rente zou moeten hanteren van 0,5%. De door het CBb in zijn uitspraak van 4 juli 2023 (ECLI:NL:CBB:2023:321, r.o. 36.4) voorgeschreven bodemwaarde is in de huidige methode van de baan. De ACM stelt daarvoor geen reden meer te zien omdat de ECB geen *quantitative easing*-beleid meer voert en bij een risicovrije rente lager dan 0,5% te zullen beoordelen wat hiervan de oorzaak is en of zij al dan niet een bodemwaarde moet hanteren (bijlage 3A – WACC, randnummer 23). NBNL meent dat een risicovrije rente lager dan 0,5% te allen tijde zo uitzonderlijk is dat een dergelijke bodemwaarde is aangewezen. De DSBs verwijzen in dit verband ook naar het gewijzigd besluit redelijk rendement warmteleveranciers van de ACM van 15 mei 2025, waarin deze bodemwaarde wel van toepassing is verklaard. Dat geeft een bescherming voor geval de risicovrije rente historisch gezien uitzonderlijk laag is.
65. Ten vierde meent NBNL dat er geen deugdelijke reden is om af te wijken van de historische marktrisicopremie op basis van Dimson, Marsh en Staunton data tot en met 2024. Die is 5,27%, terwijl de ACM in het methodebesluit 5,20% toepast (zie WACC-bijlage, randnummers 39-43). NBNL verwijst in dit verband naar de argumentatie in de zienswijze van GTS die zij ten behoeve van deze zienswijze graag onderschrijft.
66. Volledigheidshalve merkt NBNL nog op dat voor de DSBs het zogenoemde trapjesmodel niet verder aangepast hoeft te worden voor AiA omdat voor de DSBs de impact van AiA op de uitkomst marginaal is en niet vergelijkbaar met de impact bij TenneT. De DSBs onderschrijven het trapjesmodel zoals beschreven in het ontwerpbesluit.

## **VI Kleinere verbeter suggesties per randnummer**

### Ontwerpbesluit

#### Paragraaf 1.1

‘voor alle netbeheerder’ → ‘voor alle distributiesysteembeheerders’.

NBNL raadt aan ‘regionale netbeheerder’ en ‘netbeheerder’ in het besluit overal te vervangen door ‘distributiesysteembeheerder’ en, waar ook van toepassing op TenneT en/of GTS, ‘systeembeheerder’.

#### Paragraaf 1.2

NBNL raadt aan in het besluit geen argumenten en opmerkingen op te nemen die specifiek zien op gas.

Randnummer 19:

In de huidige reguleringsperiode (2022-2026) zijn de gemiddelde sectorkosten als gevolg van de uitspraak van het CBb van 4 juli 2023 (ECLI:NL:CBB:2023:320) niet gebaseerd op het gemiddelde gedurende de jaren 2018-2020 maar op het jaar 2021.

Randnummer 25:

‘Coteq Infra en Beheer B.V.’ → ‘Coteq Netbeheer B.V.’.

Randnummers 41, 47:

Onnodige duplicatie vermelding van acht bijeenkomsten met de klankbordgroep.

Randnummer 52:

Gebruik van de term ‘omzetregulering’ is verwarrend. NBNL raadt aan te verduidelijken dat het gaat om de vergoeding van daadwerkelijke kosten in plaats van het ex ante vaststellen van inkomstenniveaus. Daarbij vinden naast correcties voor volumeverschillen ook nacalculaties plaats voor de verschillen tussen vooraf ingeschatte en daadwerkelijk gerealiseerde kosten, mits die kosten efficiënt zijn.

Qua argumentatie raadt NBNL aan toe te voegen dat in de nieuwe methodiek de complexe en theoretische waardering van invoeding in de samengestelde output in een systeem van maatstafregulering niet meer nodig is.

Randnummer 61:

‘Kwalitatieve referentiepunten’ → ‘Kwantitatieve referentiepunten’.

Randnummer 66:

NBNL dringt erop aan dat vermeld wordt dat het ‘naar achteren schuiven van kosten’ een nadelig effect heeft op de voor de facilitering van de energietransitie benodigde financieringsruimte van de DSBs.

Randnummer 75:

Dat de bouwrente wordt toegevoegd aan de activawaarde van de betreffende investering in de huidige reguleringsperiode is niet helemaal correct. Conform de huidige RAR wordt bij de DSBs bouwrente, in verband met het zeer grote aantal relatief kleine projecten, niet per individueel project bijgehouden en in de kosten verwerkt. De bouwrente wordt jaarlijks op basis van de gemiddelde totale AiA-positie en de door de ACM vastgestelde WACC opgenomen in de reguleringsdata en toegevoegd aan de investeringen van het betreffende jaar, zodat de vergoeding voor deze bouwrente wordt uitgesmeerd over de hele afschrijvingstermijn.

De verwijzing naar paragraaf 6.1 is zinledig; daarin wordt geen extra informatie gegeven.

Randnummer 92:

'alleen of' → 'alleen af'.

Randnummer 107:

Zelfde opmerking als bij randnummer 66.

Randnummer 117:

De stelling dat het 'vermogensverschaffers in principe om het even is welk stelsel' (nominaal of reëel) wordt gehanteerd, is onjuist. Verschaffers van vreemd vermogen willen hun geld over de looptijd van de lening. In een reëel stelsel ontvangen de DSBs initieel minder dan in een nominaal stelsel en dus ook minder dan wat de verschaffers van vreemd vermogen initieel vragen. Hierdoor is het bij een stijging van de GAW met de daarbij behorende stijgende behoefte aan vreemd vermogen een absolute noodzaak dat de DSBs gedurende de looptijd van de lening passende tariefinkomsten hebben. De overstap van het reële naar het nominale stelsel is voor de DSBs daarom van groot belang voor hun financieringsruimte en financierbaarheid.

Randnummer 202:

'voor alle' → 'over alle'.

Randnummer 221:

'(de kosten) uit' → '(de kosten uit)'.

Randnummer 236:

'in randnummer 188' → 'in randnummer 212'.

### Bijlage 3A WACC

Voetnoot 12:

'par. 2.2.2' → 'par. 2.2.1'.

### Bijlage 3B WACC-model

Tabblad 2:

Er wordt bij de door Brattle vastgestelde waarden voor de gearing en de asset bèta verwezen naar een Excelbestand van Brattle. De DSBs ontvangen graag dit bestand.

Tabblad 4:

De bedragen voor de GAW worden niet helemaal door de DSBs herkend. De DSBs ontvangen graag het voor de vaststelling van deze waarden gebruikte GAW-model.

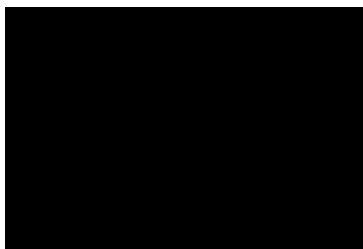
Tabblad 5 (kop):

'Tabblad 4 - ' → 'Tabblad 5 - '.

## **VII Conclusie**

NBNL onderschrijft de contouren van de nieuwe reguleringsmethode, maar veel is nog onduidelijk. NBNL hoopt dat de aangedragen verbeterpunten worden geadresseerd in het methodebesluit. NBNL verzoekt de ACM contact op te nemen met NBNL over de noodzakelijke uitwerking van haalbare en doelmatige maatregelen om de efficiëntie te borgen en de inkomsten te schatten en over hetgeen de DSBs van de ACM mogen verwachten op het gebied van voorlichting, overleg en evaluatie.

Met vriendelijke groet,



Bijlagen:

1. Rapport 'Monitoring en KPI's' van EdenMcCallum van juni 2025.
2. Rapport 'WIP remuneration and WACC implications of high CAPEX intensity' van Oxera van 22 oktober 2025.

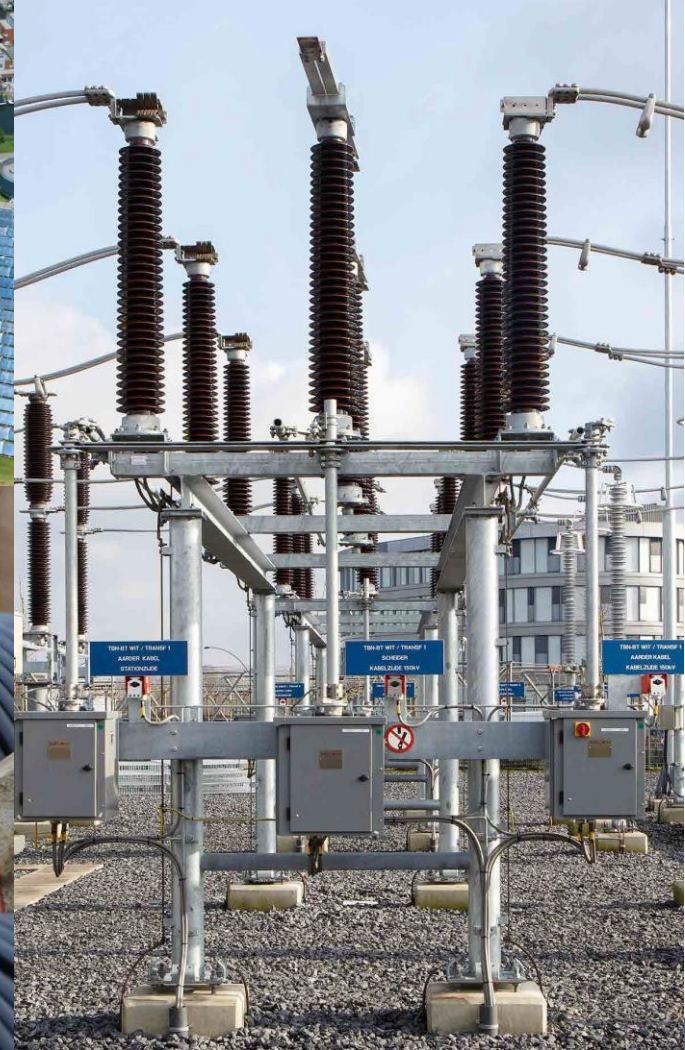
## **BIJLAGE 1**

# Monitoring en KPI's

*Voorstel van de regionale netbeheerders  
voor discussie met de ACM*

Juni 2025

eden  
mccallum



# Disclaimer

This document is issued by Eden McCallum LLP, is for information purposes only, and is intended solely for Netbeheer Nederland. It is provided subject to the terms and conditions in Eden McCallum's Contract to Provide Consultancy Services to a Client (the "Contract"), dated 18 March 2025. The document is incomplete without the accompanying oral commentary.

This document is for the benefit and information of the addressees only and should not be copied, referred to or disclosed, in whole or in part, without our prior written consent, except as specifically permitted in the Contract. The scope of work for this document has been agreed by the addressees and to the fullest extent permitted by law, we will not accept responsibility or liability to any other party (including the addressees' legal and other professional advisers) in respect of our work or the document.

The information contained here has been compiled from sources believed to be reliable. While every reasonable effort has been made to ensure that the information is correct, that the views are accurate, and all reasonable care has been taken in the preparation of this document, no responsibility or liability is accepted for errors or omissions of fact or for any opinions expressed herein, or any decisions which any party make while relying on this document. Facts, opinions, projections and estimates are subject to change without notice. You are advised to form your own independent judgement with respect to any matter contained in this document.

Our work should not be regarded as involving a due diligence investigation. Eden McCallum LLP does not provide investment or financial advice and is not a qualified, approved or licensed investment or financial advisor. All information found here, including any ideas, opinions, views, predictions, commentaries, suggestions, expressed or implied herein, should not be construed as investment or financial advice.

# Introductie

- De nieuwe regulering wordt door de ACM uitgewerkt in **5 werkstromen**.
- **Werkstroom 3** heeft betrekking op monitoren van kosten en prestaties, en is de focus van dit document. Op de wisselwerking met andere onderdelen van de toekomstige regulering, zoals toetsing van processen, wordt niet expliciet ingegaan.
- De RNB's hebben **gezamenlijk uitgewerkt** hoe deze monitoring vormgegeven zou kunnen worden, met ondersteuning van Eden McCallum. De resultaten worden in dit korte document beschreven.
- De nadruk ligt in dit document op de monitoring van **kostenefficiëntie**. Efficiëntie kan niet los worden gezien van **kwaliteitsaspecten**, maar hiervoor worden al diverse indicatoren gerapporteerd middels jaarverslagen en CODATA.
- Qua **terminologie** worden in dit document twee vormen van monitoring onderscheiden:
  - Kostenmonitoring: het volgen van de kostenontwikkeling in de tijd, bijv. het aandeel van een kostenpost in de totale kosten, of de procentuele toe- of afname van de kostenpost.
  - Prestatiemonitoring: monitoring aan de hand van bepaalde prestatie-indicatoren waarmee uitgaven aan output gerelateerd worden.

# Voor de RNB's staan de volgende 5 uitgangspunten centraal

## 1 Kostenefficiëntie vs. andere belangen

- Zoals al gememoreerd is het van belang om kostenefficiëntie niet los te zien van **andere belangen** die netbeheerders nastreven, zoals betrouwbaarheid en klanttevredenheid.
- Het is met name belangrijk om de **balans te bewaren** tussen efficiëntie en aanpak van congestie.

## 2 Vergelijking tussen RNB's vs. in de tijd

- Vanwege de aanzienlijke **verschillen** tussen netbeheerders, o.a. qua ondergrond, bevolkingsdichtheid, schaal en structuur van de organisatie, type klantvraag, mate van in/uitbesteden, etc. moet de monitoring met KPI's zich richten op **vergelijking in de tijd** per netbeheerder.

## 3 Focus op kernactiviteiten

- Qua frequentie is het voorstel om aan te sluiten bij de huidige praktijk van de reguleringsdata en CODATA: **jaarlijkse rapportage**.
- Om de door de ACM benodigde inzichten **zo efficiënt mogelijk** te verschaffen gaat de voorkeur uit naar een relatief beperkt aantal indicatoren die aansluiten bij de **belangrijkste activiteiten** van RNB's.

## 4 Potentieel geschikte KPI's t.b.v. monitoring

- De **indirecte kosten** zijn lastig aan kwantificeerbare output te relateren, en lenen zich dus alleen voor kostenmonitoring.
- De **investeringen en directe kosten** zijn in beginsel wel aan output te relateren en komen dus in aanmerking voor **zowel kosten- als prestatie monitoring**.
- Aan de hand van de grootste uitgaven zijn **potentiële KPI's** geïdentificeerd.

## 5 Gefaseerde invoering

- Waarschijnlijk zijn sommige van deze KPI's op korte termijn **moeilijk te bepalen** door RNB's.
- Mogelijk kan het daarom nodig zijn om in de monitoring in eerste instantie de nadruk te leggen **kostenmonitoring**, waarbij de **prestatie monitoring** geleidelijk wordt **uitgebreid**.

# Kostenefficiëntie staat niet los van andere belangen die netbeheerders nastreven

- Het is belangrijk om kostenefficiëntie niet los te zien van **andere belangen** die netbeheerders nastreven, zoals betrouwbaarheid en klanttevredenheid.
- Efficiëntie kan deze belangen **versterken**, zoals betere benutting van het net die de toegankelijkheid ten goede komt.
- Te grote nadruk op kostenefficiëntie kan echter ook **ten koste gaan** van deze belangen, zie rechts voor een aantal voorbeelden.
- Daarom is het van belang om kostenefficiëntie **in samenhang** met de niet-financiële prestaties van de RNB's te beschouwen.

## Voorbeelden van de wisselwerking tussen kostenefficiëntie en andere belangen



# Het is met name van belang om de balans te bewaren tussen kostenefficiëntie en aanpak van netcongestie

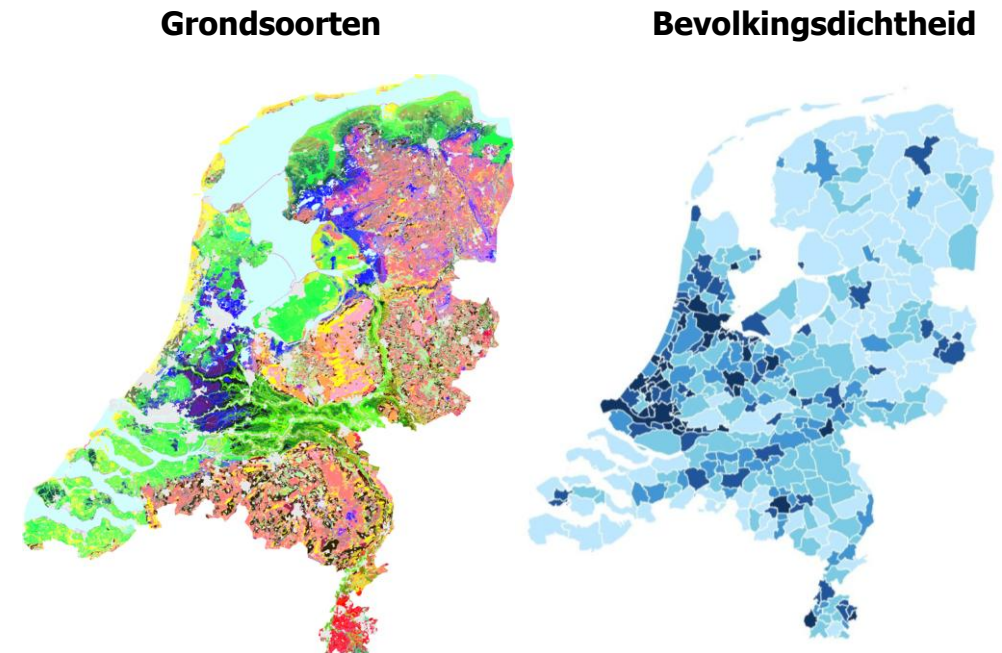
- Eén van de belangrijkste **doelen van de nieuwe regulering** per 2027 is om netbeheerders beter in staat te stellen om (proactief) te investeren om **netcongestie** terug te dringen en de **energietransitie** te faciliteren.
- Aanpak van de congestieproblematiek is van **groot economisch belang**. Uit een studie van Ecorys en data van Netbeheer Nederland blijkt dat congestie tussen € 10-40 mrd per jaar kost.
- Uiteraard moeten netbeheerders daarbij kostenefficiënt werken, ten behoeve van de **betalbaarheid** voor netgebruikers.
- In de huidige praktijk moeten netbeheerders regelmatig **keuzes maken** tussen snelheid en kosten, bijv. door grotere voorraden aan te houden van (schaarse) componenten, wat tot hogere kosten leidt maar wel bijdraagt aan snellere uitbreiding van de netten.
- Netbeheerders zijn zich terdege bewust van het feit dat zij een maatschappelijke taak hebben en zijn gemotiveerd om de **laagste maatschappelijke kosten** te realiseren.
- Kiezen voor minder kostenefficiënte oplossingen, zoals het voorbeeld van de grotere voorraden, kán dus wel de **beste keuze** zijn vanuit dit perspectief. De nieuwe regulering moet netbeheerders ondersteunen bij het maken van dit soort keuzes.



# In het kader van monitoring met KPI's is vergelijken tussen netbeheerders niet zinvol

- Bij monitoring van prestatie-indicatoren moeten de cijfers ergens mee worden vergeleken. Er zijn  **twee mogelijkheden**: vergelijken tussen netbeheerders en vergelijken in de tijd per netbeheerder.
- Hoewel RNB's dezelfde taken uitvoeren zijn de **verschillen** aanzienlijk, gedreven door o.a. ondergrond, bevolkingsdichtheid, schaal en structuur van de organisatie, type klantvraag, mate van in/uitbesteden, etc.
- Gezien deze verschillen is vergelijking tussen RNB's als onderdeel van de monitoring niet zinvol, en moet er dus worden gekeken naar de ontwikkeling **per netbeheerder** in de tijd.
- Verklaren van de ontwikkeling in de tijd per RNB is ook niet eenvoudig omdat het **werkpakket** tussen jaren sterk verschilt: grote, meerjarige projecten, veel maatwerk, complexe reconstructies, etc.

## Verschillen in grondsoorten en bevolkingsdichtheid



Bron: WUR, CBS

## De voorkeur gaat uit naar het monitoren van een beperkt aantal indicatoren die een goed beeld geven van de prestaties

- Bij de vormgeving van de monitoring met behulp van KPI's moet invulling worden gegeven aan de **volgende aspecten**: 1) hoeveel indicatoren? 2) over welke activiteiten/kosten? 3) hoe vaak?
- De voorkeur van de RNB's is om te komen tot een methode waarbij de door de ACM benodigde inzichten **op een efficiënte manier** bereikt kunnen worden, waarbij onnodige administratieve lasten worden voorkomen en de ACM zich tot toezicht kan beperken.
- Ten aanzien van de *frequentie* is het voorstel van de RNB's om aan te sluiten bij de huidige praktijk van de reguleringsdata en CODATA, d.w.z. **jaarlijkse rapportage** en verantwoording.
- Wat betreft het *aantal indicatoren* en waarop deze betrekking hebben gaat de voorkeur uit naar een **beperkt aantal** indicatoren die aansluiten bij de **belangrijkste activiteiten** van netbeheerders; waar de **grootste bedragen** mee gemoeid zijn, en waarop de netbeheerders de **meeste invloed** hebben.
- Op de volgende pagina wordt aangegeven *welke uitgaven* het **meest relevant** zijn voor de monitoring van kostenefficiëntie.

## Investerings en directe kosten zijn het meest relevant voor de monitoring van kostenefficiëntie

| Typen uitgaven van een netbeheerder (illustratief)                                                               | Relevantie voor monitoring                                                          | Toelichting                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|  <b>Inkoopkosten transport</b> |    | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Volledig afhankelijk van gereguleerde tarieven en de hoeveelheid energie, en dus <b>niet beïnvloedbaar</b> door RNB's.</li> <li>• Monitoring van deze kostenpost is derhalve niet zinvol.</li> </ul>                                                                                                     |
| <b>Inkoopkosten netverliezen</b>                                                                                 |    | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Wel <b>enigszins te beïnvloeden</b>, bijv. door de inkoopstrategie, maar grotendeels bepaald door onvermijdelijke netverliezen en de ontwikkeling van de energieprijzen.</li> </ul>                                                                                                                      |
| <b>Indirecte kosten</b>                                                                                          |   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Kosten van stafafdelingen zoals IT, HR, Finance, maar ook "semi-operationele" afdelingen als Asset Mgt zijn moeilijk aan kwantificeerbare output te relateren.</li> <li>• Deze kosten lenen zich daarom enkel voor <b>kostenmonitoring</b>.</li> </ul>                                                   |
| <b>Investerings &amp; directe kosten</b>                                                                         |  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Het grootste deel van de uitgaven bestaat uit investeringen en kosten van operationele afdelingen, diensten van aannemers en materialen.</li> <li>• Deze uitgaven zijn in beginsel wel aan output te relateren en komen dus in aanmerking voor <b>zowel kosten- als prestatie monitoring</b>.</li> </ul> |

## Aan de hand van de grootste uitgaven zijn potentiële KPI's geïdentificeerd

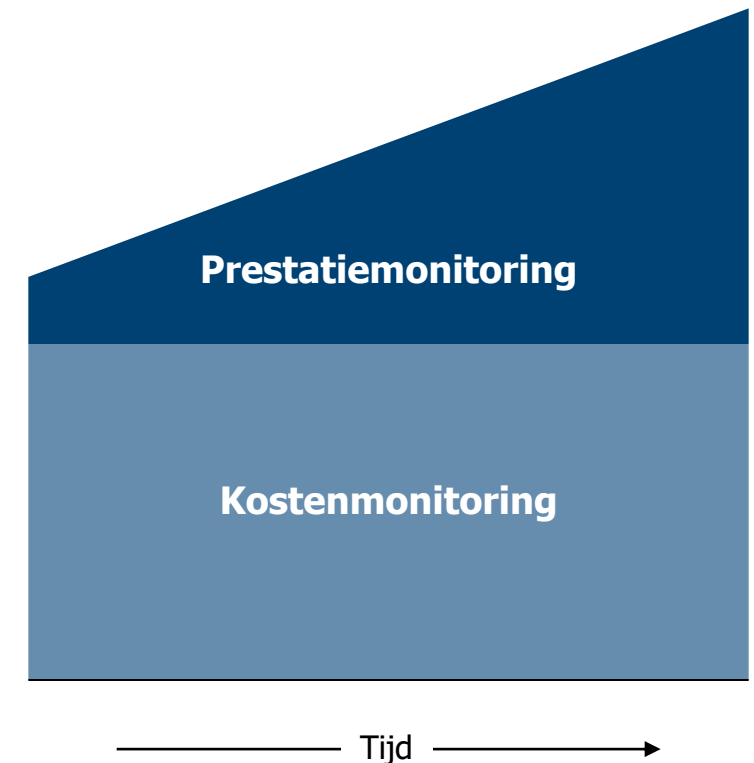
| Type uitgaven                             | Potentiële KPI's                                                                                                                                                         |                                                                                                                                                              | Kanttekeningen / opmerkingen                                                                                                                                                                                    |
|-------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Totale kosten</b>                      | Totale kosten per aansluiting E+G<br>Aantal aansluitingen E+G per FTE                                                                                                    | € personeelskosten per FTE                                                                                                                                   | Totale kosten mogelijk te beperken tot de meest beïnvloedbare kosten. Bij delen door het aantal FTE rekening houden met de mate van uitbesteden.                                                                |
| <b>Inkoopkosten netverliezen</b>          | % netverliezen E/G<br>€ per kWh inkoop netverliezen E                                                                                                                    | € per m <sup>3</sup> inkoop netverliezen G                                                                                                                   | % netverliezen E/G wordt al gerapporteerd via CODATA.                                                                                                                                                           |
| <b>Investerings- &amp; directe kosten</b> | € per nieuwe aansluiting E/G<br>€ per vervangen aansluiting E/G<br>€ per gewijzigde aansluiting E/G<br>€ per verwijderde gasaansluiting<br>€ per aangelegde slimme meter | € per aangelegde km kabel/leiding<br>€ per toegevoegde MVA trafovermogen<br>€ per aangelegd station E<br>€ per storing E/G<br>€ per onderhoudsactiviteit E/G | Deze indicatoren zijn gebaseerd op de grootste investeringen en kostenposten. NB: daadwerkelijk meten en rapporteren van sommige van deze indicatoren vormt op korte termijn voor meerdere RNB's een uitdaging. |

NB: het voorstel van de RNB's is om deze indicatoren enkel op **totaalniveau** te monitoren. Een **uitsplitsing naar netvlak** brengt onevenredig hoge interne en externe kosten met zich mee. Daarnaast is van belang om de indicatoren van heldere definities te voorzien.

## Mogelijk moet prestatie monitoring geleidelijk worden ingevoerd

- De werkpakketten van RNB's bestaan uit een grote verscheidenheid van typen assets, die niet tot één getal op te tellen zijn. Om deze reden sturen netbeheerders voornamelijk op **uitgegeven euros** om te beoordelen of de planning gehaald wordt.
- In de laatste jaren is de behoefte gegroeid om meer inzicht te krijgen in de **aantallen assets**. Hiervoor worden processen en systemen aangepast, maar dit vergt tijd.
- Voor de **berekening** van prestatie-indicatoren moeten de uitgaven en de aantallen in een bepaalde tijdsperiode (zoals een kalenderjaar) aan elkaar gerelateerd worden, en dat **blijkt vaak lastig**, om de volgende redenen:
  - **Timing effect:** wanneer uitgaven worden gerealiseerd en geregistreerd in jaar  $t$ , en de inbedrijfstelling van de assets in jaar  $t+1$  of later plaatsvindt, ontstaat een mismatch.
  - **Systemen:** kosten en investeringen worden vaak in andere systemen geregistreerd (bijv. SAP) dan de assets (bijv. GIS).
- Daarnaast spelen de gebruikelijke issues rondom **datakwaliteit**: onvolledig of onjuist ingevulde formulieren, veranderende definities, etc.
- Mogelijk kan het nodig zijn om in de monitoring in eerste instantie de nadruk te leggen **kostenmonitoring**, waarbij **prestatie monitoring** in de loop der jaren wordt uitgebreid.

### Gefaseerde uitbreiding van het aantal prestatie-indicatoren (illustratief)

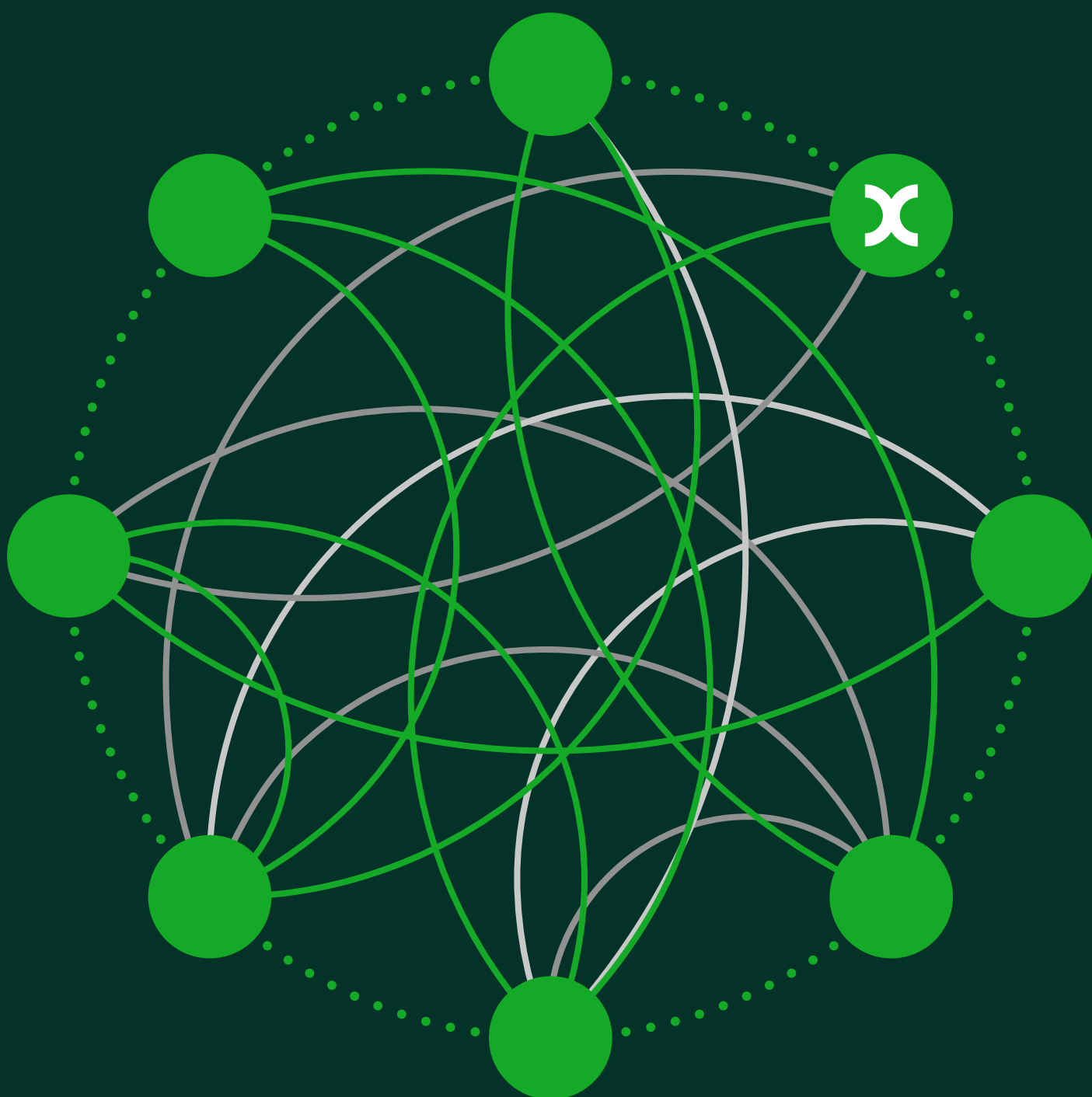


## **BIJLAGE 2**

# WIP remuneration and WACC implications of high CAPEX intensity

—  
Prepared for Enexis

22 October 2025



## Contents

|                                                                                    |    |
|------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Executive summary                                                                  | 1  |
| 1 Introduction                                                                     | 4  |
| 2 Remuneration of WIP                                                              | 5  |
| 2.1 The ACM's approach to WIP remuneration                                         | 5  |
| 2.2 The cost-reflectivity principle                                                | 6  |
| 2.3 The ACM's treatment of WIP does not support the creditworthiness of Dutch DSOs | 7  |
| 2.4 Stylised modelling of FFO/net debt                                             | 10 |
| 2.5 The equity financing scenario and the structural value loss                    | 14 |
| 2.6 Precedents of WIP remuneration in Europe                                       | 16 |
| 2.7 Conclusions on the treatment of WIP                                            | 18 |
| 3 Impact of high CAPEX intensity on WACC                                           | 20 |
| 3.1 Assessment of Brattle's analysis                                               | 20 |
| 3.2 Non-beta factors                                                               | 27 |
| 4 Conclusion                                                                       | 30 |

## Figures and Tables

|             |                                                                                                                                     |    |
|-------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figure 2.1  | FFO/net debt stylised modelling scenarios                                                                                           | 13 |
| Figure 3.1  | Brattle's and Oxera's ratios of average annual planned investments over the 2023 RAB                                                | 22 |
| Figure 3.2  | Oxera's ratios of the average annual planned investments over the RAB for Enexis as a whole and the Enexis electricity segment only | 24 |
| Figure 3.3  | Oxera's ratios of average annual planned investments over EBITDA                                                                    | 26 |
| Figure A1.1 | Peer group RAB- and accounting-based ratios for 2023                                                                                | 33 |
| Figure A1.2 | Peer group RAB- and accounting-based ratios for 2024                                                                                | 33 |
| Table 2.1   | Stylised modelling assumptions and calculations                                                                                     | 11 |
| Table 2.2   | Treatment of WIP in some other European regulatory regimes                                                                          | 18 |
| Table A2.1  | Data used to compute Enexis and Enexis electricity-only ratios (€m)                                                                 | 35 |
| Table A2.2  | Data used to compute peer companies' ratios (€m)                                                                                    | 35 |

Oxera Consulting LLP is a Limited Liability Partnership registered in England no. OC392464, registered office: Park Central, 40/41 Park End Street, Oxford, OX1 1JD, UK, with an additional office in London located at 200 Aldersgate, 14th Floor, London, EC1A 4HD, UK; in Belgium, no. 0651 990 151, branch office: Spectrum, Boulevard Bischoffsheim 12-21, 1000 Brussels, Belgium; and in Italy, REA no. RM - 1530473, branch office: Rome located at Via delle Quattro Fontane 15, 00187, Rome, Italy, with an additional office in Milan located at Piazzale Biancamano 8, 20121 Milan, Italy; and in Spain, CIF W0306516F, branch office: LOOM Azca, Plaza Pablo Ruiz Picasso 11, Planta 1, 28020 Madrid, Spain.

Although every effort has been made to ensure the accuracy of the material and the integrity of the analysis presented herein, Oxera accepts no liability for any actions taken on the basis of its contents. With regard to our services to you, in the absence of any other signed agreement between you and us, you agree to be bound by our standard Terms of Engagement, which can be found <https://www.oxera.com/wp-content/uploads/2025/03/ToE-UK-en-GB.pdf>.

No Oxera entity is either authorised or regulated by any Financial Authority or Regulation within any of the countries within which it operates or provides services. Anyone considering a specific investment should consult their own broker or other investment adviser. Oxera accepts no liability for any specific investment decision, which must be at the investor's own risk.

© Oxera 2025. All rights reserved. Except for the quotation of short passages for the purposes of criticism or review, no part may be used or reproduced without permission.

# Executive summary

In September 2025, the Authority for Consumers and Markets (ACM) published its draft method decisions for energy networks, including electricity distribution system operators (DSOs), for the upcoming regulatory period 2027–31.<sup>1</sup> In light of the energy transition, the ACM introduces a new cost-based regulatory method, specifically aiming to support system operators with their 'enormous investment challenge', requiring annual investments of c. €8bn from 2025 onwards.<sup>2</sup>

In this context, Enexis Netbeheer B.V. (Enexis) has asked Oxera to assess the proposed remuneration of work-in-progress (WIP, or 'werk in uitvoering' in the original Dutch), and the impact of high CAPEX intensity on the weighted average cost of capital (WACC).

The conclusions of this report are as follows.

## How should WIP be remunerated?

Under the ACM's treatment of WIP, the return on WIP is not directly reflected in the tariffs until the assets are put into service.<sup>3</sup> The ACM states that this treatment is required by the cost-reflectivity principle. However, according to the guidance by the European Commission, the infrastructure expansion costs are within the network cost base, and therefore the tariffs accounting for those costs would still be cost-reflective.

Moreover, our assessment shows that a combination of the substantial investment requirements for Enexis and other Dutch electricity DSOs and the ACM's treatment of WIP are likely to result in a significant deterioration of the funds from operation (FFO) /net debt ratio, the extent of which depends on the proportion of the investment financed with debt. In particular, while our analysis of the metric for Enexis is stylised and specific ratio levels should be interpreted with caution, it shows that financing WIP with a 46% debt or more would lead to the

---

<sup>1</sup> ACM (2025), 'Ontwerpmethodebesluit distributiesysteembeheerders elektriciteit 2027-2031', 18 September.

<sup>2</sup> Ibid., para. 9.

<sup>3</sup> The return on WIP is capitalised. We understand that the capitalised amount creates the corresponding depreciation and return allowances during construction as any other value in the regulatory asset base (RAB, or 'GAW' in Dutch) would.

FFO/net debt being low (at 6.1–11.2%), such that lenders are unlikely to agree to provide debt funding at a reasonable cost.

As a result, the cost of WIP financing would be different from the cost of financing the RAB due to the lower gearing.<sup>4</sup> The company would then experience the structural value loss equal to the difference between the return required by investors (WACC with a lower gearing) and the return allowed by the regulator (WACC for WIP with c. 46% gearing), multiplied by the amount of WIP over the duration of the construction period. In an extreme scenario, WIP would have to be financed only with equity, and hence the cost of this financing would be the appropriate (unlevered) cost of equity. That cost of equity may also be higher than the one applied to RAB, as the regulatory risk is heightened when cash is delayed—even when payments are expected to be made according to the regulatory regime.

Therefore, to avoid the structural value loss and ensure sufficient capital mobilisation, the regulatory framework should either:

- allow WIP to enter the RAB during construction and be remunerated at the WACC, which is preferred as it avoids any adverse effects on creditworthiness;
- or
- provide a separate return on WIP, based on a lower gearing than the standard 46% until assets are in operation, which represents an improvement over the current position.

A more detailed analysis would be required to specify the maximum level of gearing that the company would be able to accommodate.

This set of remedies would align investor incentives with regulatory objectives and support the timely delivery of infrastructure needed for the energy transition.

### How should the high CAPEX intensity of Dutch electricity DSOs be reflected in their WACC allowance?

High CAPEX intensity of Dutch electricity DSOs affects their risk profile and financial requirements. The analysis by Brattle Group (Brattle), which informs the ACM's beta estimate, concludes that Enexis's

---

<sup>4</sup> The Modigliani–Miller capital structure independence theorem holds only in perfect capital markets without taxes. All else equal, the introduction of taxes leads to a higher WACC with lower gearing. See Braeley, R., Myers, S. and Allen, F. (2011), *Principles of Corporate Finance*, tenth edition, McGraw-Hill Irwin, pp. 441–444.

financial profile does not warrant a beta uplift, as its capital intensity, expressed as a CAPEX/RAB ratio, is similar to that of the peer group used by Brattle. However, Oxera's replication and refinement of this analysis—based on electricity-only CAPEX and RAB—demonstrates that Enexis's CAPEX intensity is materially higher than the peer group average and the median.

Additionally, the systematic difference between the CAPEX intensity of Enexis and the peer group is supported by our analysis of other metrics, such as CAPEX relative to EBITDA and CAPEX relative to total or non-current assets. This suggests that Brattle's selected peer group does not adequately reflect the investment risk faced by Enexis. Therefore, consistent with Brattle's own reasoning for the other DSOs, a beta uplift for Enexis would be appropriate to reflect its elevated risk exposure.

Moreover, we discuss that there are more reasons for a WACC uplift than the increased systematic risk and the corresponding beta adjustment. In particular, we consider three additional reasons.

First, the risks associated with building new infrastructure are often negatively asymmetric, meaning that, without further measures, the expected return on equity would be below the allowance—as a result, an uplift to the return on equity allowance is justified.

Second, assuming that the DSOs would be less likely to undertake an appropriate level of investment if the WACC allowance is set too low, the cost to consumers and to the economy of setting it too low (and not having the infrastructure maintained and expanded) is significantly greater than the cost of setting it too high (the cost of the uplift to the allowance).

Finally, and as demonstrated in the WIP section of this report, the high CAPEX intensity may imply a lower credit rating and therefore higher debt financing costs.

# 1 Introduction

In September 2025, the Authority for Consumers and Markets (ACM) published its draft method decisions for energy networks, including the 'distributiesysteembeheerder' (DSB), i.e. electricity distribution system operators (DSOs), for the upcoming regulatory period 2027–31.<sup>5</sup> In light of the energy transition, the ACM introduces a new cost-based regulatory method, specifically aiming to support system operators with their 'enormous investment challenge', requiring annual investments of c. €8bn from 2025 onwards.<sup>6</sup>

In this context, Enexis Netbeheer B.V. (Enexis) has asked Oxera to assess the ACM's approach to remuneration of the work-in-progress (WIP) capital. WIP refers to the expenditure invested in the assets that are under construction but not yet operational. In this report, we critically assess ACM's suggested approach not to reflect WIP remuneration in the tariffs until the respective asset is put into service. In addition, we discuss the impact of high capital intensity on the allowed weighted average cost of capital (WACC), as Dutch electricity DSOs are expected to substantially increase their capital expenditure (CAPEX) in the upcoming years.

On behalf of the ACM, the Brattle Group (Brattle) has compared the capital intensity of the Dutch electricity DSOs with that of the peer group, to assess whether a beta adjustment would be needed.<sup>7</sup> In this report, we critically assess the Brattle analysis. We also discuss that the potential beta adjustment is only one of the reasons for a WACC uplift due to the high capital intensity and outline the other reasons.

The remainder of this report is structured as follows.

- In section 2, we discuss the remuneration of WIP.
- In section 3, we assess the impact of high CAPEX intensity on WACC.
- In section 4, we present our conclusions.

---

<sup>5</sup> ACM (2025), 'Ontwerpmethodebesluit distributiesysteembeheerders elektriciteit 2027-2031', 18 September, paras 5 and 10.

<sup>6</sup> Ibid., para. 9.

<sup>7</sup> Brattle (2025), 'Beta, ERP and Gearing for the Dutch Network Operators', 30 August, paras 101–103.

## 2 Remuneration of WIP

In this section, we discuss the ACM's approach to WIP remuneration as follows.

- First, we present the ACM's approach to WIP remuneration in subsection 2.1 and detail its reasoning for not reflecting WIP remuneration in the tariffs directly until assets are put into service.
- In subsection 2.2, we discuss the cost-reflectivity principle as the ACM's suggested hurdle to reflect WIP remuneration in tariffs directly.
- We then move on to discussing the creditworthiness of Dutch electricity DSOs in subsection 2.3, pointing out that credit rating agencies are concerned about Enexis's ratio of funds from operation (FFO) to net debt, assuming the current WIP treatment, given the significant investment requirements.
- In subsection 2.4, using stylised modelling we illustrate the impact of the upcoming investment and the WIP treatment options on the FFO/net debt ratio.
- Subsection 2.5 discusses the risk of structural value loss, i.e. if the ACM's approach requires networks to finance their WIP almost exclusively with equity to maintain their credit rating, WIP should not be remunerated with the WACC but with the cost of equity instead.
- In subsection 2.6, we demonstrate that many European regulators allow for the WIP remuneration to be reflected in tariffs before the end of the construction period.
- Finally, we conclude in subsection 2.7.

### 2.1 The ACM's approach to WIP remuneration

In its 2027–31 draft method decisions, the ACM confirms that financing costs for assets under construction—referred to as 'construction interest' (or 'bouwrente' in the original Dutch)—will be reimbursed through depreciation while the asset is still under construction.<sup>8</sup> We understand that, in addition to the depreciation of the construction interest, the ACM will allow for the WACC on the corresponding capitalised amount, as for the rest of the assets in the regulatory asset

---

<sup>8</sup> ACM (2025), 'Ontwerpmethodebesluit distributiesysteembeheerders elektriciteit 2027-2031', 18 September, paras 74–76.

base (RAB or 'GAW' in Dutch). The construction interest equals 5.8%—the WACC for new capital.<sup>9</sup>

The construction costs are added to the RAB once the asset is put into service.

The ACM explicitly rejects the alternative of reimbursing construction interest in full before assets are in operation. It argues that this would violate the principle of cost-reflectivity, as consumers would be paying for assets not yet in use.

In the remainder of this section, we discuss that allowing for construction interest to be recovered in full before the asset becomes operational does not contradict the cost-reflectivity principle. We also show that the ACM's approach to WIP remuneration may be problematic for companies' creditworthiness, especially at times of significant planned CAPEX.

## 2.2 The cost-reflectivity principle

In relation to the cost-reflectivity principle, the ACM states the following:<sup>10</sup>

In short, this [the cost-reflectivity requirement] means that network users do not pay more than is necessary to reimburse the efficient costs incurred by system operators for the performance of their legal tasks for the benefit of those network users.

However, the European Commission has recently issued guidance on anticipatory investments aimed at fostering the development of forward-looking electricity infrastructure, which addresses the ACM's concern.<sup>11</sup> It explains that tariffs need to reflect both short- and long-term costs, where the latter include the WIP:

Network tariffs should reflect cost structures in the short term (such as network losses and congestion costs) and in the long term, **including planned infrastructure development investment costs**.<sup>12</sup> [Emphasis added]

---

<sup>9</sup> ACM (2025), 'Ontwerpmethodebesluit distributiesysteembeheerders elektriciteit 2027-2031', 18 September, para. 149 and Table 2.

<sup>10</sup> Ibid., para. 74, translated from the original Dutch by Oxera.

<sup>11</sup> The European Commission defines anticipatory investments as forward-looking network investments based on identified medium- and long-term network needs. See European Commission (2025), 'Commission Notice on a guidance on anticipatory investments for developing forward-looking electricity network', 6 June, p. 3.

<sup>12</sup> Ibid., p. 8.

In other words, WIP represents expenditure that is required to deliver infrastructure. Having some assets under construction is an essential part of running a network business, which delivers services to the current users. We note that the Commission's guidance explicitly includes anticipatory investments in the 'planned infrastructure' mentioned in the quote above, even if these are undertaken in anticipation of increasing demand rather than in response to the demand already present.<sup>13</sup>

Therefore, the Commission's guidance shows that the cost-reflectivity principle is not a constraint for reflecting the construction interest in tariffs before the assets are in operation. In section 2.6 below, we further show that the construction interest is reflected in tariffs for energy networks by many European regulators.

Moreover, it is our understanding that the ACM allows for the depreciation and return on the capitalised construction interest during construction—i.e. the construction impacts the tariffs, although not directly and only marginally.

### **2.3 The ACM's treatment of WIP does not support the creditworthiness of Dutch DSOs**

The substantial investment in the grid infrastructure required due to the energy transition puts downward pressure on Dutch DSOs' credit ratings. First, the scale and complexity of capital programmes, which are increasing for electricity networks due to the energy transition, is a consideration in the credit rating assessment. For example, by default, Moody's assigns a 10% weight to this factor in the overall credit rating.<sup>14</sup> Second, the company's own funds are unlikely to be sufficient to fund the required investment and thus external financing will need to be raised. Assuming new debt is raised, credit rating metrics would deteriorate.

In the context of DSOs owned by municipalities such as Enexis, Moody's specifically highlights that:<sup>15</sup>

---

<sup>13</sup> European Commission (2025), 'Commission Notice on a guidance on anticipatory investments for developing forward-looking electricity network', 6 June, p. 8.

<sup>14</sup> Moody's (2022), 'Rating Methodology. Regulated Electric and Gas Networks', 13 April, Exhibit 2, <https://ratings.moodys.com/api/rmc-documents/386754>, accessed 11 October 2025.

<sup>15</sup> Moody's (2025), 'Regulated Electric & Gas Network – Europe. Outlook changed to negative as large investments for energy transition weigh on key credit metrics', 10 April, p. 5.

[securing capital injections] may be more difficult for DSOs owned by municipalities [...] Our rating actions over the last 12 months demonstrate the fact that shareholders do not always fully mitigate the deterioration on key credit metrics, especially at higher rating levels, from delivery of investment programs through larger net injections or reduced shareholder distributions.

**The ACM's treatment of WIP further exacerbates the impact of the required investment on credit metrics.** To look into this in more detail, we consider three scenarios corresponding to three methodologies for the treatment of WIP.

- **Scenario A:** WIP enters the RAB, meaning that both return and depreciation allowances are reflected in tariffs directly, even when the asset is not yet operational.
- **Scenario B:** the return on WIP is reflected in tariffs during the construction period in full, but the asset value enters the RAB and starts generating depreciation allowance only once the asset is in operation.
- **Scenario C:** the ACM's treatment—the construction interest (i.e. the return on WIP) is capitalised and enters the RAB as soon as it is incurred during the construction, and is therefore reflected in the depreciation and return allowances. The value of the asset is added to the RAB only once the asset is in operation.

**Credit rating agencies' metrics are useful in assessing the impact of the increased investment requirements and the ACM's treatment of WIP.** For example, Moody's employs a suite of credit metrics, including leverage ratios such as net debt/RAB, and coverage ratios such as FFO interest coverage and adjusted interest coverage.<sup>16</sup> We use Moody's FFO/net debt metric to assess the ACM's treatment of WIP. It has a weight of 12.5% in the overall credit rating and Moody's often refers to it as a key metric in rating actions. For example, according to Moody's, the deterioration in FFO/net debt—due to rising CAPEX not being offset by an increase in FFO—has led to negative outlooks or downgrades for several European DSOs and transmission system operators (TSOs), including Alliander and Eurogrid.<sup>17</sup>

---

<sup>16</sup> Moody's (2025), 'Regulated Electric & Gas Network – Europe. Outlook changed to negative as large investments for energy transition weigh on key credit metrics', 10 April, p. 4.

<sup>17</sup> Ibid.

The scenarios that we consider above would have a different impact on FFO (before accounting for interest expense on new debt).

- In **Scenario A**, both the return on WIP and WIP depreciation would increase the FFO.
- In **Scenario B**, only the return on WIP would increase the FFO.
- In **Scenario C**, WIP would have a small positive impact on FFO through the return and depreciation allowances of the capitalised construction interest.

As a result, the company would have a different capacity for raising new debt: the lower the FFO, the less debt the company would be able to raise. The ACM's treatment of WIP provides very limited FFO in relation to WIP, and as a result, provides only limited additional credit capacity to the company to raise new debt.

Moody's highlights this effect as the main driver for downgrading a few companies, describing it as a:<sup>18</sup>

Step-up in CAPEX leading to [an] increase in leverage that [is] not offset by commensurate increase in FFO, i.e. FFO/Net Debt falls below guidance.

With regard to Enexis, Moody's, in its latest assessment, states that the company would be downgraded if FFO/net debt falls below 16%.<sup>19</sup> Moody's forecasts that the metric will fall below this level as soon as 2026, due to the rising CAPEX, assumed to be financed by debt, not being matched by a commensurate increase in operating cash flow. While Enexis would have the opportunity to apply for an equity injection by the Dutch government under certain conditions, Moody's deems this option unlikely, and hence debt would need to be raised.<sup>20</sup>

Moody's also suggests that an intervention by the ACM could be an adequate measure to address the concern, although Moody's does not specify the exact measures.<sup>21</sup>

In the next subsection, we show that the alternative treatment of WIP, aligned with Scenarios A and B instead of Scenario C described above,

---

<sup>18</sup> Moody's (2025), 'Regulated Electric & Gas Network – Europe. Outlook changed to negative as large investments for energy transition weigh on key credit metrics', 10 April, Exhibit 4.

<sup>19</sup> Moody's (2025), 'Enexis Holding N.V. Update following change in outlook to negative', 23 May, p. 6.

<sup>20</sup> Ibid., p. 6.

<sup>21</sup> Ibid., p. 6.

would support the FFO/net debt metric and therefore the overall creditworthiness of Enexis.

## 2.4 Stylised modelling of FFO/net debt

To illustrate the impact of the increased investment requirements and the treatment of WIP on FFO/net debt, we have built a stylised model based on a starting point reflective of the actual position of Enexis as of 2024 and stylised assumptions for CAPEX and the associated financing requirements over a five-year period.<sup>22</sup>

Given the stylised nature of the modelling, it prioritises the directional impact of the WIP funding and regulatory treatment scenarios on the evolution of the financial ratios to the exact level of the ratios.

Assuming the ACM's treatment of WIP, we consider three funding scenarios:

- **a 100% debt scenario**, where all WIP is funded by new debt;
- **a debt and equity scenario**, where the WIP is funded with debt and equity in the proportion assumed by the ACM to set the WACC allowance, i.e. 46.21%;
- **a 100% equity scenario**, where no new debt is raised to fund the WIP.

Then, for the debt and equity funding scenario, we consider three options for the treatment of WIP, as described in section 2.3 above (see Scenarios A, B and C).

We also make the following assumptions about financing requirements and WIP:

- the amount of CAPEX equal to the depreciation of the existing assets does not require external financing as it will be financed by the depreciation of the existing assets recovered from the tariffs;
- all other CAPEX remains within the build-out stage over the assessed period, i.e. it is treated as WIP;<sup>23</sup>

---

<sup>22</sup> Five years corresponds to the length of the upcoming regulatory period, but the actual regulatory period will start in 2027 rather than in 2025 as modelled.

<sup>23</sup> Enexis's actual WIP in 2024 was 95% of its net CAPEX.

- net debt is reduced by the amount of return on WIP and depreciation that the company receives via tariffs during construction (if any), which varies across scenarios.

While the principles we discuss in this report and apply in this modelling are relevant for all Dutch electricity DSOs, the results of our modelling would be specific to Enexis (including all businesses, i.e. electricity, gas and meters), given that we use its actual financials as the starting point. For example, Enexis's gearing is lower than that of its peers,<sup>24</sup> and therefore Enexis would have a greater credit capacity than an unspecified Dutch electricity DSO might have. The current financial position is relevant to the extent that we assume that the rest of the business would 'cross-subsidise the creditworthiness' of the WIP financing arrangement. In other words, when raising financing for WIP, the company would be able to point to its overall FFO and net debt positions rather than its FFO and net debt for WIP. In this context, additional analysis of the electricity part of the business on a stand-alone basis may also be informative. Table 2.1 sets out the key assumptions used within the modelling, many of which are sourced from the latest credit opinion report by Moody's.<sup>25</sup>

**Table 2.1** Stylised modelling assumptions and calculations

| Parameter                                                        | Source                  | Value (€m) | Calculation basis and notes                                                                                             |
|------------------------------------------------------------------|-------------------------|------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Inputs</b>                                                    |                         |            |                                                                                                                         |
| RAB, T <sub>0</sub>                                              | Enexis                  | 8,425      | Includes electricity, gas and smart meters' RAB in 2024                                                                 |
| Net debt, T <sub>0</sub>                                         | Moody's                 | 3,597      | Value for 2024                                                                                                          |
| FFO, T <sub>0</sub>                                              | Moody's                 | 811        | Value for 2024                                                                                                          |
| Depreciation (existing assets and business-as-usual (BAU) CAPEX) | Moody's                 | 490        | EBITDA minus EBIT 2024                                                                                                  |
| CAPEX (annual)                                                   | Moody's and Enexis data | 1,800      | Moody's CAPEX forecast for 2025–28 (€1,900m) less rounded annual historical customer contributions (€100m) <sup>1</sup> |
| BAU CAPEX                                                        | n.a.                    | 490        | Equals depreciation of the existing assets                                                                              |
| WIP (annual)                                                     | n.a.                    | 1,310      | Annual CAPEX net of BAU CAPEX                                                                                           |
| <b>Oxera calculations</b>                                        |                         |            |                                                                                                                         |
| Depreciation of new CAPEX (over a five-year period)              | n.a.                    | 655        | Based on straight-line depreciation and an assumed 20-year asset life <sup>2</sup>                                      |

<sup>24</sup> Moody's (2025), 'Enexis Holding N.V. Credit Opinion.', 23 May, p. 2.

<sup>25</sup> Ibid.

| Parameter                                | Source | Value (€m)                                                                                                                                             | Calculation basis and notes                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
|------------------------------------------|--------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Asset base for return calculation, $T_1$ | n.a.   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Scenario C:</b> 8,706</li> <li>• <b>Scenario B:</b> 14,975</li> <li>• <b>Scenario A:</b> 14,320</li> </ul> | <b>Scenario C:</b> RAB in $T_0$ plus capitalised construction interest<br><b>Scenario B:</b> RAB in $T_0$ plus WIP<br><b>Scenario A:</b> RAB in $T_0$ plus WIP, less depreciation of WIP                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            |
| Net debt, $T_1$                          | n.a.   | Depends on both financing and WIP treatment scenarios                                                                                                  | <b>Scenario C</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>100% debt scenario:</b> net debt <math>T_0</math> plus WIP over a five-year period less depreciation and return allowances on capitalised construction interest</li> <li>• <b>Debt and equity scenario:</b> net debt <math>T_0</math> plus c. 46% of WIP reduced by depreciation and return allowance on capitalised construction interest over a five-year period</li> <li>• <b>100% equity scenario:</b> net debt <math>T_0</math> less depreciation and return allowances on capitalised construction interest over a five-year period</li> </ul> <b>Scenario B</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>100% debt scenario:</b> net debt <math>T_0</math> plus WIP over a five-year period less additional WIP return (5.8%) over a five-year period</li> <li>• <b>Debt and equity scenario:</b> net debt <math>T_0</math> plus c. 46% of WIP reduced by additional WIP return (5.8%) over a five-year period</li> <li>• <b>100% equity scenario:</b> net debt less additional WIP return (5.8%) over a five-year period</li> </ul> <b>Scenario A</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Scenario B less WIP depreciation</li> </ul> |
| FFO, $T_1$                               | n.a.   | Depends on both financing and WIP treatment scenarios                                                                                                  | <b>Scenario C:</b> FFO in $T_0$ plus return and depreciation allowance of capitalised construction interest less interest expense on additional net debt (3.58%)<br><b>Scenario B:</b> FFO in $T_0$ plus additional WIP return (5.8%) less interest expense on additional net debt (3.58%)<br><b>Scenario A:</b> Scenario B plus additional depreciation allowances                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |

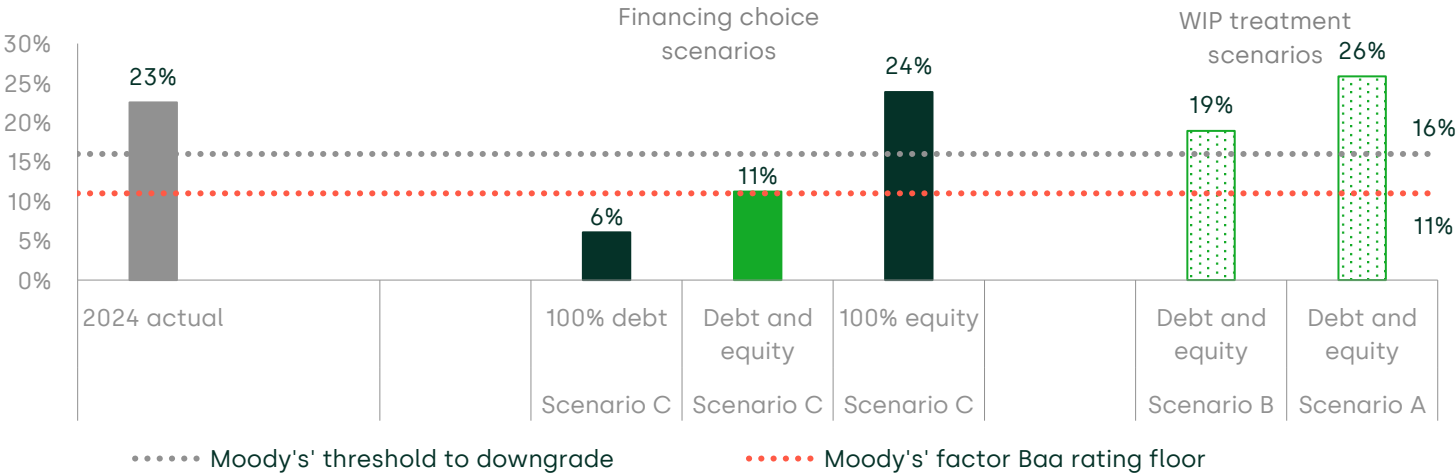
Note: The assumptions used do not represent a central view or a forecast of Enexis's network development over the next five-year period.  $T_0$  and  $T_1$  refer to the two assessed periods: before and after the investment is undertaken. Scenarios A, B and C are described in section 2.3. <sup>1</sup>From 2020 to 2024, the annual customer contributions have ranged from €107m to €134m. <sup>2</sup> A conservative Oxera assumption, which affects Scenario A only, where higher asset lives would lead to lower FFO.

Source: Oxera analysis, based on Moody's (2025), 'Enexis Holding N.V. Credit Opinion', 23 May; Enexis Holding N.V. (2025), 'Annual Report 2024'. ACM (2025), 'Design Method Decision Appendix 3A WACC', 18 September, para. 111.

Figure 2.1 illustrates the modelled FFO/net debt outcomes based on the outlined scenarios, and compares the outcomes with two thresholds:

- **16%**—the level of FFO/net debt for Enexis, below which the company will be downgraded by Moody's;
- **11%**—the floor level for FFO/net debt required to be rated Baa under Moody's methodology.<sup>26</sup>

Figure 2.1 FFO/net debt stylised modelling scenarios



Note: Scenarios A, B and C are described in section 2.3. Financing scenarios are defined in this section above this figure.  
 Source: Oxera analysis.

Figure 2.1 shows that both the financing choice for new CAPEX and the treatment of WIP have a material impact on the FFO/net debt metric. If Enexis tries to finance its WIP only with debt, and WIP is treated as per ACM's proposal, the FFO/net debt would be as low as 6.1%. If we limit the gearing to the level the ACM assumes for its WACC allowance (c. 46%), the FFO/net debt ratio would be 11.2%. Moody's would give 6.1% a Ba rating,<sup>27</sup> and there is a risk that the stylised estimate of 11.2% might also lead to such a downgrade, given the indicative nature of our modelling.

The FFO/net debt ratio may be so low that no lender would provide the funding of the required scale, at least not at a reasonable cost.

<sup>26</sup> Moody's (2022), 'Rating Methodology. Regulated Electric and Gas Networks', 13 April, Exhibit 2, <https://ratings.moodys.com/api/rmc-documents/386754>, accessed 11 October 2025.  
<sup>27</sup> We refer to the rating of the metric as a factor that has a 12.5% weight in the overall rating of the company. See Ibid.

**Therefore, we conclude that a greater proportion of equity than the one assumed for the WACC allowance is likely to be required if the WIP treatment is unchanged.** In both scenarios, Enexis is at risk of being downgraded, as its ratios do not pass the 16% threshold, and there would be higher interest costs and potentially reduced availability of capital.

The right-hand side of Figure 2.1 shows the impact of the change in the WIP treatment on the FFO/net debt ratio, assuming that the net debt/fixed assets ratio is kept at c. 46%. The figure shows that the FFO/net debt would be significantly stronger if the ACM reflected the return and/or depreciation on WIP in tariffs directly (Scenarios B and A). **Only if the ACM reflects the return and/or depreciation on WIP (Scenarios B or A) would the FFO/net debt be above 16%, and there would be no threat of a credit rating downgrade based on this ratio.**

Overall, we conclude that it may not be possible for Enexis to fund a significant amount of investment with debt under ACM's current treatment of WIP, all else being equal. However, if Enexis uses equity to fund the investment to the extent that its gearing is below c. 46%, its investors would not be able to recover their required return, as they would receive a WACC defined based on the c. 46% gearing, which is lower than the actual cost of financing. We discuss this further in the following subsection.

## **2.5 The equity financing scenario and the structural value loss**

As discussed in the previous subsection, it may not be plausible for Enexis to raise a sufficient amount of debt to finance its planned investment programme with a 46% proportion of debt. The debt proportion would need to be lower than this to maintain a solid ratio of FFO/net debt.

In this subsection, we discuss that this scenario creates a risk of a structural value loss for investors. In particular, this risk arises when the return allowed by the regulator on capital invested in WIP is systematically below the return required by investors during the construction phase. This would indeed be the case in this scenario, as the WACC allowance for WIP (5.8%<sup>28</sup>) is set based on a 46% gearing, while the actual financing would have a lower proportion of debt and hence would be higher than 5.8% (assuming all other WACC parameters

---

<sup>28</sup> ACM (2025), 'Ontwerpmethodebesluit distributiesysteembeheerders elektriciteit 2027-2031', 18 September, Table 2.

but gearing are set correctly).<sup>29</sup> Importantly, the lower proportion of debt would not be by choice, but would be forced by the combination of significant investment requirements and the ACM's treatment of WIP, as discussed in the previous subsection.

**This structural value loss would equal the difference between the return required by investors and the return allowed by the regulator (the WACC for WIP), multiplied by the amount of WIP over the duration of the construction period.**

As stated above, we discuss three cases.

- **Scenario A (if WIP is added to the RAB):** it may be appropriate to remunerate WIP at the WACC. This reflects the blended cost of capital and aligns with the principle that the RAB is financed by both debt and equity.
- **Scenario B (if WIP is not added to the RAB, but interest is paid directly via tariffs during construction):** a WACC-based return may be sufficient if the company is able to finance WIP with 46% of debt, which is supported by our stylised modelling.
- **Scenario C (if WIP is not added to the RAB and interest is added to RAB but not paid directly and in full via tariffs during construction):** a WACC-based return is unlikely to be sufficient. Instead, it would need to be a return estimated using a lower gearing, specific to the WIP financing. The maximum possible gearing is likely to be even lower than under Scenario B, as the company's FFO is lower in this scenario. If only equity financing of WIP is possible, the return would need to equal the (unlevered) cost of equity. **Moreover, given that the company would recover the costs only later, there is a degree of regulatory uncertainty surrounding this eventual recovery (even if this is expected according to the regime). The uncertainty introduces additional risk, which may justify an even higher return.**

**As a result, we conclude that a change to the current ACM's proposals is required for the treatment of WIP (Scenario A and Scenario B), or the construction interest (Scenario C with a higher interest).**

---

<sup>29</sup> The Modigliani–Miller capital structure independence theorem only holds in perfect capital markets without taxes. All else equal, the introduction of taxes leads to a higher WACC with lower gearing. See Braeley, R., Myers, S. and Allen, F. (2011), *Principles of Corporate Finance*, tenth edition, McGraw-Hill Irwin, pp. 441–444.

## 2.6 Precedents of WIP remuneration in Europe

In this subsection, we show that the regulatory precedent supports our proposed approaches to the treatment of WIP and the corresponding construction interest. In particular, we present the approaches of regulators in the electricity sector of France, Germany, Great Britain, and Italy, all of which allow for some form of WIP remuneration during the construction of assets, some allow for WIP depreciation, and many differentiate the interest applied to WIP from the WACC applied to the RAB.

### 2.6.1 France

The French Commission de Régulation de l'Énergie does not recognise WIP in the calculation of the RAB. Instead, companies receive a return allowance on WIP, but are not compensated for the depreciation of WIP before the assets are put into service. The return allowance is calculated under different regimes for TSOs and DSOs.

- For TSOs, WIP is remunerated at the cost of debt determined for the regulatory period. The only exception is WIP for offshore wind farm connection projects, for which WIP is remunerated at the WACC rate, given the higher risks associated with the asset deployment timeline and supply chain constraints.<sup>30</sup>
- For DSOs, only long-cycle WIP for transmission substations is remunerated at the cost of debt determined for the regulatory period.<sup>31</sup> Other categories of WIP are not remunerated.

### 2.6.2 Germany

In the German regulatory framework, WIP (referred to as 'Anlagen im Bau') is remunerated through a capital cost surcharge ('Kapitalkostenaufschlag') mechanism, according to which network operators can begin receiving the interest on WIP as soon as the costs are incurred.

Moreover, WIP is eligible for a higher cost of equity compared with assets put into service prior to 2024.<sup>32</sup> By doing so, the regulator, Bundesnetzagentur (BNetzA) aims to support the timely infrastructure development.

---

<sup>30</sup> Commission de Régulation de l'Énergie (2025), 'Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 mars 2025 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 7 HTB)', 13 March, para. 2.1.2.3.

<sup>31</sup> Ibid., para. 2.2.2.4.

<sup>32</sup> Bundesnetzagentur (2024), 'BK4-23-002', 17 January, p. 2.

Regarding the cost of debt, the BNetzA follows a pass-through principle for actual interest expenses, meaning that network operators can recover actual financing costs as long as these are deemed efficient and necessary.<sup>33</sup> This treatment also extends to WIP.

Assets are not depreciated until they are put into service.<sup>34</sup>

### 2.6.3 Great Britain

Under the RIIO model in Great Britain, a proportion of total expenditure (TOTEX) is added to the RAB, according to the capitalisation rate, in the same year as the expenditure is incurred. Therefore, Ofgem includes WIP in the RAB through the TOTEX mechanism, allowing these costs to be recovered in the same manner as all other CAPEX.<sup>35</sup>

### 2.6.4 Italy

Under the Italian regulatory framework, Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente treats WIP differently from assets that have entered into operation.<sup>36</sup> Companies are allowed a return on WIP, with the applicable rate differing for transmission and distribution sectors, but no depreciation on WIP is allowed. The return on WIP is reflected in tariffs directly.

- For TSOs, WIP is remunerated at a lower rate than the allowed rate of return and for a maximum of four years. This maximum term can be extended for another two years for certain projects with: (i) costs above €1bn, and (ii) an expected build time of more than four years. After this period, WIP is not remunerated until the asset is in operation, when it will start to be depreciated and will receive a return equal to the WACC. The WIP rate is computed in the same way as the WACC, with the only exception of a debt-to-equity ratio of four instead of one.
- For DSOs, WIP is remunerated at the WACC rate without any time limit.

### 2.6.5 Summary of regulatory precedents

Table 2.2 summarises the regulatory precedents discussed above.

<sup>33</sup> Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (2005), 'Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzentgeltverordnung - GasNEV)', 25 July, §5 para. 2.

<sup>34</sup> Bundesnetzagentur (2024), 'BK4-23-002', 17 January, p. 17.

<sup>35</sup> Ofgem (2020), 'RIIO-2 Final Determinations - Core Document', 8 December, paras 10.2–10.14.

<sup>36</sup> Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (2023), 'Criteri applicativi della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS) per i servizi di trasporto del gas naturale e trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica', 31 October, paras 12.1–16.8.

**Table 2.2 Treatment of WIP in European regulatory regimes**

| Country       | Treatment of return on WIP                                                                                                                                                | Treatment of WIP depreciation |
|---------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------|
| France        | Cost of debt for most assets                                                                                                                                              | No depreciation allowance     |
| Germany       | Higher cost of equity and pass-through for interest expenses                                                                                                              | No depreciation allowance     |
| Italy         | For TSOs, the rate below the WACC for the RAB, estimated based on the same cost of equity and cost of debt and a higher gearing<br>For DSOs, the same WACC as for the RAB | No depreciation allowance     |
| Great Britain | The same WACC as for the RAB                                                                                                                                              | Depreciation                  |

Source: Oxera, based on regulatory determinations.

As the table shows, many European regulators allow for the return on WIP to be reflected in tariffs directly, with some allowing for depreciation as well. In most cases, the return differs from that applied to the RAB. In particular, the regulators set either a higher cost of equity or a different gearing (up to 100%)—the alternatives proposed in this report.

## 2.7 Conclusions on the treatment of WIP

Overall, our assessment outlined in this section shows that a combination of the substantial investment requirements for Enexis and other Dutch electricity DSOs and the ACM's treatment of WIP is likely to result in a significant deterioration of the FFO/net debt ratio if a large proportion of the investment is financed with debt. In particular, while our analysis is stylised and specific ratio levels should be interpreted with caution, it shows that financing WIP with 46% debt or more would likely lead to the FFO/net debt falling so low that lenders are unlikely to agree to provide debt funding to Enexis at a reasonable cost.

As a result, the cost of WIP financing would be different from the cost of financing the RAB, due to the lower gearing. The company would then experience the structural value loss equal to the difference between the return required by investors (WACC with a lower gearing) and the return allowed by the regulator (WACC for WIP with c. 46% gearing), multiplied by the amount of WIP over the duration of the construction period.<sup>37</sup> In an extreme scenario, WIP would have to be financed only with equity, and hence the cost of this financing would be the (unlevered) cost of equity.

<sup>37</sup> We note that capitalisation of construction interest requires further adjustments of this estimate.

Therefore, to avoid the structural value loss and ensure sufficient capital mobilisation, the regulatory framework should either:

- allow return on WIP and potentially WIP depreciation to be reflected in tariffs before the assets are in operation, which is preferred as it avoids any adverse effects on creditworthiness;

or

- provide a separate return on WIP, based on a lower than standard 46% gearing, and reflecting an increased regulatory risk, until the asset is in operation.

A more detailed analysis would be required to specify the maximum level of gearing that the company would be able to accommodate.

This set of remedies would align investor incentives with regulatory objectives and support the timely delivery of the infrastructure needed for the energy transition.

## 3 Impact of high CAPEX intensity on WACC

In this section, we assess how the high CAPEX intensity of Enexis impacts its required rate of return and hence its WACC allowance. Specifically, in subsection 3.1, we show that the conclusion by Brattle that the high CAPEX intensity of Dutch electricity DSOs is appropriately reflected by the peer group for the beta estimate, is not supported by analysis for Enexis. In subsection 3.2, we highlight that beta is not the only WACC parameter affected by the high CAPEX intensity, and there are other reasons for an uplift in the WACC allowance due to high CAPEX intensity.

### 3.1 Assessment of Brattle's analysis

Acknowledging that a commitment to 'large' investments may affect the cost of capital of a company, the ACM's adviser, Brattle, assesses whether the peer group selected for the ACM's beta analysis is representative of the high CAPEX intensity of Dutch networks.<sup>38</sup> To do so, Brattle computes the ratio of the average annual planned investments over the 2023 RAB for TenneT off- and onshore, six electricity DSOs based in the Netherlands and for the beta peer group of seven listed European companies.<sup>39</sup> Based on this analysis, Brattle concludes the following.

- TenneT offshore exhibits substantially higher CAPEX intensity than the peer group. Therefore, an uplift on the respective beta estimate should be applied.
- TenneT onshore and the Dutch DSOs Coteq and Rendo show higher ratios than the peer group. Hence, some uplift on the beta for these companies could be justified. The ACM, however, concludes that such an uplift is not required for these entities as their situation is not deemed exceptional.<sup>40</sup>
- Brattle does not find the CAPEX intensity ratios for the remaining Dutch electricity DSOs (including Enexis) to be substantially higher than the peer group average. Therefore, it does not suggest applying a beta uplift for these companies.

We replicate Brattle's analysis, computing the same ratio for the peer group of companies and for Enexis using the 2023 closing RAB. In

---

<sup>38</sup> Brattle Group (2025), 'Beta, ERP and Gearing for the Dutch Network Operators', 30 August, p. 36.

<sup>39</sup> The DSOs based in the Netherlands are Liander, Enexis, Stedin, Coteq, Rendo, and Westland. The peer group is composed of Elia Group, Enagas, Redeia, REN (Redes Energeticas Nacionais), Snam, Terna, and Transgaz. See Brattle Group (2025), op. cit. section V. B.

<sup>40</sup> ACM (2025), 'Ontwerpmethodebesluit distributiesysteembeheerders elektriciteit 2027-2031', 18 September, para 139.

addition, we corroborate our results by updating the ratios using the 2024 closing RAB. Moreover, we further underpin our results by cross-checking against other metrics of CAPEX intensity.

For the peer group, we compute the average annual planned investments by taking the expected CAPEX over a maximum available time horizon within 2024–33 from companies' presentations and other public sources, and dividing by the number of years in the individual forecast. RAB values were sourced from companies' presentations, with the only exception being Enagás, for which we obtained data from an analyst report.

We have found RAB data for five of Brattle's peer group of seven companies, but no publicly available figures were identified for Transgaz and Redeia, which is consistent with Brattle's findings. Brattle addresses this gap by computing the ratio over the total non-current assets instead of the RAB. However, we consider this approach inappropriate, as accounting-based ratios yield substantially different results and are not directly comparable to a RAB-based analysis, as we discuss in Appendix A1.<sup>41</sup> Therefore, we compute the ratios over RAB only for those companies for which the respective data is available.<sup>42</sup>

Lastly, Enexis has provided us with its historical RAB data,<sup>43</sup> while the expected CAPEX forecast was obtained from Moody's and the company's presentation.<sup>44</sup>

Figure 3.1 below shows the ratios of the average annual planned investments over the 2023 RAB for the peer group and Enexis, as computed by Brattle, alongside the ratios we assessed for both 2023 and 2024.

---

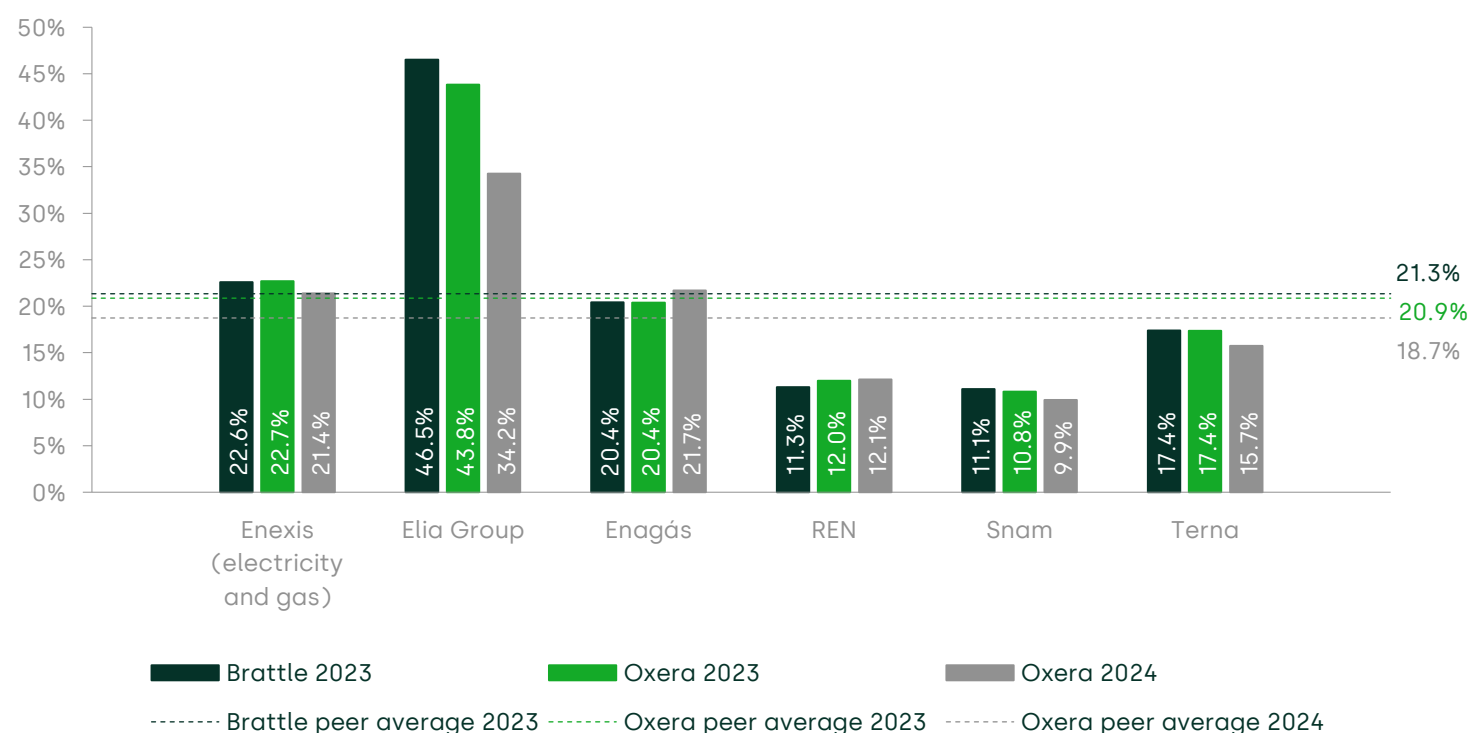
<sup>41</sup> For example, for Enagás, the accounting ratios we computed (using the total non-current assets instead of the RAB) are 9.2% for 2023 and 12.3% for 2024, compared with RAB ratios of 20.4% for 2023 and 21.7% for 2024. Therefore, we see a difference between the RAB ratio and the accounting ratio of 11.2% in 2023 and 9.4% in 2024 (see Appendix A1).

<sup>42</sup> These companies are Elia Group, Enagás, REN, Snam, and Terna.

<sup>43</sup> Enexis's RAB was computed by summing the RAB values of the electricity segment, the gas segment, electricity meters and gas meters. We include all Enexis entities.

<sup>44</sup> The expected CAPEX forecast is obtained from Moody's and adjusted to net out an approximation of the customer contributions, broadly based on historical values. See Moody's (2025), 'Enexis Holding N.V. Credit Opinion', 23 May, p. 5.

Figure 3.1 Brattle's and Oxera's ratios of average annual planned investments over RAB



Note: The series 'Brattle 2023' reports the ratios of the planned investment over the 2023 RAB as computed by Brattle in its report. We compute the series 'Oxera 2023' and 'Oxera 2024' by dividing each company's average annual planned investments by the 2023 and the 2024 RAB respectively. The peer group average is 21.3% for Brattle's ratios, 20.9% for Oxera's 2023 ratios, and 18.7% for Oxera's 2024 ratios. The respective peer group median is 17.4% for Brattle's ratios, 17.4% for Oxera's 2023 ratios, and 15.7% for Oxera's 2024 ratios. See Table A2.1 and Table A2.2 for the data underlying the analysis. Source: Oxera analysis, Brattle (2025), 'Beta, ERP and Gearing for the Dutch Network Operators', 30 August, Figure 3.

For the peer companies, our computed values for the 2023 ratios are overall in line with those reported by Brattle, with the difference ranging from -2.7 to +0.7 percentage points. For Enxsis,<sup>45</sup> our estimate is 22.7% and is in line with Brattle's 22.6%. The 2024 ratios remain broadly aligned with our 2023 figures. However, we note a substantial drop in Elia's 2024 ratio by more than 12 percentage points compared with the 2023 ratio reported by Brattle. Hence, the range of differences between Oxera's 2023 and 2024 ratios and Brattle's 2023 ratios are from -12.3% to +1.3%.

<sup>45</sup> We computed Enxsis's ratios based on the RAB value and the average annual planned investments of both the electricity and gas segments. We use the RAB of €8,425m.

Based on our analysis, Enexis's ratios are above the peer group average: 22.7% (Enexis) versus 20.9% (peer average) in 2023, and 21.4% (Enexis) versus 18.7% (peer average) in 2024. We note that Elia is very clearly an outlier in the peer group, with its ratio being more than twice the size of any other peer company according to both Brattle's and Oxera's analysis of the 2023 data. Therefore, comparing Enexis's ratios against the mean of the peer group may not be an appropriate representation of the actual distribution of the capital intensity of the peer companies, as all peer companies but Elia exhibit below-average CAPEX intensity (and almost all are below Enexis). Hence, we note that Enexis's ratios are substantially higher than the median of the peer group of 17.4% in 2023 and 15.7% in 2024.

Moreover, Oxera's calculations for Enexis presented so far reflect the CAPEX and RAB estimates for both electricity and gas businesses. However, the purpose of the analysis is to specifically assess the CAPEX intensity of the Dutch electricity DSO and consequently to assess the appropriateness of the beta estimate for Dutch electricity DSOs based on the peer group selected by Brattle. Hence, including the gas RAB and the (expectedly low) gas CAPEX for Dutch electricity DSOs could distort this assessment. Consequently, we consider it more appropriate to calculate the benchmark ratio for Enexis based on the electricity-only CAPEX and RAB.<sup>46</sup> At the same time, it is appropriate to keep the peer group assessment at the total business level, because it is their businesses as a whole (rather than the electricity network segment) that affect the beta estimates subsequently used for the ACM's allowance.

Building on this, we recomputed Enexis's ratios as follows. The 2023 and 2024 RAB values were specified considering solely the electricity segment—Enexis has provided this data to us.<sup>47</sup> To ensure consistency, the average annual planned investments were also adjusted to reflect solely the electricity segment. In the absence of precise data, the CAPEX forecast for Enexis's electricity network was estimated based on the total CAPEX forecast and the historical weights of electricity CAPEX within the total CAPEX, which amounted to 74.8% in 2023 and 73.8% in 2024. Accordingly, 74.8% for 2023 and 73.8% for 2024 of the average annual planned investments were used to compute the respective ratios. We consider this assumption to be conservative due to the strong trend in this ratio—the share of electricity CAPEX increased by 20

---

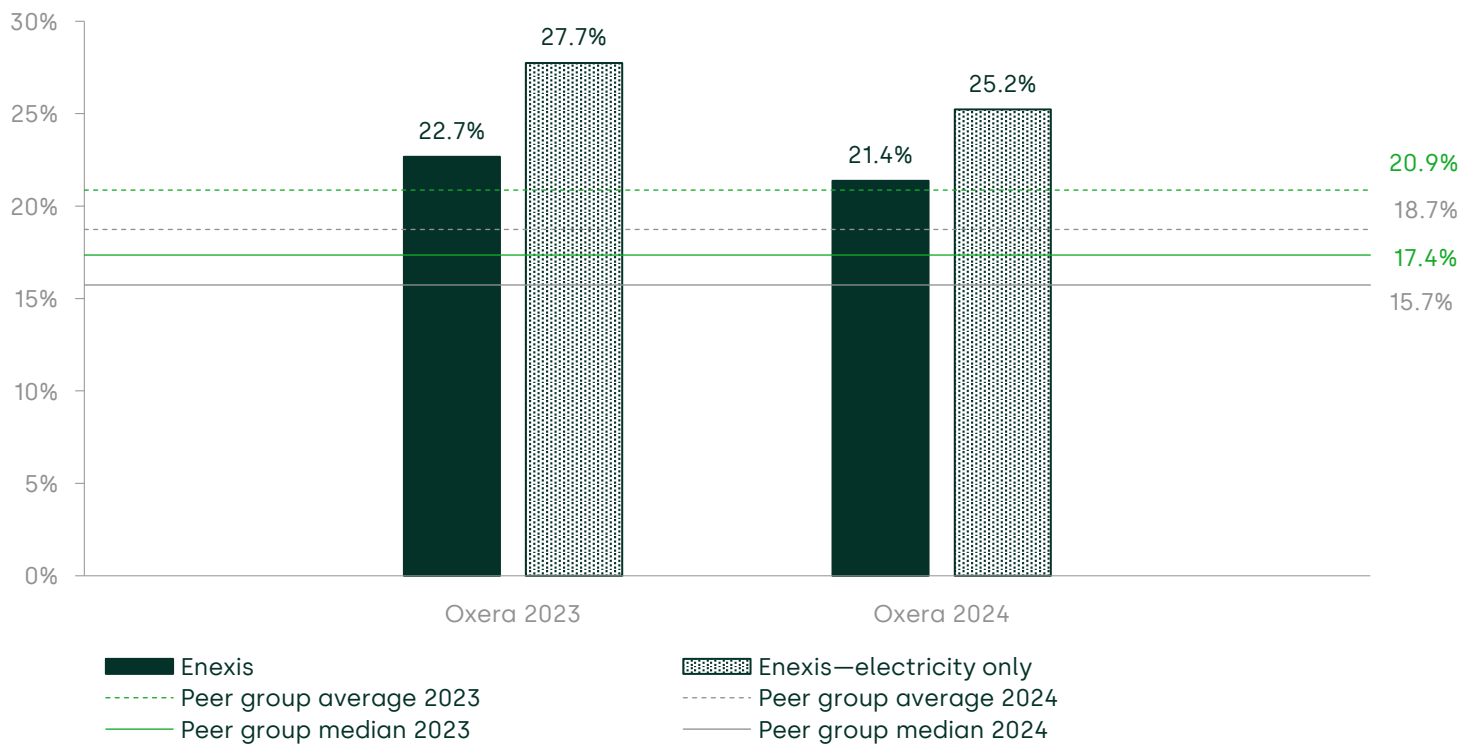
<sup>46</sup> We acknowledge that Brattle's calculation of ratios for Dutch electricity DSOs is based exclusively on the electricity segment.

<sup>47</sup> Enexis's electricity-only RAB was computed by summing the RAB values of the electricity segment and electricity meters, and is €4,858m in 2023 and €5,263m in 2024.

percentage points between 2017 and 2024,<sup>48</sup> and is expected to rise further as part of the ongoing energy transition.

Figure 3.2 compares the ratio estimates based on Enexis's electricity and gas data and its electricity-only data, with the peer group averages presented in Figure 3.1—all based on Oxera analysis.

Figure 3.2 Oxera's ratios of the average annual planned investments over the RAB for Enexis as a whole and the Enexis electricity segment only



Note: We compute the series 'Oxera 2023' and 'Oxera 2024' by dividing Enexis's total average annual planned investments by the 2023 and 2024 RAB respectively, and by dividing its electricity-only average annual planned investments by the 2023 and 2024 electricity-only RAB respectively. The peer group average is 20.9% for our 2023 ratios, and 18.7% for our 2024 ratios. The peer group median is 17.4% for our 2023 ratios, and 15.7% for our 2024 ratios. See Table A2.1 and Table A2.2 for the data underlying the analysis.  
Source: Oxera analysis.

The electricity-only ratios for Enexis are 27.7% versus the peer group average of 20.9% in 2023 and 25.2% versus the peer group average of

<sup>48</sup> The share of electricity CAPEX in 2017 was 53.5%.

18.7% in 2024. This deviation from the peer group average of 6.5–6.9 percentage points is broadly in line with the difference of Coteq's ratio of 30.2% to the peer group average of 24.0% in the Brattle report—for which Brattle suggested considering a beta uplift.<sup>49</sup> The deviation of Enexis's electricity-only ratios increases to c. 10 percentage points in 2023 and 2024 when compared to the median of the peer group.<sup>50</sup>

This result demonstrates that Brattle's peer group does not appropriately reflect the impact of the high CAPEX intensity of Enexis's electricity business in the future. Given that Enexis's ratios are noticeably and robustly above the peer group average, it would be appropriate to reflect this higher risk through an uplift in Enexis's beta, consistent with Brattle's recommendation to consider an uplift to TenneT onshore, Coteq and Rendo.<sup>51</sup>

We acknowledge that the ACM previously concluded that there was insufficient evidence to apply a beta uplift to TenneT onshore, Coteq and Rendo, noting in particular that these companies do not fall outside the range of the comparison group.<sup>52</sup> However, while there is a regulatory precedent of Heathrow Terminal 5 warranting a beta uplift for a case of extraordinary growth, this does not preclude an uplift being granted in less-extreme high-growth scenarios. Our analysis supports the view that a beta uplift is appropriate where a company's metrics are significantly above the peer-group average and median, as the risks borne by that company are not fully captured by the peer group.

Credit rating agencies measure a company's relative CAPEX intensity not only in relation to its (regulatory or accounting) asset base but also based on profit metrics, such as EBITDA.<sup>53</sup> For instance, S&P has raised its concern about Elia's CAPEX/EBITDA ratio in the past, highlighting that a substantial increase in CAPEX while EBITDA grows to a lesser extent would 'lead to a significant weakening of credit metrics' and recently reiterated this assessment.<sup>54</sup> Moreover, S&P used CAPEX/EBITDA to

---

<sup>49</sup> Brattle (2025), 'Beta, ERP and Gearing for the Dutch Network Operators', 30 August, paras. 99–102.

<sup>50</sup> We note that measuring Enexis's CAPEX intensity using the accounting-based metrics CAPEX/total assets and CAPEX/non-current assets also shows that its ratios are significantly above those of the peer group (see Appendix A1).

<sup>51</sup> Brattle (2025), 'Beta, ERP and Gearing for the Dutch Network Operators', 30 August, para. 102.

<sup>52</sup> ACM (2025), 'Ontwerpmethodebesluit distributiesysteembeheerders elektriciteit 2027-2031', 18 September, para. 139.

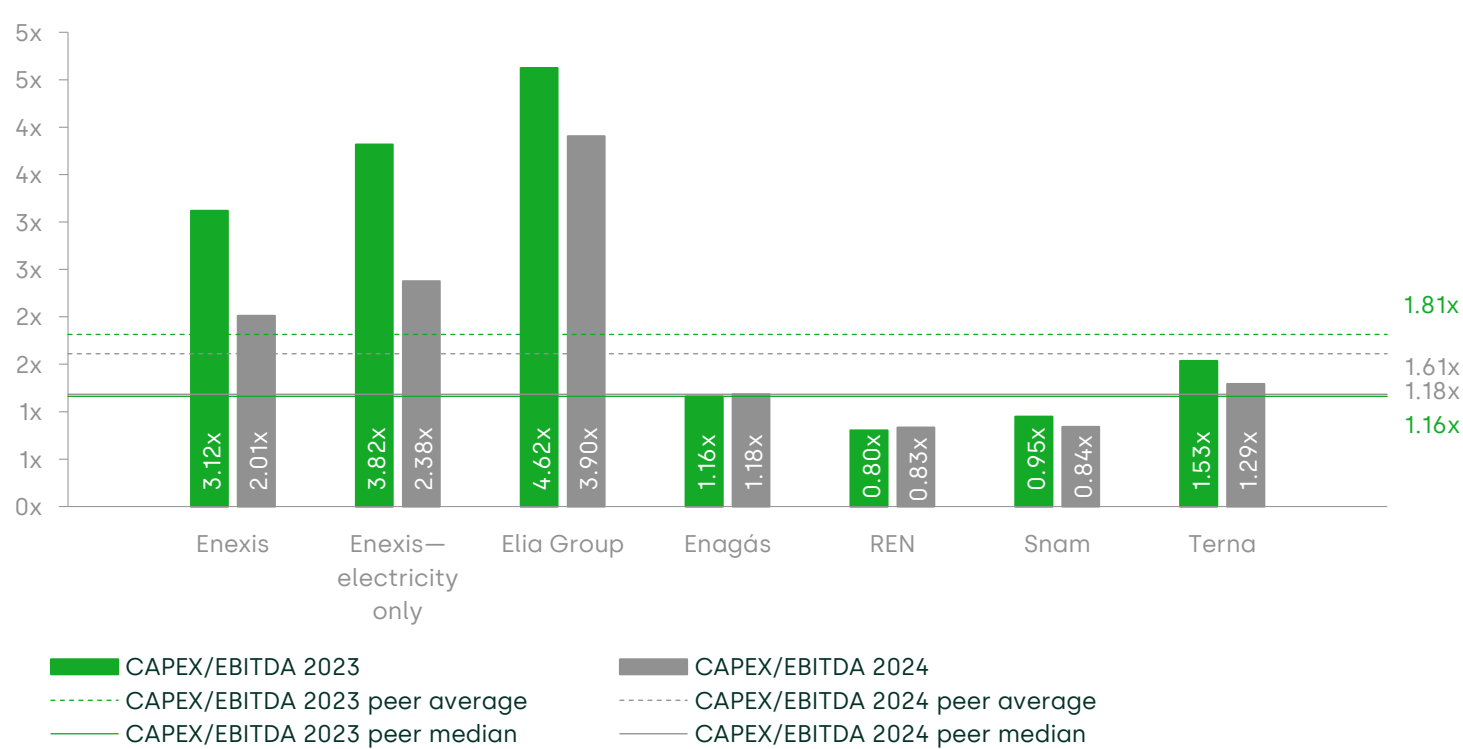
<sup>53</sup> Earnings before interests, taxes, depreciation and amortisation.

<sup>54</sup> S&P Global Ratings (2023), 'Elia Group, Eurogrid Lowered To "BBB" On Capex Acceleration; Elia Transmission Belgium "BBB+" Affirmed; Outlooks Stable', 8 December, <https://www.spglobal.com/ratings/en/regulatory/article/-/view/type/HTML/id/3100171>, accessed

evaluate TenneT's CAPEX intensity, also directly linking it to pressure on the FFO to debt ratio.<sup>55</sup>

Hence, we also assess Enexis's CAPEX intensity relative to the peer group based on CAPEX/EBITDA. To calculate Enexis's electricity-only ratios, we use the same CAPEX split as outlined earlier. We estimate Enexis's electricity-only EBITDA based on its electricity RAB relative to its total RAB (61% in 2023 and 62% in 2024). Figure 3.3 presents the results.

Figure 3.3 OXERA's ratios of average annual planned investments over EBITDA



Note: We compute the series 'CAPEX/EBITDA 2023' and 'CAPEX/EBITDA 2024' by dividing each company's average annual planned investments by the 2023 and 2024 EBITDA respectively. The peer group average is 1.81x for 2023 ratios, and 1.61x for 2024 ratios. The respective peer group median is 1.16x for 2023 ratios, and 1.18x for 2024 ratios. See Table A2.1 and Table A2.2 for the data underlying the analysis.  
Source: Oxera analysis.

21 October 2025. S&P Global Ratings (2025), 'Elia Group "BBB/A-2" Ratings Affirmed, Outlook Stable', 30 September, <https://www.spglobal.com/ratings/en/regulatory/article/-/view/type/HTML/id/3449845>, accessed 21 October 2025.  
<sup>55</sup> S&P Global Ratings (2025), 'Research Update: TenneT Netherlands, Dutch Power Transmission Subsidiary of TenneT Holding, Rated "BBB+/A-2"; Outlook Stable', 17 April, <https://www.spglobal.com/ratings/en/regulatory/article/-/view/sourceId/13476306>, accessed 21 October 2025.

Enexis's electricity-only ratio of 3.82x is more than twice the size of the peer group mean (1.81x) and more than three times the size of the peer group median (1.16x) in 2023. While the difference decreases in 2024, it remains substantial. Therefore, the assessment of CAPEX/EBITDA ratios further underpins that Enexis's high CAPEX intensity is not appropriately reflected in the peer group.

### 3.2 Non-beta factors

In the section above, we discuss the ACM's (and Brattle's) consideration that systematic risks are higher for the networks expanding their infrastructure. Based on this effect, the ACM conceptually accepts that an uplift to the beta estimate is justified for Dutch networks if their capital intensity is substantially higher than that of the peer group based on which the beta is estimated.<sup>56</sup>

However, CAPEX intensity can increase both systematic and non-systematic risks. As a result, we see more reasons for an uplift to the WACC allowance than an increase in beta due to the increase in systematic risks. We discuss these reasons below.

#### 3.2.1 Risk asymmetry

First, the risks associated with building new infrastructure are often negatively asymmetric, i.e. a cost overspend is more likely than a cost underspend. While Dutch electricity DSOs are now subject to a cost-plus regime, meaning that most cost deviations will lead to adjustments in the tariffs, there is still a risk of cost overruns being disallowed if they are considered 'evidently inefficient' (or 'evident inefficiënt' in the original Dutch).<sup>57</sup>

This risk is exacerbated when the company is undergoing a construction period and cost overruns are more likely, or where types of CAPEX are being done for the first time or involve novel aspects. At the same time, companies have no potential to outperform on costs, i.e. there is no equivalent superior efficiency that companies could benefit from.

If negative outcomes are more likely than positive outcomes, other things equal, the average (i.e. expected) outcome is negative. In other words, in the central scenario, companies' outturn return on equity would be expected to be lower than the allowed cost of equity, even if the allowed cost of equity is estimated correctly. Therefore, an uplift to

---

<sup>56</sup> ACM (2025), 'Ontwerpmethodebesluit distributiesysteembeheerders elektriciteit 2027-2031', 18 September, paras 134–139.

<sup>57</sup> Ibid., paras 236–239.

the cost of equity allowance would compensate this expected underperformance.

This principle is recognised in international regulatory precedent. For example, in the RIIO-3 price control review process, the GB regulator Ofgem stated that:<sup>58</sup>

If there was evidence of [the expected return on equity for an efficient licensee being higher or lower than Ofgem's estimate of the cost of equity], we [Ofgem] may need to adjust the allowed return on equity such that expected returns match our best estimate of the cost of equity.

The principle was also recognised by the UK Competition and Markets Authority (CMA), which considers appeal and redetermination applications by networks that are not willing to accept regulators' final determinations. The CMA provided an uplift to the cost of equity partly due to the asymmetry in the regulatory package, stating that:<sup>59</sup>

Based on the analysis above, we consider that asymmetry continues to be potentially relevant to the choice of a point estimate for the cost of capital.

We therefore consider that an uplift to the cost of equity would be justified based on the asymmetry of the construction risk, irrespective of the comparison of the capital intensity with peers.

### 3.2.2 Social welfare

The second reason for an uplift to the WACC allowance, based on non-systematic factors, is caused by the inherent uncertainty of the WACC estimate. Due to this uncertainty, it is likely that the regulator will not set the allowance at the true level of the required rate of return, but will set it either a little too high or a little too low. Then, if the social benefits of setting it a little too high are greater than the costs of the uplift, it is rational to provide an uplift.

---

<sup>58</sup> Ofgem (2025), 'Consultation - RIIO-3 Sector Specific Methodology Consultation – Finance Annex', para. 3.88, <https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2023-12/RIIO-3%20SSMC%20Finance%20Annex.pdf>, accessed 14 October 2025.

<sup>59</sup> Competition and Markets Authority (2021), 'Anglian Water Services Limited, Bristol Water plc, Northumbrian Water Limited and Yorkshire Water Services Limited price determinations. Final report', para. 9.1344, [https://assets.publishing.service.gov.uk/media/60702370e90e076f5589bb8f/Final\\_Report\\_---web\\_version\\_-\\_CMA.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/media/60702370e90e076f5589bb8f/Final_Report_---web_version_-_CMA.pdf), accessed 21 October 2025.

This is the principle that the New Zealand Commerce Commission (NZCC) followed when deciding to continue to set the WACC allowance for electricity networks above the midpoint of the originally estimated range.<sup>60</sup> In particular, according to the NZCC's assessment framework, a higher WACC allowance is likely to prevent underinvestment and hence avoid service outages. This extra allowance does not cost customers much in comparison with the social losses of experiencing service outages that could be avoidable.

The social losses of underinvestment due to potentially setting the allowance too low are arguably even greater during the energy transition, when additional infrastructure is critical to accommodate electrification, the uptake of low-carbon technologies and distributed generation.

### 3.2.3 Credit quality and cost of debt

Finally, and as demonstrated in the WIP section of this report, the high CAPEX intensity may have implications for the credit rating. The ACM assumes that the Dutch electricity DSOs would be able to raise debt at the credit rating of A.<sup>61</sup> Based on this rating assumption, the ACM estimates the cost of debt. However, if networks are downgraded for the structural reasons related to the energy transition and the ACM's regulatory package, as discussed in section 2, the cost of debt allowance would need to be set based on a lower credit rating assumption, and hence higher interest rates.

---

<sup>60</sup> New Zealand Commerce Commission (2023), 'Cost of capital topic paper Part 4 Input Methodologies Review 2023 – Final decision', 13 December, chapter 6, [https://www.comcom.govt.nz/assets/pdf\\_file/0022/337612/Part-4-IM-Review-2023-Final-decision-Cost-of-capital-topic-paper-13-December-2023.pdf](https://www.comcom.govt.nz/assets/pdf_file/0022/337612/Part-4-IM-Review-2023-Final-decision-Cost-of-capital-topic-paper-13-December-2023.pdf), accessed 15 October 2025.

<sup>61</sup> ACM (2025), 'Ontwerpmethodebesluit distributiesysteembeheerders elektriciteit 2027-2031', 18 September, para. 148.

## 4 Conclusion

In this report, we have assessed two critical regulatory issues facing Dutch electricity DSOs in the context of the energy transition: the remuneration of WIP; and the implications of high CAPEX intensity for the WACC.

First, we find that the ACM's approach—which delays remuneration of WIP until assets are commissioned<sup>62</sup>—in combination with increasing investment requirements, poses significant challenges to the creditworthiness of Dutch electricity DSOs. This methodology undermines timely cost recovery, distorts investment signals, and risks structural value loss, particularly when a significant amount of equity financing is required during the construction phase.

Our stylised modelling for Enexis shows that, under the ACM's proposed treatment, financing WIP with 46% debt or more would likely lead to credit metrics falling to levels that would risk debt financing not being available to Enexis at a reasonable cost. If DSOs are forced to rely more heavily on equity financing to maintain creditworthiness, the WACC allowed by the ACM would be insufficient to meet investor expectations, resulting in structural value loss due to the differences in gearing between the actual and the allowed cost of capital. Moreover, the ACM's approach is misaligned with the Commission's guidance, diverges from regulatory precedents across a number of major European jurisdictions that allow for some form of WIP remuneration during construction, and has an internal inconsistency.<sup>63</sup>

In light of these findings, we recommend that the ACM revises its methodology to:

- allow WIP to enter the RAB during construction and be remunerated at the WACC, which is preferred as it avoids any adverse effects on creditworthiness;

or

---

<sup>62</sup> Except for the impact of the capitalised construction interest on the return and depreciation allowances.

<sup>63</sup> The internal inconsistency refers to the ACM's recovery of a small portion of the construction interest while the assets are still under construction.

- provide a separate return on WIP, based on a lower than standard 46% gearing, until the assets enter into operation, which represents an improvement over the current position.

Second, we demonstrate that high CAPEX intensity materially affects the risk profile of Dutch electricity DSOs and should be reflected in the allowed WACC. Our analysis shows that Enexis's CAPEX/RAB and CAPEX/EBITDA ratios exceed those of Brattle's peer group, especially when focusing on Enexis's electricity-only CAPEX, RAB or EBITDA. This suggests that the peer group used to estimate the beta does not adequately capture the investment risk faced by Enexis. Consistent with Brattle's own reasoning for other DSOs, this indicates that a beta uplift for Enexis would be appropriate.

Furthermore, we show that the potential beta adjustment is only one of the reasons for a WACC uplift due to the high capital intensity, and outline the other reasons for the uplift.

Hence, the ACM should consider a WACC uplift for Enexis to reflect both beta and non-beta factors associated with its high CAPEX intensity.

## A1 Assessment of Brattle's analysis using accounting-based figures

As outlined in section 3.1, we replicated the Brattle analysis by computing, for the peer group, Enexis, and Enexis electricity-only, the ratios of the average annual planned investments over total assets and total non-current assets for both 2023 and 2024.

We obtained data on total assets and total non-current assets from Capital IQ for the peer group of companies, and from the Annual Report for Enexis. We conducted this analysis exclusively for those companies for which we previously collected RAB data, to ensure comparability.<sup>64</sup>

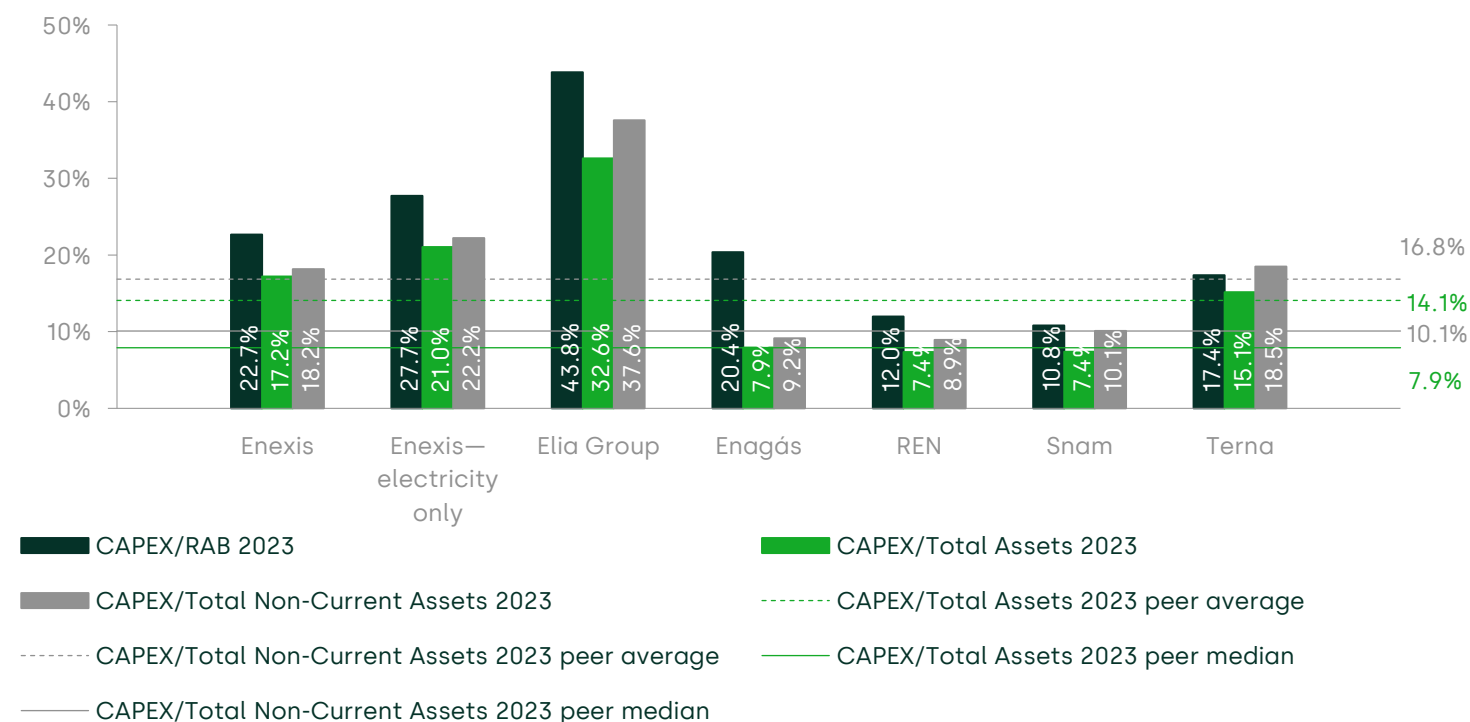
To compute the electricity-only ratios for Enexis, we adjusted the average annual planned investments as described in section 3.1. For both 2023 and 2024, we adjusted total assets and total non-current assets by multiplying the corresponding figure for the entire business by the share of the electricity RAB over the total RAB for each respective year.

Figure A1.1 below compares the ratios over RAB computed for 2023 in section 3.1 with the corresponding ratios based on total assets and total non-current assets for the same year. Figure A1.2 below replicates the same comparison for 2024.

---

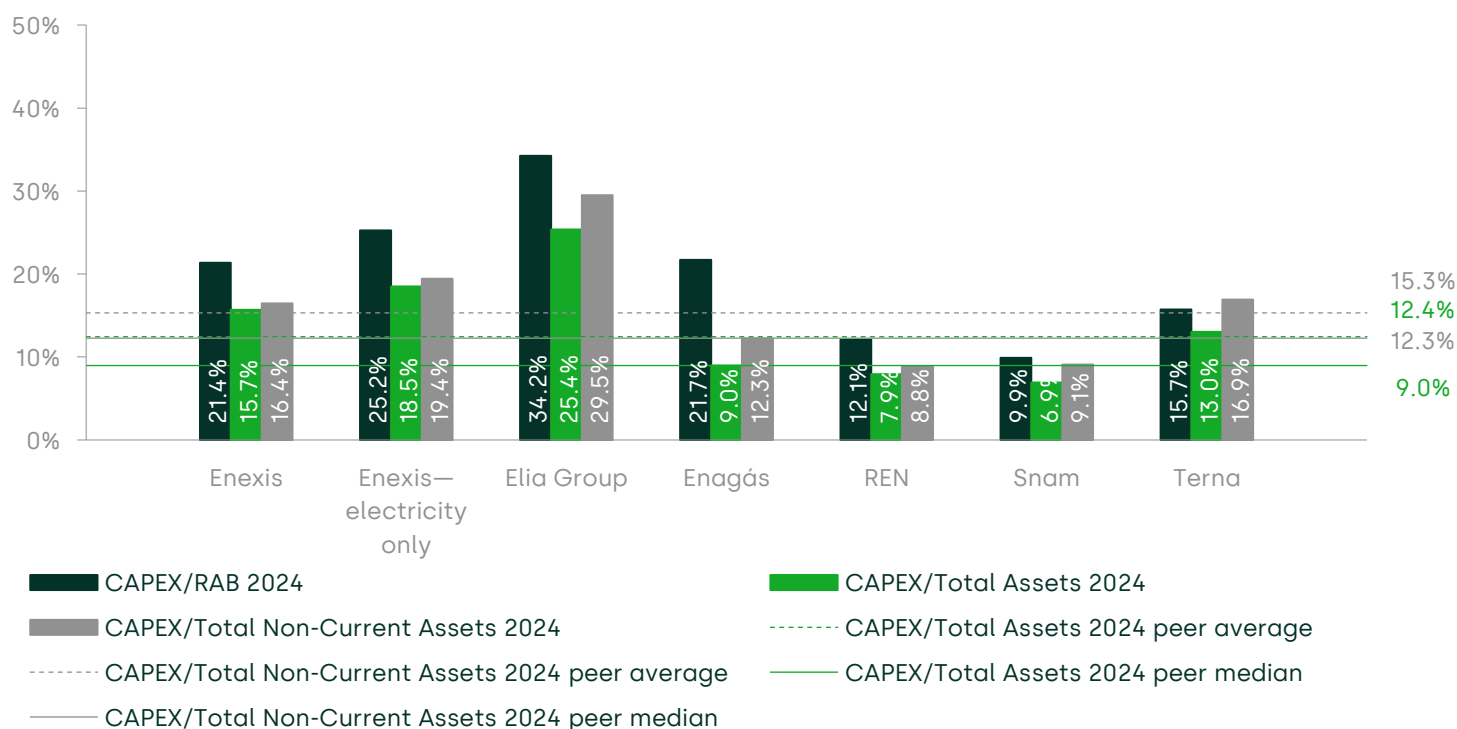
<sup>64</sup> These companies are Elia Group, Enagas, REN, Snam, and Terna.

Figure A1.1 Peer group RAB- and accounting-based ratios for 2023



Note: See Table A2.1 and Table A2.2 for the underlying data.  
Source: Oxera analysis.

Figure A1.2 Peer group RAB- and accounting-based ratios for 2024



Note: See Table A2.1 and Table A2.2 for the underlying data.  
Source: Oxera analysis.

We observe that accounting-based measures can lead to significantly different results than the RAB-based ratios, and that there is substantial variability in the ratios. Nevertheless, the presented accounting-based metrics further underpin our conclusion that Enexis's high CAPEX intensity is not appropriately reflected in the peer group.

## A2 Data used to replicate Brattle's RAB-based ratio analysis and to compute the accounting-based ratios

In this appendix, we show the data used to calculate the CAPEX intensity ratios presented in section 3.1 and Appendix A1.

Table A2.1 reports the data for Enexis and Enexis electricity only, while Table A2.2 provides the same figures for the peer group of companies.

**Table A2.1 Data used to compute Enexis and Enexis electricity-only ratios (€m)**

| Company name            | Average CAPEX 2023 | Average CAPEX 2024 | RAB 2023 | RAB 2024 | EBITDA 2023 | EBITDA 2024 | Total assets 2023 | Total assets 2024 | Total non-current assets 2023 | Total non-current assets 2024 |
|-------------------------|--------------------|--------------------|----------|----------|-------------|-------------|-------------------|-------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| Enexis                  | 1,800              | 1,800              | 7,939    | 8,425    | 577         | 895         | 10,460            | 11,487            | 9,916                         | 10,947                        |
| Enexis electricity only | 1,347              | 1,328              | 4,858    | 5,263    | 353         | 559         | 6,401             | 7,176             | 6,068                         | 6,838                         |

Note: For the Enexis electricity only estimates, we obtained the RAB data from Enexis and computed the CAPEX figures by multiplying the total CAPEX by the share of electricity CAPEX over total CAPEX for 2023 and 2024 respectively. Similarly, we derived assets and EBITDA data by multiplying the total values by the share of electricity RAB over total RAB for the same years.

Source: CAPEX data from Moody's (2025), 'Enexis Holding N.V. Credit Opinion', 23 May, p. 5. RAB data obtained from Enexis, while EBITDA and assets data is taken from Enexis's 2024 Annual Report.

**Table A2.2 Data used to compute peer companies' ratios (€m)**

| Company name | Average CAPEX | RAB 2023 | RAB 2024 | EBITDA 2023 | EBITDA 2024 | Total assets 2023 | Total assets 2024 | Total non-current assets 2023 | Total non-current assets 2024 |
|--------------|---------------|----------|----------|-------------|-------------|-------------------|-------------------|-------------------------------|-------------------------------|
|--------------|---------------|----------|----------|-------------|-------------|-------------------|-------------------|-------------------------------|-------------------------------|

|            |       |        |        |       |       |        |        |        |        |
|------------|-------|--------|--------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|
| Elia Group | 6,320 | 14,421 | 18,454 | 1,367 | 1,619 | 19,390 | 24,928 | 16,820 | 21,426 |
| Enagás     | 673   | 3,300  | 3,100  | 579   | 568   | 8,507  | 7,496  | 7,347  | 5,483  |
| REN        | 425   | 3,548  | 3,510  | 528   | 509   | 5,782  | 5,356  | 4,751  | 4,823  |
| Snam       | 2,480 | 22,971 | 25,050 | 2,617 | 2,956 | 33,525 | 35,789 | 24,589 | 27,308 |
| Terna      | 3,540 | 20,400 | 22,500 | 2,307 | 2,736 | 23,393 | 27,187 | 19,151 | 20,932 |

Source: CAPEX and RAB data from companies' presentations. EBITDA, total assets and total non-current assets data from Capital IQ.



Contact

[Redacted]

Partner

[Redacted]

[Redacted]@oxera.com

oxera.com



oxera