strategy&
Part of the PwC network
pwc

Financiële Impact Energietransitie voor Netbeheerders (“FIEN+”)

Eindrapport
In opdracht van Netbeheer Nederland

12-12-2024

PricewaterhouseCoopers Advisory N.V.
Thomas R. Malthusstraat 5
1066 JR Amsterdam, Postbus 9616
www.pwc.nl

Paul Nillesen
Partner
Paul.nillesen@pwc.com

Frank de Lange
Partner
Frank.de.lange@pwc.com

Martijn van Heugten
Director
Martijn.van.heugten@pwc.com

Netbeheer Nederland
T.a.v. dhr. D. Weiffenbach
Directeur
Anna van Buerenplein 43 Gebouw New B
2595 DA 's-Gravenhage

Amsterdam, 12 december 2024
Onderwerp: Rapport Financiële Impact Energietransitie voor Netbeheerders

Geachte heer Weiffenbach,

Met veel genoegen bieden wij ons rapport aan over de impact van de energietransitie voor netbeheerders.

De impact van de energietransitie op de Netbeheerders is een zeer complex onderwerp, maar uitermate relevant voor onze samenleving. Met dit rapport proberen wij onze bijdrage te leveren aan oplossingen en het vertrouwen te vergroten in het halen van doelstellingen van de energietransitie.

Dit rapport is opgesteld overeenkomstig onze opdrachtbrief d.d. 12 juli 2024. Dit rapport is strikt vertrouwelijk en alleen voor u bedoeld. Het mag alleen aan derden worden verstrekt voor zover overeengekomen in ons contract of nadat wij vooraf schriftelijke toestemming hebben gegeven. Wij accepteren geen aansprakelijkheid (ook niet voor nalatigheid) richting enige andere partij dan u of voor enig ander gebruik van dit rapport dan waarvoor het bedoeld is.

Hoogachtend,

PricewaterhouseCoopers Advisory N.V.

Paul Nillesen

Vanwege toenemende zorgen rondom betaalbaarheid heeft Netbeheer Nederland besloten een update van de FIEN studie te laten uitvoeren

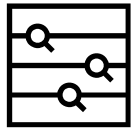
Context

Aanleiding en achtergrond

- De Europese en Nederlandse maatschappelijke ambities om CO_2-uitstoot te reduceren vergen een grootschalige ombouw van het energiesysteem. Deze energietransitie zal een sterke invloed hebben op netbeheerders en gepaard gaan met grote investeringsprogramma's om aan de capaciteits- en kwaliteitseisen te voldoen
- In 2019 heeft PwC in opdracht van Netbeheer Nederland een onderzoek gedaan naar de financierbaarheid van de energietransitie (Project FIEN). Dit heeft geresulteerd in een publiek rapport dat is gepubliceerd d.d. 7 april 2021
- In 2023 is dit onderzoek geactualiseerd. Uit het geactualiseerde onderzoek bleek dat de investeringsprognoses significant waren toegenomen als gevolg van toegenomen ambities t.a.v. decarbonisatie, veranderingen in de toekomstige energiemix, en prijsontwikkelingen
- Met oog op de toenemende zorgen rondom de betaalbaarheid van de energietransitie heeft Netbeheer Nederland besloten een update van de FIEN studie te laten uitvoeren, met de focus op de ontwikkeling van de energierekening. Netbeheer Nederland beoogt hiermee bij te dragen aan de transparantie van de maatschappelijke kosten van de energietransitie
- In dit rapport refereert 'de netbeheerders' naar Liander, Enexis, GTS/Gasunie, Stedin en TenneT. De kleinere RNB's (Rendo, Coteq en Westland Infra) hebben geen kwantitatieve input aangeleverd

Doel van opdracht

Hoofdstuk 2 tot en met 4



In kaart brengen van de relevante ontwikkelingen voor netbeheerders, de rol van netbeheerders in het systeem en de investeringsplannen voor Elektriciteit, Gas, Warmte en Waterstof

Hoofdstuk 5

Impact bepalen van deze investeringsplannen op de tarieven voor eindgebruikers tot 2040, uitgaande van het principe dat kosten en inkomsten aan elkaar gelijk zijn[1]

Hoofdstuk 6

Doorkijk geven naar de energierekening van de toekomst, en de onderliggende bouwstenen hiervan, voor verschillende type eindgebruikers

1) Zie uitleg over gehanteerde uitgangspunten

Netbeheerders investeren om de klimaat- en energieambities van de samenleving te realiseren; dit leidt tot hogere netkosten en –tarieven…

Beknopt overzicht van uitkomsten van dit onderzoek (1/2)

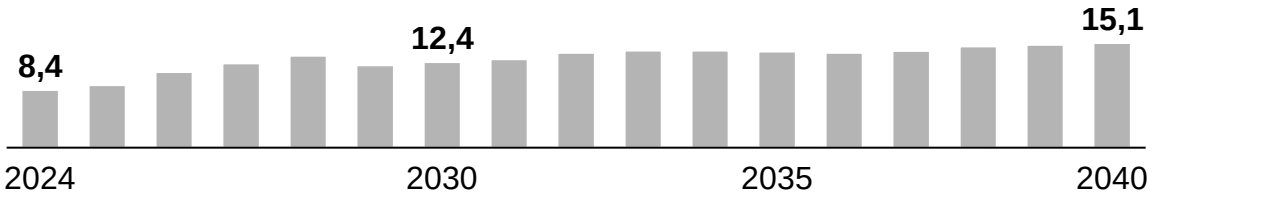
Inschatting van het basispad - exacte impact onderworpen aan grote mate van onzekerheid

Investerings-prognoses

Hoofdstuk 4

Netbeheerders investeren tot 2040 **netto €219 miljard (range €156 – 282 miljard)** in energie-infrastructuur om de **klimaat- en energieambities** van de politiek en de samenleving (mede) **mogelijk te maken**

Totale netto investeringen *2024-2040; in € mld, (reëel)*

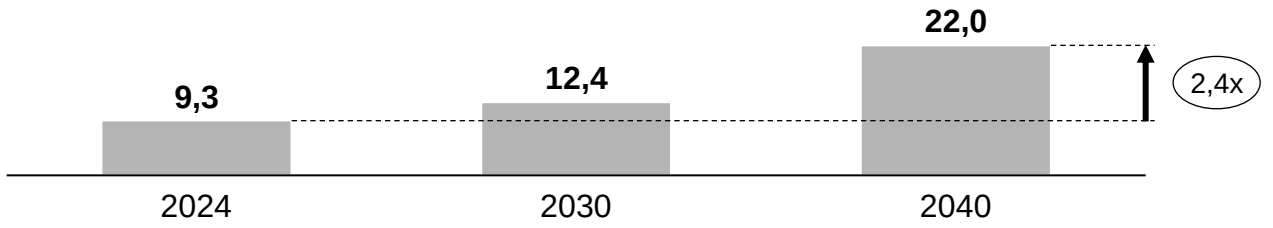


Netbeheerkosten E en G

Hoofdstuk 5

Jaarlijkse netbeheerkosten voor elektriciteit (E) en gas (G) nemen toe van **€9 miljard naar €22 miljard** tussen 2024 en 2040. Dit is een **groeifactor van 2,4x**

Totale netbeheerkosten (E+G) *2024-2040; in € mld per jaar (reëel)*

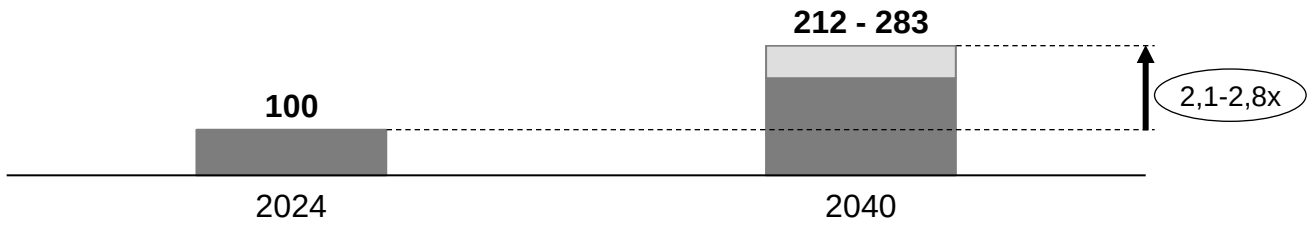


E Tarieven Netbeheer

Hoofdstuk 5

Tariefstijging voor **elektriciteit** bedraagt tot 2040 **4,8% tot 6,7% per jaar** afhankelijk van gebruikersgroep (bijv. 6,7% voor huishoudens, range 5,2% tot 8,0%). Dit leidt tot een **verdubbeling tot verdrievoudiging** van de tarieven in 2040 t.o.v. 2024

Tariefontwikkeling E *2024-2040; in % (2024 = 100%, reëel)*



…waarmee de toekomstige energierekening van Nederland voor elektriciteit en gas toeneemt

Beknopt overzicht van uitkomsten van dit onderzoek (2/2)

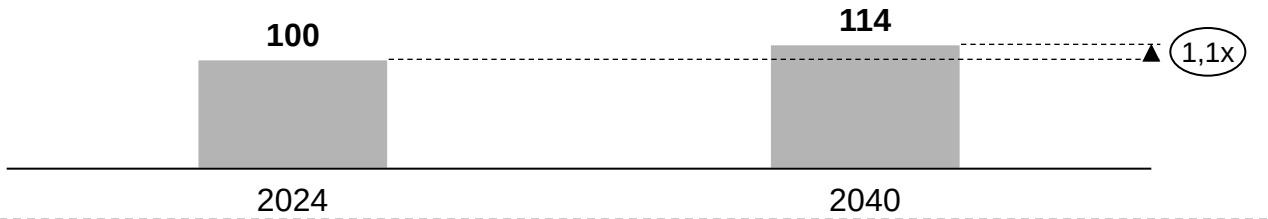
Inschatting van het basispad - exacte impact onderworpen aan grote mate van onzekerheid

G Tarieven Netbeheer

Hoofdstuk 5

Tariefstijging voor **gas** bedraagt tot 2040 **0,8% per jaar** (range -0,2% tot 1,7%). Dit is een **groeifactor van 1,1x**

Tariefontwikkeling G *2024-2040; in % (2024 = 100%, reëel)*

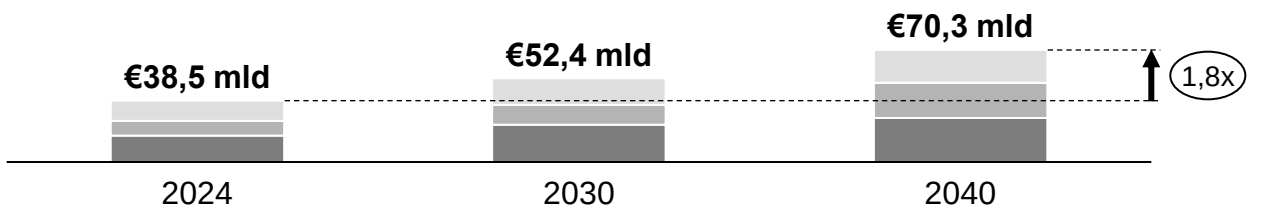


Energierekening van de toekomst *(energierekening NL)*

Hoofdstuk 6

Jaarlijkse NL energierekening voor elektriciteit en gas neemt toe van **€38,5 miljard naar €70,3 miljard** (circa 3,8% per jaar). Dit is een **groeifactor van 1,8x**. Het aandeel netbeheerkosten stijgt over de tijd, 24% in ’24 naar 31% in ’40

Totale jaarlijkse NL energierekening (E+G) *2024, 2030, 2040; in € mld (reëel)*

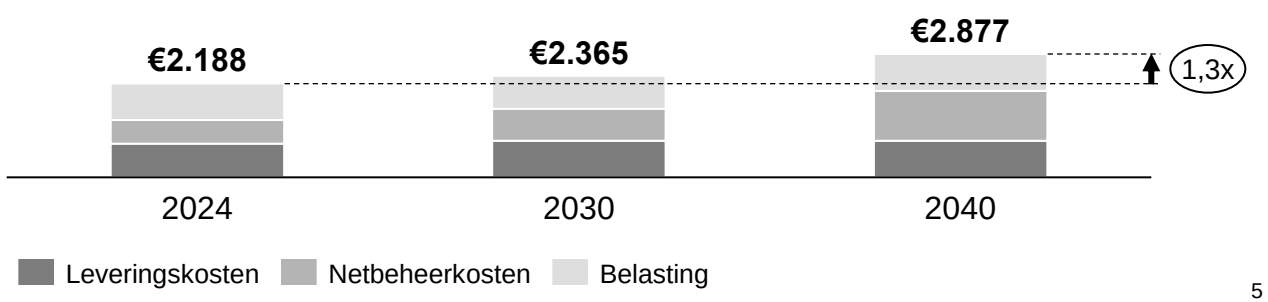


Energierekening van de toekomst *(huishouden)*

Hoofdstuk 6

Jaarlijkse energierekening elektriciteit en gas van een 3-pers. **huishouden** neemt toe van **€2.188 naar €2.877.** Dit is een **groeifactor van 1,3x** ofwel circa 1,7% per jaar tussen 2024 en 2040

Jaarlijkse gem. energierekening huishouden (E+G) *2024, 2030, 2040; in € (reëel)*



Inhoudsopgave

1. **Uitgebreide samenvatting**
2. Beleidskeuzes energietransitie en betekenis voor Netbeheerders
3. Rol Netbeheerders en uitleg bij regulering
4. Prognoses investeringen tot 2040 en onderliggende drijvers
5. Tariefindicaties
6. Energierekening van de toekomst
7. Appendix

Uitgebreide samenvatting en duiding van de resultaten (1/5)

Beleidskeuzes energietransitie en de betekenis voor netbeheerders

De Europese en Nederlandse klimaatambities en systeemkeuzes versnellen de energietransitie, wat grootschalige aanpassingen, uitbreiding en verzwaring van de net-infrastructuur vereist.

De Europese en Nederlandse politiek stelt klimaatdoelen en bepaalt daarmee het tempo van de energietransitie. Dit wordt vastgelegd in specifieke wet- en regelgeving zoals de Klimaatwet en het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE). Enkele van de meest significante doelen zijn onder andere een reductie van de CO_2-uitstoot met ten minste 55% in 2030 en volledige klimaatneutraliteit in 2050. Daarnaast streeft de politiek naar een aandeel van 70% hernieuwbare elektriciteit in 2030[1], gedreven door de ontwikkeling van offshore windparken, zonne-energie en uitfasering van fossiele brandstofcentrales. Ook wordt door de samenleving grootschalig ingezet op elektrificatie van de industrie en gebouwde omgeving en de overgang van fossiel gas naar duurzame alternatieven zoals biogas, waterstof en warmtenetten. Naast verduurzaming van de energievoorziening heeft deze transitie nog een belangrijk voordeel: diversificatie van energiebronnen kan de energie-onafhankelijkheid van Nederland aanzienlijk vergroten.

De afgelopen jaren hebben de EU en de Nederlandse overheid de voorgaande klimaatdoelen aangescherpt, wat heeft geleid tot een vermindering van de CO_2-uitstoot en een groter aandeel hernieuwbare energie. Echter, Nederland bevindt zich nog in de beginfase van deze transitie en de gestelde doelstellingen zijn alleen bij uitwerking van concrete maatregelen binnen bereik.

Het klimaat- en energiebeleid en de systeemkeuzes die de politiek hierin maakt vormen de basis voor de inrichting van ons toekomstige energiesysteem. Netbeheerders spelen hierin een cruciale rol door te zorgen voor het transport en de distributie van elektriciteit en gas, en mogelijk in de toekomst ook van warmte en waterstof.

Om de maatschappelijke klimaat- en energieambities te realiseren is een grootschalige aanpassing, omvorming en verzwaring van de bestaande net-infrastructuur nodig om de leveringszekerheid voor de toekomst te kunnen waarborgen. De systeemkeuzes die de politiek maakt, hebben impact op de manier waarop klimaat- en energieambities worden gerealiseerd, en daarmee ook op de kosten van de infrastructuur. Het maakt uit of overal elektriciteit gebruikt wordt en op elk moment van de dag maximale capaciteit gebruikt kan worden, of dat wordt toegewerkt naar een gelaagder en lokaler energiesysteem waarbinnen flexibel energiegedrag de norm is. Het is van cruciaal belang om als politiek en maatschappij tijdig keuzes te maken over de inrichting van ons toekomstige energiesysteem.

Investeringsprognoses

Om de huidige beleidskeuzes en plannen van de samenleving te realiseren, investeren netbeheerders tot 2040 (netto en in prijspeil 2024) ca. €219 miljard (range €156 tot €282 miljard) in energie-infrastructuur voor elektriciteit, gas, warmte en waterstof, rekening houdende met maakbaarheid. Dit bedrag kan variëren door andere politieke systeemkeuzes en efficiënter netgebruik. Het totaal benodigde bedrag voor de investeringen in een toekomstbesteding energiesysteem is echter nog altijd lager dan de totale (maatschappelijke) kosten van niet-investeren, zoals blijkt uit berekeningen in enkele externe onderzoeken.

De totale omvang van de investeringen is de afgelopen jaren toegenomen door de aanpassing van klimaatdoelen en door prijseffecten zoals inflatie. De investeringsprognoses van netbeheerders zijn het resultaat van politieke en maatschappelijke keuzes inzake het toekomstige energiesysteem. Andere systeemkeuzes of invullingen van de transitie kunnen deze investeringen aanzienlijk beïnvloeden, maar zullen vanuit een integraal perspectief – vanuit zowel productie als netbeheerkosten[2] – bekeken moeten worden.

1) Bron: Wijziging Klimaatwet (‘23); 2) Bijv. hogere adoptie van kernenergie en/of minder wind op zee kan ertoe leiden dat minder investeringen nodig zijn in de netinfrastructuur, maar zal niet per se leiden tot minder kosten voor de eindgebruiker omdat kernenergie mogelijk duurder is vanuit een leveringsperspectief (commodity prijs)

Uitgebreide samenvatting en duiding van de resultaten (2/5)

Voor *elektriciteit* bedragen de investeringen tot 2040 naar verwachting ongeveer 90% (€195 miljard) van de totale netto investeringen in energie-infrastructuur, gedreven door de maatschappelijke en politieke ambities voor wind op zee, de toename van zonne-energie, en de elektrificatie van industrie en de gebouwde omgeving. Voor *gas* wordt een netto investering van ongeveer €9 miljard verwacht tot 2040, waarbij geen grote uitbreidingsinvesteringen in het transport- en distributienet worden voorzien en het resterende investeringsniveau wordt gedreven door vervangingsinvesteringen in bestaande infrastructuur. Voor *warmte* wordt een netto investering van ongeveer €10 miljard verwacht tot 2040, waarbij het aantal aangesloten huishoudens op hoogtemperatuur-warmtenetten mogelijk zal vervierdubbelen. Voor *waterstof* wordt een netto investering van ongeveer €6 miljard voorzien voor de aanleg van een landelijk transportnet en offshore-infrastructuur om toekomstige waterstofproductie op zee te faciliteren. Eventuele kosten voor regionale waterstofdistributie – die geen onderdeel vormen van dit onderzoek – komen hier nog bovenop, maar zullen mogelijk ook de bedragen voor elektriciteit en gas op de lange termijn dempen.

Bovengenoemde investeringen tellen op tot €219 miljard maar zijn onderhevig aan een grote mate van onzekerheid, die toeneemt naarmate verder vooruit wordt gekeken. Dit wordt veroorzaakt door de verdere uitwerking van politieke ambities en overheidsbeleid op het gebied van klimaat en energie, maakbaarheid van de energietransitie, de toekomstige rol van warmte, groen gas en waterstof, de snelheid van adoptie hiervan, de verduurzaming van bedrijven en de gebouwde omgeving en hoe efficiënt het net gebruikt wordt. Om deze redenen is een bandbreedte van de investeringen bepaald van €156 tot €282 miljard, op basis van +/-30% rondom het middelpunt.

De investeringen zijn cruciaal om klimaatdoelstellingen te behalen en de betrouwbaarheid van het energiesysteem te waarborgen. Ze vormen een belangrijke bouwsteen van de economie, maken de verduurzaming van de samenleving mogelijk, en zijn randvoorwaardelijk aan het behalen van andere overheidsdoelen (bijv. woningbouw).

Ook moeten deze investeringen worden afgezet tegen de maatschappelijke kosten voor het niet-investeren in het net. Door te investeren wordt de capaciteit van het net vergroot. Netcongestie[3] raakt bedrijven en burgers in steeds meer regio's en sectoren en levert belemmeringen op voor het tempo van de energietransitie. Nieuwe bedrijven kunnen niet altijd starten en bestaande bedrijven niet altijd uitbreiden, duurzame opwek kan niet worden aangesloten en woningbouw en andere essentiële infrastructuur wordt vertraagd. Uit recente studies van BCG[1] en Ecorys[2] blijkt dat deze kosten van niet-investeren voor de maatschappij vele malen hoger zijn dan de benodigde investeringen voor verzwaring, omvorming en uitbreiding van het net, mogelijk tot €40 miljard per jaar. Daarnaast zijn deze investeringen randvoorwaardelijk aan het behalen van de CO2-reductiedoelstellingen. De waarde van deze CO_2 reductie voor de maatschappij kan oplopen tot jaarlijks €4-8 miljard[3] in 2040 op basis van een hoog-over berekening.

Netbeheerkosten en tarieven

De grootschalige investeringen zullen leiden tot hogere netbeheerkosten voor elektriciteit, resulterend in een jaarlijkse reële tariefstijging voor eindgebruikers van 4,8% tot 6,7% (in 2040 212%-283% van huidige tarieven). Dit betekent ca. een verdubbeling tot verdrievoudiging van de tarieven over deze periode. Voor gas wordt een beperkte tariefstijging van 0,8% per jaar (in 2040 114% van huidige tarieven) verwacht doordat het aantal aansluitingen naar verhouding sneller afneemt dan de kosten dalen. De inschattingen kennen diverse aannames.

De inkomsten van netbeheerders zijn gebaseerd op kostengebaseerde tariefregulering. Hogere investeringen leiden tot hoger kosten en bij een niet navenante stijging van het aantal aangeslotenen tot een tariefstijging. Uiteindelijk worden deze kosten door alle gebruikers gedragen[4], mede op basis van een inschatting hoeveel kosten een typische gebruiker veroorzaakt. Tarieven dienen de investeringen, operationele kosten, en kapitaallasten te dekken en bij te dragen aan efficiënte benutting van het net.

1) Bron: 'Haal de kink uit de kabel' – BCG, 2024; 2) Bron: 'Maatschappelijke kostprijs van netcongestie' – Ecorys, 2024; 3) File op het stroomnet omdat de gevraagde capaciteit hoger is dan wat het net aankan, en investeringen voor netuitbreiding en -verzwaring niet in de pas lopen met de groeiende vraag naar capaciteit; 3) Uitgangspunten: CO_2 uitstoot energiesector o.b.v. RIVM (2024) - Greenhouse gas emissions in NL 1990-2022, CO_2 reductie van 55% en 85% in 2030 en 2040 t.o.v. 1990, CO_2-prijs van €50-100 / ton; 4) Overheidsinterventies kunnen ertoe leiden dat bepaalde aangeslotenen meer of minder betalen.

Uitgebreide samenvatting en duiding van de resultaten (3/5)

Ook de totale kosten voor het elektriciteitsnet zullen over tijd sterk toenemen. Naar verwachting zullen de totale jaarlijkse netbeheerkosten voor elektriciteit en gas in het basispad toenemen tot €22 miljard in 2040, ten opzichte van €9 miljard nu. Hoewel dit significant lijkt blijft het een beperkt deel van onze totale economie, namelijk 1,9% van het verwachte bbp in 2040 vergeleken met 1,0% nu. Bovendien staat deze kostenontwikkeling in verhouding tot de groei in opwekcapaciteit die op het netwerk is aangesloten, waardoor de netbeheerkosten per megawatt opwekcapaciteit nauwelijks toenemen. Wel zullen de netbeheer kosten per MWh verbruik over tijd toenemen.

Hogere kosten vertalen zich in hogere tarieven voor eindgebruikers (vooral voor elektriciteit), doordat het aantal aansluitingen niet in dezelfde mate stijgt. Daartegenover staat dat eindgebruikers in 2040 aanzienlijk meer elektriciteit zullen afnemen. Ook wordt het elektriciteitsnetwerk toekomstbestendig gemaakt voor de komende generaties gezien de lange levensduur van de netten van ca. 40-50 jaar. Er zal voornamelijk hernieuwbare energie worden getransporteerd, wat de onafhankelijkheid van ons energiesysteem waarborgt door minder import van gas en kolen.

Voor het gasnetwerk zullen de kosten naar verwachting dalen, maar ook het aantal eindgebruikers zal sterk afnemen. Per saldo zullen de tarieven relatief beperkt stijgen voor de eindgebruikers die gas blijven gebruiken. Hierbij moet wel worden opgemerkt dat de kosten voor het eventueel verwijderen van gasnetten in de toekomst nog niet volledig in de berekeningen zijn meegenomen.

Voor warmte en waterstof zijn in dit rapport geen kosten- en tariefberekeningen opgenomen, omdat de toekomstige regulering nog onduidelijk is en er nog geen inzicht is in de exacte operationele kosten. Zowel voor het systeem als voor de eindgebruiker kan de beschikbaarheid van warmte- en waterstofinfrastructuur wel tot andere kosten leiden. Zo zal er, wanneer er een warmtenet in de straat wordt aangelegd, geen behoefte meer zijn aan een gasaansluiting.

Totale energierekening

Voor eindgebruikers (huishoudens, bedrijven, maatschappelijke organisaties) is uiteindelijk de totale energierekening van belang, inclusief leveringskosten en belastingen. Verwacht wordt dat de totale energierekening voor Nederland voor elektriciteit en gas in het basispad met 3,8% per jaar zullen stijgen tot 2040.

De verwachting is dat de totale energierekening voor Nederland, bestaande uit leveringskosten, netbeheerkosten en belastingen toenemen van €38,5 naar €70,3 miljard tussen nu en 2040. Dit wordt gedreven door een toename van €12,7 miljard in netbeheerkosten, een toename in leveringskosten van €11,2 miljard (o.a. gedreven door toegenomen verbruik), en een belastingtoename van €7,9 miljard. Het aandeel van de netbeheerkosten in de totale energierekening stijgt over de tijd, van 24% in 2024 naar 31% in 2040. Door meer infrastructuur komt meer duurzame energie binnen bereik en wordt minder gebruik gemaakt van energie-import. Tevens nemen andere energiekosten af (bijv. als gevolg van afnemende vraag naar olieproducten). Dergelijke positieve effecten zijn buiten beschouwing gelaten in dit rapport.

Voor huishoudens maken de netbeheerkosten momenteel ongeveer 25% uit van de totale rekening, waarbij de overige kosten bestaan uit leveringskosten van elektriciteit en gas (36%) en belastingen (39%). Voor bedrijven varieert het aandeel netbeheerkosten afhankelijk van de omvang van het gecontracteerd vermogen en het verbruik, maar gemiddeld is dit aandeel kleiner dan bij huishoudens.

Richting 2040 is de verwachting dat de totale energierekening voor huishoudens (bij gelijkblijvend verbruik[1]) met 1,7% per jaar zal toenemen in het basispad (de kosten in 2040 zijn hiermee ~132% van kosten in 2024). Dit is met name het gevolg van toenemende netbeheerkosten, en veronderstelde hogere leveringskosten op de lange termijn ten opzichte van de leveringskosten in 2024[2].

1) In tegenstelling tot de totale energierekening van NL, waar het verbruik richting 2040 wel toeneemt; 2) O.b.v. PBL prognoses (KEV2024). De prijzen van elektriciteit en gas worden niet door de netbeheerders bepaald en zijn extern beïnvloed. Bovendien zijn toekomstprognoses van deze prijzen onderhevig aan aanzienlijke onzekerheden

Uitgebreide samenvatting en duiding van de resultaten (4/5)

Echter, niet elk huishouden zal dezelfde stijging ervaren, dit hangt af van de mate van verduurzaming en het energieverbruik. De toename van de netbeheerkosten, vooral voor elektriciteit, zal een belangrijke factor zijn in de stijgende energiekosten voor huishoudens. Daarnaast nemen de leveringskosten naar verwachting toe wegens stijgende energieprijzen[1]. De belasting blijft nagenoeg gelijk, dit is het gevolg van de netto impact van hogere btw (door toegenomen leverings- en netbeheerkosten) en een verwachte daling van energiebelastingtarieven in de laagste staffel van elektriciteits-verbruik. Het aandeel van de netbeheerkosten in de totale energiekosten voor huishoudens (bij gelijkblijvend verbruik) zal naar verwachting toenemen tot 40%, vergeleken met de huidige 25%. Deze ontwikkeling verschilt van de ontwikkeling van netbeheerkosten in de totale energierekening van Nederland, welke nagenoeg gelijk blijft. Dit verschil ontstaat doordat in de totale energierekening van Nederland wel is uitgegaan van een toename van verbruik richting 2040. Hierdoor vertegenwoordigen de netbeheerkosten een kleiner deel van de totale energierekening richting 2040.

Voor bedrijven is het aandeel van de netbeheerkosten in de totale energiekosten lastiger aan te geven vanwege variëteit in vraag en de grootte van de aansluiting op het net, maar bij gelijkblijvend verbruik zal het aandeel naar verwachting ook toenemen. Daarbij geldt dat veranderingen in de kostentoerekening (die de ACM doet op basis van de netimpact) ook kunnen leiden tot een andere tariefgroei voor verschillende gebruikersgroepen.

Een toename van de totale energierekening kan echter niet los gezien worden van de totale energiekosten, inclusief bijvoorbeeld transportkosten. Voor een huishouden zal de aanschaf van een elektrische auto leiden tot een hoger elektriciteitsverbruik en dus een hogere energierekening, maar dit wordt (deels) gecompenseerd doordat brandstofkosten voor een conventionele auto worden vermeden.

Betaalbaarheid

Er zijn diverse initiatieven die kunnen bijdragen aan het krijgen van meer grip op de energierekening voor consumenten, maar deze moeten vanuit een integraal kostenperspectief worden beoordeeld.

Het FIEN+ rapport beoogt bij te dragen aan het maatschappelijk debat om meer inzicht in en grip te krijgen op de benodigde investeringen. Hierbij ligt de focus in eerste instantie op het in kaart brengen van investeringsprognoses en de ontwikkeling van tarieven en de energierekening tot 2040. Het kabinet heeft opdracht gegeven tot een 'Interdepartementaal Beleidsonderzoek (IBO) Bekostiging elektriciteitsinfrastructuur. Momenteel onderzoeken het IBO en de netbeheerders welke impact verschillende maatschappelijke en politieke systeemkeuzes en interventies kunnen hebben, met als doel om een concreet en goed onderbouwd handelingsperspectief te kunnen bieden.

Netbeheerders streven ernaar om tijdig prognoses van tariefontwikkelingen te delen om transparantie te bieden. Een beter benut net en slimme maatschappelijke systeemkeuzes zorgen ervoor dat de kosten per gebruiker gedrukt worden. Dit is mogelijk wanneer uitgaven worden voorkomen, meer partijen de kosten delen en ‘netbewust gedrag’ wordt beloond.

Nettarieven zijn volgens Europese en Nederlandse regelgeving bedoeld om de kosten van energie-infrastructuur te dekken en eerlijk te verdelen onder de gebruikers van het net. Deze regelgeving schrijft voor dat de tarieven zoveel mogelijk moeten weerspiegelen welke kosten worden veroorzaakt door de specifieke gebruikers: kostenreflectiviteit. Een goed vormgegeven tariefstructuur biedt (naast een eerlijke verdeling) mogelijkheden voor prikkels die aanzetten tot efficiënt netgebruik.

1) O.b.v. PBL prognoses (KEV2024). De prijzen van elektriciteit en gas worden niet door de netbeheerders bepaald en zijn extern beïnvloed. Bovendien zijn toekomstprognoses van deze prijzen onderhevig aan aanzienlijke onzekerheden

Uitgebreide samenvatting en duiding van de resultaten (5/5)

Netbeheerders en de ACM werken uit[2] hoe nettarieven kunnen worden ingezet om efficiënt netgebruik te stimuleren, waardoor de totale netkosten lager blijven en het net betaalbaar blijft. Bedrijven en andere netgebruikers kunnen dan stijgende netkosten compenseren door flexibel om te gaan met hun energieverbruik en momenten van piekbelasting te vermijden. Dit moedigt gebruikers aan om bewust om te gaan met de vraag naar transportcapaciteit en draagt bij aan een stabiel en efficiënt energienet.

Netbeheerders zijn continu bezig om de *benodigde investeringen* zo efficiënt mogelijk te realiseren, en zullen hier ook de komende jaren verder op ontwikkelen. Deze lopende activiteiten omvatten een breed spectrum van onderwerpen waaronder vraag-beïnvloeding, digitalisering en voorspellend onderhoud, standaardisatie en uniformering van netwerken, performance management en ketensamenwerking.

Op het gebied van *tariefregulering* kan meer worden gedacht aan het kosten-veroorzakingsprincipe. Nog niet alle gebruikers van het net betalen mee. Een invoedingstarief kan bijvoorbeeld bijdragen aan een betere benutting van het net en lagere systeemkosten. De ACM verkent momenteel de mogelijkheden voor een invoedingstarief en streeft er naar om in 2025 een ontwerpbesluit te publiceren[1]. Ook zou een tarief voor buurlanden, die via internationale verbindingspunten gebruikmaken van het Nederlandse elektriciteitsnetwerk, een optie zijn om de kosten te verdelen. Dit heeft bijvoorbeeld betrekking op de op zee opgewekte stroom die ook gebruikt wordt in Groot-Brittannië, België en Duitsland.

Met het oog op *bekostiging* worden bedrijven in verschillende andere EU-landen momenteel gecompenseerd voor energie-gerelateerde kosten. Netbeheerkosten zijn in die gevallen vaak van vergelijkbare hoogte, maar de kortingen voor industrie verschillen wel (ten koste van huishoudens). Hierdoor staan Nederlandse bedrijven op een achterstand. Een consistente toepassing van Europese (staatsteun)regels is essentieel en industriebeleid moet worden afgestemd.

Beleid vormt een belangrijke knop omdat efficiënt en flexibel gebruik van het elektriciteitsnet kan helpen om de stijging van netkosten te beperken. Wanneer flexibele nettarieven, flexibele contractvormen en groepscontracten richting 2040 steeds meer de norm worden, worden gebruikers gestimuleerd het net buiten de piekmomenten om te gebruiken. Hierdoor worden de benodigde investeringen voor (piek)capaciteit van het net lager. Het verminderen van de energievraag blijft daarnaast ook vanzelfsprekend economisch rendabel. Ook vanuit een internationaal perspectief is beleid relevant aangezien bijvoorbeeld de offshore kosten nationaal worden gedragen, maar dit internationaal voordeel oplevert.

Ook moet gezocht worden naar de beste mix tussen elektriciteit, warmte, waterstof en groen gas, om het energiesysteem in de breedte goedkoper te maken. Maatschappelijke keuzes voor energiedragers hebben direct effect op de betaalbaarheid van het elektriciteitsnet. Zo zijn volgens onderzoek van Berenschot[3] de energie-infrastructuurkosten van warmtenetten in dichtbevolkte wijken dertig procent goedkoper dan warmtepompen. Ook als meer geïnvesteerd wordt in waterstof-infrastructuur, zal de vraag naar transport van elektriciteit en bijbehorende netkosten minder hard stijgen. De afweging tussen energiedragers moet vanuit de totale systeemkosten worden bekeken.

Overheidsbeleid dat de locatiekeuze van bedrijven beïnvloed kan de betaalbaarheid van het energiesysteem vergroten door aanbod (bijvoorbeeld van kerncentrales) en vraag (zoals elektrificatie (nieuwe) industrieclusters) bij elkaar te plaatsen. Hiernaast gaan de voorgestelde investeringen nu nog uit van het faciliteren van de verduurzaming van alle energie-intensieve clusters die vaak op een locatie zitten die vanuit gasinfrastructuur logisch was.

Tot slot zijn *energiebelastingen* een logisch instrument voor industrie- en inkomensbeleid. Dit houdt de nettarieven zuiver voor het betalen van de investeringen in het net en het efficiënt gebruik daarvan.

1) Bron: ‘ACM start met voorbereiding van invoedingstarief voor grote producenten van elektriciteit’ – 2 oktober 2024, 2) Voor TenneT bijv. via Time of Use tarieven,
3) Bron: Berenschot (2024): De keuze voor warmtenetten of andere warmteoplossingen.

Inhoudsopgave

1. Managementsamenvatting
2. **Beleidskeuzes energietransitie en betekenis voor Netbeheerders**
3. Rol Netbeheerders en uitleg bij regulering
4. Prognoses investeringen tot 2040 en onderliggende drijvers
5. Tariefindicaties
6. Energierekening van de toekomst
7. Appendix

Wetten en beleidsmaatregelen geven richting aan transitiescenario's, die vervolgens worden vertaald naar investeringsplannen

Achtergrond

Klimaatscenario's als vertrekpunt

- De **EU** heeft als **doelstelling om te vergroenen** (reduceren CO2-uitstoot) en meer onafhankelijk te worden in haar energievoorziening
- Hiertoe zijn **zowel in de EU als in NL wetten en beleidsmaatregelen ingevoerd**, welke de afgelopen jaren **meermaals zijn aangescherpt**
- Deze **wetten en beleidsmaatregelen** geven richting aan de **invulling van de energiemix:**
  - **Netbeheerders** hebben **gezamenlijk** drie **scenariopaden** t.b.v. de investeringsplannen uitgewerkt die leidend zijn voor de steekjaren **2025, 2030 en 2035** (IP2024) . Deze paden zijn vervolgens als vertrekpunt gebruikt voor vier **aanvullende scenario's** voor **2040 en 2050** (II3050) – *zie pagina 18 en 19 voor meer details*
  - Daarnaast geeft het kabinet via het **nationaal programma energiesysteem (NPE)** invulling aan de systeemkeuzes die worden gemaakt tot 2050. Dit plan wordt iedere vijf jaar herijkt en de eerste finale versie is gepubliceerd op 1 december 2023

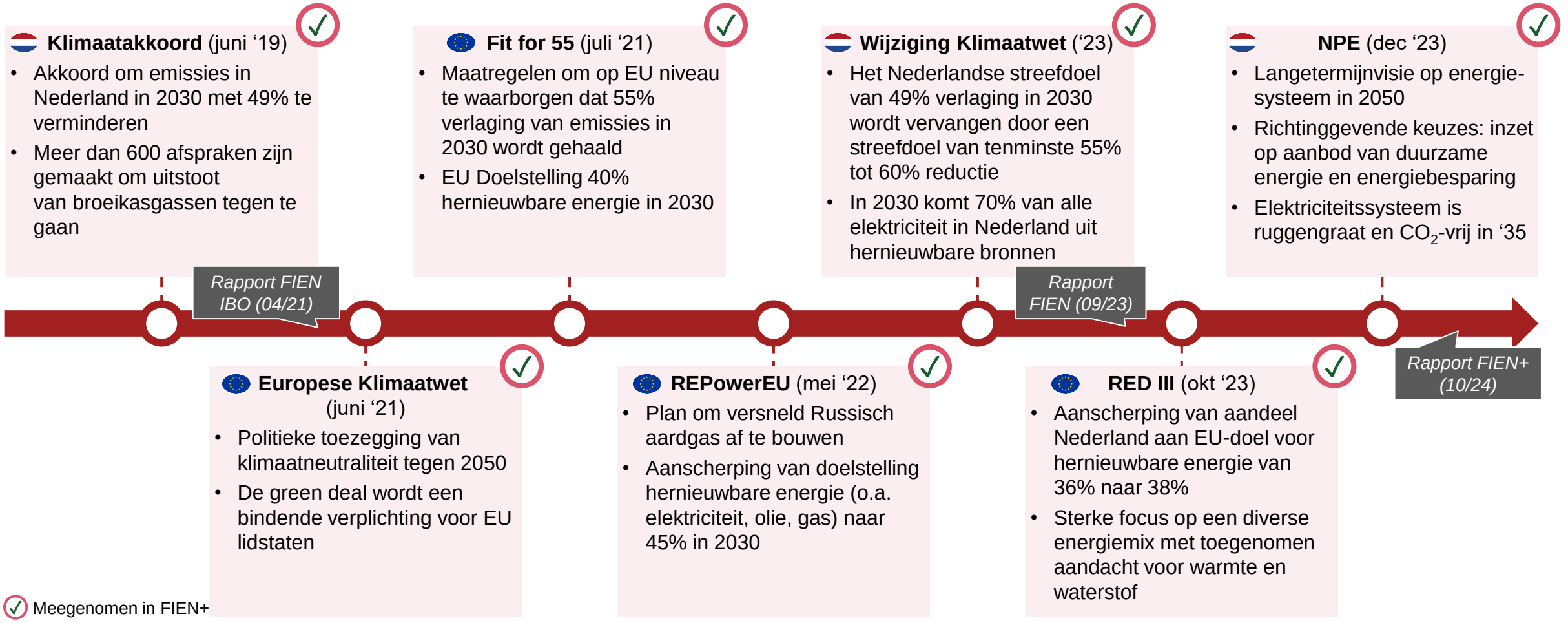
Vertaling naar investeringsplannen van netbeheerders

- Deze **energiescenario's** vormen een gezamenlijk vertrekpunt voor de **investeringsplannen van netbeheerders**; welke (of welke combinatie van) scenario's wordt gehanteerd, verschilt per netbeheerder:
  - **Netbeheerders** geven op **individuele basis opvolging** aan de scenario's met reken- en analysestappen (bijv. markt-/netanalyse, regionale doorvertaling) en **bepalen het investeringsportfolio**
  - Netbeheerders **hebben geen directe invloed t.a.v. invulling energiemix** (dit is een gegeven voor de netbeheerders), daarnaast hebben ze een **wettelijke aansluitplicht**
  - Netbeheerders maken een **gedegen afweging** wat in de **regio nodig is** (bijv. o.b.v. net simulaties) onder meer **rekening houdend** met i) **huidige aanvragen en plannen** (bijv. m.b.t. aansluiting WoZ), ii) de **maakbaarheid**, iii) de **congestie** op dit moment
- Momenteel ligt er een uitdaging om een **inhaalslag** te maken als gevolg **van huidige congestie** op het net en **een maakbaarheidsuitdaging**
- **Onzekerheid over energiemix** neemt toe naarmate verder vooruit wordt gekeken, daarmee ook de **onzekerheid over investeringsprognoses en kosten**

! In dit rapport wordt alleen **gekeken** naar **investeringsprognoses en kosten van netbeheerders**. Er is **niet gekeken** naar een **andere invulling** van de **energiemix** (de gegevens in dit rapport kunnen ook niet voor dat doeleinde gebruikt worden) of naar **investeringen in aanpalende sectoren** (bijv. opwek van warmte, elektriciteit en waterstof). In dit onderzoek zijn alleen investeringen meegenomen van GTS/Gasunie, TenneT en de drie grote RNB's (Enexis, Liander en Stedin). De overige RNB's zijn buiten beschouwing gelaten (Rendo, Coteq en Westland Infra). Deze vertegenwoordigen minder dan 5% van het totaal.

De afgelopen jaren is EU en NL beleid en wetgeving aangescherpt om onafhankelijkheid te borgen en reductiedoelenstelling te behalen

Updates op klimaatdoelstellingen

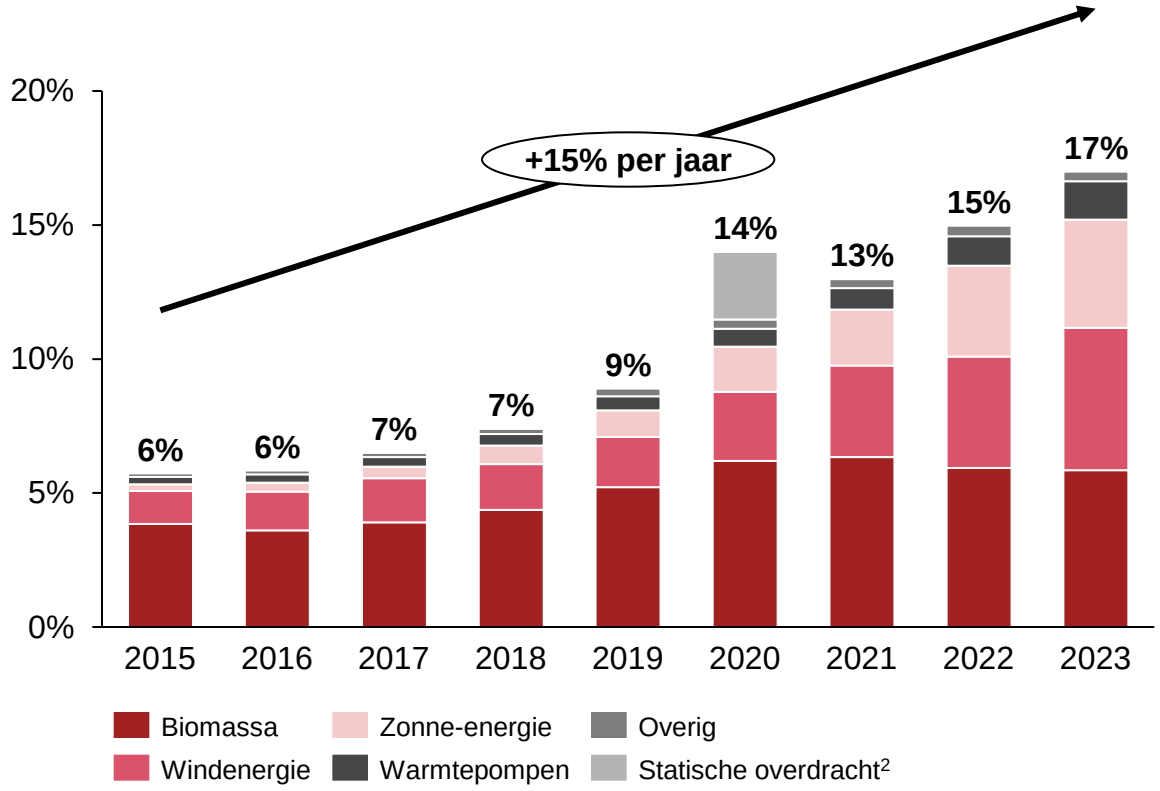


Opmerkingen: 1) Hernieuwbare brandstoffen van niet-biologische oorsprong
Bronnen: Staatscourant van het Koninkrijk der Nederlanden, European Council, Rijksoverheid, Klimaatakkoord.nl

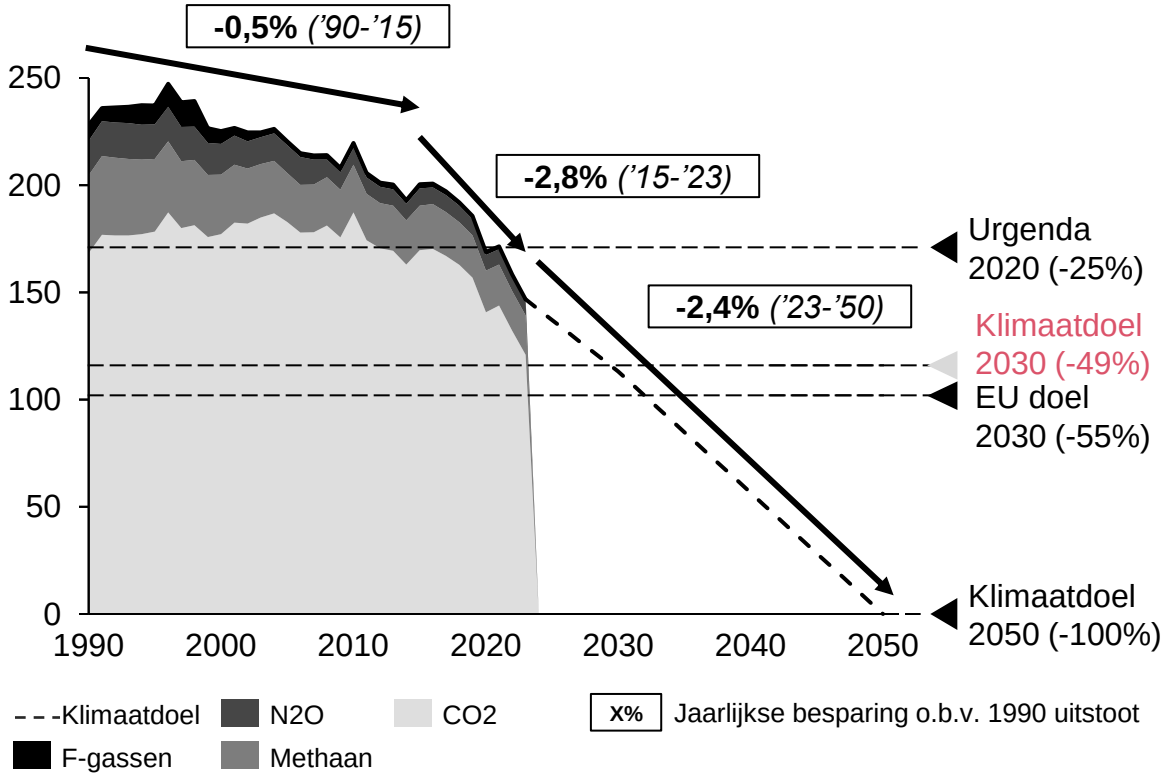
Beleid en wetgeving leidt in NL inmiddels tot een versnelling van de CO2-reductie en het aandeel hernieuwbare energie groeit sterk

Uitwerking van beleid/ wetgeving

Aandeel hernieuwbare energie[1]
% in eindverbruik energie ('22 en '23 voorlopige cijfers)



Broeikasgas-uitstoot Nederland[1]
Mton CO_2-equivalent (hist. tot '23 daarna prognose klimaatakkoord)



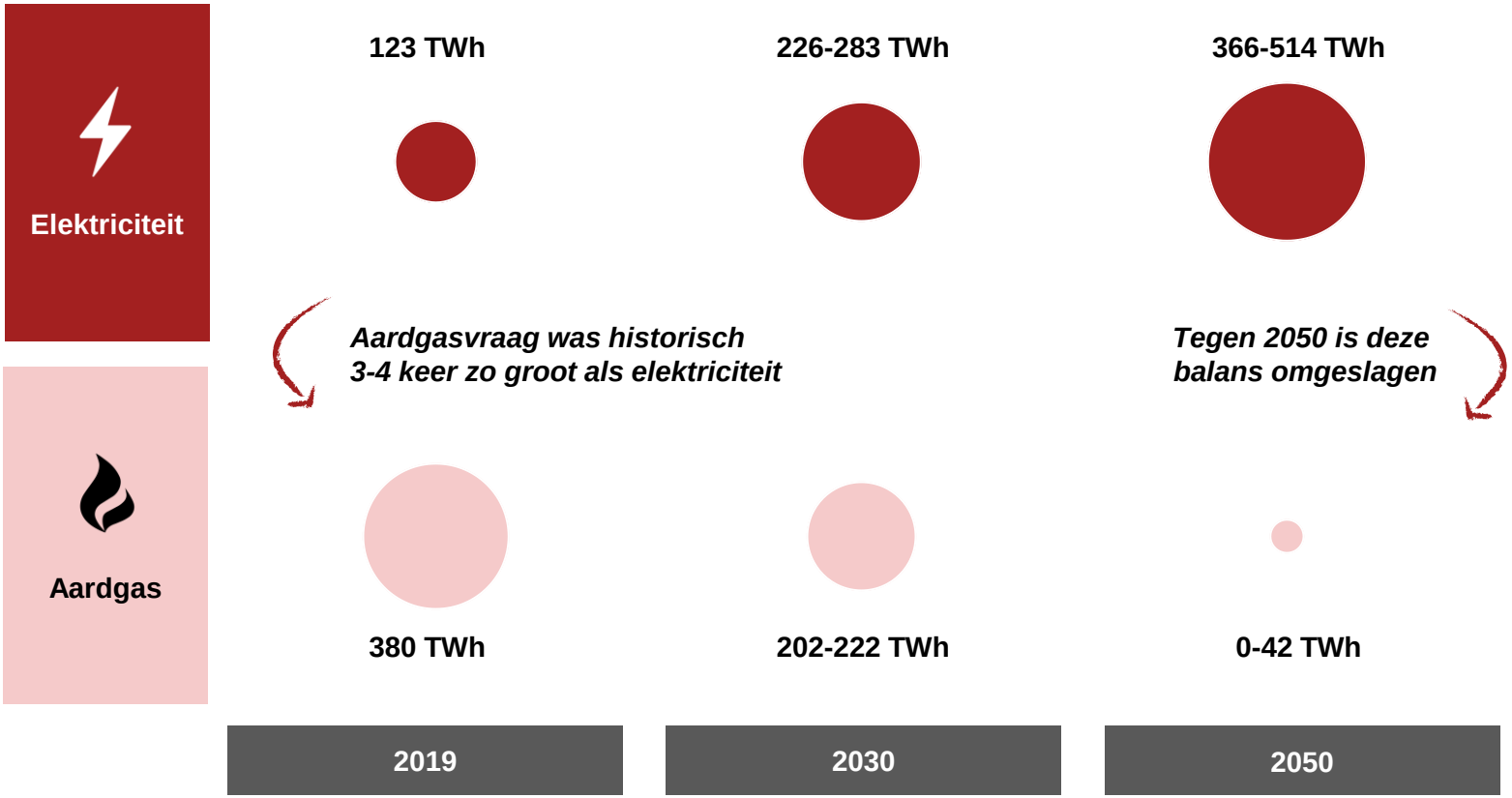
1) Bron: CBS, 2023 voorlopige cijfers; 2) Met een statistische overdracht wordt door de ene Europese lidstaat een hoeveelheid hernieuwbare energie administratief ingekocht van een andere lidstaat die zijn doelstelling heeft behaald en over een overschot beschikt

Historisch was aardgas 3-4 keer belangrijker voor de invulling van de energievraag dan elektriciteit, maar naar de toekomst toe draait dit om

Transitie van aardgas naar elektriciteit

Verhouding primair energieverbruik aardgas en elektriciteit

2019, 2030, 2050; in TWh



Observaties

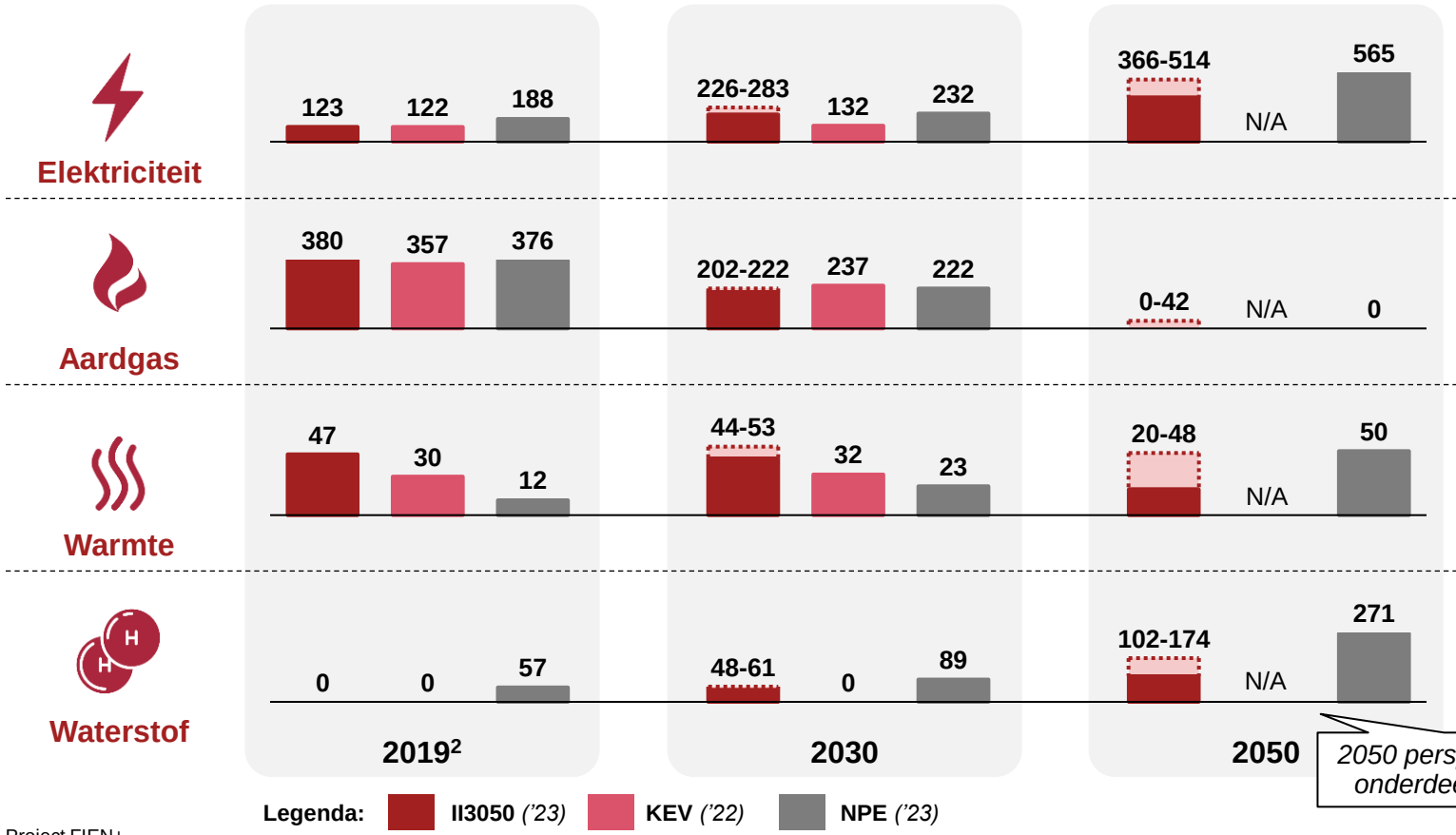
- Netbeheerders zijn verantwoordelijk voor het transport en de distributie van aardgas en elektriciteit
- In 2019 werd een groot deel van de totale Nederlandse energievraag ingevuld door aardgas; het aandeel daarvan was historisch gezien 3-4 keer groter dan dat van elektriciteit
- Door de energietransitie zal een groot deel van de aardgasvraag in de toekomst worden geëlektrificeerd, waardoor elektriciteit de rol van gas overneemt
- Elektriciteit zal ook deels de functie van andere energiedragers overnemen (zoals diesel en benzine door de opkomst van elektrische voertuigen), terwijl bepaalde aardgasvraag op andere manieren zal worden ingevuld (bijv. warmtenetten en waterstof)
- Dit vereist aanzienlijke investeringen in de aanpassing, uitbreiding en verzwaring van net-infrastructuur

Netbeheerders baseren zich veelal op II3050 scenario's, welke binnen de brandbreedte vallen van andere leidende energieverbruik prognoses

Vergelijking toekomstperspectieven

Zie pagina 18-19 voor nadere toelichting van de II3050 scenario's

Verwacht primair energieverbruik[1]
2019, 2030, 2050; in TWh; per energiedrager; per rapport



Observaties

- De toekomstige netbeheertarieven worden onder meer bepaald door de verwachte investeringen van netbeheerders
- Hoeveel investeringen nodig zijn, hangt sterk af van het toekomstperspectief waar vanuit wordt gegaan
- Er zijn 3 bronnen die toekomstperspectieven schetsen, en welke door de industrie als leidend worden beschouwd: II3050, Klimaat en Energieverkenning (KEV) en Nationaal Plan Energiesysteem (NPE)
- De II3050 scenario's – zoals gepubliceerd door de netbeheerders – liggen in de bandbreedte van de andere bronnen. Observaties hierbij:
  - KEV gaat uit van mindere mate van elektrificatie en lager H_2 verbruik
  - NPE gaat uit van hoger E en H_2 verbruik, het warmteverbruik is lager doordat de vraag vanuit de industrie (~20 TWh in 2019, loopt af richting 2040) niet is meegenomen

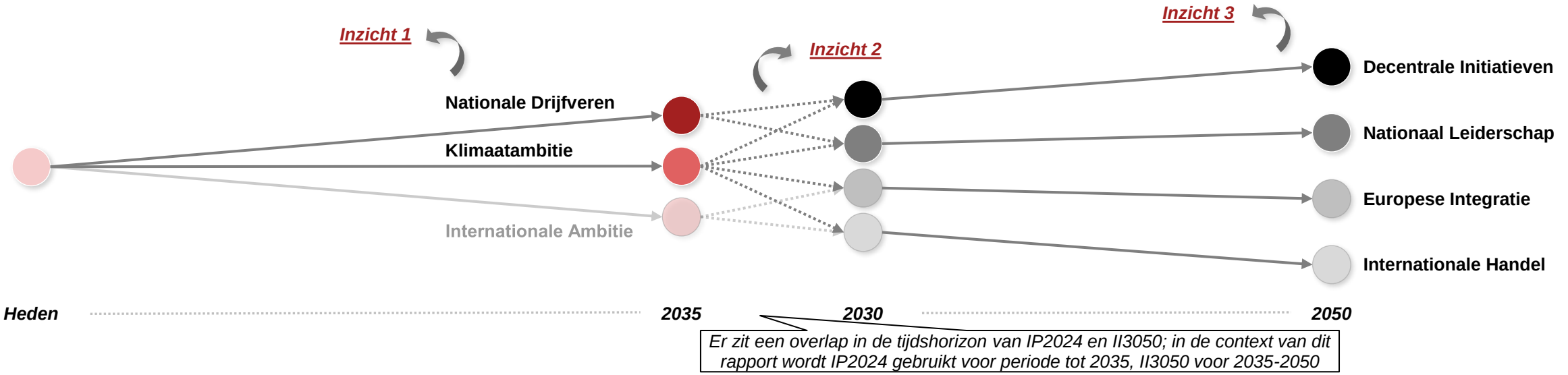
1) Primair energieverbruik omvat finaal energieverbruik en omzettings- en distributieverliezen; 2) 2019 data is o.b.v. daadwerkelijke realisatie, verschillen worden verklaard door variatie in scope (bijv. voor elektriciteit beschrijft NPE een groter deel kolen en gas in opwekking dan II3050 (~160 TWh t.o.v. ~90 TWh); voor warmte neemt II3050 aanbod vanuit energiecentrales mee (~40 TWh), dit zit niet in de scope van NPE; voor waterstof kijkt II3050 enkel naar waterstofproductie waarvoor transportnetten nodig zijn, bij NPE zit ook lokale productie in de scope)

Tot 2035 focussen netbeheerders op Nationale Drijfveren en Klimaat-ambitie, richting 2050 neemt de onzekerheid toe

Link tussen 2030 en 2050 scenario's netbeheerders

NBNL: IP2024 scenario's *(heden-2035)*

NBNL: II3050 scenario's *(2030 tot 2050)*



Inzicht 1: netbeheerders houden voornamelijk rekening met Nationale Drijfveren en Klimaatambitie scenario richting 2035

- De focus blijkt uit de investeringsplannen van de netbeheerders
- De IP2024 scenario's verschillen nauwelijks in CO_2-reductie, International Ambitie onderscheidt zich in sterkere inzet op groen gas en waterstof

Inzicht 2: II3050 scenario's vloeien voort uit IP2024 scenario's (van een directe relatie is geen sprake)

- Het IP2024-scenario Nationale Drijfveren ligt op een logisch transitiepad met 2050 eindbeelden Decentrale Initiatieven en/of Nationaal Leiderschap
- Het IP2024-scenario Klimaatambitie ligt in het midden en kan doorontwikkelen in alle vier de eindbeelden

Inzicht 3: richting 2050 zijn verschillende uitersten van een klimaat neutraal energiesysteem mogelijk

- Richting 2050 neemt de onzekerheid toe
- De II3050 scenario's beschrijven verschillende realistische uitersten voor het klimaat neutrale energiesysteem; elk met een andere verwachte impact op de energie-infrastructuur
- TenneT houdt rekening met 70GW WoZ wat overeenkomt met 'Nationaal Leiderschap'. Hiervan is verwacht dat 20GW direct naar waterstof wordt geconverteerd op de Noordzee

Bron: IP2024 (februari 2023) en II3050 (maart 2023)

In de scenario's is er richting 2035 nationale sturing op de realisatie van systeemveranderingen om in 2050 de CO2-doelen te halen

Verdieping 2030 scenario's netbeheerders en II3050 scenario's

NBNL: IP2024 scenario's *(heden tot 2035)*

Nationale Drijfveren

- Hoge mate van zelfvoorziening door o.a. eigen duurzame opwek en transitie naar circulaire economie
- Krachtige sturing vanuit Rijk
- Sterke inzet op elektrificatie in gebouwde omgeving, mobiliteit en industrie
- Energiebesparing en efficiëntieverbeteringen zorgen voor een daling van de energievraag

Klimaatambitie

- Benadering klimaatbeleid op basis van de Klimaat- en Energieverkenning 2022 en het Coalitieakkoord
- Krachtige sturing vanuit Rijk
- Regionale en sectorale ontwikkelingen – zoals de RES[1], NAL[2] en CES[3]
- Alle sectoren doen mee, veelal inzet op een mix van technologieën

NBNL: II3050 scenario's *(2030 tot 2050)*

Decentrale Initiatieven

- Nederland haalt CO2-doelen (100% reductie in 2050)
- Sterke krimp van energie-intensieve industrie
- Vertrek bepaalde industrie
- Sterke elektrificatie, maar ook waterstof in de industrie
- Zeer veel hernieuwbare opwek
- "Energy-hubs"

Europese Integratie

- Europa haalt CO2-doelen (100% reductie in 2050)
- Geen/ zeer geringe krimp industrie
- Nieuw industrie synthetische moleculen (bijv. CCU[4])
- Groen gas naast elektrificatie en waterstof
- Deels waterstof in de gebouwde omgeving
- Base load kernenergie

Nationaal Leiderschap

- Nederland haalt CO2-doelen (100% reductie in 2050)
- Beperkte krimp industrie
- Nieuwe industrie synthetische moleculen (bijv. DAC[5])
- Sterke elektrificatie bestaande industrie
- Zeer veel hernieuwbare opwek; beperkt kernenergie
- Ontwikkeling warmtenetten gebouwde omgeving

Internationale Handel

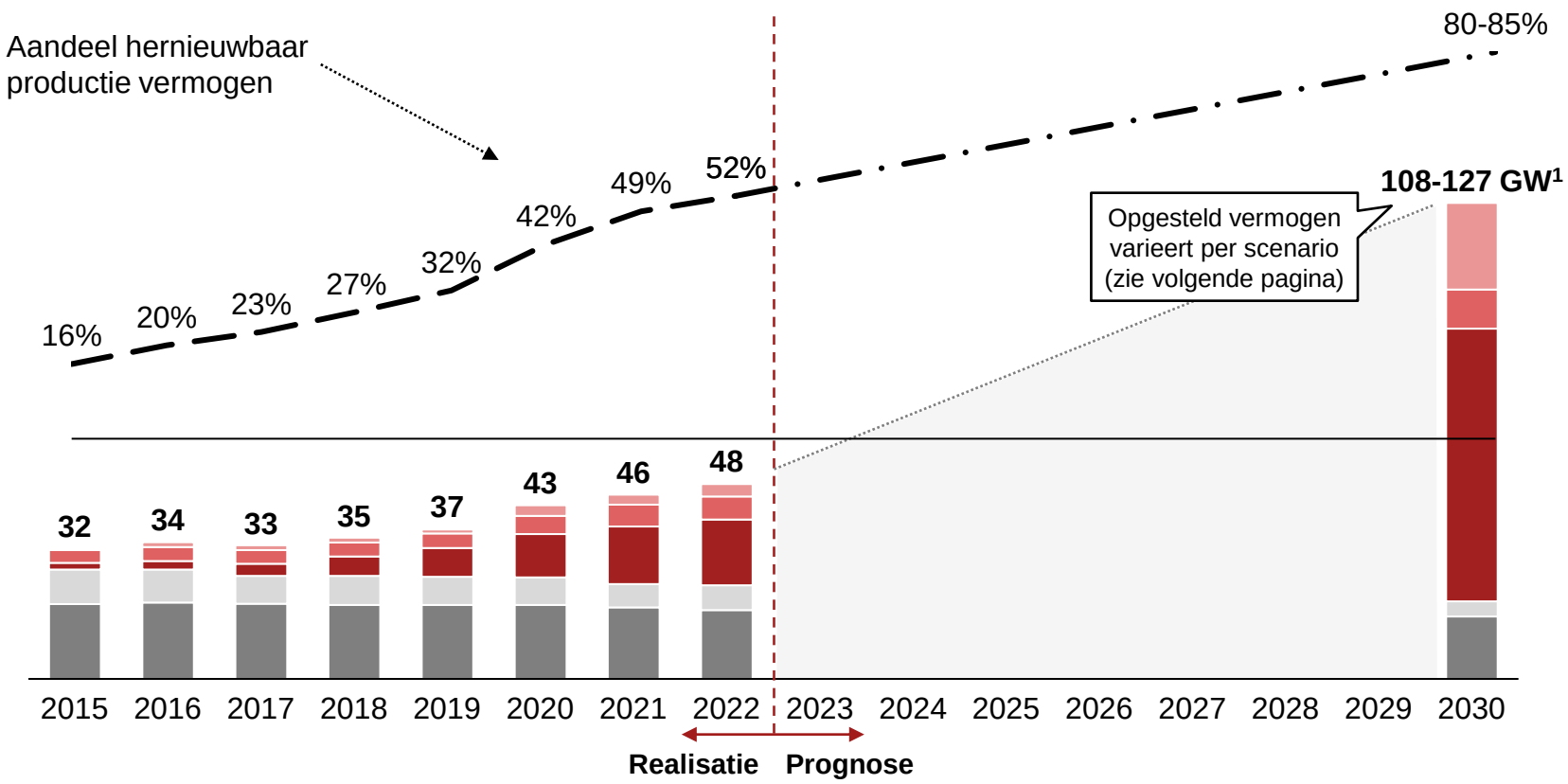
- Mondiale ambitie CO2-doelen (100% reductie in 2050)
- Sterke krimp van energie-intensieve industrie
- Verplaatsing van bepaalde industrie naar het buitenland
- Veel waterstof naast bio, CCS[6], DAC[5] en elektrificatie
- Veel waterstof import
- Volledig waterstof in de gebouwde omgeving

1) Regionale Energie Strategie; 2) Nationale Agenda Laadinfrastructuur; 3) Cluster Energie Strategieën; 4) Carbon Capture & Utilisation (afvang en gebruik van CO2); 5) Direct Air Capture; 6) Carbon Capture & Storage (afvang en opslag van CO2); Bron: IP2024 (februari 2023) en II3050 (maart 2023)

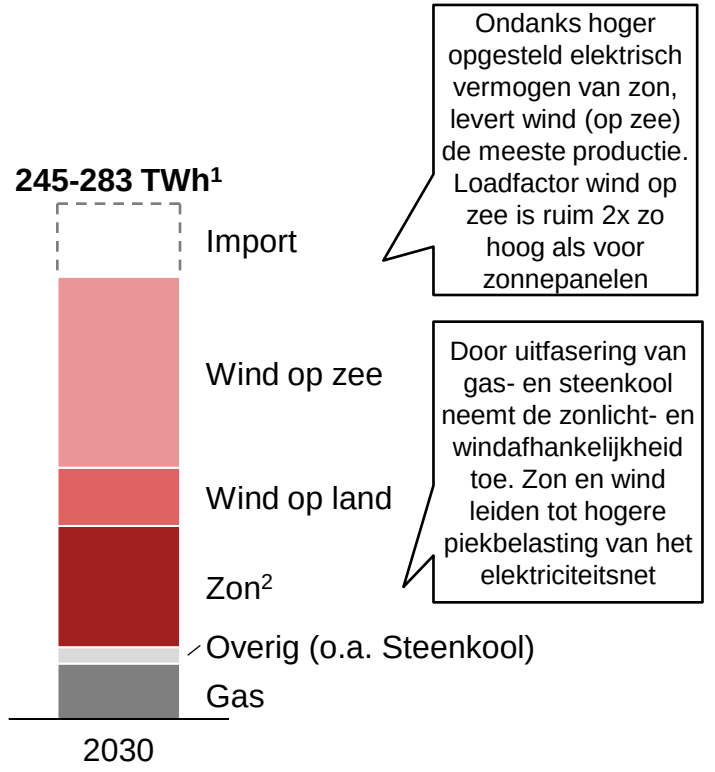
In NL stijgt aandeel hernieuwbaar vermogen in 2030 tot >80%, met name gedreven door zon en wind op zee

Ontwikkeling opgesteld vermogen

Opgesteld elektrisch vermogen
2015-2030; in GW(p)



Verwachte productie
2030; in TWh



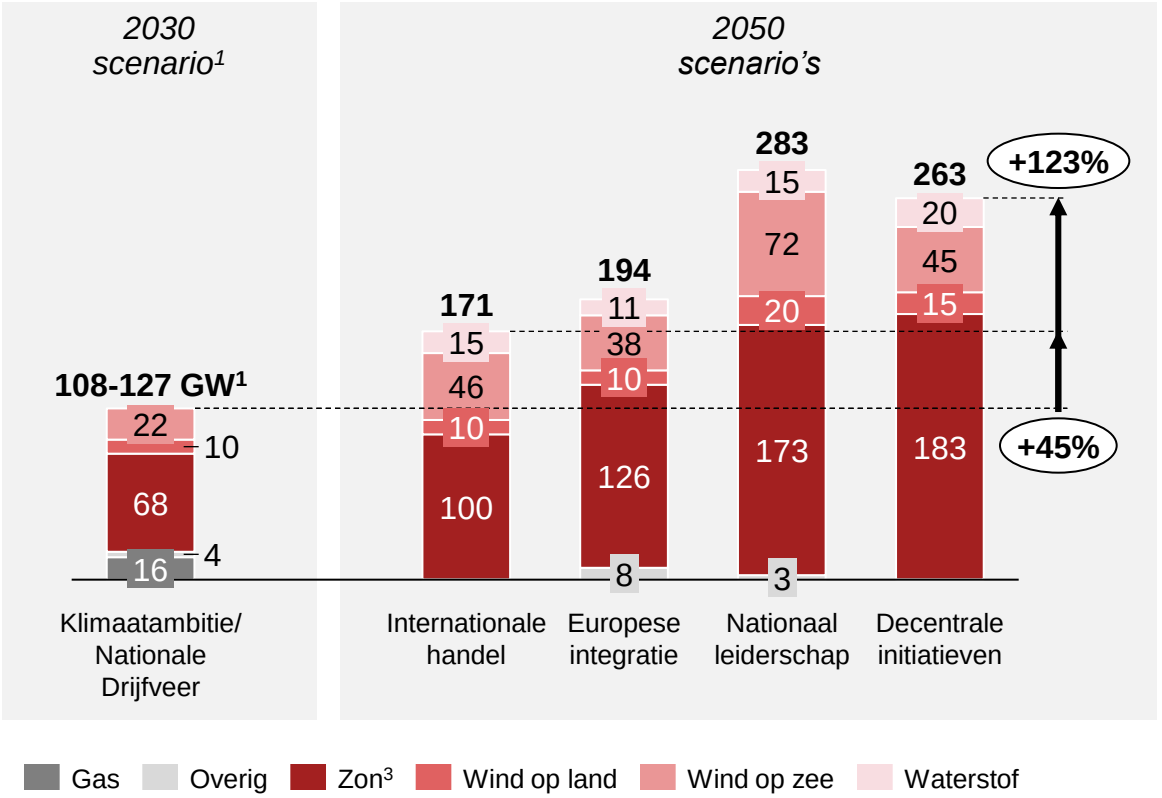
1) O.b.v. de II3050 scenario's 'Nationale Drijfveer' en 'Klimaatambitie', netbeheerders houden in investeringsplannen voornamelijk rekening met deze scenario's en minder met 'Internationale Ambitie'; 2) Voor zon-PV betreft het opgesteld vermogen het paneel- of piekvermogen (GWp). Omdat zon-PV slechts een beperkt deel van de tijd het volledige piekvermogen produceert, wordt het vermogen dat uit grootschalige zon-PV het net wordt ingevoed kleiner; Bron: KEV 2022, II3050 Routekaart Windenergie op zee december 2022

Richting 2050 neemt onzekerheid toe, netbeheerders gaan dan o.a. uit van II3050 scenario's; minimale capaciteitsgroei van 45%[1] verwacht

II3050 scenario's

Opgesteld elektrisch vermogen[2]

2030, 2050; in GW(p)



Observaties

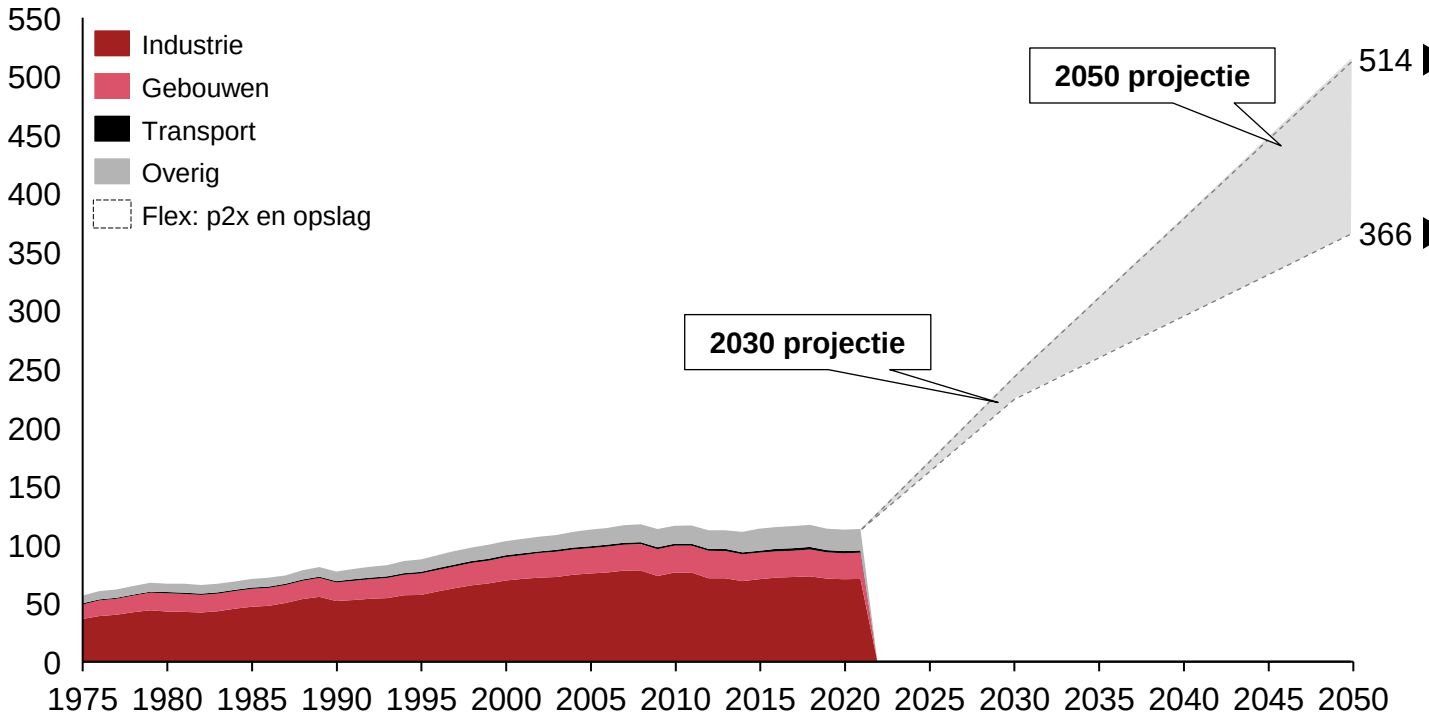
- In 2030 gaat het klimaatakkoord uit van 55% reductie van broeikasgas, maar op lange termijn (2050) wordt naar 100% reductie gestreefd – dit betekent dat ook na 2030 de nodige maatregelen zullen moeten worden genomen
- Er treedt meer onzekerheid op ten aanzien van de scenario's op lange termijn, maar alle scenario's gaan uit van meer dan 59% groei van de opgestelde capaciteit in 2050 ten opzichte van 2030
- De verwachting is daarmee dat netbeheerders zullen moeten blijven investeren in het elektriciteitsnetwerk – en afhankelijk van de keuzes voor groen gas en / of waterstof – ook in de (alternatieve) aanwending van het gasnetwerk
- Nederland heeft de ambitie om in 2050 70 GW opgesteld centraal vermogen voor Wind op Zee te hebben conform het NPE. Alleen het scenario *Nationaal leiderschap* haalt deze ambitie, andere scenario's komen Wind op Zee vermogen te kort. TenneT houdt in haar investeringsprojecties rekening met het zogenaamde 'Target grid', wat aansluit met het scenario Nationaal Leiderschap qua Wind op Zee ambitie, waarbij TenneT wel verwacht dat ca. 15-20GW van de capaciteit niet aan land komt omdat deze wordt gebruikt voor lokale waterstofproductie op zee

1) O.b.v. gemiddelde van de II3050 scenario's 'Klimaatambitie' en 'Nationale Drijfveer'; 2) Opgesteld vermogen exclusief extra vermogen Wind op Zee voor productie van synthetische bunkers en kerosine; 3) Voor zon-PV betreft dit het paneel- of piekvermogen (GWp). Omdat zon-PV slechts een beperkt deel van de tijd het volledige piekvermogen produceert, wordt het vermogen dat uit grootschalige zon-PV het net wordt ingevoed kleiner; Bron: II3050 (maart 2023), TenneT investeringsplan Net op Land 2024-2031

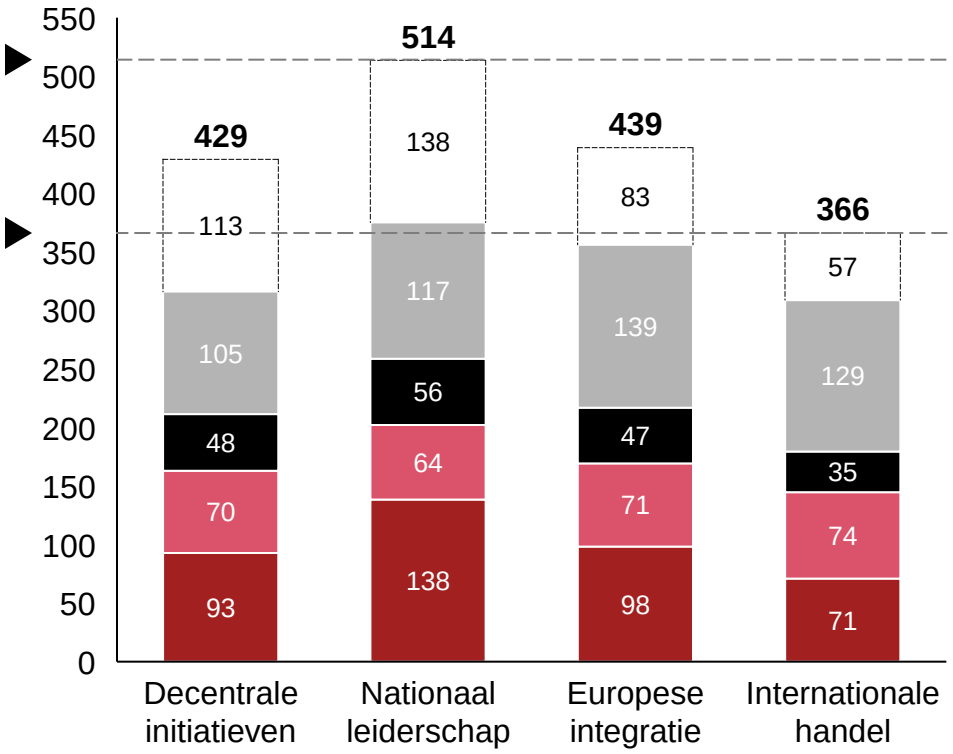
Nederlands primair elektriciteitsverbruik verviervoudigt richting 2050, waarbij enkele scenario's[1] uitgaan van grote waterstofproductie

Ontwikkeling elektriciteitsverbruik in Nederland

Elektriciteitsverbruik in Nederland
1975 – 2050[2], in TWh



Primair verbruik elektriciteit (II3050 scenario's)
2050, in TWh



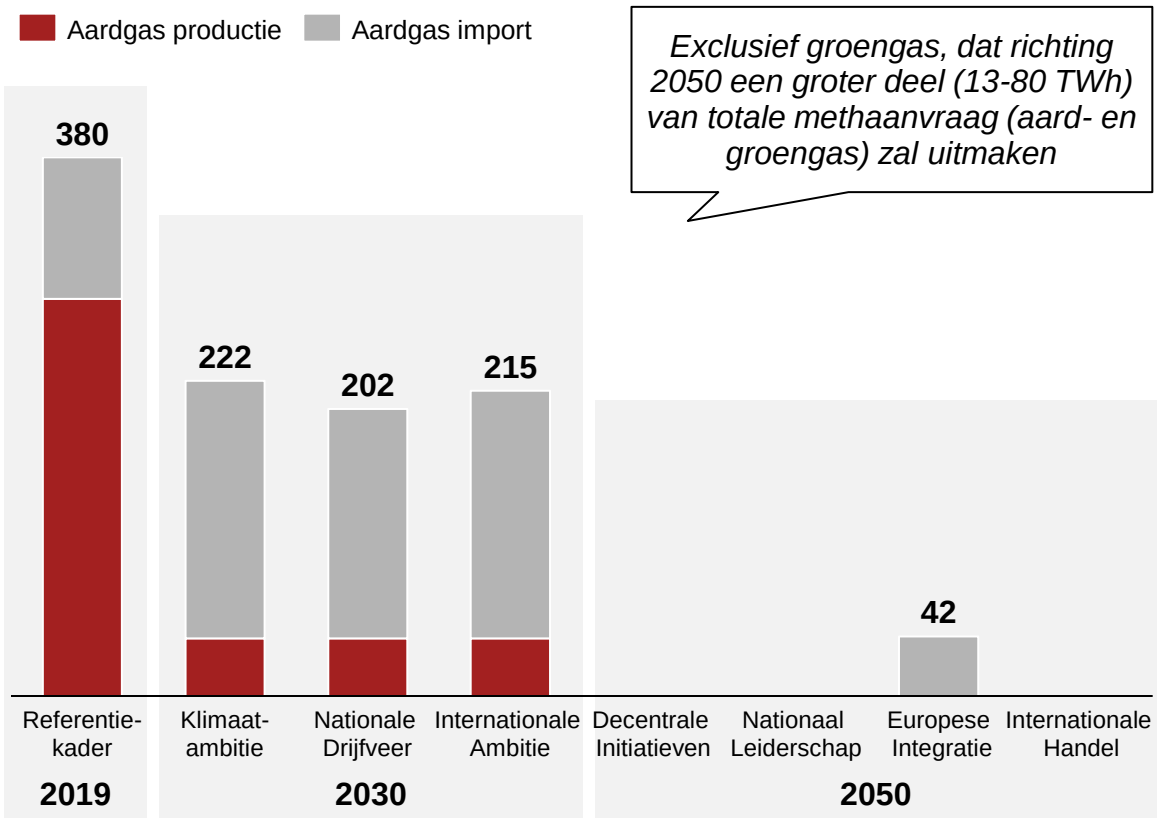
1) Decentrale Initiatieven en Nationaal Leiderschap; 2) Historisch van 1975 tot 2022, prognose van 2023 tot 2050;
Bron: CBS; Klimaatneutrale Energiescenario's 2050; Integrale Energiesysteemverkenning 2030 -2050 (April 2023); PwC Strategy& analyse

Het gasgebruik neemt richting 2030 sterk af; transportnetten kunnen mogelijk ingezet worden voor waterstof

Ontwikkeling gasverbruik in Nederland

Primair verbruik aardgas (II3050 scenario's)

2019, 2030, 2050; in TWh; per aanbodtype



Ontwikkelingen in gas

- Gas wordt op dit moment in diverse energieketens gebruikt, bijv. voor verwarming van gebouwen, elektriciteitsproductie middels gascentrales en in de industrie als grondstof
- De binnenlandse productie van aardgas (280 TWh in 2019) loopt tot 2030 terug tot ca. 40 TWh, in 2050 wordt er in Nederland geen aardgas meer geproduceerd
- Op korte termijn wordt dit opgevangen door hogere import, maar in 2050 is de import van aardgas in het merendeel van de scenario's zeer beperkt - enkel het scenario Europese Integratie gaat uit van aardgas import om blauwe waterstof te produceren
- Door de afname in gasverbruik komt een deel van de landelijke transportnetten vrij (bijv. delen waar meerdere pijpleidingen naast elkaar liggen), welke potentieel ingezet kan worden voor een waterstof transportnet (wat in eerste instantie vraagt om investeringen vanuit Gasunie zoals opgenomen in deze studie, maar mogelijk ook tot additionele investeringen vanuit de regionale netbeheerders op wat meer lange termijn)

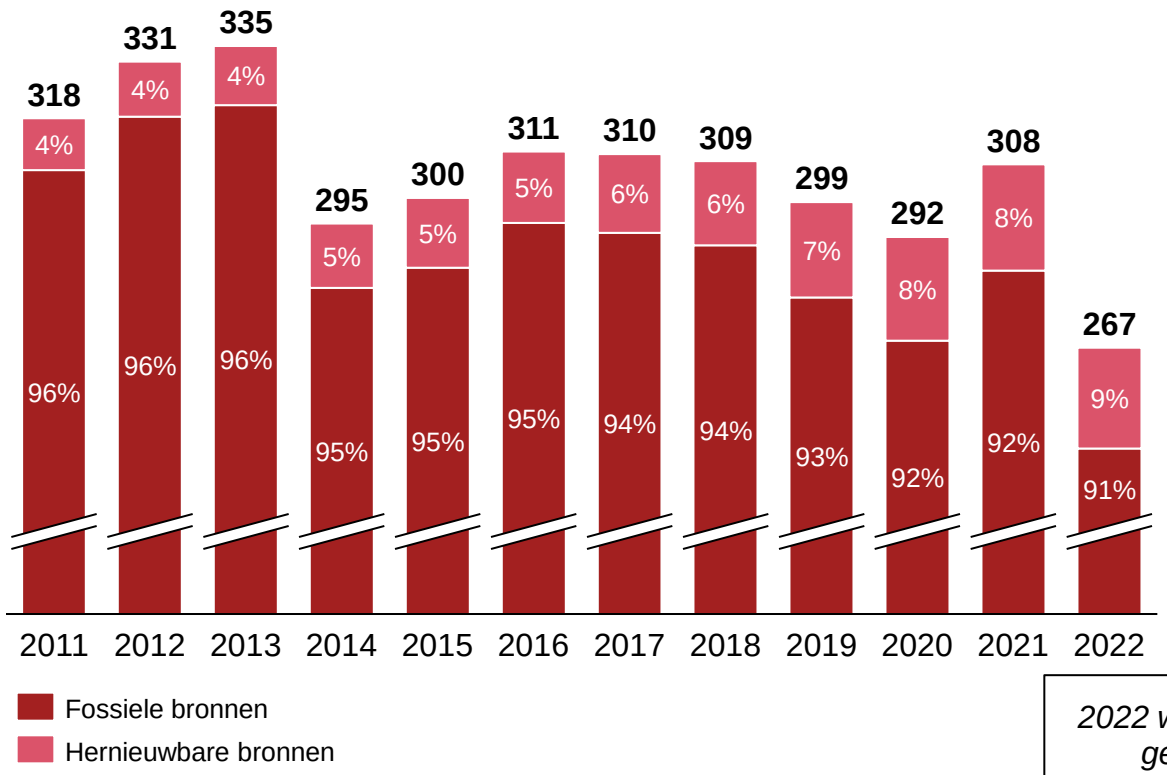
Bron: IP2024 (februari 2023) en II3050 (maart 2023)

De warmtevraag wordt historisch gezien voornamelijk geleverd vanuit fossiele bronnen, maar het aandeel hernieuwbare bronnen neemt toe

Ontwikkeling warmtevraag in Nederland

Finaal verbruik warmte naar energiebron[1]

2010-2022; in TWh, % in energiegebruik



Ontwikkelingen in warmte

- Huishoudens zijn de grootste afnemer van warmte (ca. 50%), gevolgd door industrie (ca. 40%) en landbouw (ca. 10%)
- Het overgrote deel van de huidige warmte opwek is afkomstig uit fossiele bronnen, waarvan aardgas de belangrijkste energiebron is. De warmtevraag vertegenwoordigt daarmee een deel van de aardgasvraag zoals gepresenteerd op de vorige pagina
- De afgelopen jaren neemt het aandeel hernieuwbare bronnen toe (tot 9% in 2022), voornamelijk gedreven door een toename in het aantal warmtepompen (~18% jaarlijkse groei in TWh tussen 2011 en 2022)
- De verwachte afname in gasgebruik vraagt om een warmte-transitie; de weggevallen vraag zal deels opgevangen worden door een toename in warmtepompen, en deels door meer aansluitingen op onder meer warmtenetten *(zie verdieping volgende pagina)*

2022 was vanwege de Oekraïne oorlog een atypisch jaar, gekenmerkt door hoge gasprijzen en significante besparingen op energiegebruik (bijv. thermostaat lager)

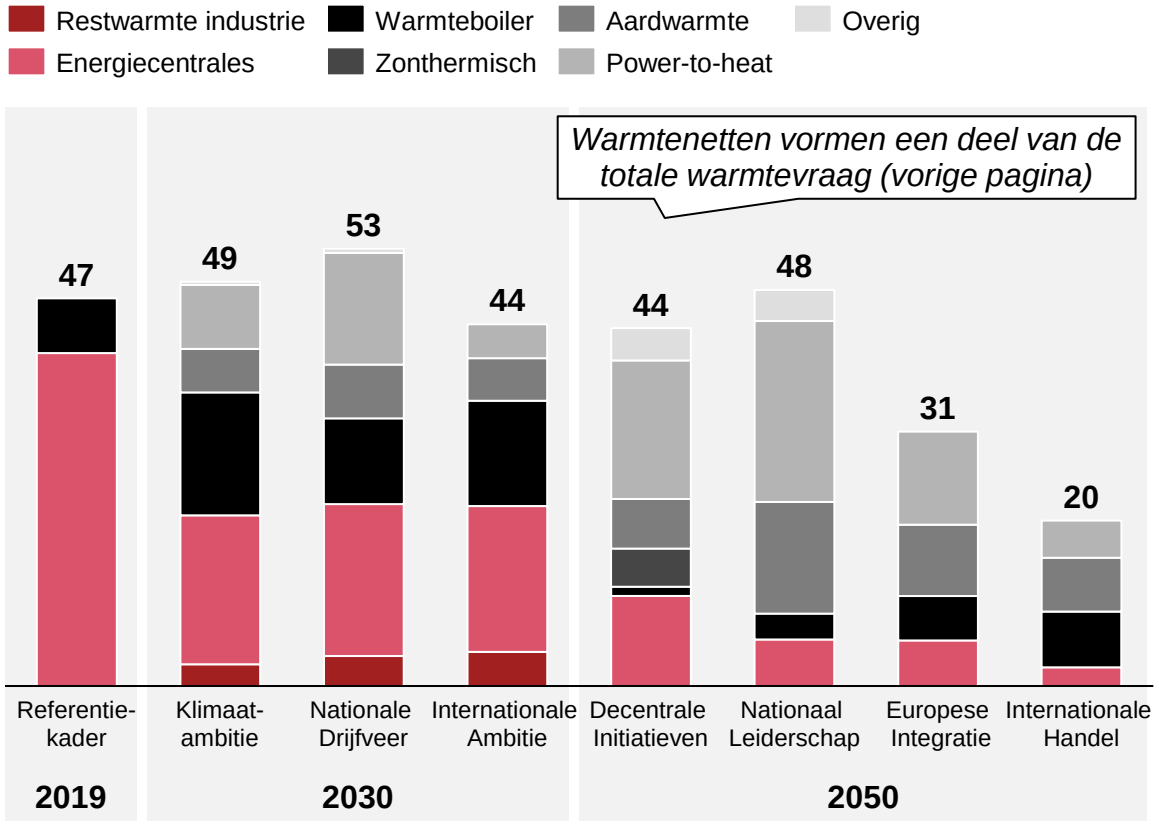
1) Bron: Warmtemonitor 2019 (CE Delft), SHARES 2022 (EUROSTAT)

Richting 2050 verschuiving in energiebron voor warmtenetten; dit vraagt om investeringen in zowel elektriciteits- als warmtenetten

Ontwikkeling aanbod warmtenetten in Nederland (II3050)

Primair verbruik warmtenetten (II3050 scenario's)

2019, 2030, 2050; in TWh; per energiebron



Ontwikkelingen in warmtenetten

- Warmtenetten geven slechts voor een deel invulling aan de warmtevraag *(zie vorige pagina).* Momenteel wordt ca. 47TWh aan warmte door warmtenetten geleverd. Dit betreft warmtenetten gekoppeld aan de industrie (23 TWh), glastuinbouw (15 TWh) en de gebouwde omgeving (6 TWh)
- Afhankelijk van het 2050 scenario blijft de vraag nagenoeg gelijk of neemt deze zelfs af – het verschil is gedreven door verschillend perspectief voor de warmtevraag in de gebouwde omgeving en de landbouw
- Er vindt naar verwachting wel een grote verschuiving plaats in de energiebron; het aandeel energiecentrales neemt sterk af, terwijl power-to-heat (elektrische boilers en warmtepompen) en aardwarmte een grotere rol gaan spelen
- Tegelijkertijd vindt een verschuiving plaats tussen sectoren; de vraag naar warmtenetten in de industrie valt in de scenario's langzaam weg en wordt (deels of geheel) vervangen door een toename in de vraag bij de gebouwde omgeving *(zie verdieping op de volgende pagina).* Momenteel wordt warmte voor huishoudens voornamelijk geproduceerd middels gas in de woning. In de toekomst verschuift dit (gedeeltelijk) naar een externe warmtebron, wat bijdraagt aan de vraag naar warmtenetten
- De toename van power-to-heat (elektrische boilers en warmtepompen) resulteert in een zwaardere belasting van het elektriciteitsnet (door de toegenomen elektriciteitsbehoefte). De verschuiving richting aardwarmte en andere technologieën vraagt om investeringen in warmtenetten, waar netbeheerders mogelijk ook een rol op dienen te spelen als gevolg van aanpassingen in de warmtewet

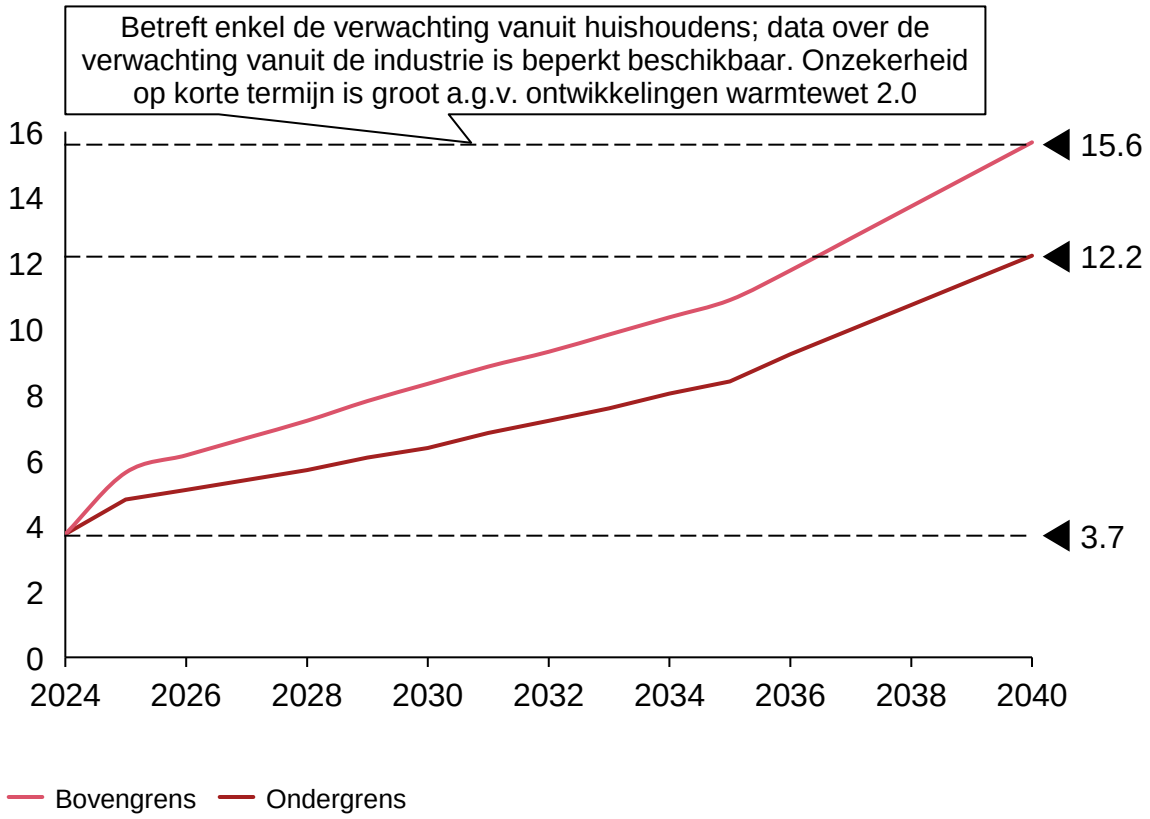
Bron: IP2024 (februari 2023) en II3050 (maart 2023)

Het aantal huishoudens op HT-warmtenetten neemt toe, waarbij het de verwachting is dat netbeheerders een rol zullen spelen bij de exploitatie

Ontwikkeling WEQ's aangesloten op warmtenetten (II3050)

Finaal verbruik huishoudens HT-warmtenetten

2024-2040; in TWh



Ontwikkelingen in HT-warmtenetten

- De ontwikkeling van het aantal aansluitingen op hoge temperatuur (HT) warmtenetten zal naar verwachting tot 2040 enorm toenemen; van 0,5 mln. naar 1,6 - 2,1 mln. (uitgedrukt in woning equivalenten of WEQ), resulterend in een warmtevraag van circa 12,2 – 15,6 TWh in 2040
- Cruciale ontwikkeling voor de markt is de introductie van de warmtewet 2.0 (naar verwachting eind 2026), met als doel:
  - De prijs van warmte in lijn brengen met de kosten ervan *Tarieven voor warmte worden gereguleerd op basis van een kosten-gebaseerd tarief met een maximale WACC, waarbij de ACM de daadwerkelijke leveringskosten bepaalt)*
  - Een grotere mate van publieke eigendom in de markt vestigen *Verantwoordelijkheid voor infrastructuur en warmtelevering van warmtesystemen met >1.500 aansluitingen worden (op termijn) belegd bij een warmtebedrijf dat >50% publiek bezit is (uitbesteding is mogelijk)*
- Met name deze laatste ontwikkeling zal waarschijnlijk tot een grotere rol voor netbeheerders leiden, die vervolgens investeringen in warmtenetten zullen moeten maken (bijv. uitbreiding capaciteit en/ of faciliteren van aansluiting van nieuwe bronnen) c.q. nauwer zullen gaan samenwerken met bestaande warmtenet exploitanten
- Onduidelijkheid over de houding van het nieuwe kabinet t.o.v. warmtewet 2.0 en discussie rondom hoge kostprijs van huidige warmtenetten maakt echter dat bedrijven op dit moment terughoudend zijn met investeringen in grootschalige warmtenetten, waardoor mogelijk vertraging kan ontstaan in de ontwikkeling van warmtenetten

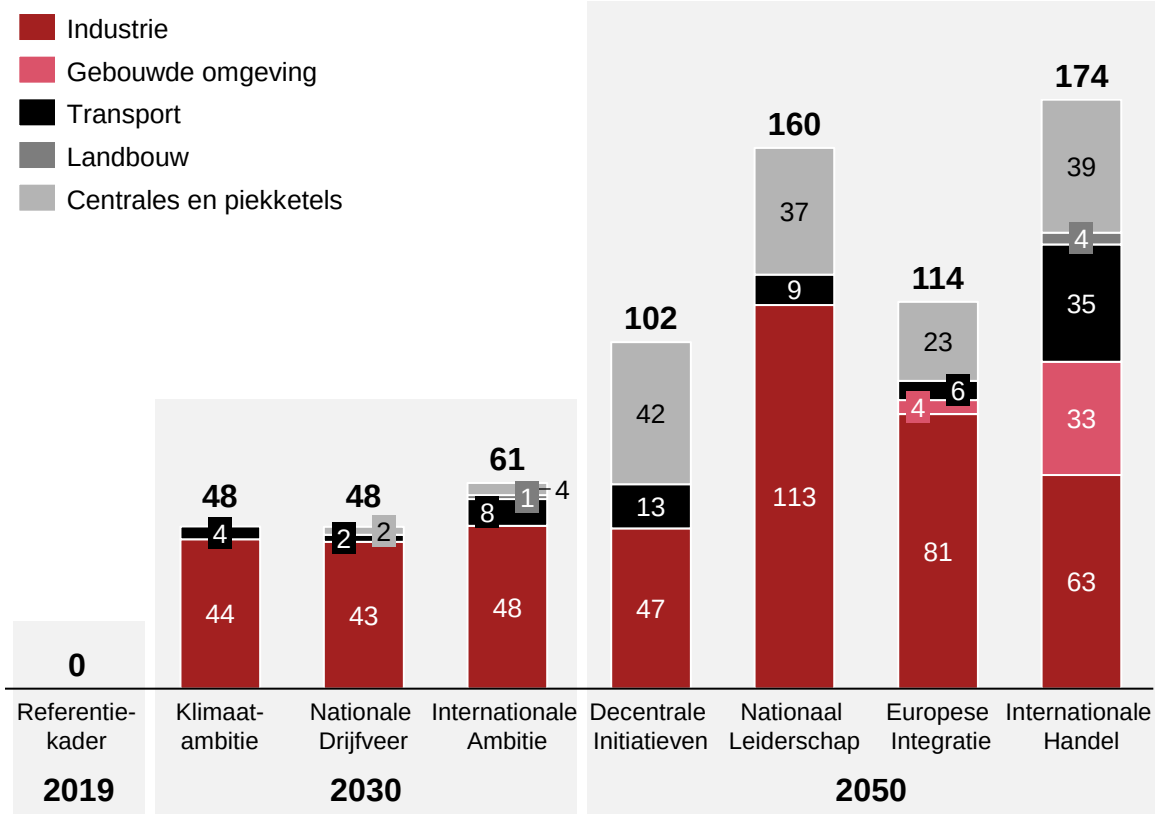
Opmerkingen: 1) https://www.ebn.nl/wp-content/uploads/2024/01/EBN-Infographic-2024.pdf
Bronnen: 'Het energiesysteem van de toekomst: de II3050-scenario's'

De waterstofvraag verdubbelt naar verwachting tussen 2030 en 2050; dit vraagt om aanpassing en/of ontwikkeling van distributienetten

Ontwikkeling vraag naar waterstof (II3050)

Primair verbruik waterstof[1] (II3050 scenario's)

2019, 2030, 2050; in TWh; per sector



Ontwikkelingen in waterstof

- Momenteel wordt waterstof grotendeels lokaal geproduceerd en wordt met name gebruikt voor kunstmestproductie en in de olieraffinage
- Vraag naar waterstof wordt ongeveer verdubbeld tussen 2030 en 2050, en groeit het snelst bij de scenario's *Nationaal Leiderschap* en *Internationale Handel* (vanwege de focus op binnenlandse energieproductie)
- Op de korte termijn is de consumptie van de industrie bepalend voor de vraag naar waterstof in de toekomst, maar daarnaast gaat er vanaf 2030 ook waterstof gebruikt worden voor energieopwekking
- De groei bij *Nationaal Leiderschap* voornamelijk in de industrie zit doordat er een grote vraag naar synthetische grondstoffen voor de industrie en brandstoffen voor lucht- en scheepvaart wordt verwacht
- Verder wordt er in elke scenario uit 2050 ook een significante groei verwacht in waterstofvraag door centrales en piekketels
- De toename van de waterstofvraag vraagt om aanpassing/ ontwikkeling van distributienetten –netto import/export kan deze vraag verder doen toenemen (bijv. ontwikkeling van ammoniakterminals, pijpleidingen)
- De verre tijdshorizon introduceert een onzekerheid in de prognose, er zijn fundamentele vraagstukken die de vraag naar waterstof bepalen:
  - Wat gaan (potentiële) gebruikers doen (bijv. TATA steel)?
  - Wordt waterstof voornamelijk geproduceerd of geïmporteerd?
  - Wat wordt de betaalbaarheid (van met name groene waterstof) op de middellange termijn?

Bronnen: 'Het energiesysteem van de toekomst: de II3050-scenario's'; 1) Betreft enkel de waterstof waarvoor transportnetten nodig zijn; vraag die wordt ingevuld met aanbod op dezelfde locatie is buiten beschouwing gelaten

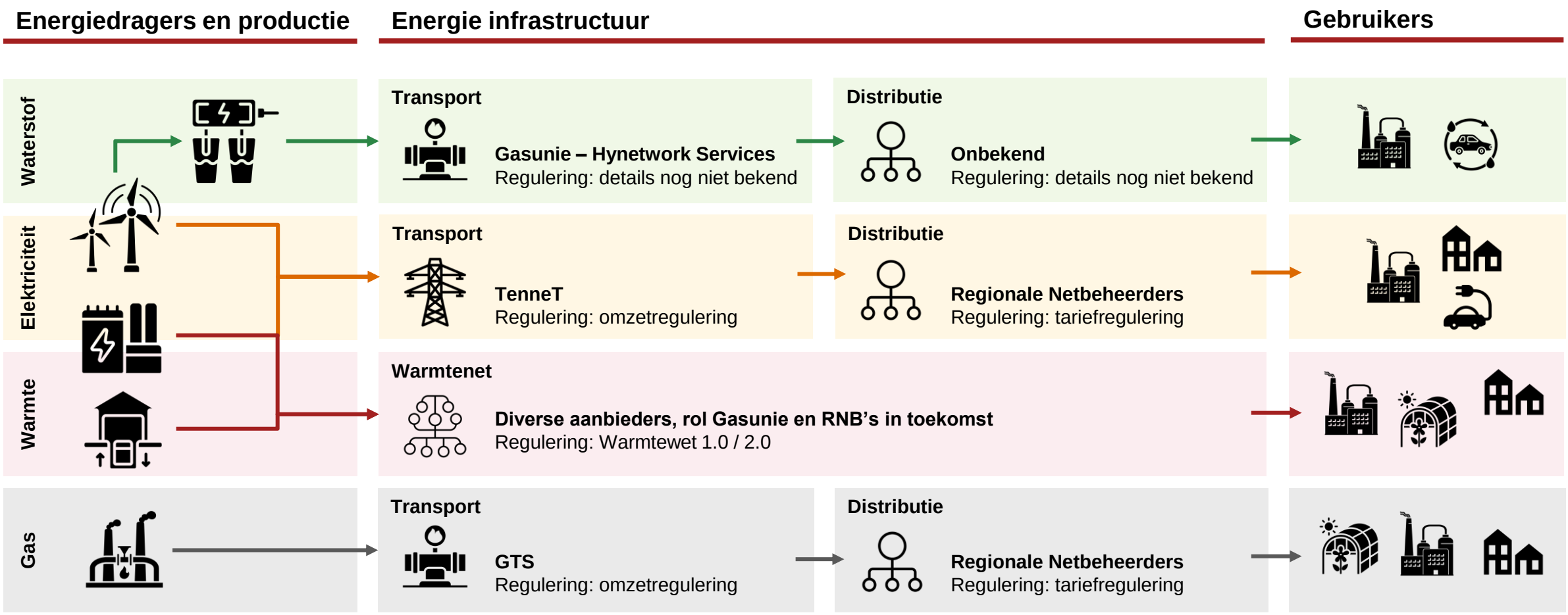
Inhoudsopgave

1. Managementsamenvatting
2. Beleidskeuzes energietransitie en betekenis voor Netbeheerders
3. **Rol Netbeheerders en uitleg bij regulering**
4. Prognoses investeringen tot 2040 en onderliggende drijvers
5. Tariefindicaties
6. Energierekening van de toekomst
7. Appendix

Elektriciteit | Gas | Warmte | Waterstof

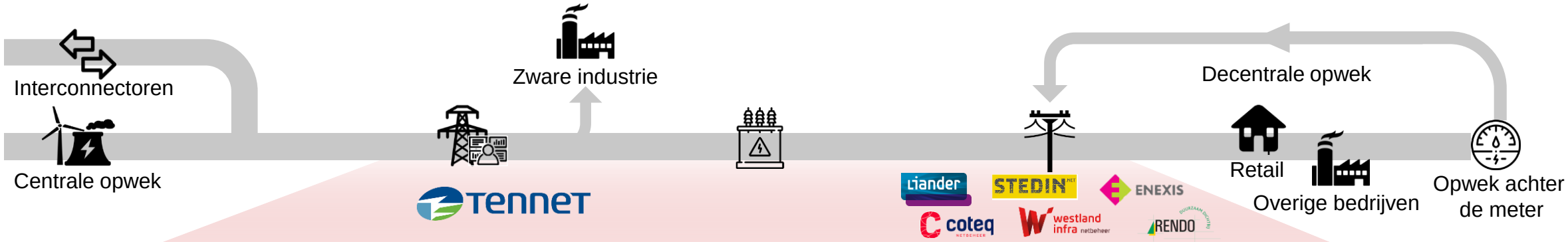
De rol van netbeheerders en regulering in het energiesysteem: regulering verschilt per energiedrager en per type infrastructuur

Doel regulering: (1) efficiënte kosten vergoeden; en (2) borgen dat afnemers niet teveel betalen



TenneT beheert het hoogspanningsnet en de RNB's de regionale netten voor elektriciteit – beide netten zijn gereguleerd

Overzicht elektriciteitssector



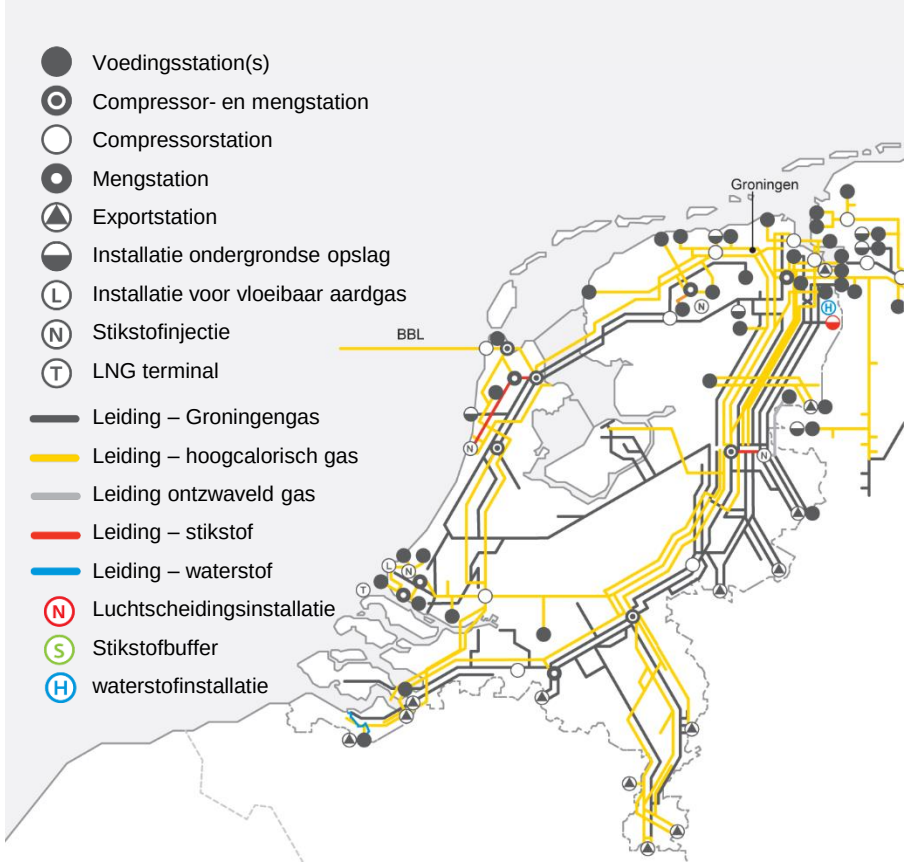
	Hoogspanningsnetwerk (≥110kV) - TenneT	Distributie (tot 110kV) - RNB's
Rol	• TenneT beheert het landelijke HS-net en EHS-net en **transporteert elektriciteit** van centrale opwek en interconnectoren naar MS-net **en levert direct aan zware industrie** • **Balanceert aanbod en vraag** over gehele keten • TenneT is 100% eigendom van de Nederlandse staat	• Beheert het MS- en LS-net en **distribueert elektriciteit** van HS-net en decentrale opwek **naar eindgebruiker** (huishoudens en bedrijven) • Verantwoordelijk voor **aansluiten eindgebruikers** • Provincies en gemeenten zijn eigenaar van de RNB's. Recent heeft de Nederlandse staat ook geïnvesteerd in Stedin
Tarief-opbouw	• De inkomsten van TenneT worden bepaald op basis van een **omzetregulering**, gebaseerd op de kosten van TenneT (incl. kapitaalkostenvergoeding) en een internationale TSO benchmark • TenneT belast ca. 83% van haar inkomsten door aan de RNB's en de rest naar de zware industrie en producenten	• Tariefregulering vindt plaats op sectorniveau, waarbij de totale sectorkosten worden verdeeld naar rato van output over de netbeheerders. Deze 'benchmarking' zorgt ervoor dat bedrijven efficiënt moeten werken. Voor Gas geldt een soortgelijke regulering. Tarieven van RNB's worden momenteel doorbelast via de leveranciers van energie voor kleinverbruikers

Autoriteit Consument en Markt (ACM) is de toezichthouder en bepaalt de tarieven / toegestane inkomsten

GTS beschikt in Nederland over een uitgebreid transportnet voor aardgas, dat bestaat uit circa 12.500km leidingen

Hiervan beslaat het hoofdtransportleidingnet (HTL) circa 6.500km, voor transport van L-gas en H-gas

Illustratie GTS hoofdtransportleidingnet (HTL)



Toelichting

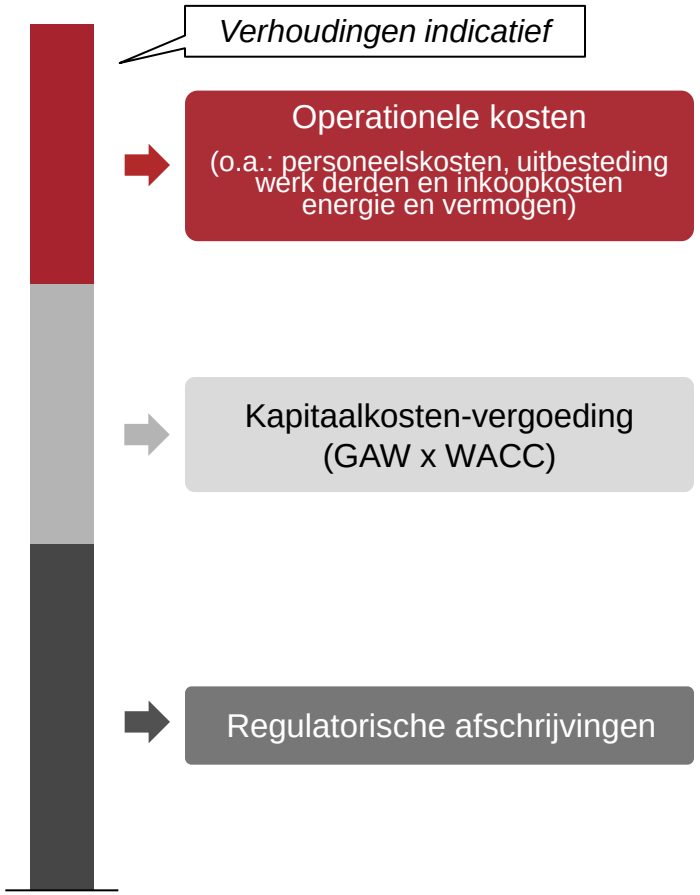
- Gasunie Transport Services (GTS) beheert in Nederland het hoge druk aardgastransportnet. Dit transportnet bestaat uit ca. 12.500km aardgasleidingen en is op basis van drukklasse onderverdeeld in een hoofdtransportleidingennet (HTL) en regionaal transportleidingennet (RTL). Circa de helft van de transportleidingen is onderdeel van het HTL (met een ontwerpdruk van 66,2 en 79,9 bar), de andere helft is onderdeel van het RTL (ontwerpdruk van 40 bar)
- Het HTL van GTS vervoert geïmporteerd gas en gas uit Nederlandse aardgasvelden via (internationale) verbindingen door heel Nederland en Noord-Duitsland[1]. Dit landelijke transportnet vertakt zich vervolgens in het RTL en de regionale distributienetten.
- Bijzonder aan het Nederlandse HTL is dat het uit twee parallelle netten bestaat: het ene net transporteert laagcalorisch gas (L-gas ofwel G-gas), het andere hoogcalorisch gas (H-gas). Deze situatie is ontstaan omdat het aardgasveld onder Groningen laagcalorisch gas bevat, terwijl gas uit de Noordzee en geïmporteerd gas een hogere calorische waarde heeft[3]. Beide gassoorten worden momenteel ook geëxporteerd naar buurlanden
- De netten voor H-gas en G-gas zijn onderling met elkaar verbonden via mengstations, waar (door bijmengen van stikstof) H-gas omgezet kan worden in L-gas. Voor een aantal leidingen geldt dat deze ook uitwisselbaar zijn tussen H-gas en G-gas
- Doordat er in Nederland veel parallelle netten bestaan, maakt dit het mogelijk de aardgastransportstromen in het HTL via verschillende routes te leiden, maar ook om ze (deels) in te zetten voor transport van waterstof in de toekomst. De rol van waterstof zal toenemen de komende tijd en hiervoor zal Gasunie (Hynetwork Services) een waterstof transportnetwerk moeten inrichten, zowel offshore als onshore – voor dit netwerk bestaat nog geen regulering[4]

1) De landelijke transportnetten van GTS zijn onderdeel van de Nederlandse vitale infrastructuur Categorie A. 2) Netbeheer Nederland (2019). *Basisinformatie over energie-infrastructuur: opgesteld voor de regionale energie strategieën. 3)* De calorische waarde is een maat voor de energie-inhoud van gas: hoe hoger, hoe meer energie 1 m3 aardgas bevat. G-gas wordt voornamelijk gebruikt in de huishoudelijke en commerciële markt in Nederland, H-gas wordt met name gebruikt in de industrie en elektriciteitscentrales; 4) De Autoriteit Consument en Markt (ACM) is de beoogd toezichthouder om dit netwerk op termijn te gaan reguleren (Bron: ACM, 2023)

Tarieven voor elektriciteit en gas worden bepaald aan de hand van de efficiënte kosten van de sector …

Tariefregulering netbeheerders

Toegestane inkomsten opbouw



Tarief/omzet regulering

- Inkomsten voor de regionale netbeheerders (RNB's), TenneT en GTS worden bepaald op basis van hun efficiënte kosten, inclusief rendement op investeringen (kapitaalkostenvergoeding) en afschrijvingen. Dit betekent dat netbeheerders in principe niet meer in rekening kunnen brengen dan de gemaakte kosten, met uitzondering van out- of underperformance effecten
- Voor TenneT geldt omzetregulering, terwijl voor de RNB's sprake is van tariefregulering met bench-marking om efficiëntie en hoge kwaliteit te stimuleren. Voor GTS is er ook sprake van omzetregulering, met het verschil dat de kosten worden doorbelast aan de 'shippers', in plaats van de eindconsument. De 'shippers' (de tussenpartijen die het gas in- en uitvoeren op het netwerk van GTS), berekenen dit vervolgens door in de gasprijs
- Alle netbeheerders dienen jaarlijks een tarievenvoorstel in, waarna de ACM dit controleert en definitief vaststelt
- Belangrijke factoren in de tariefberekeningen zijn operationele kosten, kapitaalkostenvergoeding en regulatorische afschrijvingen. De kapitaalskostenvergoeding en afschrijvingen zorgen voor het terugverdienen van de gemaakte investeringen. Hiervoor wordt een rendement vastgesteld (o.b.v. de WACC) en de gestandaardiseerde activa waarde (GAW). De inkomsten worden bepaald op basis van historische kosten met een reguleringsperiode van vijf jaar
- Bij TenneT worden de Wind op Zee-projecten voor routekaart 2023 gedeeltelijk gesubsidieerd door de overheid om de tariefimpact te mitigeren. Voor de routekaart 2030 wordt verondersteld dat deze volledig via tarieven lopen. Een andere keuze hierin kan aanzienlijke impact hebben
- Dit onderzoek houdt geen rekening met doorbelasting van netbeheerkosten aan het buitenland. Een groeiend deel van de Nederlandse stroomopwekking wordt geëxporteerd, maar buitenlandse afnemers betalen momenteel geen netbeheerkosten over deze volumes

Bron: PwC Strategy& Analyse; ACM; Netbeheer Nederland

… en worden vervolgens verdeeld over de gebruikers van het net volgens het zogenoemde ‘cascademodel’ …

Uitleg cascademodel

Voorbeeld Elektriciteit

Doel

Tariefontwikkeling bepalen **per gebruikersgroep**[1] rekening houdend met een zo eerlijk mogelijke verdeling van de netbeheerkosten

Werking

Tarieven worden bepaald door te meten welk deel van de getransporteerde volumes afkomstig is van directe gebruikers en welk deel van onderliggende netvlakken. Zo worden kosten van het EHS doorbelast aan HS en onderliggende netvlakken, waarbij afnemers van de RNB’s bijdragen aan het hoogspanningsnet van TenneT. Bij gas geldt hetzelfde model, met de uitzondering dat de kosten van GTS worden doorbelast aan *shippers* en via de gasprijs bij eindgebruikers komen

Cascade-model *(versimpeld voorbeeld Elektriciteit)*

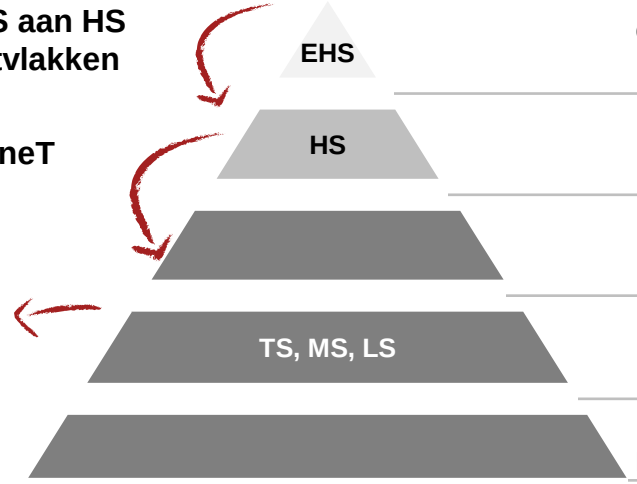
TenneT

Verdeling kosten EHS aan HS en onderliggende netvlakken

Verdeling kosten TenneT aan RNB’s

RNB’s

Verdeling kosten RNB’s (incl. TenneT deel) **aan klanten RNB’s**



Kosten per netvlak	Aangesloten klanten	Aantallen (#)[2]	Toerekening kosten[2]
EHS	Groot Industrieel	~20 (<1%)	~€180 mln (3%)
HS	Industrieel	~100 (<1%)	~€260 mln (5%)
	Kleine industrie	~900 (<1%)	~€420 mln (8%)
TS, MS, LS	MKB	~70K (6%)	~€1,4 mld (26%)
	Klein zakelijk, huishoudens, laadpalen en lantaarnpalen	~11m (94%)	~€3,2 mld (58%) +
	Totaal		**~€5,5 mld[3] (100%)**

1) zoals nader omschreven op de volgende pagina.
2) op basis van 2024 tariefpublicaties ACM en TenneT data; excl. aansluitvergoedingen (van zowel TenneT als RNB’s; ca. €600 mln)
3) dit totaal wijkt af van de verderop in dit rapport getoonde netbeheerkosten E per 2024 van €6,9 mld als gevolg van T-1 en T-2 reguleringseffecten en aansluitvergoedingen

Waarbij de opbouw van de rekening tussen archetypen gebruikersgroepen voor elektriciteit en gas verschilt

Archetypen gebruikers E en G netwerk

Gebruikersgroepen Elektriciteit[1]

	Jaarlijks verbruik (MWh)	kWmax (kW)	kWcontract (kW)	Type aansluiting
(Groot) Industrieel bedrijf EHS	1,500,000	2,000,000	200,000	*N.v.t.*
(Groot) Industrieel bedrijf HS	100,000	150,000	15,000	*N.v.t.*
Klein industrieel	12,000	44,000	4,500	*N.v.t.*
Groot MKB	1,000	3,050	370	*N.v.t.*
Klein MKB	175	645	85	*N.v.t.*
Klein zakelijk	50	*N.v.t.*	*N.v.t.*	3x50A
Huishoudens	2,79	*N.v.t.*	*N.v.t.*	3x25A

Onderdeel tariefberekening Geen onderdeel tariefberekening

Een huishouden betaalt voor een 3x 25A aansluiting dezelfde prijs ongeacht het daadwerkelijke verbruik, terwijl voor bedrijven naast de aansluitcapaciteit vaak ook het verbruik en / of de het gecontracteerde vermogen een rol speelt

Gebruikersgroepen Gas[1]

Direct aangeslotenen (bijv. industrie en gascentrales) betalen een GTS-tarief. Voor RNB afnemers worden GTS-kosten in rekening gebracht via shippers van gas

	Jaarlijks verbruik (m^3)	Aansluit-capaciteit (m^3/h)	Tariefbepaling
GTS klanten	100 mln	>40 m^3/h	• Jaartarief vastgesteld door ACM: entry-storage, entry-niet-storage, entry LNG, exit-storage, exit-niet-storage
Grootzakelijk – Telemetrie-grootverbruik	500,000	>40 m^3/h	• Tarief bepaald o.b.v. de 'gecontracteerde capaciteit' van de aansluiting • Transportafhankelijke vergoeding per m^3/h in geval van overschrijding
Grootzakelijk – Profielgroot-verbruik	100,000	>40 m^3/h	• Tarief bepaald o.b.v. aansluitcapaciteit van de aansluiting
Kleinzakelijk – kleinverbruik	20,000	Maximaal 40 m^3/h	• Tarief bepaald o.b.v. capaciteitstarief en meettarief
Huishoudens	1,100	N.v.t.	• <500 m^3/ jaar: 50% van capaciteitstarief • ≥500 m^3/jaar en <4000 m^3/jaar: normaal tarief • >4000 m^3/jaar: hoogste capaciteitstarief

1) Volumes op basis van archetype verbruikers. Binnen gebruikersgroepen kunnen de volumes significant variëren, met name in het EHS en HS domein.

De warmtewet 2.0 heeft twee belangrijke wijzigingen: (1) kosten-gebaseerde tarieven en (2) publiek aandeelhouderschap

Voornaamste wijzigingen warmtewet 2.0

! De komst van de warmtewet leidt waarschijnlijk tot een rol voor netbeheerders op gebied van warmte. Er is echter nog onduidelijkheid over de precieze invulling van de warmtewet en de houding van het nieuwe kabinet ten aanzien van de warmtewet 2.0. Dit kan leiden tot vertragingen in de uitrol van grootschalige warmtenetten, omdat private partijen op dit moment niet of nauwelijks meer investeren in nieuwe projecten

a Wijziging van tariefplafond naar kosten-gebaseerd systeem

- Tarieven worden op dit moment gereguleerd onder twee principes: (1) het NMDA tarief (niet meer dan anders principe), waarbij het tarief wordt bepaald aan de hand van het meest gebruikte alternatief, de CV ketel en (2) een plafond op het rendement van warmtebedrijven via de zogenaamde rendementsmonitor die de ACM periodiek uitvoert
- Onder de nieuwe warmtewet zullen de tarieven meer kosten-gebaseerd worden, vergelijkbaar met de systematiek die wordt gehanteerd bij de netbeheerders voor elektriciteit en gas
- De precieze invulling hiervan wordt nog uitgewerkt door de ACM. Omdat de warmtesector minder homogeen is dan de elektriciteitssector is de uitwerking hiervan ingewikkeld en daarom nog onzeker
- Tevens is de verwachting dat ook grotere aansluitingen in de toekomst (>100KW) onder de gereguleerde tarieven zullen vallen, maar de invoering hiervan is nog onzeker

b Privaat naar publiek aandeelhouderschap

- Warmtenetten zijn op dit moment grotendeels in eigendom van private bedrijven (bijv. Ennatuurlijk, Vattenfall en Eneco, maar ook kleinere warmtebedrijven)
- Voor ieder warmtenet met meer dan 1,500 aansluitingen, zullen gemeentes in de toekomst een publiek bedrijf moeten aanwijzen dat ten minste 50% + 1 aandeel houdt in deze warmtenetten. Private partijen kunnen actief blijven als minderheidsaandeelhouder of als joint venture partner, maar hebben niet de uiteindelijke zeggenschap
- De warmteleveranciers hebben volledige verantwoordelijkheid voor de exploitatie en aanleg van infrastructuur en warmtelevering, maar kunnen wel een deel van de activiteiten onder brengen bij derden
- Er komt een transitie periode van max. 7-10 jaar, waarin gemeentes een alternatieve warmteleverancier kunnen aanwijzen, indien er geen publiek bedrijf voorhanden is. Bestaande projecten kunnen in private handen blijven tot het einde van de bestaande gunningsperiode
- Kleinere warmtenetten (<1,500 aansluitingen) kunnen een vrijstelling krijgen van de gemeentes voor publiek eigenaarschap

Bron: o.a. *"Kamerbrief besluit infrastructuur collectieve warmtevoorziening in publieke handen (oktober 2022), Warmtewet (2014), Wet collectieve warmtevoorziening internet consulatie (2020), Tarievenbesluit warmte (2021)"*

Inhoudsopgave

1. Managementsamenvatting
2. Beleidskeuzes energietransitie en betekenis voor Netbeheerders
3. Rol Netbeheerders en uitleg bij regulering
4. **Prognoses investeringen tot 2040 en onderliggende drijvers**
5. Tariefindicaties
6. Energierekening van de toekomst
7. Appendix

De gehanteerde aannames en uitgangspunten onderliggend aan de investeringsprognoses kennen diverse onzekerheden

Toelichting	
Beleid en omstandigheden	• De prognoses houden rekening met de beleidscontouren zoals eerder in dit document besproken. Overheidsbeleid, doelstellingen en regionale energiestrategieën zijn echter onderhevig aan onzekerheden en continue ontwikkelingen • Voorbeelden hiervan zijn de recente (nationale en internationale) veranderingen in beleid, visie en marktomstandigheden ten aanzien van bijvoorbeeld stikstof en elektrisch rijden • Er is beperkt rekening gehouden met de eventuele korte en lange termijn impact van grote events zoals oorlogen, economische onzekerheid, etc. en eventuele game-changing investeringen
Maakbaarheid	• Schaarste in materialen, personeel en inhuur derden kan leiden tot hogere investeringen dan nu is aangenomen, ondanks meegenomen afslagen voor maakbaarheid in de prognoses • Daarnaast kan schaarste ook resulteren in vertraging in werk waardoor mogelijke prognoses niet tijdig gerealiseerd kunnen worden en naar achteren worden verschoven • Verzadiging van aanbieders kan de kosten opdrijven (bv. als spelers tegen elkaar gaan opbieden) • In de prognoses is verondersteld dat het maakbaarheidsgat richting 2040 kan worden ingelopen
Duurzame technologieën	• De rol van waterstof en de impact daarvan op zowel het landelijk elektriciteitsnet als het gasnetwerk is nog onbekend, en de voor dit rapport gehanteerde investeringsprognoses omtrent waterstof kennen nog een grote mate van onzekerheid • Nieuwe ontwikkelingen en prognoses zijn niet altijd concreet vertaald naar inzet (nieuwe) technologieën (waterstof, groen gas, CCS, etc.) • Ontwikkeling van nieuwe technologieën om vraag en aanbod van elektriciteit optimaal op elkaar af te kunnen stemmen is onzeker
Inflatie	• De inflatieverwachting op de korte termijn is ingeschat op basis van CBS data • De inflatie is voor de lange termijn ingeschat op 2,0%, conform IMF outlook. • De relevantie van de inflatie in dit rapport is relatief beperkt, gegeven dat de meeste analyses zijn uitgevoerd in reële termen (prijspeil 2024). Echter, de investeringsopgaven zijn ook in nominale termen uitgedrukt
Sensitiviteit	• Om de impact van o.a. bovengenoemde onzekerheden op de investeringsprognoses te tonen is een sensitiviteitsanalyse uitgevoerd op de investeringen (+/- 30% op de jaarlijkse investeringen tussen 2025 en 2040) waar later in dit hoofdstuk naar verwezen wordt. De operationele kosten fluctueren in deze sensitiviteitsanalyse mee

Huidige FIEN+ prognose opgesteld o.b.v. aangeleverde scenario's van netbeheerders, welke zijn samengevoegd en vergeleken met FIEN 23

Aannames & uitgangspunten

Gevolgd proces

1. **Ophalen data bij Netbeheerders**
   - Data uitgevraagd bij Stedin, Enexis, Liander, TenneT en GTS/Gasunie
2. **Consistentie check**
   - onderliggende assumpties en sector-consistente dataset geanalyseerd
3. **Check marktgegevens**
   - Check aansluiting onderliggende aannames met klimaatakkoord, Fit for 55, REPowerEU en REDIII
4. **Samenvoegen sector prognose**
   - Samenvoegen prognoses RNB's, TenneT en GTS/Gasunie tot sectorniveau
5. **Vergelijking met FIEN 23**
   - Vergelijking van E+G prognoses t.o.v. FIEN 23, incl. verklaring belangrijkste verschillen

Algemeen

- In dit rapport worden zowel bruto als netto investeringsprognoses getoond. Bruto investeringen geven een beter beeld van de totale omvang, maar zijn incl. klantbijdragen en subsidies. Netto investeringen betreft het deel wat gefinancierd wordt door de netbeheerders en waarover toekomstig tarieven moeten worden betaald door gebruikers van de netten
- De cijfers in dit rapport zijn uitgedrukt in het huidig prijspeil (reëel), dus excl. toekomstige inflatie, tenzij specifiek anders vermeld. In de appendix is ook de nominale investeringen inclusief toekomstig verwachte inflatie opgenomen. Getoonde CAPEX cijfers zijn exclusief meters en niet gereguleerde diensten
- Historische data t/m 2023 zijn o.b.v. Codata en aangeleverde data netbeheerders

Scenario's

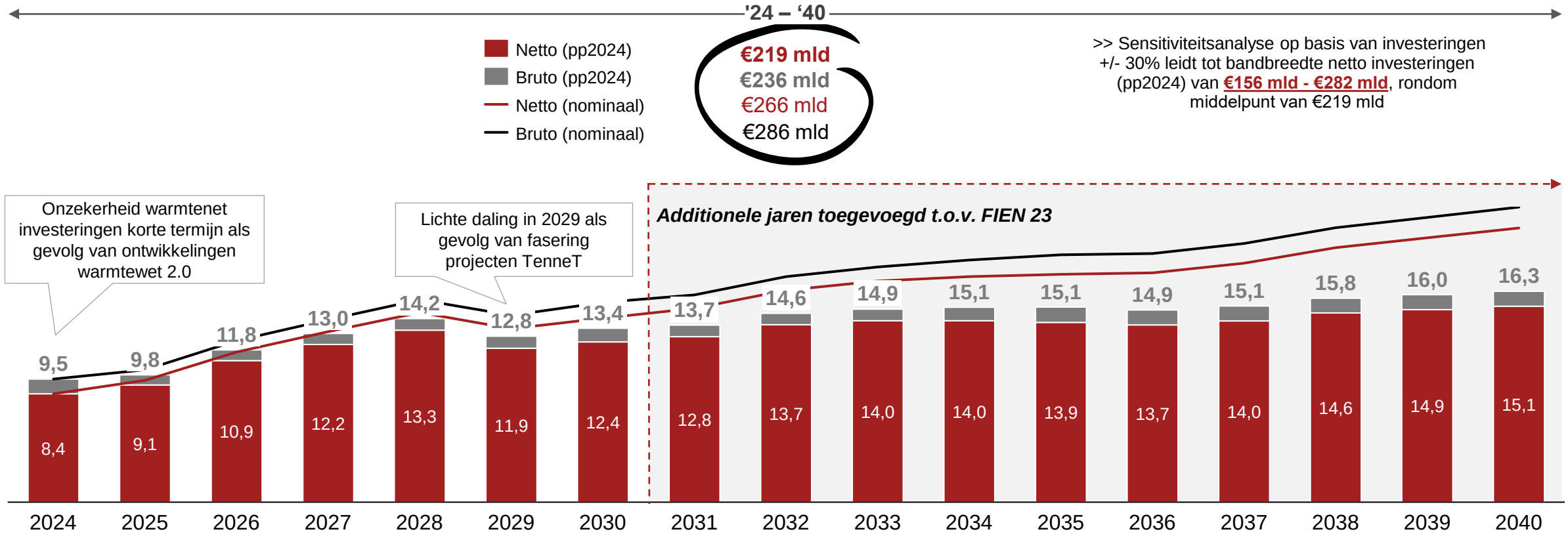
- Elke partij heeft een basisscenario aangeleverd dat consistent is met het door management gehanteerde lange termijn plan (incl. bijv. bedrijfsspecifieke afslagen maakbaarheid); startpunt hiervoor zijn de definitieve investeringsplannen 2024 die veelal voor 10 jaar worden vastgesteld
- Voor de jaren hierna is er door sommige netbeheerders geen expliciete inschatting voorhanden. Daarom is een onderbouwde extrapolatie toegepast
- Aangeleverde prognoses worden onderling getoetst op aannames en uitgangspunten. Hierin zitten overeenkomsten (bijv. afslagen maakbaarheid), maar ook verschillen (bijv. mate waarin rekening is gehouden met nieuwe regelgeving)
- Ondanks verbeterde inzichten, blijven er onzekerheden ten aanzien van de gehanteerde aannames en uitgangspunten. In het hoofdrapport tonen wij cijfers van het basispad, maar in de appendix hebben wij tevens sensitiviteiten toegevoegd

Elektriciteit | Gas | Warmte | Waterstof

De netto investeringen in prijspeil 2024 voor E/G/W[1]/H2 gezamenlijk bedragen 219 mld tussen 2024-2040; bruto bedraagt dit 236 mld

Basispad investeringsprognose netbeheerders tot en met 2040

Totale investeringen
2024-2040; in € mld



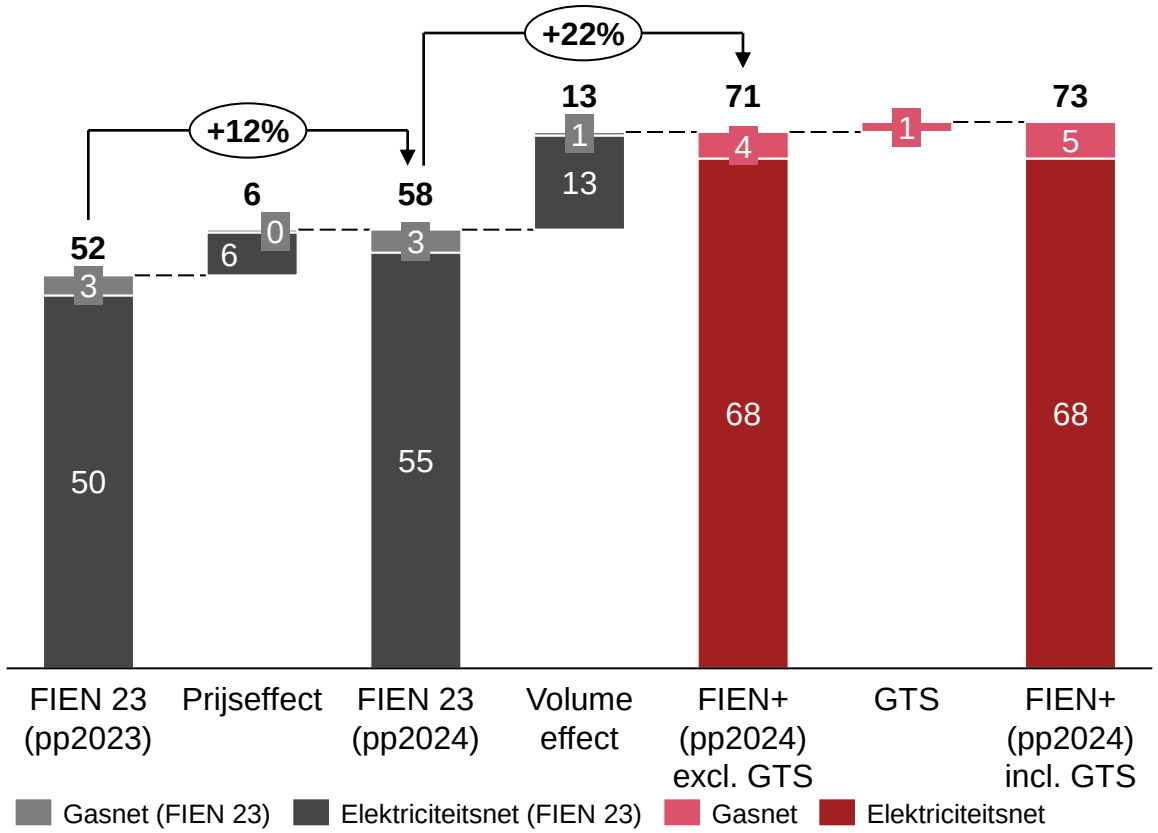
Opmerkingen: 1) Voor warmte is het gemiddelde van het laag en hoog scenario (zie link) weergegeven. Tevens zullen een deel van de totale in dit rapport opgenomen investeringen in de warmtenetten mogelijk niet door RNB's gedaan worden maar door private marktpartijen.

Prijs en volume effecten leiden tot een totale netto investeringsprognose van €73 mld t/m 2030 in elektriciteit en gas

Verschil prognose FIEN 23 vs. FIEN+

Reële netto investeringen 2024-2030

2024-2030; in € mld



Observaties bij toename investeringsopgave

- De investeringen van TenneT en RNB's (Enexis, Liander en Stedin) over de periode 2024-2030 nemen toe met circa €19 mld ten opzichte van de prognoses van FIEN 23
- In FIEN 23 was een prognose beschikbaar tot 2030, vandaar dat de vergelijkingsperiode een relatief korte periode betreft
- €6 mld (~12% stijging) hiervan is naar schatting het gevolg van prijsontwikkelingen. Het overige deel van €13 mld (~22% stijging) is naar schatting het gevolg van volume effecten. Deze volume-effecten worden voor een groot deel verklaard door het naar voren halen van investeringen in offshore projecten bij TenneT die eerst na 2030 waren gepland (aandeel ca. €9 mld van het totale volume-effect van €13 mld), alsmede de toename van zon capaciteit (zie volgende pagina)
- De prognoses voor investeringen van RNB's in het gasnet zijn relatief constant gebleven
- In de huidige prognoses zijn additioneel ook de investeringen van GTS in het landelijke gastransportnet meegenomen. Deze bedragen ca. €1 mld tot 2030 en zijn dus relatief beperkt ten opzichte van de totale investerings-prognose
- Deze investeringen zijn exclusief de investeringen gerelateerd aan waterstof of warmte, deze worden verderop toegelicht

Toename volume-effect t/m 2030 wordt met name gedreven door investeringen in Wind op Zee, zon, laadpalen en industrie

Verklaring verschillen investeringsprognose t/m 2030 FIEN (2023) vs. FIEN+ (2024)

Drijver		Toelichting ontwikkeling FIEN+ vs. FIEN 23	Toename aantallen 2022 – 2030 FIEN 23	Toename aantallen 2022 – 2030 FIEN+	Aandeel verschil FIEN 23 vs. FIEN+ ('22 – '30)
Opwek	Wind op Zee	• Verwachting van Wind op Zee blijft ongewijzigd t.o.v. FIEN 23 ten aanzien van de totaal te realiseren aansluitcapaciteit. Er is echter wel meer zicht op investeringen die na 2030 tot additioneel aangesloten WoZ capaciteit leiden. Deze zijn in de fasering naar voren gehaald en leiden tot hogere investeringen tot en met 2030	+17 GW	+17 GW	H
	Zon	• Toename gedreven door het gebruik van ambitieuzere klimaatscenario's door netbeheerders	+37 GWp	+55 GWp	M/H
	Wind op Land	• Toename gedreven door invoering van nieuwe wet- en regelgeving zoals RED III	+3 GW	+5 GW	M
Gebruik	Laadpalen	• Toename veroorzaakt door hogere klimaatambities voor duurzame mobiliteit waardoor toename van EV's is verwacht (o.a. door RED III)	+1,45 mln	+2,1 mln	M
	Bestaande bouw	• Verwachting voor capaciteit Bestaande bouw blijft ongewijzigd t.o.v. FIEN 23	+1,4 mln	+1,4 mln	L
	Nieuwbouw	• Lagere verwachtingen gedreven door hoge bouwkosten, met als gevolg een lagere realisatie van nieuwbouw	+820k	+740k	L
	Industrie	• Toename voornamelijk gedreven door sterkere verwachte elektrificatie in de industrie	+5 GW	+10,1 GW	M
Overige effecten		• Toename investeringen in uitbreiding elektriciteitsnet (bijv. LS-netten) • Toename in veranderingsinvesteringen (o.a. door toename verouderde netten)	-	-	-

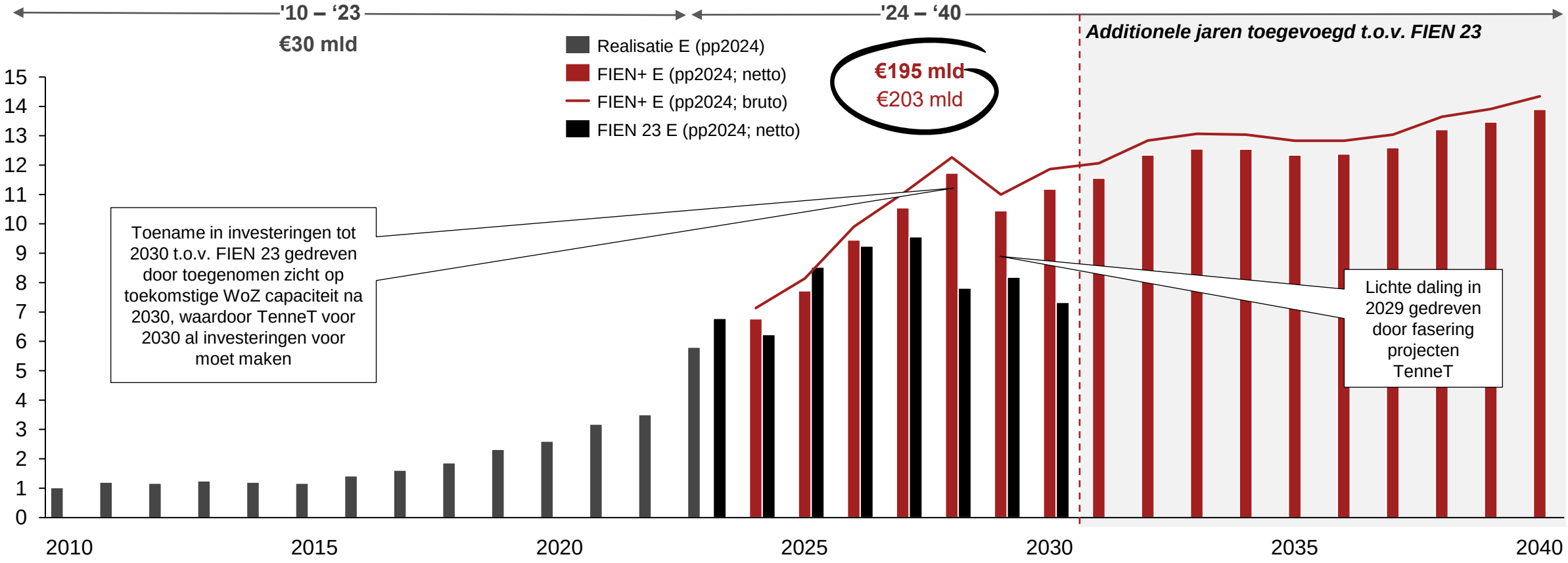
Legenda: H: Hoog, M: Medium, L: Laag

Netbeheerders verwachten tussen 2024-2040 een netto investering van circa €195 mld in het elektriciteitsnet; bruto is dit €203 mld

Investeringen elektriciteitssector (RNB's & TenneT)

Reële CAPEX
2010-2040; in € mld (prijspeil 2024)

>> In nominale termen is de verwachte netto investering in het elektriciteitsnet **€237** mld



Project FIEN+
PwC Strategy&

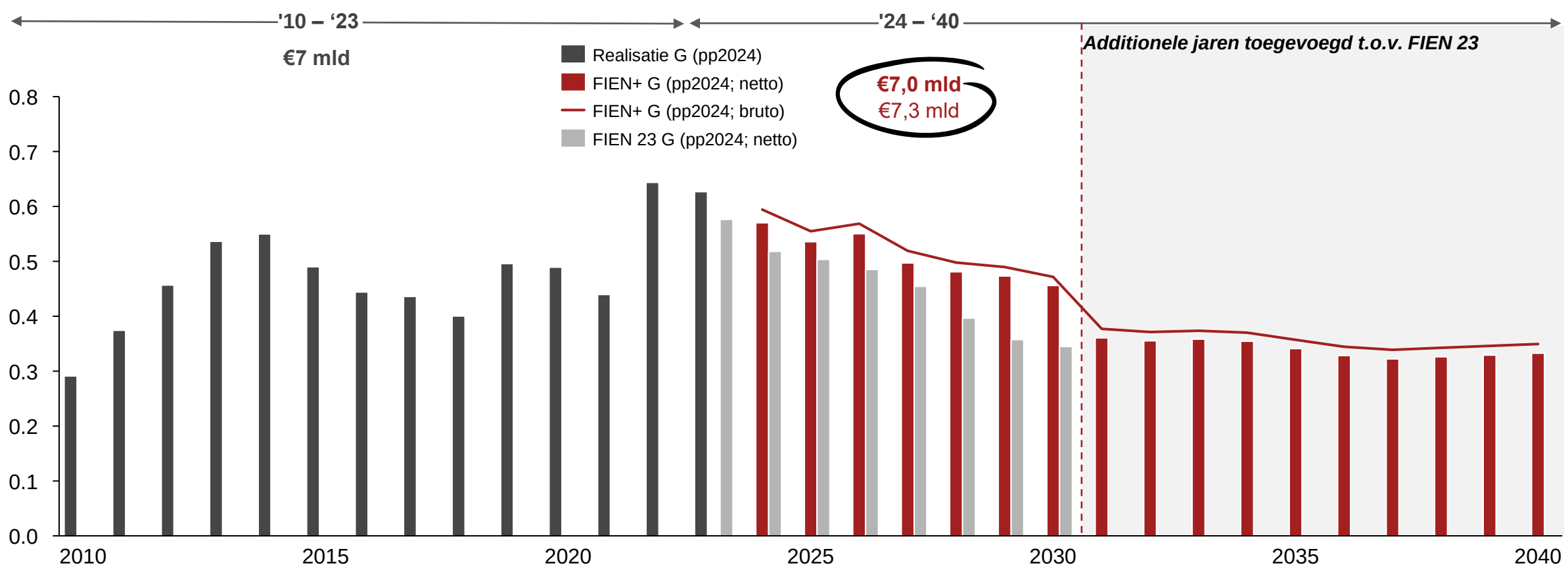
1) exclusief prijseffect, exclusief meters
Bron: Liander, Enexis, Stedin, TenneT

RNB's verwachten tussen 2024-2040 een investering van circa €7 mld in het gasnet, nagenoeg gelijk aan eerdere prognoses

Investeringen gasnet (RNB's)

Reële CAPEX
2010-2040; in € mld (prijspeil 2024)

>> In nominale termen is de verwachte netto investering in het gasnet door RNB's **€8** mld



Project FIEN+
PwC Strategy&

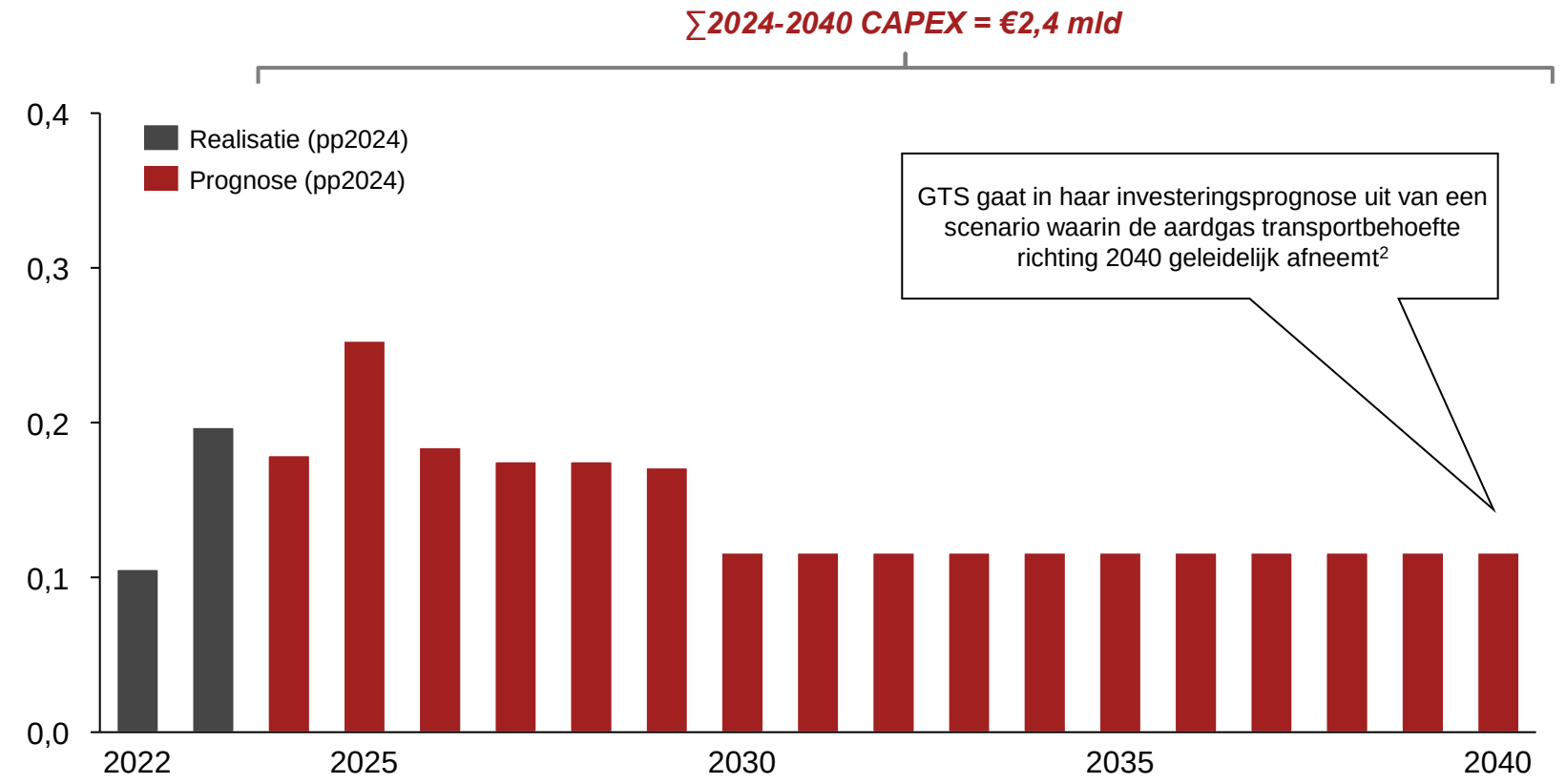
1) exclusief prijseffect, exclusief meters
Bron: Liander, Enexis, Stedin, TenneT

GTS voorziet op de lange termijn geen grote investeringen meer in het aardgastransportnet; totale opgave circa €2,4 mld

Investeringsopgave aardgasnetwerk (GTS)

>> In nominale termen is de verwachte netto investering door GTS in het aardgastransportnet €2,8 mld

Reële CAPEX
2022-2040[1]; in € mld (prijspeil 2024)



Observaties

- De investeringsprognose van GTS voor aardgas is gebaseerd op een scenario waarbij in 2040 nog circa 70% van de piekcapaciteit van het huidige transport- en distributienet nodig is voor het aardgastransport[2]
- GTS voorziet geen grote uitbreidingen meer in het aardgas transport- en distributienet. De toekomstige investeringen in het netwerk zijn dan ook beperkt, dit betreffen voornamelijk vervangingsinvesteringen in het bestaande netwerk
- Uitzonderingen hierop zijn een aantal korte termijn investeringen ten behoeve van de versnelde afbouw van de gaswinning uit het Groningenveld, te weten de N2 installatie Zuidbroek en de ombouw van Groningen-gas naar hoogcalorisch gas voor de industrie

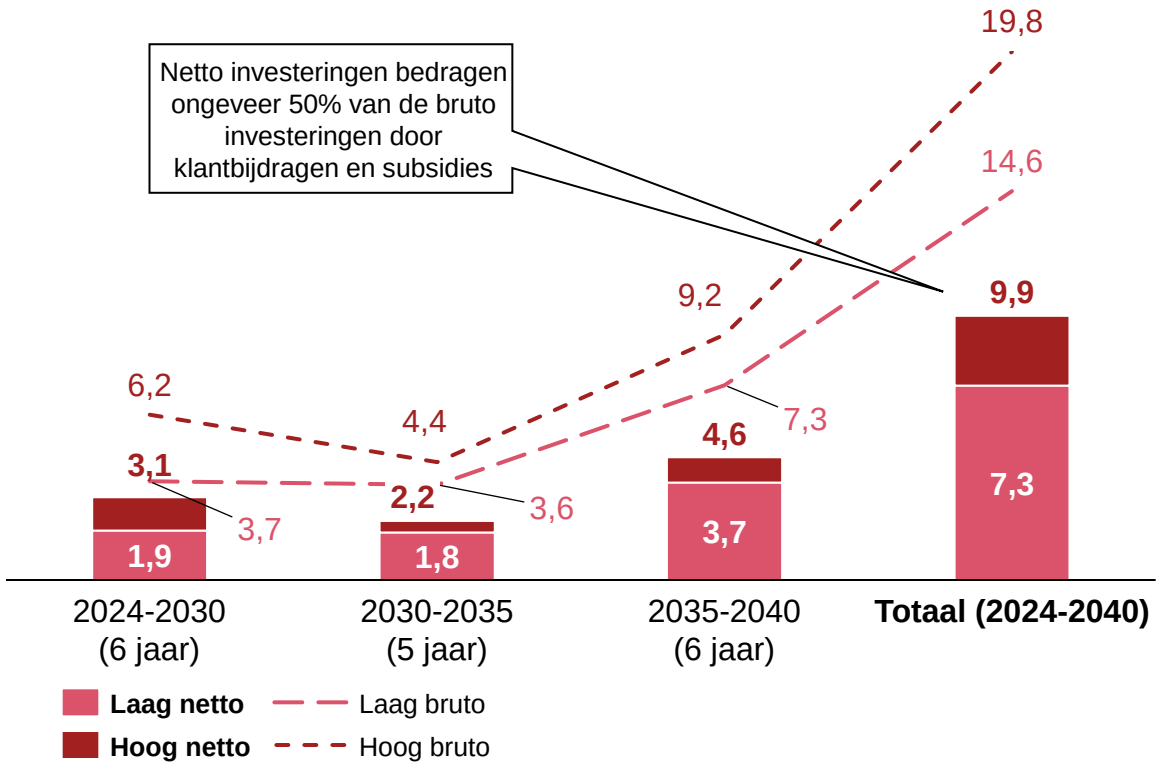
1) Bron: Gasunie Transport Services, PwC Strategy& analyse
2) Voor het benodigde transportnetwerk in 2040 houdt GTS rekening met de benodigde piekcapaciteit van het transportnetwerk. De vraag naar aardgas op jaarbasis zal op basis van huidige prognoses naar verwachting nog circa 40% van de huidige behoefte bedragen

De bruto investeringsopgave tot 2040 bedraagt €15-20 mld voor het aansluiten van huishoudens op HT warmtenetten; netto is dit de helft

Prognose ontwikkeling investeringen HT warmtenetten

Cumulatieve investeringen HT warmtenetten

2024-2040; in € mld (prijspeil 2024)



Opmerkingen bij prognose investeringen warmtenetten

- Om vanuit het aantal aangesloten huishoudens te komen tot de geschatte investeringsprojectie, zijn de volgende aannames gehanteerd:
  - Huidig aantal aansluitingen: 500.000 huishoudens
  - Laag scenario: aantal aangesloten huishoudens van 1,6 mln (II3050 – scenario decentrale initiatieven). Bruto investering van €12 k / WEQ[1]
  - Hoog scenario: aantal aangesloten huishoudens van 2,1 mln (II3050 – scenario nationaal leiderschap). Bruto investering van €19 k / WEQ[1]
- De prognose van de bruto-investeringen voor 2024-2040 bedraagt €14,6 mld – €19,8 mld. De netto investeringen gaan uit van 30% bijdrage in aansluitkosten (BAK) en 20% subsidie en bedragen €7,3 mld – €9,9 mld
- Dit betreft alleen aansluitingen voor huishoudens (geen bedrijven) en is lager dan eerdere studies zoals Greenvis (2022)[2], met name als gevolg van een lager aantal aansluitingen en een kortere periode waarover de investeringen worden geschat (2050 voor Greenvis t.o.v. 2040 voor FIEN+)
- De genoemde investeringen in warmtenetten zullen naar verwachting deels door de netbeheerders worden gedaan, maar ook deels door private partijen
- De genoemde investeringsbedragen per WEQ zijn onzeker en afhankelijk van diverse factoren waaronder de specifieke configuratie van het netwerk (bijv. m.b.t. back-up / buffer capaciteit) en kunnen tevens regionaal significant afwijken onder meer door verschillen in aansluitdichtheid en beschikbare warmte bronnen

Opmerkingen: 1) Op basis van een schatting van de RNB's, dit komt ongeveer overeen met het rapport van Greenvis welke een investering van 13,600 per WEQ aanneemt per 2022 prijspeil (https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2022/10/21/rapport-greenvis-investeringsopgave-warmte-infrastructuur). 2) https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2022/10/21/rapport-greenvis-investeringsopgave-warmte-infrastructuur

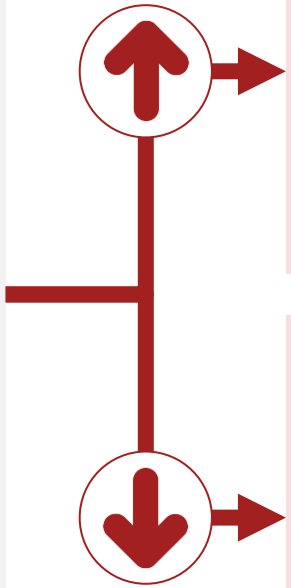
Verwachting is dat investeringen in warmte pas op termijn invloed hebben op investeringsniveau E, als gevolg van het maakbaarheidsgat

Scenario's impact Warmte op Elektriciteit

Basisscenario

"Wat als warmte het verwachte investeringspad volgt"

- Aanname is dat het **maakbaarheidsgat voor elektriciteit op de korte en middellange termijn groter is dan de investeringen in warmte**
- Hierdoor wordt de vraag naar investeringen in E in deze periode altijd ingevuld
- **Beperkte impact op investeringen in elektriciteit** doordat de vraag naar investeringen altijd gevuld wordt gegeven het maakbaarheidsgat
- **Geen additionele impact** op kosten op korte en middellange termijn



Versnelling of vertraging van het basisscenario

"Wat als investeringen in warmte versnellen"

- Versnelling in investeringen in warmte zorgt voor een **lagere wens om warmtebehoefte te elektrificeren**
- **Meer gasaansluitingen worden verwijderd**, en zal de **OPEX enigszins stijgen**
- Vraag naar netcapaciteit elektriciteit zal **minder snel toenemen**, bijv. door minder aangesloten warmtepompen, waardoor er meer uitvoerings- en transportcapaciteit is om grootverbruikers aan te sluiten
- Grotendeels betreft dit een **verschuiving van kosten** tussen gebruikersgroepen

"Wat als investeringen in warmte vertragen"

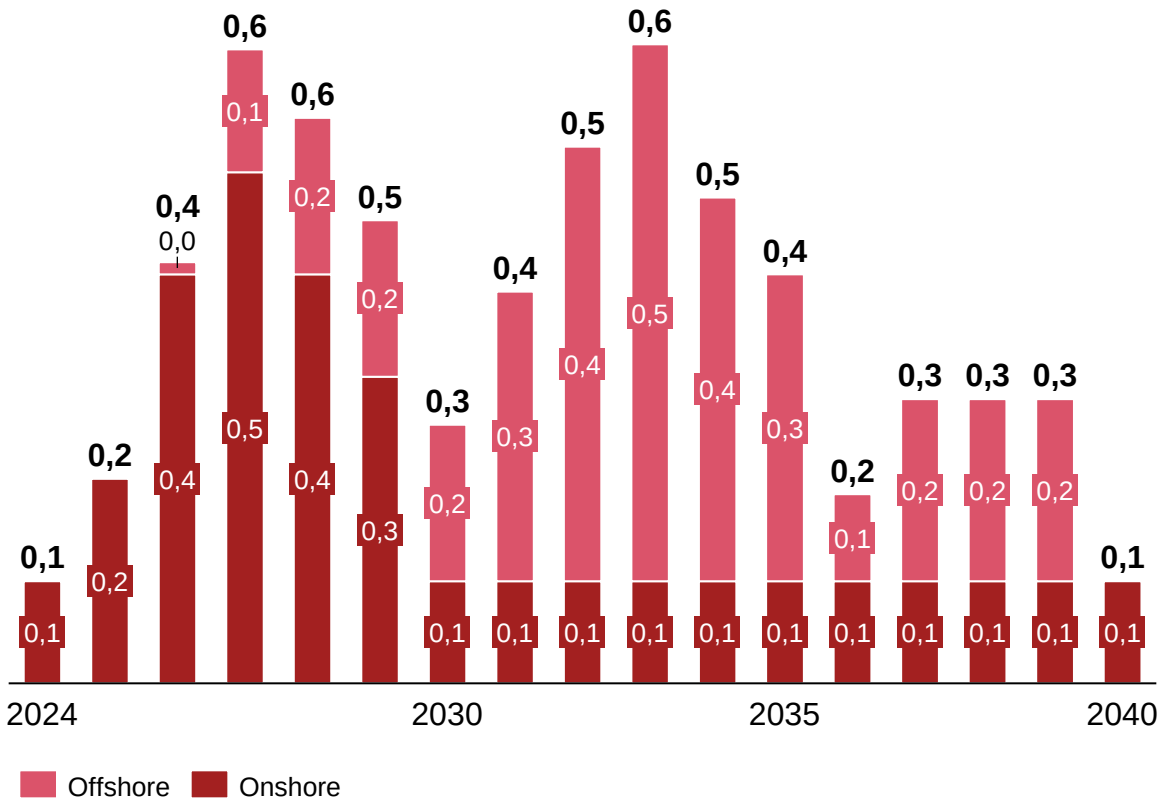
- Vertraging in investeringen in warmte vraagt om **andere oplossingen om te verduurzamen**, zoals elektrificatie
- **Deel gasaansluitingen wordt niet meer verwijderd**, door gebruik van hybride warmtepompen waardoor de **OPEX enigszins zal dalen**
- Vraag naar netcapaciteit elektriciteit zal **toenemen**, bijv. door full-electric warmtepompen, waardoor er minder uitvoerings- en transportcapaciteit is om grootverbruikers aan te sluiten
- Grotendeels betreft dit een **verschuiving van kosten** tussen gebruikersgroepen

Investeringen waterstofnetwerk Gasunie bedragen €6,1 mld tot 2040, maar onzekerheid is aanzienlijk

Verwachte investeringen waterstofnet Gasunie

Prognose investeringen waterstofnet

2024-2040; in € mld (prijspeil 2024)



Opmerkingen bij prognose investeringen waterstof

- De investeringen in het waterstofnet betreffen grofweg drie typen:
  1. Aanleg landelijk transportnet - met name tot 2030, waarbij initieel de grote industriële clusters aan de kust worden ontsloten en vervolgens een tracé via het oosten van het land en Chemelot wordt aangelegd
  2. Netwerkuitbreidingen (ca. €0,1 mld per jaar), waarbij nadere vertakkingen gaan plaatsvinden op het hoofdnet om meer aansluitingen te kunnen realiseren
  3. Aanleg offshore netwerk (start investeringen in 2026, zwaartepunt na 2030) om onder meer toekomstige waterstofproductie op zee te kunnen transporteren naar de industriële clusters
- De investeringsprognose voor waterstof is op hoofdlijnen. Er wordt grofweg rekening gehouden met circa 3,5GW elektrolyse capaciteit in 2030. Er zijn nog de nodige onzekerheden over de ontwikkeling van vraag en aanbod van waterstof, de hiermee gepaard gaande prijsvorming van waterstof (en hoe dit zich verhoudt tot alternatieven), alsmede de benodigde regulering van de sector
- De hier genoemde investeringen betreffen uitsluitend de investeringen in het netwerk van Gasunie, zowel ten aanzien van ombouw van het bestaande net als eventuele nieuwe leidingen en stations. Investeringen in het distributienet van de RNB's en andere onderdelen van de keten, zoals productie, importterminals en opslag zijn niet meegenomen

Inhoudsopgave

1. Managementsamenvatting
2. Beleidskeuzes energietransitie en betekenis voor Netbeheerders
3. Rol Netbeheerders en uitleg bij regulering
4. Prognoses investeringen tot 2040 en onderliggende drijvers
5. **Tariefindicaties**
6. Energierekening van de toekomst
7. Appendix

Tariefbepaling en regulering zijn erg complex; in dit onderzoek zijn enkele noodzakelijke veronderstellingen gemaakt (1/2)

Belangrijkste aannames ten aanzien van tariefdoorkijk

Toelichting tariefbepaling

Regulering en rendement	• Regulering is complex en de reguleringsparameters zijn onzeker. Het basisprincipe is dat op de lange termijn de kosten van de netten in evenwicht zijn met de inkomsten. In dit onderzoek is vanaf 2027 bijvoorbeeld geen rekening gehouden met reguleringsperiodes, efficiëntietoetsen en onderlinge verschillen tussen netbeheerders. Het basisprincipe dat kosten en inkomsten in balans zijn wordt gevolgd. Ten aanzien van de WACC wordt op lange termijn een nominale WACC na belasting van 4,4% verondersteld, met uitzondering voor Net op Zee waar een WACC van 4,8% wordt gehanteerd, uitgaande van de huidige door de ACM gehanteerde methode. Details voor deze veronderstellingen zijn weergegeven in appendix WACC schema's
Kosten per netvlak	• De kosten per netvlak zijn voor dit onderzoek separaat ingeschat voor EHS en HS (beiden TenneT). Voor de RNB's wordt verondersteld dat de kosten per netvlak in gelijke mate ontwikkelen als de totale kostentoename voor de RNB's. Vervolgens zijn deze ingeschatte kosten per netvlak gealloceerd over de rekenvolumes die hieronder worden toegelicht
Schatting rekenvolumes Elektriciteit	• TenneT heeft een inschatting gemaakt van de verwachte ontwikkeling van nieuwe aansluitingen en piekbelasting van bestaande aansluitingen, zoals ook is gehanteerd voor het IP2024. Dit is gedeeltelijk is gebaseerd op een uitvraag onder de huidige aangeslotenen. Daarnaast zijn er inschattingen gemaakt voor nieuwe aangeslotenen. Daarna is de groei gerelateerd aan de verwachte groei van de elektriciteitsvraag zoals opgenomen in II3050 • Ten aanzien van de RNB's is een dergelijke survey of data niet voorhanden. Wij hebben daarom het aantal aangesloten connecties geschat op basis van (1) ontwikkeling van het aantal huishoudens, (2) data ten aanzien van het aantal geschatte laadpalen in de toekomst en (3) reële economische groei verwachting voor het aantal bedrijven dat is aangesloten • Voor de rekenvolumes is niet alleen toename van het aantal connecties van belang maar ook het gemiddelde verbruik of belasting van het net (maandelijkse pieken en gecontracteerd vermogen). Hier hebben wij een schatting gemaakt op basis van de toename van het TWh verbruik (zie pagina 22). In het II3050 rapport is deze ook gealloceerd naar categorieën (gebouwde omgeving, industrie, transport, landbouw en flex). Deze categorieën zijn toebedeeld aan de RNB's middels verdeelsleutels en vervolgens is verondersteld dat het gecontracteerde- of maximale vermogen met 50% toeneemt per additionele 100% groei van het aantal TWh. Voor meer gedetailleerde informatie zie de appendix met detail aannames rekenvolumes
Schatting rekenvolumes gas en behandeling tarieven GTS	• Voor het RNB gasnet worden dezelfde uitgangspunten gehanteerd als voor elektriciteit ten aanzien van het aantal huishoudens en bedrijven. Echter is de verwachting dat het aantal gebruikers van het gasnet zal afnemen, waardoor de kosten door een minder grote populatie gedragen zullen worden. Hiervoor is de schatting gehanteerd dat in 2040 circa 35% van het huidige aantal aansluitingen zal zijn verwijderd. De kosten hiervoor zijn onderdeel van de kosteninschattingen. Ten aanzien van het gasverbruik is de verwachting dat dit met ca. 60% zal afnemen ten opzichte van het huidige gasverbruik • Bij GTS klanten zijn de tarieven onderdeel van de gasrekening. Hiervoor is geen aparte inschatting gemaakt in dit onderzoek gegeven de beperkte omvang van dit aandeel in de gasprijs (ca. 6-8% o.b.v. prijs van €30-40 MWh) en omdat dit impliciet in de gasprijsvoorspelling is meegenomen

Tariefbepaling en regulering zijn erg complex; in dit onderzoek zijn enkele noodzakelijke veronderstellingen gemaakt (2/2)

Belangrijkste aannames ten aanzien van tariefdoorkijk

Toelichting tariefbepaling

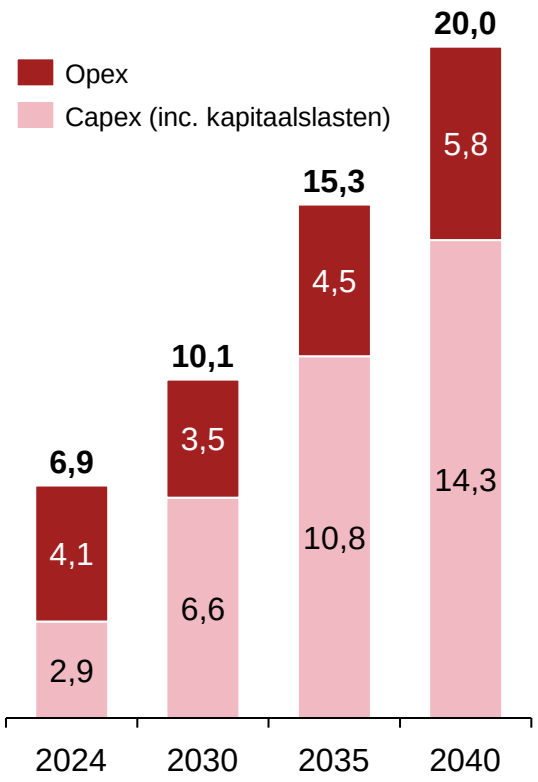
Producenten- en export tarief	• Producenten betalen geen bijdrage aan het transportafhankelijk verbruikerstarief, zij betalen sec een aansluitvergoeding die uitsluitend de directe kosten van hun eigen netaansluiting dekt. Een producententarief zou weliswaar de netbeheerkosten minder hard laten stijgen voor gebruikers, maar zou vermoedelijk via de gas- of elektriciteitsprijs in rekening worden gebracht en daardoor grotendeels bij dezelfde gebruikers landen[1]. Daarom is in dit onderzoek geen rekening gehouden met een wijziging van dit systeem • Op dit moment betalen verbruikers in het buitenland geen kosten voor volumes die over de elektriciteitsnetten worden getransporteerd, wanneer stroom wordt geëxporteerd via interconnectoren. In dit onderzoek is geen rekening gehouden met een wijziging van deze systematiek. Bij een wijziging van deze systematiek, zouden tariefstijgingen gedempt kunnen worden. Naar verwachting zal er niet eerder dan ca. 2035 structurele overcapaciteit ontstaan, die zou kunnen leiden tot grootschalige export van stroom. Indien dit werkelijkheid wordt zouden de netbeheerkosten voor Nederlandse gebruikers met ca. 10% af kunnen nemen in 2040. Na 2040 zou het aandeel geëxporteerde stroom nog sterk kunnen groeien, maar die periode valt buiten dit onderzoek
Interpretatie uitkomsten van dit onderzoek (leeswijzer)	• De uitkomsten in dit onderzoek betreffen een stijging van het tarief. Het tarief betreft de kosten die per eenheid (bijv. kWmax, of kW gecontracteerd) in rekening wordt gebracht. Een stijging van het tarief mag niet worden verward met een stijging van de netkosten of rekening per gebruiker/connectie, omdat het kan voorkomen dat gebruikers meer of minder zullen gaan afnemen (ook als groep)[2]. Tevens is er diversiteit aan hoe de rekening wordt opgebouwd tussen verschillende gebruikersgroepen (zoals eerder besproken). Hierdoor kan het zijn dat het tarief voor de ene groep harder stijgt dan voor de ander, omdat deze groep voor een groter deel van de uiteindelijke rekening afhankelijk is van afnamevolumes • Om toch een doorkijk te geven in hoe deze tariefstijging zich vertaalt in een energierekening voor een archetype gebruiker, hebben wij in hoofdstuk 6 een aantal illustratieve voorbeelden opgenomen. Hierin wordt een doorkijk gegeven naar de ontwikkeling van de totale energierekening (incl. groothandelsprijs, belastingen en netbeheerkosten) voor verschillende type huishoudens en industriële bedrijven. Uit deze berekeningen kunnen echter geen algemene conclusies worden getrokken, omdat er geen homogene groep gebruikers bestaat binnen deze categorieën. Tevens zijn niet alle kosten meegenomen in dit onderzoek. Een huishouden dat er bijvoorbeeld voor kiest om van het gas af te gaan en een warmtepomp te installeren, in combinatie met een zonne-installatie, krijgt ook te maken met toe- of afname van andere kosten waaronder isolatiekosten, de aanschaf en onderhoud van de zonnepanelen en de aanschaf van een warmtepomp • In dit onderzoek is tevens geen inschatting gemaakt van overige infrastructuurkosten (bijv. opwek of warmte). Er kunnen daarom geen conclusies getrokken worden aan de hand van dit rapport over een andere of optimalere invulling van de energiemix. Daarvoor is een breder onderzoek nodig dat ook kijkt naar interactie-effecten tussen (1) de invulling van de energiemix, (2) de investeringen die vervolgens nodig zijn in de netten als gevolg van deze energiemix, (3) de impact van deze energiemix op elektriciteits- en gasprijzen en (4) evt. overige kosten te maken door eindgebruikers. Tevens spelen ook andere factoren dan kosten een rol in de keuze voor de energiemix (bijv. energie-onafhankelijkheid en CO_2 doelstellingen), welke lastig monetair kunnen worden uitgedrukt

1) Bij export van elektriciteit naar het buitenland zouden de kosten ook deels naar buitenlandse gebruikers gaan. Tevens zal voor het NL deel de kostenverdeling anders zijn, omdat producenten geen cascademodel hanteren maar waarschijnlijk een voor alle afnemers gelijke opslag in ct./kWh zullen hanteren.
2) Met uitzondering van kleinverbruikers, daar is ongeacht een mogelijke verandering van tariefmodellen nog steeds van kosten/aansluiting uitgegaan

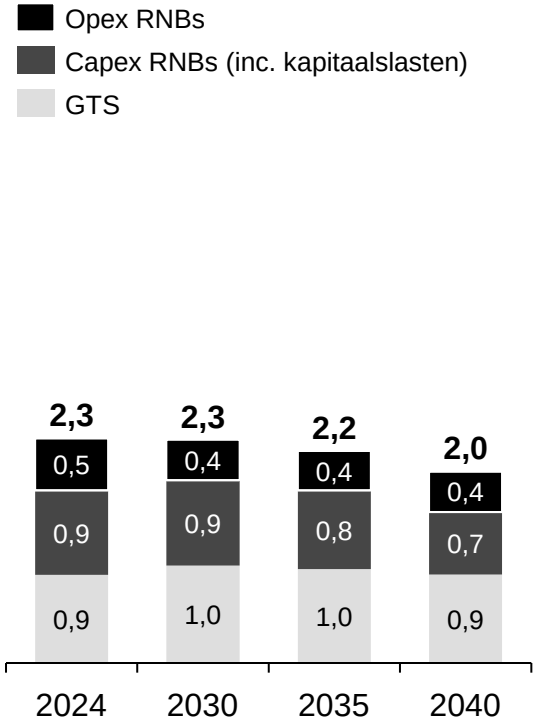
Netbeheerkosten voor E stijgen als gevolg van toenemende elektrificatie; voor G zijn kosten naar verwachting vrijwel constant

Netbeheerkosten Elektriciteit en Gas

Totale netbeheerkosten E
2024-2040; in € mld per jaar (reëel)



Totale netbeheerkosten G[1]
2024-2040; in € mld per jaar (reëel)



Ontwikkeling netbeheerkosten

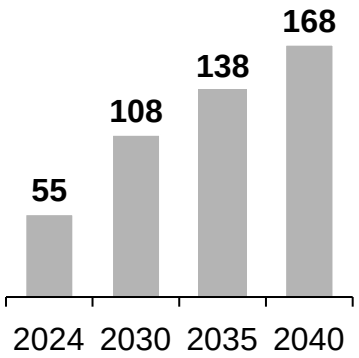
- De kosten voor de RNB's en TenneT worden via de nettarieven grotendeels betaald door de afnemers van de transportdiensten (huishoudens, bedrijven, etc.)
- In het basispad nemen de totale netbeheerkosten voor elektriciteit naar verwachting toe van €6,9 mld in 2024 tot €20,0 mld (range €16 mld tot €24 mld, op basis van deze uitgangspunten) in 2040, ofwel ruwweg een verdrievoudiging. De impact van deze stijging op de uiteindelijke rekening van de klant verschilt per gebruikersgroep en kan per individuele klant anders uitpakken. Dit komt door de tariefopbouw en wordt op de volgende slide weergegeven
- De netbeheerkosten nemen voornamelijk toe als gevolg van de toenemende elektrificatie die leidt tot toenemende investeringen. Daarnaast speelt ook de gestegen rente een rol
- De hogere investeringen leiden ook tot toenemende operationele kosten. Deze omvatten kosten voor personeel[2] , energie en vermogen (netverliezen), regel- en reservevermogen, noodvermogen en blindvermogen, evenals congestiemanagement
- De kosten van netbeheer voor gas dalen in reële termen, van €2,3 mld nu tot €2,0 mld in 2040. Deze bedragen bevatten ook de kosten van GTS, welke grotendeels via de gasprijs in rekening gebracht worden
- De daling in kosten voor het gasnetwerk komt onder meer doordat op lange termijn minder wordt geïnvesteerd. Echter, door verwachte sterke daling in gasgebruik zullen de netbeheerkosten voor gas uitgedrukt in relatie tot gebruik ook stijgen. De kosten gerelateerd aan het verwijderen van aansluitingen zijn in deze analyse reeds meegenomen, maar de mogelijke kosten voor het verwijderen van gasnetten grotendeels nog niet
- Deze analyse gaat uit van reële prijzen (prijspeil 2024), zonder rekening te houden met toekomstige inflatie. Tevens zijn hierin geen netbeheerkosten voor waterstof of warmte meegenomen

1) Hierin is geen mogelijke socialisatie van gasverwijderingskosten meegenomen
2) Dit betreft enkel het personeel dat niet actief is in de installatie van netten en aansluiting (die kosten worden geactiveerd en zijn onderdeel van de CAPEX)
Bron: PwC Strategy& analyse, GTS jaarrekening 2021

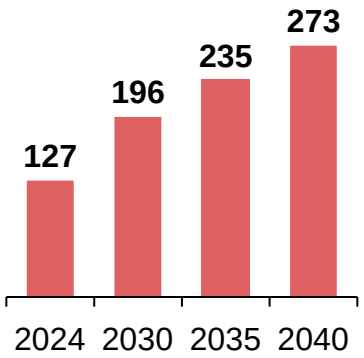
Elektrificatie en decarbonisatie van opwek leidt tot verdrievoudiging van het opgesteld vermogen. Netbeheerkosten stijgen daarmee in lijn

Netbeheerkosten Elektriciteit t.o.v. opgesteld vermogen

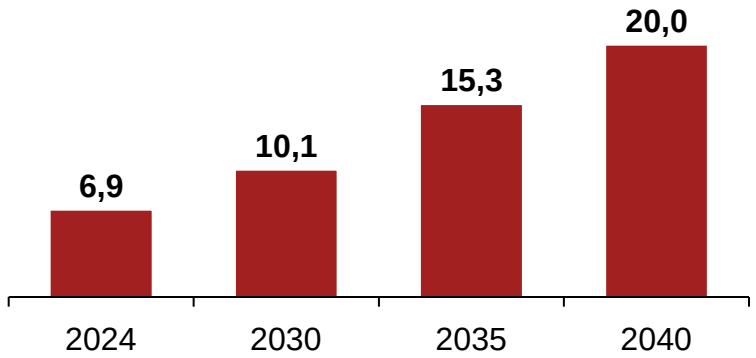
Opwekcapaciteit
2024-2040; in GW



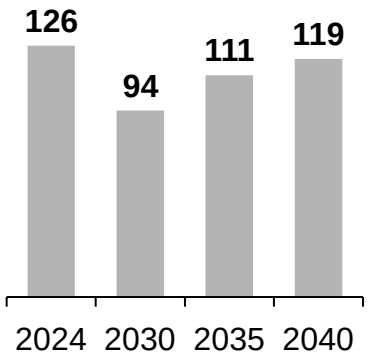
Verbruik
2024-2040; in TWh



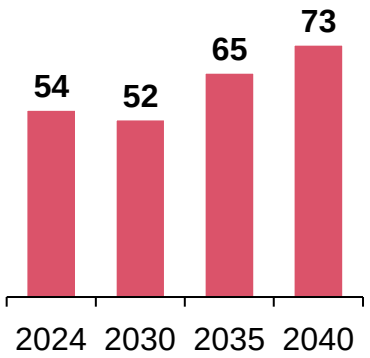
Netbeheerkosten elektriciteit
2024-2040; in € mld per jaar (reëel)



Kosten / MW opwek
2024-2040; (reëel)



Kosten / MWh verbruik
2024-2040; (reëel)



- Het opgesteld vermogen in Nederland verdriedubbeld naar verwachting tussen nu en 2040, als gevolg van elektrificatie van verwarming, vervoer en industrie alsmede de decarbonisatie van opwekcapaciteit
- Hernieuwbare bronnen hebben als kenmerk dat de pieklevering veel hoger ligt dan de gemiddelde opbrengst . Dit in tegenstelling tot gas- en kolencentrales die een meer constant profiel leveren
- Vanaf 2030 wordt verwacht dat Wind op Zee deels direct wordt omgezet in waterstof door elektrolyse. Dit dempt de benodigde capaciteit aan elektriciteitstransport

- De benodigde capaciteit aan infrastructuur voor netbeheer elektriciteit is sterk afhankelijk van de pieklevering
- De groei van de netbeheerkosten voor elektriciteit tussen nu en 2040 wordt in reële termen verwacht ongeveer te verdrievoudigen
- De toename in netbeheerkosten voor elektriciteit is grotendeels gedreven door de hogere investeringen, maar ook door de daaraan gerelateerde toename in operationele kosten

- De netbeheerkosten per MW opwekcapaciteit zijn daarmee in 2040 uiteindelijk niet erg verschillend t.o.v. 2024
- Wel zullen als gevolg van de wijziging in verhouding tussen pieklevering en gemiddelde opbrengst door het toenemende aandeel hernieuwbare bronnen de netbeheerkosten per MWh elektriciteitsverbruik naar verwachting significant stijgen
- Tevens is het de verwachting dat de tarieven sterk zullen stijgen, wat nader is toegelicht op de volgende pagina

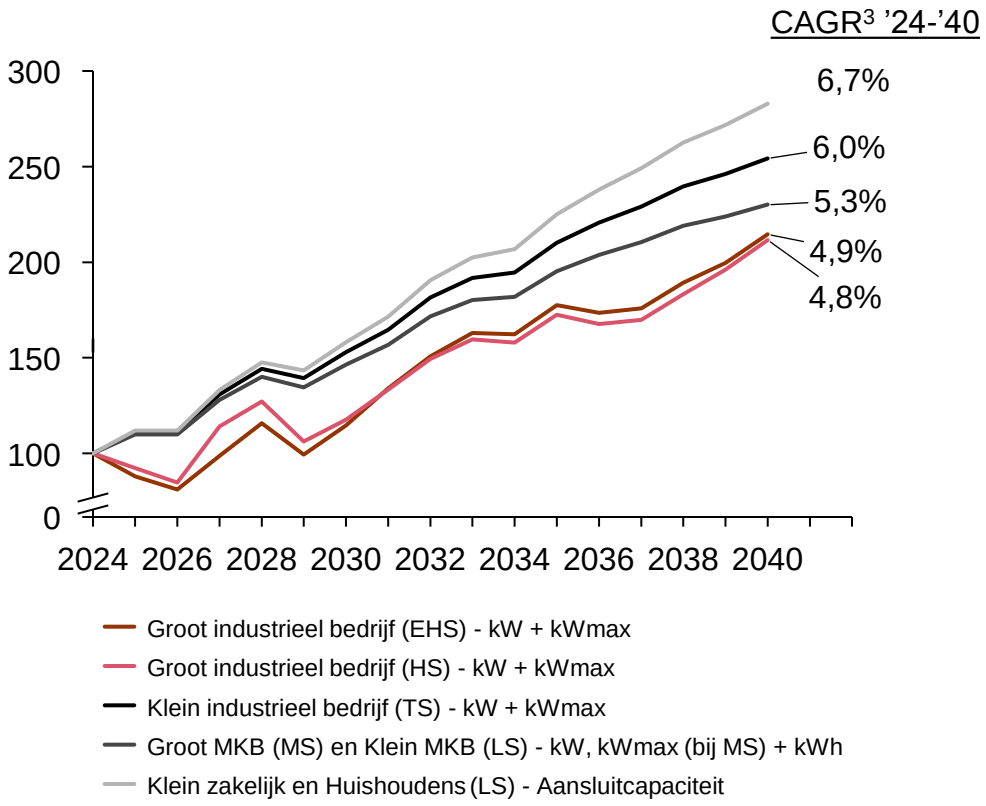
Bronnen: II3050 scenario's, PwC Strategy& analyse,

Het tarief zal naar verwachting voor alle gebruikers stijgen, maar de impact hiervan op de kosten kan voor iedere klant anders zijn

Tariefontwikkeling Elektriciteit

Prognose tariefontwikkeling elektriciteit

2024-2040; in % (2024 = 100%, reëel), per gebruikersgroep



Toelichting

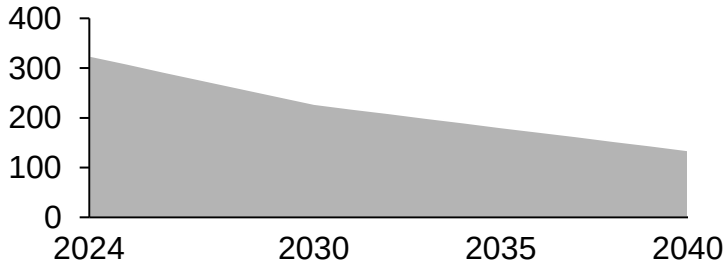
- De netbeheertarieven voor elektriciteit zullen tot 2040 naar verwachting ca. verdubbelen tot verdrievoudigen. Zoals besproken op pagina 34 kent de tariefopbouw verschillende tariefdragers per gebruikersgroep. Voor grootverbruikers is deze vaak gebaseerd op de het gecontracteerd transportvermogen en de piekbelasting (kWmax), terwijl voor huishoudens het verbruik in het huidige systeem niet relevant is maar alleen de aansluitcapaciteit telt. De tariefstijgingen zijn daarom onderling lastig met elkaar te vergelijken, omdat de volumes van de tariefdragers zich anders kunnen ontwikkelen
- Een huishouden betaalt in 2024 ca. €390 per jaar netbeheerkosten voor het elektriciteitsnet (incl. btw, excl. kosten voor meters)[1]. Dit zal naar verwachting in het basispad gemiddeld met 6,7% per jaar toenemen (range 5,2%-8,0%), tot €1.103 in 2040 bij een gelijkblijvende aansluitcapaciteit[2]. De tariefstijging is minder dan de procentuele toename van de netbeheerkosten, omdat het aantal aansluitingen toeneemt, van ca. 8,4 mln per 2024 tot ca. 9,5 mln per 2040[3]. Dit komt enerzijds door bevolkingsgroei en daardoor het aantal aansluitingen en anderzijds door de toename van het aantal laadpalen die tot dezelfde tariefcategorie behoren
- Daarnaast geldt voor huishoudens dat een steeds groter deel van de woningvoorraad geen gasaansluiting meer zal hebben door toename van het aantal (hybride) warmtepompen en warmtenetten. Voor deze huishoudens zullen de netbeheerkosten gas mogelijk (deels) wegvallen, hetgeen een mitigerende impact heeft op de totale netbeheerkosten voor deze huishoudens. Dit wordt verder toegelicht aan de hand van een rekenvoorbeeld op pagina 62
- Voor bedrijven geldt dat de tarieven naar verwachting minder hard stijgen dan voor huishoudens. Dit wordt gedreven door de het feit dat de tarieven voor deze groepen veel sterker afhankelijk zijn van transportvermogen en verbruik. De verwachte stijging van de daadwerkelijke rekening voor een individueel bedrijf hangt daarmee ook in sterke mate af van of het specifieke bedrijf meer of minder kWh gaat verbruiken. Dit is voor een huishouden vooralsnog niet relevant, mits het huishouden binnen de bestaande aansluitcapaciteit blijft

1) Bij een aansluiting van 3x25A. Dit tarief bevat alle kosten voor de RNB's, incl. doorbelasting van 83% van de omzet van TenneT; 2) De volumes voor kleinverbruikers gaat uit van het aanblijven van het capaciteitstarief. Echter hier is beweging richting een meer volumegebaseerd tarief (kWh's of kW's). Bij invoering hiervan zullen de tarieven minder stijgen omdat volumes per aansluiting gaan toenemen als gevolg van warmtepompen, laadpalen, etc. ;3) Dit is exclusief aansluitingen voor lantaarnpalen (ca. 3mln per 2024), omdat deze slechts relateren aan een zeer beperkt deel van de totale netwerkkosten; 3) Samengesteld jaarlijks groeipercentage

Netbeheerkosten voor Gas blijven ongeveer gelijk, maar het verbruik zal naar verwachting sterk dalen tot 2040

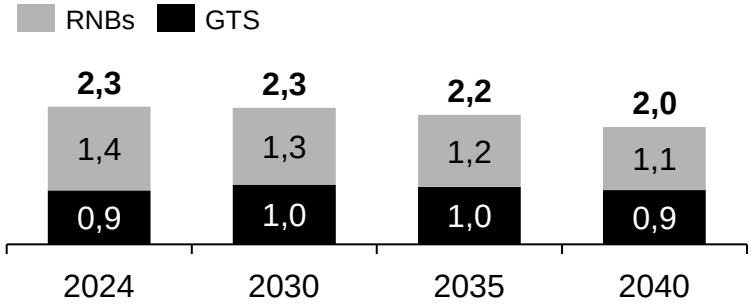
Netbeheerkosten Gas

Gasverbruik in Nederland
2024-2040; in TWh



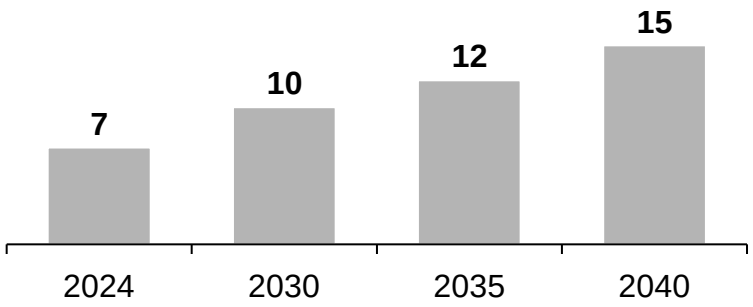
- Tot en met 2050 wordt het gasverbruik verwacht sterk af te nemen. In dit rapport wordt op basis van de II3050 scenario's uitgegaan van een afname met circa 60% per 2040 (het resterende verbruik is dan een mix van groengas en aardgas)
- De piekcapaciteit wordt echter verwacht minder sterk af te nemen. Dit wordt onder andere veroorzaakt door de verwachte toename in hybride warmtepompen. De prognose van GTS is gebaseerd op een scenario waarin de piekcapaciteit tot 2040 met circa 30% af zal nemen
- Een daling van de benodigde piekcapaciteit zorgt niet voor een navenante daling in kosten omdat de investeringen reeds gedaan zijn

Netbeheerkosten gas
2024-2040; in € mld per jaar (reëel)



- Netbeheerkosten zullen naar verwachting relatief constant blijven c.q. licht dalen. Dit komt doordat een groot deel van het netwerk in stand zal moeten worden gehouden, ook al nemen volumes af
- Wel nemen investeringen in het gasnetwerk de komende tijd af, maar dit heeft een beperkt effect op de totale netbeheerkosten op korte termijn omdat de kosten grotendeels bestaan uit reeds gedane investeringen
- In dit onderzoek zijn de netbeheerkosten van zowel de RNB's als GTS expliciet geschat. Hierin zijn reeds verwachte kosten voor het verwijderen van aansluitingen meegenomen. De mogelijke kosten voor het verwijderen van gasnetten zijn nog niet volledig meegenomen

Netbeheerkosten gas per MWh
2024-2040; in €/MWh[1] (reëel)



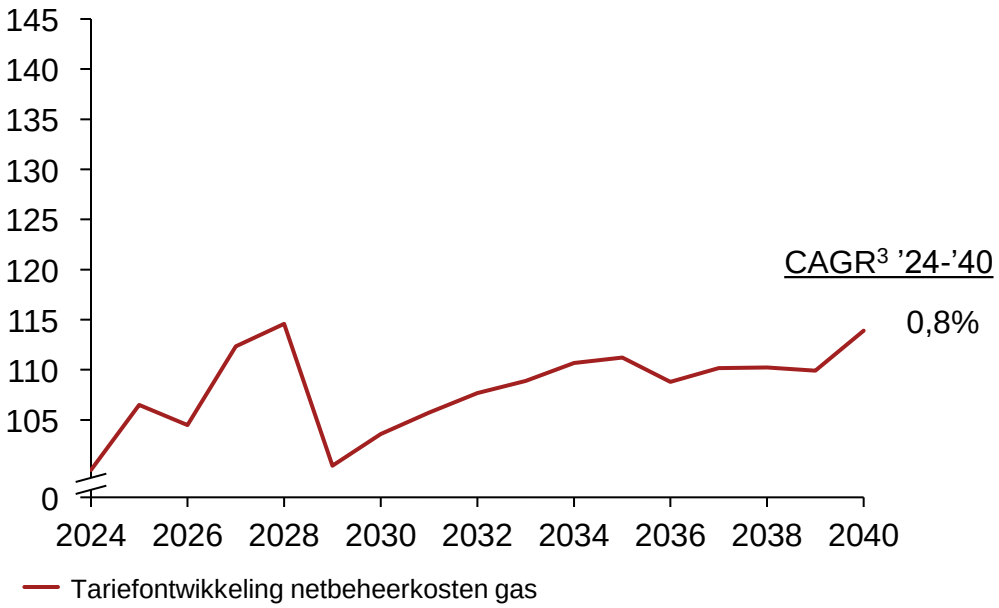
- De netbeheerkosten per geleverde MWh aan energie stijgen geleidelijk richting 2040, omdat de volumes dalen terwijl de netbeheerkosten ongeveer constant blijven
- In 2040 zijn de kosten per MWh meer dan verdubbeld t.o.v. 2024

1) (95 kuub gas bevat ca. 1 MWh aan energie); Bronnen: II3050 scenario's, PwC Strategy& analyse

Ook het tarief voor klanten van RNB's stijgt, door een afname van het aantal aansluitingen over de tijd

Tariefontwikkeling Gas

Prognose tariefontwikkeling gas
2024-2040; in % (2024 = 100%, reëel)



1) Hierin is geen mogelijke socialisatie van gasverwijderingskosten meegenomen
2) De inschattingen voor 2024 t/m 2026 houden rekening met de geldende besluiten in de huidige reguleringsperiode. Vanaf 2027 is de berekening gestoeld op de aanname dat kosten en opbrengsten met elkaar in balans zijn er is er geen rekening gehouden met reguleringsperiodes, efficiëntietoetsen en onderlinge verschillen tussen netbeheerders. Wel is er t/m 2028 rekening gehouden met nacalculaties op de kapitaallasten over de huidige reguleringsperiode.
3) Samengesteld jaarlijks groeipercentage

Toelichting

- Voor gas is er in tegenstelling tot elektriciteit geen differentiatie gemaakt tussen de tariefontwikkelingen bij de verschillende gebruikersgroepen. De reden hiervoor is dat alle groepen dezelfde tariefdragers hebben
- De toename in 2024-2026 wordt ten dele gedreven door de hoge kosten voor netverliezen in eerdere jaren (welke met vertraging in de tarieven komen), als gevolg van de hoge gasprijzen in de afgelopen jaren. Voor de periode 2024-2028[2] zijn ook nacalculaties op de rente (die ook met vertraging in de tarieven komen) reden voor de toename.
- De stijging op de lange termijn ontstaat omdat het aantal aansluitingen sneller daalt dan de totale kosten, ondanks dat de reële kosten van het gasnetwerk dalen in absolute zin
- De kosten per aansluiting nemen in het basispad naar verwachting toe met +14% in 2040, zijnde 0,8% per jaar (range -0,2% tot 1,7%). Deze stijging is uitgedrukt exclusief inflatieverwachting
- Een huishouden met een gasverbruik tussen de 500m^3 en de 4.000m^3 betaalt in 2024 ca. €203 per jaar voor netbeheerkosten gas (incl. btw, excl. kosten voor meters). Dit houdt in dat een huishouden in 2040 ca. €231 per jaar gaat betalen
- Een grote onzekerheid op lange termijn betreft het aantal aansluitingen op het gasnetwerk in het kader van de ontwikkeling van stadsverwarming en elektrificatie van warmte middels warmtepompen. In de huidige doorrekening is aangenomen dat in 2040 het aantal aansluitingen met 35% daalt ten opzichte van 2024[1]
- De kosten gerelateerd aan het verwijderen van deze aansluitingen zijn reeds meegenomen in de onderliggende kostenprognoses. Echter, de mogelijke kosten voor het verwijderen van de gasnetten (wat pas zal gebeuren als er geen gebruikers meer zijn aangesloten) zijn hierin nog niet volledig meegenomen

Inhoudsopgave

1. Managementsamenvatting
2. Beleidskeuzes energietransitie en betekenis voor Netbeheerders
3. Rol Netbeheerders en uitleg bij regulering
4. Prognoses investeringen tot 2040 en onderliggende drijvers
5. Tariefindicaties
6. **Energierekening van de toekomst**
7. Appendix

Netbeheertarieven werken door in de kosten voor de eindgebruiker, waarmee de energierekening voor huishoudens en industrie verandert

Achtergrond

Basisberekening: Ontwikkeling energierekening over tijd

- De energierekening is opgebouwd uit 3 elementen; leveringskosten, netbeheerkosten, belasting – ontwikkeling van netbeheertarieven *(zie vorig hoofdstuk)* zal daarmee ook direct door vertaald worden in de energierekening
- De ontwikkeling van de energierekening verschilt voor verschillende typen gebruikers. Daarom is per gebruikersgroep van elektriciteit en gas *(zie pagina 60 en 61)* berekend hoe de kostenopbouw van de maandelijkse energierekening er in ’24, ’30 en ’40 uitziet
- De leveringskosten zijn bepaald o.b.v. prognoses van inkoopprijzen (incl. aangenomen marge voor huishoudens en industrie) van elektriciteit en gas[2]. Hierin is uitgegaan van gelijkblijvend energieverbruik over tijd, om zo het geïsoleerde effect van veranderde netbeheerkosten inzichtelijk te maken (m.u.v. de verduurzamingsscenario’s – *zie rechterkant van de pagina*). Daarnaast is het vastrecht voor elektriciteit en gas toegevoegd voor huishoudens (aangenomen dat dit tarief niet op industrie van toepassing is c.q. beperkt is t.o.v. totale leveringskosten)
- Voor de netbeheerkosten zijn de tariefindicaties uit hoofdstuk 5 als uitgangspunt gebruikt. Hierbij is gedifferentieerd per gebruikersgroep afhankelijk van het type aansluiting. Daarnaast is het meettarief voor elektriciteit en gas toegevoegd voor huishoudens (aangenomen dat dit tarief niet op industrie van toepassing is c.q. beperkt is t.o.v. totale netbeheerkosten)
- De belasting is berekend o.b.v. huidige en verwachte energiebelastingtarieven per staffel voor elektriciteit en gas (richting ’30 aangehouden zijn overheids-prognoses aangehouden, daarna richting ’40 constant), en 21% btw

Verduurzamingsscenario: verschuiving van afnameprofiel

- In de basisberekening van de energiekosten is aangenomen dat het energieverbruik richting 2030 en 2040 constant blijft
- Gegeven de NL en EU doelstelling om CO_2 te reduceren en de daaruit volgende systeemverandering is het waarschijnlijk dat binnen de gebruikersgroepen ook verduurzamingsinitiatieven worden gerealiseerd
- Om de impact hiervan op de maandelijkse energierekening te kwantificeren is een scenario-analyse voor de verduurzaming van een 3-persoons huishouden toegevoegd
- Hierin wordt verkend wat de impact op de energierekening is van installatie van zonnepanelen (aangenomen afname in elektriciteitsverbruik) en additioneel (i.c.m. zonnepanelen) de installatie van een hybride warmtepomp (aangenomen afname in gasverbruik, toename in elektriciteitsverbruik – verandering in energiemix)
- Voor zonnepanelen is uitgegaan van 100% saldering (elke kWh die wordt opgewerkt leidt tot een directe reductie van het elektriciteitsverbruik)[1], voor de hybride warmtepomp is aangenomen dat het lagere gasverbruik leidt tot een reductie in netbeheerkosten (aangezien dit afhankelijk is van het verbruik)

1) Het kabinet heeft de ambitie uitgesproken om de salderingsregeling af te bouwen, maar dit voorstel is vooralsnog door de Eerste Kamer verworpen (Bron: Rijksoverheid)
2) De geplande invoering van ETS2 zal middels de kosten voor CO2 afvang en opslag een prijsopdrijvend effect hebben. Dit is nog niet gekwantificeerd in deze doorrekeningen omdat de uitwerking hiervan nog onbekend is.

Als gevolg van hogere netbeheerkosten, belastingen en vraag E stijgen de totale kosten van het E en G energiesysteem met 3,8% per jaar

Energierekening NL elektriciteit en gas

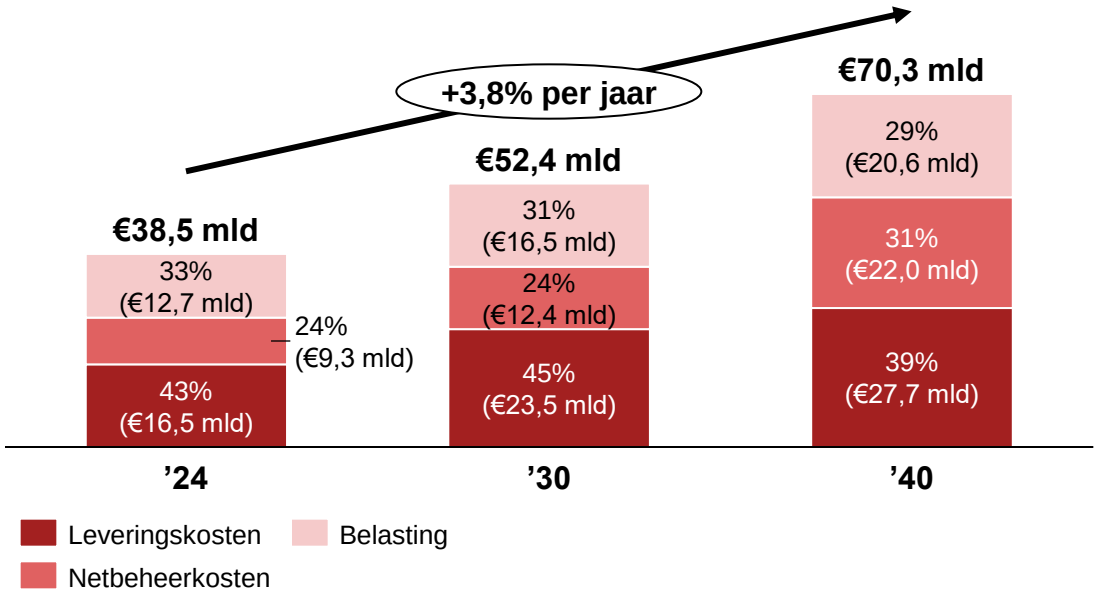
Ontwikkeling NL energierekening elektriciteit en gas

2024, 2030, 2040; in € mld (prijspeil 2024)

Aandeel netbeheerkosten E en G in bbp

1,0%	1,2%	1,9%

Totale jaarlijkse energierekening E en G



Toelichting

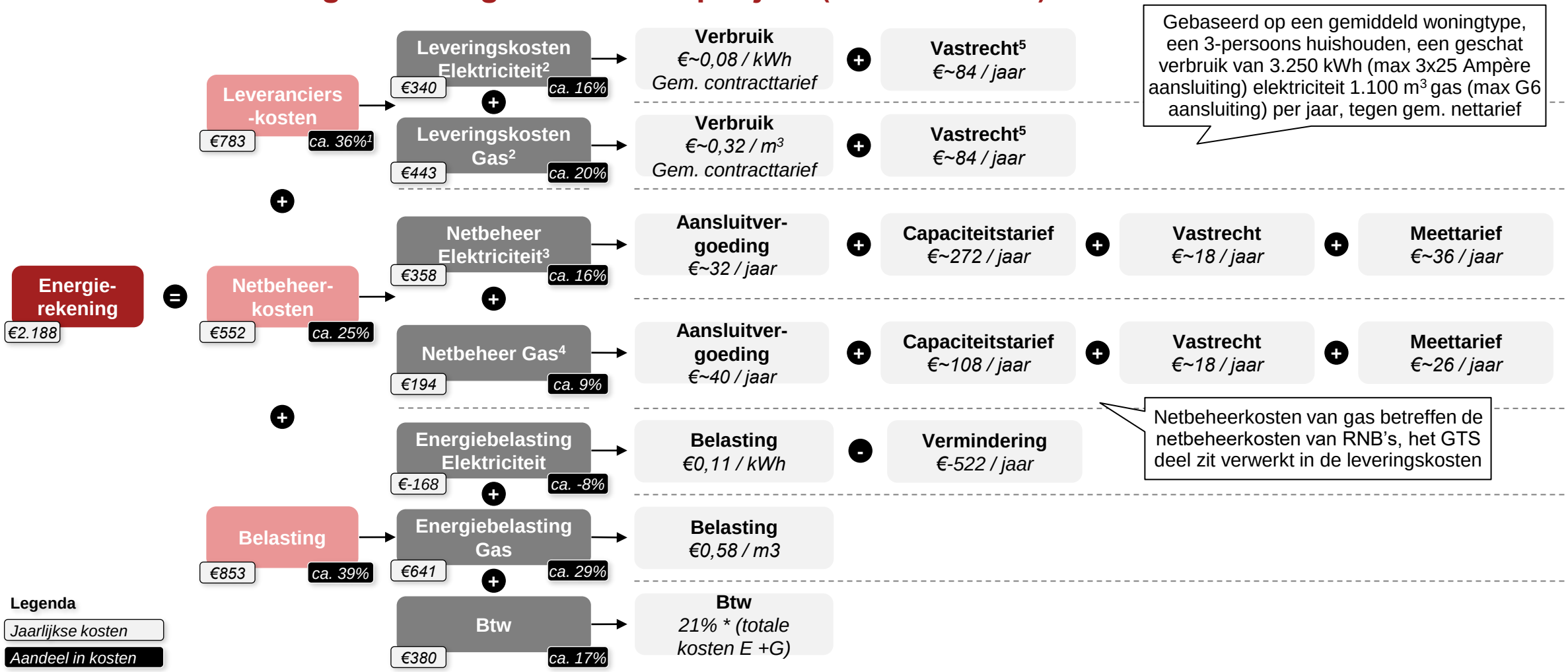
- Naar verwachting stijgt de energierekening van Nederland voor elektriciteit en gas de komende jaren van €38,5 mld in 2024 naar €70,3 mld in 2040 (groei van circa 3,8% per jaar)
- De toename in energierekening wordt enerzijds gedreven door stijgende netbeheerkosten (circa €12,7 mld). Het aandeel van de netbeheerkosten in de energierekening stijgt over de tijd; van 24% in 2024 naar 31% in 2040
- De netbeheerkosten stijgen jaarlijks naar verwachting sneller dan het bbp[1], het blijft echter een beperkt deel van de totale Nederlandse economie, namelijk 1,9% van het verwachte bbp in 2040 vergeleken met 1,0% in 2024
- Daarnaast stijgen de leveringskosten met circa €11,2 mld richting 2040. Dit is gedreven door i) hogere leveringstarieven in 2040 t.o.v. 2024 voor elektriciteit en gas[2], ii) een verandering in energiemix (reductie in aardgasverbruik en toename in elektriciteitsverbruik) in combinatie met een hoger leveringstarief van elektriciteit t.o.v. gas (€75/MWh vs. €31/MWh in 2024). Hier staat tegenover dat minder geld uitgegeven wordt aan olieproducten (bijv. door elektrificatie van transport); het betreft deels een verschuiving van kosten
- De totale belastingsom neemt toe door hogere leverings- en netbeheerkosten, waar btw over wordt berekend. Dit betreft de btw voor zowel huishoudens als bedrijven – in de praktijk zal een groot deel van de bedrijven (afhankelijk van verrichte activiteiten) de btw kunnen aftrekken. De toename in btw wordt deels gecompenseerd door een verwachte afname in de energiebelasting voor elektriciteit (voor verbruik tot 10 mln kWh) de komende jaren

Project FIEN+
PwC Strategy&

1) O.b.v. bbp-prognoses t/m 2032 (prijsniveau 2015), aangenomen dat bbp-ontwikkeling in de periode 2032-2040 gelijk is aan de toename in de periode 2029-2032; 2) O.b.v. PBL prognoses (KEV2024). De prijzen van elektriciteit en gas worden niet door de netbeheerders bepaald en zijn extern beïnvloed. Bovendien zijn toekomstprognoses van deze prijzen onderhevig aan aanzienlijke onzekerheden; Bron: II3050, CBS, CPB, PwC Strategy& analyse

De energierekening voor een huishouden is opgebouwd uit 3 hoofdcomponenten: leverancierskosten, netbeheerkosten en belasting

Rekenvoorbeeld energierekening huishouden per jaar (o.b.v. '24 data)



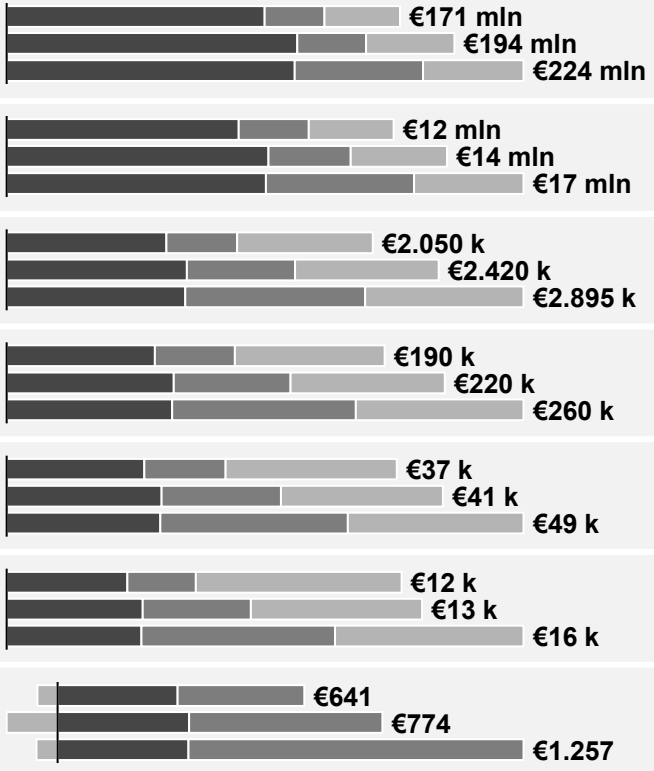
1) Percentages o.b.v. energierekening van €2.188 per jaar; 2) Aangenomen contracttarieven zijn inclusief 6% marge; 3) Netbeheerkosten zijn momenteel excl. Meettarief; 4) Betreft de RNB netbeheerkosten, GTS-kosten zijn verwerkt in de leveringskosten; 5) Tarief uit Energiemonitor ACM; Bron: Monitor Consumentenmarkt Energie (ASM 2024), Gemiddeld energieverbruik (Vattenfall), PwC Strategy& analyse

Verdieping elektriciteit: de toename van netbeheerkosten zorgt bij kleinere afnemers voor een grotere toename in elektriciteitsrekening

Ontwikkeling jaarlijkse elektriciteitsrekening richting 2030 en 2040 – bij gelijkblijvend energieverbruik

Ontwikkeling energierekening gebruikersgroepen elektriciteit

	Energierekening elektriciteit *'24, '30, '40; in € / jaar*	Delta t.o.v. '24 *€ / jaar, % / jaar*	Delta t.o.v. '30 *€ / jaar, % / jaar*
(Groot) Indus. bedrijf EHS	'24 €171 mln '30 €194 mln '40 €224 mln	+ €23 mln (+2,2%) + €53 mln (+1,7%)	+ €30 mln (+1,4%)
(Groot) Indus. bedrijf HS	'24 €12 mln '30 €14 mln '40 €17 mln	+ €2 mln (+2,2%) + €5 mln (+1,8%)	+ €3 mln (+1,6%)
Klein industrieel	'24 €2.050 k '30 €2.420 k '40 €2.895 k	+ €370 k (+2,8%) + €845 k (+2,2%)	+ €475 k (+1,8%)
Groot MKB	'24 €190 k '30 €220 k '40 €260 k	+ €30 k (+2,5%) + €70 k (+2,0%)	+ €40 k (+1,7%)
Klein MKB	'24 €37 k '30 €41 k '40 €49 k	+ €4 k (+1,9%) + €12 k (+1,8%)	+ €8 k (+1,7%)
Klein zakelijk	'24 €12 k '30 €13 k '40 €16 k	+ €1 k (+0,8%) + €4 k (+1,7%)	+ €3 k (+2,2%)
Huishoudens	'24 €641 '30 €774 '40 €1.257	+ €133 (+3,2%) + €616 (+4,3%)	+ €483 (+5,0%)



Leveringskosten Netbeheerkosten Belasting

Toelichting

- De stijging in elektriciteitsrekening wordt voor een groot deel gedreven door de toename in netbeheerkosten, die voor kleinere afnemers een groter deel van de totale elektriciteits-rekening vertegenwoordigen (~65% voor een *huishouden* tegenover ~20% voor een *(groot) industrieel bedrijf EHS/HS*)
- Daarnaast dragen hogere leveringstarieven in 2030 en 2040 t.o.v. 2024[1] bij aan de toename van de energierekening
- De belasting is een afgeleide van de leverings- (via energiebelasting en btw) en beheerkosten (via btw); voor huishoudens is de belasting negatief doordat de vermindering elektriciteitsbelasting (€-522) groter is dan de som van de energiebelasting en btw

1) O.b.v. PBL prognoses voor aardgas en elektriciteitsprijzen (KEV2024). De prijzen van elektriciteit en gas worden niet door de netbeheerders bepaald en zijn extern beïnvloed. Bovendien zijn toekomstprognoses van deze prijzen onderhevig aan aanzienlijke onzekerheden; Bron: PwC Strategy& analyse

Verdieping gas: netbeheerkosten maken een kleiner deel uit van de totale gasrekening waardoor de totale rekening beperkter toeneemt

Ontwikkeling jaarlijkse gasrekening richting 2030 en 2040 – bij gelijkblijvend energieverbruik

Ontwikkeling energierekening gebruikersgroepen gas

	Energierekening gas *'24, '30, '40, in € / jaar*	Delta t.o.v. '24 *€ / jaar, % / jaar*	Delta t.o.v. '30 *€ / jaar, % / jaar*
GTS klanten	'24 **€45 mln** '30 **€50 mln** '40 **€51 mln**	+ €5 mln (+2,0%) + €6 mln (+0,8%)	+ €1 mln (+0,1%)
Grootzakelijk – Telemetriegroot - verbruik	'24 **€408 k** '30 **€479 k** '40 **€483 k**	+ €71 k (+2,7%) + €75 k (+1,1%)	+ €4 k (+0,1%)
Grootzakelijk – Profielgroot-verbruik	'24 **€111 k** '30 **€115 k** '40 **€116 k**	+ €4 k (+0,5%) + €5 k (+0,2%)	+ €1 k (+0,1%)
Kleinzakelijk – kleinverbruik	'24 **€22.416** '30 **€23.073** '40 **€23.289**	+ €657 (+0,5%) + €873 (+0,2%)	+ €216 (+0,1%)
Huishoudens	'24 **€1.547** '30 **€1.591** '40 **€1.619**	+ €46 (+0,5%) + €72 (+0,3%)	+ €28 (+0,2%)

Leveringskosten | Netbeheerkosten | Belasting

Toelichting

- Vergelijkbaar met elektriciteit nemen ook de netbeheerkosten voor gas naar verwachting toe (circa 15% hoger in 2040 t.o.v. 2024)
- Echter, op de totale gasrekening vertegenwoordigen de netbeheerkosten een kleiner deel van de rekening (bijv. voor huishoudens ~15% voor gas, t.o.v. ~65% voor elektriciteit)
- De netbeheerkosten omvatten de RNB-kosten, GTS-kosten zijn verwerkt in de leveringskosten – als gevolg hebben GTS klanten in dit overzicht geen netbeheerkosten
- Voor gas zijn de verwachte leveringstarieven in 2040 hoger dan in 2024[1], wat leidt to circa 10% hogere leveringskosten – met name voor grote verbruikers drijft dit te toename van de gasrekening
- De stijging in belasting voor grote afnemers wordt gedreven door hogere energie-belastingtarieven richting 2040. Voor kleinere afnemers neemt het tarief af, maar dit wordt gecompenseerd door een stijging in btw gedreven door hogere netbeheerkosten

1) O.b.v. PBL prognoses voor aardgas en elektriciteitsprijzen (KEV2024). De prijzen van elektriciteit en gas worden niet door de netbeheerders bepaald en zijn extern beïnvloed. Bovendien zijn toekomstprognoses van deze prijzen onderhevig aan aanzienlijke onzekerheden; Bron: PwC Strategy& analyse

Ontwikkeling van de energierekening verschilt per huishouden, opties tot verduurzaming kunnen toenemende kosten (gedeeltelijk) opvangen

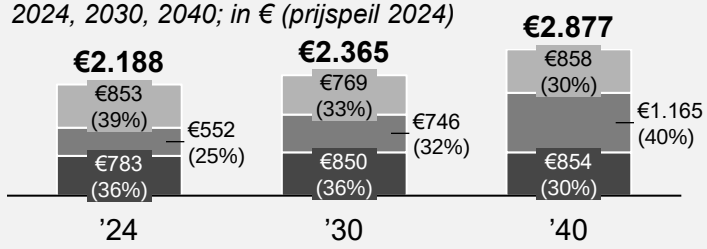
Scenario's ontwikkeling jaarlijkse energierekening

Benodigde investering voor verduurzamingsinitiatieven (bijv. installatie zonnepanelen, warmtepomp, isolatie) is buiten beschouwing gelaten

Huishouden gelijk verbruik

Toelichting
- Gemiddeld verbruik '23 3.250 kWh elektriciteit (E) en 1.100 m^3 (ca. 10.750 kWh) gas[1] (G)
- Verbruik blijft richting '30 en '40 constant

Ontwikkeling jaarlijkse energierekening (E+G)
2024, 2030, 2040; in € (prijspeil 2024)

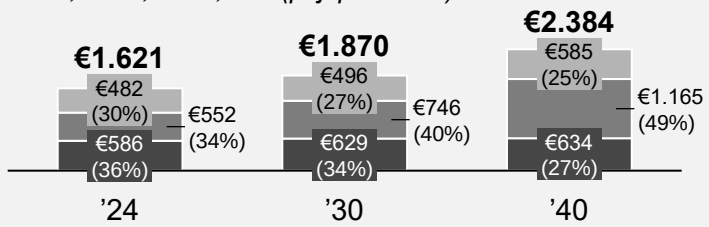


Inzichten
- Bij gelijkblijvend verbruik stijgen energiekosten, gedreven door toegenomen netbeheerkosten en leveringskosten (en daarmee de belasting)
- Het aandeel van netbeheerkosten in totale energierekening neemt toe van 25% in 2024 tot 40% in 2040

Zonnepanelen

Toelichting
- Installatie van circa 10 zonnepanelen[2]
- Als gevolg reductie in E verbruik van 2.500 kWh (-77%), verbruik G blijft gelijk

Ontwikkeling jaarlijkse energierekening (E+G)
2024, 2030, 2040; in € (prijspeil 2024)

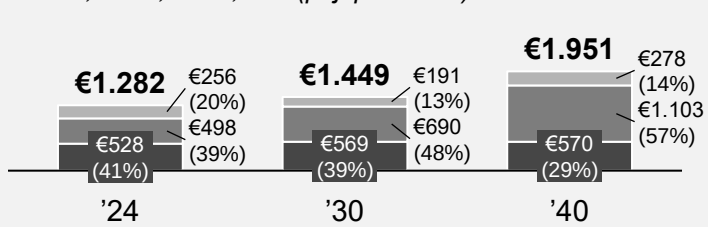


Inzichten
- De totale energiekosten zijn lager t.o.v. 1e scenario, gedreven door lagere leveringskosten (door minder E-verbruik), en lagere belasting
- Ook in dit scenario stijgt de totale energie-rekening door de toename in beheerkosten en leveringskosten

Zonnepanelen en warmtepomp

Toelichting
- Installatie van hybride warmtepomp in toevoeging op de zonnepanelen
- Als gevolg toename in E verbruik van 2.000 kWh t.o.v. scenario zonnepanelen, afname in G verbruik van -600 m^3 (ca. -6.450 kWh, -60%)

Ontwikkeling jaarlijkse energierekening (E+G)
2024, 2030, 2040; in € (prijspeil 2024)



Inzichten
- Hoewel het leveringstarief voor E hoger is dan voor G, nemen leveringskosten af door lager verbruik (netto minder kWh door warmtepomp)
- Door het lagere gasverbruik zijn de netbeheerkosten lager (afhankelijk van verbruik[3]) t.o.v. de andere scenario's

Een **toename van de energierekening** kan echter **niet los gezien worden van de totale energiekosten** van een **huishouden** (bijv. aanschaf van een elektrische auto zal leiden tot een hoger elektriciteitsverbruik en dus een hogere energierekening, maar dit wordt (deels) gecompenseerd doordat brandstofkosten voor een conventionele auto worden vermeden)

Leveringskosten | Netbeheerkosten | Belasting

1) Bron: Milieu Centraal en CBS (berekening Nibud, 2024); 2) Voor zonnepanelen is uitgegaan van 100% salderen (er wordt geen tarief gehanteerd voor terug-levering) – het kabinet heeft de ambitie uitgesproken om de salderingsregeling af te bouwen, maar dit voorstel is vooralsnog door de Eerste Kamer verworpen (Bron: Rijksoverheid); 3) Meter en aansluitcapaciteit blijven gelijk; Bron: PwC Strategy& analyse

Inhoudsopgave

1. Managementsamenvatting
2. Beleidskeuzes energietransitie en betekenis voor Netbeheerders
3. Rol Netbeheerders en uitleg bij regulering
4. Prognoses investeringen tot 2040 en onderliggende drijvers
5. Tariefindicaties
6. Energierekening van de toekomst
7. **Appendix**

Inhoud appendix

1	Belangrijke mededeling	Pagina 65
2	Over dit rapport	Pagina 66
3	Verklarende woordenlijst	Pagina 67-72
4	Scenario’s elektriciteitsverbruik 2030	Pagina 73
5	Detail aannames rekenvolumes elektriciteit	Pagina 74
6	Verdieping Fit for 55	Pagina 75
7	Verdieping REPowerEU	Pagina 76
8	Verdieping RED III	Pagina 77
9	Nominale investeringen Elektriciteit	Pagina 78
10	Nominale investeringen gas (RNB’s)	Pagina 79
11	Nominale investeringen gas (GTS)	Pagina 80
12	Sensitiviteiten	Pagina 81-85
13	WACC schema’s	Pagina 86-89
14	Nadere detailaannames energierekening NL	Pagina 90
15	Nadere detailaannames energierekening huishoudens	Pagina 91
16	Nadere detailaannames leveringstarieven	Pagina 92
17	Nadere detailaannames belasting	Pagina 93

Belangrijke mededeling

- PwC Advisory N.V. (hierna: 'PwC', 'wij' of 'ons') is door Netbeheer Nederland (hierna: 'Cliënt') verzocht om een update van het FIEN (2021 & 2023) onderzoek uit te voeren, dat eerder is gepubliceerd door Netbeheer Nederland op haar website[1]. De huidige update van de studie richt zich voornamelijk op de omvang van de investeringsopgave en de impact op tarieven
- Op verzoek van Cliënt is door PwC een rapport opgesteld getiteld 'Financiële Impact Energietransitie voor Netbeheerders ("FIEN+")', welk rapport is gedateerd op 12 december 2024 (hierna: het 'Rapport'). Het rapport is geadresseerd aan Cliënt en is uitsluitend opgesteld voor gebruik door Cliënt. Het rapport is niet bedoeld of bestemd voor derden
- PwC heeft zich bij het opstellen van het Rapport (mede) gebaseerd op documenten en informatie zoals PwC die van verschillende partijen (inclusief de Cliënt) heeft ontvangen (hierna: 'Informatie van Derden'). PwC heeft de Informatie van Derden gebruikt met de aanname dat deze informatie juist, volledig en niet misleidend is. De betrouwbaarheid van de Informatie van Derden is door PwC niet geverifieerd of vastgesteld. PwC heeft geen accountantscontrole uitgevoerd met betrekking tot de Informatie van Derden, noch een beoordeling gericht op het vaststellen van volledigheid en juistheid daarvan conform internationale audit- of reviewstandaarden. PwC verstrekt geen enkele expliciete of impliciete verklaring of garantie ten aanzien van de juistheid of volledigheid van de Informatie van Derden of de daaraan gerelateerde referenties in het Rapport
- Hoewel PwC zich heeft ingespannen een zo gedegen mogelijk rapport op te stellen en zij bij het opstellen van het rapport de nodige zorg heeft betracht, verstrekt PwC geen enkele expliciete of impliciete verklaring noch biedt PwC enige garantie ten aanzien van de juistheid of volledigheid van de in het rapport vervatte informatie. De Cliënt blijft te allen tijde zelf volledig verantwoordelijk voor eventuele op het rapport gebaseerde besluitvorming en/of beslissing(en). PwC geeft de Cliënt niet het recht om op het rapport te mogen vertrouwen
- PwC aanvaardt geen enkele aansprakelijkheid (ook niet voor nalatigheid) voor de gevolgen van enig handelen of nalaten door de Cliënt en/of derden op basis van (de inhoud van) het rapport, en wijst iedere verantwoordelijkheid, zorgplicht en/of aansprakelijkheid -contractueel, op basis van onrechtmatige daad (inclusief nalatigheid) of anderszins - af voor enig besluit en/of enige beslissing waaraan (de inhoud van) het rapport ten grondslag ligt
- Het Rapport alsmede enig geschil voortvloeiende uit of verband houdend met (de inhoud van) het Rapport worden uitsluitend beheerst door Nederlands recht
- Al onze conclusies zijn gebaseerd op de feiten, informatie en assumpties zoals toegelicht in deze presentatie. Wij hebben onze werkzaamheden t.a.v. dit rapport op 15 oktober 2024 gefinaliseerd. Informatie die nadien beschikbaar is gekomen, is niet meegenomen in dit Rapport
- Tevens kunnen, afhankelijk van toekomstige ontwikkelingen, de werkelijk gerealiseerde resultaten afwijken van geprognosticeerde resultaten. De verschillen kunnen, met name op lange termijn, aanzienlijk zijn en hebben daarom mogelijk een materiële impact op getoonde uitkomsten

1) Zie: https://www.netbeheernederland.nl/_upload/Files/PwC_De_energietransitie_en_de_financiele_impact_voor_netbeheerders_15_04_2021_193.pdf & https://www.netbeheernederland.nl/sites/default/files/2024-02/investeringsprognoses_tot_2030.pdf

Over dit rapport

Reikwijdte

Beperkt Uitgebreid

Met oog op de toenemende zorgen rondom de betaalbaarheid van de energietransitie heeft Netbeheer Nederland besloten een update van de FIEN studie te laten uitvoeren, met de focus op de ontwikkeling van de energierekening. Dit rapport heeft tot doel om bij te dragen aan de feitenbasis rondom de impact van de energietransitie voor de netbeheerders. Het onderzoek betreft een vervolgonderzoek op de eerder door ons uitgevoerde FIEN onderzoeken, FIEN 2021 en FIEN 2023. Investeringen en tarieven buiten het domein van netbeheerders (bijv. aanpalende sectoren zoals de opwek van elektriciteit, waterstof en warmte) vallen buiten de reikwijdte van dit onderzoek

Het huidige onderzoek heeft de volgende hoofddoelstellingen:

- In kaart brengen van de meest recente investeringsplannen voor Elektriciteit, Gas, Warmte en Waterstof van de netbeheerders en de gebruikte prognoses en assumpties
- Impact bepalen van deze plannen op de tarieven voor eindgebruikers tot 2040
- Doorkijk geven naar de energierekening van de toekomst, en de onderliggende bouwstenen hiervan, voor verschillende typen eindgebruikers

In dit rapport zijn tevens bepaalde sensitiviteiten doorgerekend ten aanzien van de ontwikkeling van enkele belangrijke parameters, waaronder de ontwikkeling van de WACC en de hoogte van de investeringsopgave

In ons rapport hebben wij alleen GTS/Gasunie, TenneT en de drie grote RNB's betrokken. Met betrekking tot GTS is alleen naar de investeringsopgave gekeken van (aard)gas en geen prognose gemaakt voor de tarieven of verwachte netbeheerkosten, omdat deze impliciet al in de gasprijs ontwikkeling is meegenomen. De kleinere netbeheerders zijn niet betrokken geweest bij het onderzoek en hebben ook geen data aangeleverd. De kleinere netbeheerders representeren slechts een beperkt percentage van de totale sector (<5%)

De impact van de energietransitie op de Netbeheerders is – zeker op lange termijn – onzeker en in sterke mate afhankelijk van overheidsbeleid ten aanzien van de inrichting van ons toekomstig energiesysteem

Beschikbaarheid en kwaliteit van informatie

Beperkt Uitgebreid

Wij hebben ons veldwerk afgerond op 15 oktober 2024. In ons onderzoek hebben wij gebruik gemaakt van onder meer de volgende bronnen:

- Publiek beschikbare informatie t.a.v. overheidsbeleid c.q. maatregelen ter beperking van CO2-reductie
- Investerings- en kostenprognoses van Netbeheerders t/m 2040, al dan niet op basis van extrapolatie van bestaande plannen
- Jaarverslagen van de Netbeheerders over de afgelopen jaren
- Publiek beschikbare informatie met betrekking tot regulering (zoals gepubliceerd door de ACM)

Wij hebben ten tijde van ons werk uitgebreide toegang gehad tot onze Client en GTS, TenneT en de drie grote RNB's en de uitkomsten met hen besproken alvorens het rapport te finaliseren

In de verklarende woordenlijst achterin het rapport treft u definities aan en de betekenis van kwalificaties die wij in dit rapport gebruiken

Verklarende woordenlijst

Term	Betekenis
ACM	Autoriteit Consument en Markt
BAK	Bijdrage aansluitkosten
Bar	Eenheid voor atmosferische druk
Basispad	Het doorberekende scenario op basis van de aangeleverde scenario's consistent met de door management gehanteerde lange termijn plannen
Bbp	Bruto binnenlands product
Btw	Belasting over toegevoegde waarde, omzetbelasting
ca.	Circa
CAGR	Samengesteld jaarlijks groeipercentage
Capaciteitstarief	Tarief voor vervoer van elektriciteit en gas (betaling aan netbeheerder voor onderhoud van energienetwerk)
CAPEX	Investeringen
CBAM	Carbon border adjustment mechanism
CBS	Centraal Bureau voor de Statistiek
CCS	Carbon Capture & Storage (afvang en opslag van CO2)
CCU	Carbon Capture & Utilisation (afvang en gebruik van CO2)
CEER	Council of European Energy Regulators
CES	Cluster Energie Strategieën
Cliënt	Netbeheer Nederland

Verklarende woordenlijst

Term	Betekenis
CO_2	Koolstofdioxide
Codata	Algehele systematiek van gestructureerde informatieverzoeken (gebruikt door Energiekamer)
Ct.	Eurocent
DAC	Direct air Capture
Decarbonisatie	Transitie naar fossiel-vrije energievormen, reductie van CO_2-uitstoot
E	Elektriciteit
EHS	Extra hoge spanning
E-laad	kennis- en innovatiecentrum op het gebied van slimme laadinfrastructuur in Nederland
EU	Europese Unie
EV	Electric vehicle / Eigen vermogen
F-gassen	Gefluoreerde broeikasgassen
FIEN	Rapport ‘Financiële impact van de energietransitie voor netbeheerders’ (2021) - PWC onderzoek in opdracht van Netbeheer Nederland
Fit for 55	De Europese doelstelling om de emissies in 2030 met 55% te verminderen t.o.v. 1990
G	(Aard)Gas
GAW	Gestandaardiseerde Activa Waarde
GTS	Gasunie Transport Services, de netbeheerder van het landelijke gasnetwerk
GW(p)	Gigawatt / (Gigawatt piek)

Verklarende woordenlijst

Term	Betekenis
H_2	Waterstof
H-gas	Hoogcalorisch gas
HS	Hoge spanning
HTL	Hoofdtransportleidingnet
HT warmtenetten	Hogetemperatuur-warmtenetten
IBO	Interdepartementaal beleidsonderzoek
II3050	Studie van Netbeheer Nederland i.s.m. de netbeheerders naar het energiesysteem van de toekomst 2030 - 2050, d.d. april 2023
IMF	International Monetary Fund
Invoedingstarief	Tarief waarbij producenten gaan betalen voor het transporteren van elektriciteit
IP2024	Studie van Netbeheer Nederland i.s.m. de netbeheerders naar het energiesysteem van de toekomst 2025 – 2030 - 235, d.d. februari 2023
KEV 2022 raming	Klimaat- en Energieverkenning raming 2022
Km	Kilometer
Kostenreflectiviteit	Principe dat de tarieven die een netgebruiker betaalt, zoveel mogelijk de kosten moeten weerspiegelen die door diezelfde netgebruiker worden veroorzaakt
kV	Kilovolt
kW(h)	Kilowatt(uur)
KWmax	Maximale belasting van het net door een aangeslotene op een netaansluiting
L-gas	Laagcalorisch gas

Verklarende woordenlijst

Term	Betekenis
LNB	Landelijke netbeheerder
LNG	Liquefied natural gas
LS	Lage spanning
m^3	Kubieke meter
MKB	Midden- en kleinbedrijf
Mld	Miljard
Mln	Miljoen
MS	Middenspanning
Mton	Megaton
MV	Megavolt
MW(h)	Megawatt / (Megawatuur)
N_2	Stikstof
NAL	Nationale Agenda Laadinfrastructuur
Netbeheer Nederland	Vereniging van alle elektriciteit- en gasnetbeheerders van Nederland
NL	Nederland
NO_2	Stikstofdioxide
Nominaal	Uitgedrukt in prijspeil van het specifieke jaar, dus rekening houdend met verwachte inflatie

Verklarende woordenlijst

Term	Betekenis
Nominale WACC	De kapitaalkostenvergoeding inclusief inflatie
NoZ	Net op ZEE
NPE	Nationaal Plan Energiesysteem
OPEX	Operationele kosten
P2x	Power-to-x; conversie van elektriciteit naar een willekeurige andere energiedrager
PBL	Planbureau voor de Leefomgeving
P.p.	Prijspeil
PV	Photovoltaïc – Elektriciteit opgewekt met zonnekracht
PwC	PricewaterhouseCoopers Advisory N.V.
RED III	Herziene richtlijn hernieuwbare energie
Reëel	Uitgedrukt in prijspeil van een bepaald basisjaar, bijvoorbeeld 2023. Dit houdt dus geen rekening met verwachte inflatie
Reële WACC	De kapitaalkostenvergoeding exclusief inflatie
Reëel plus WACC	De kapitaalkostenvergoeding waarbij rekening is gehouden met 50% van de inflatie
REPowerEU	EU plan om versneld Russisch aardgas af te bouwen
RES	Regionale energie strategie
RNB	Regionale Netbeheerder
RTL	Regionaal transportleidingennet

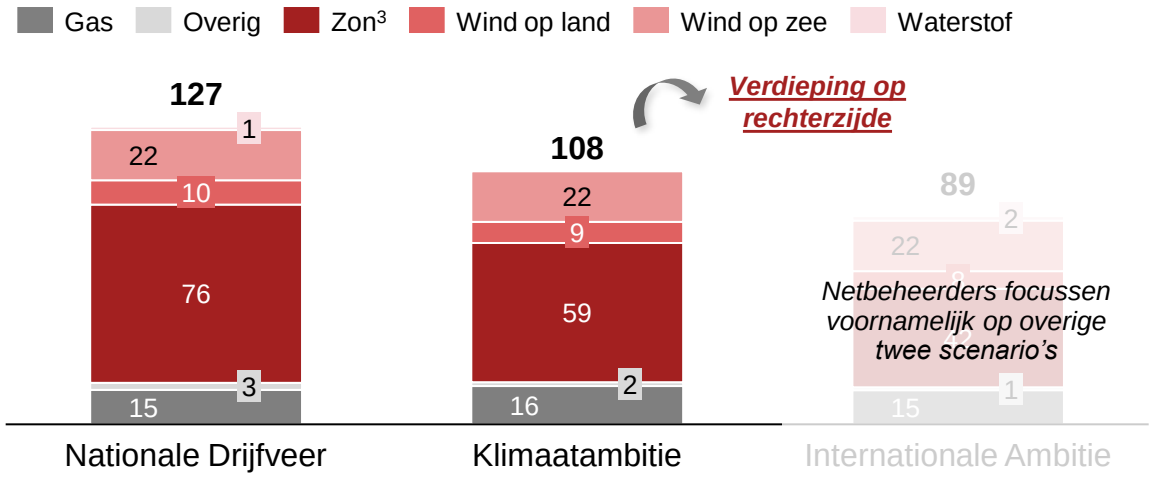
Verklarende woordenlijst

Term	Betekenis
Saldering	Met zonnepanelen opgewekte elektriciteit in vermindering brengen op de elektriciteitsrekening
SDE	Stimulering duurzame energieproductie (subsidie)
Shippers	Tussenpartijen die het gas in- en uitvoeren op het netwerk van GTS
SodM	Staatstoezicht op de Mijnen
Systeemkeuzes	Beslissingen en keuzes die worden gemaakt bij het ontwerpen, ontwikkelen en beheren van het (toekomstig) energiesysteem
Energierekening	Sommatie van leveringskosten, netbeheerkosten en belasting
Target grid	Beeld van netbeheerder TenneT over het toekomstige elektriciteitsnet in een klimaatneutraal energiesysteem
TIEN	Tariefimpact Energietransitie
Totale kosten	Sommatie van de energierekening (leveringskosten, netbeheerkosten, belasting) en overige energie-gerelateerde kosten (bijvoorbeeld fossiele transportkosten)
TSO	Transmissienetbeheerder
TW(h)	Terawatt / (Terawatt-uur)
VV	Vreemd vermogen
WACC	De kapitaalkostenvergoeding zoals vastgesteld door de ACM
Warmtewet 2.0	Wetsvoorstel collectieve warmte voor betaalbare en duurzame warmtelevering aan burgers en bedrijven
WEQ	Woningequivalent
WoZ	Wind op zee

Netbeheerders houden in investeringsplannen voornamelijk rekening met aangescherpte Nationale Drijfveren en Klimaatambitie scenario

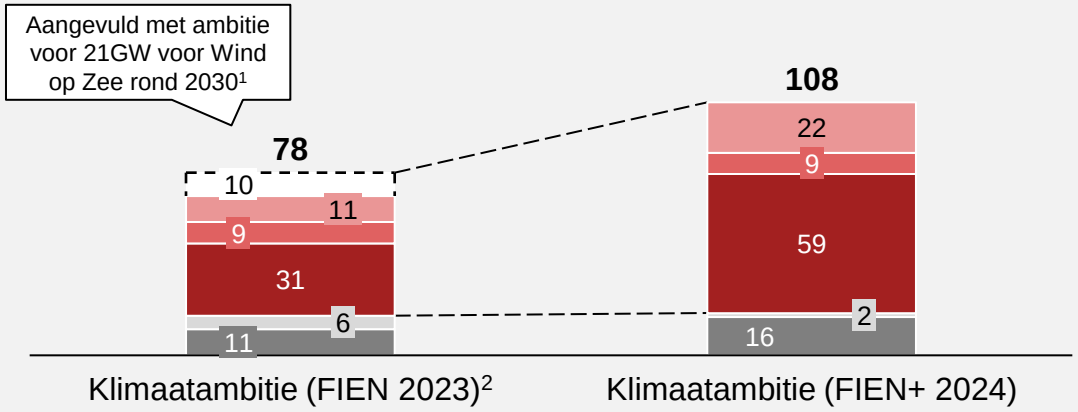
2030 Scenario's netbeheerders voor opgesteld vermogen elektriciteitsopwekking

Opgesteld elektrisch vermogen
2030; in GW(p); per scenario



- Het scenario '*Nationale Drijfveer*' streeft naar verdergaande energie-autonomie op de lange termijn en gaat o.a. uit van nog meer zon en wind
- Het scenario '*Klimaatambitie*' is ontwikkeld o.b.v. al het bestaande en voorgenomen energie- en klimaatbeleid en aangevuld met de kabinetsambitie
- Het scenario '*Internationale Ambitie*' gaat uit van sterke mondiale samen-werking, vrije markwerking en hogere energie-impact in Nederland

De scenario's zijn sinds FIEN 2023 aangescherpt
(scenario Klimaatambitie voor 2030 uitgelicht)



- Toename van *Klimaatambitie* scenario in FIEN+ (2024) t.o.v. FIEN (2023) wordt m.n. gedreven door sterke toename van productiecapaciteit zon en toename in gasproductie
- Capaciteit van wind op land blijft relatief ongewijzigd t.o.v. de prognose in FIEN 2023

1) Voor een deel van deze windparken is de (verwachte) ingebruikname pas in 2031; 2) In FIEN 2023 heette dit scenario *Klimaatakkoord*, de naam is bij een update van het investeringsplan veranderd in Klimaatambitie; 3) Voor zon-PV betreft dit het paneel- of piekvermogen (GWp). Omdat zon-PV slechts een beperkt deel van de tijd het volledige piekvermogen produceert, wordt het vermogen dat uit grootschalige zon-PV het net wordt ingevoed kleiner; Bron: TenneT investeringsplan Net op Land 2024-2031, Routekaart Windenergie op zee december 2022

Detail aannames ontwikkeling rekenvolumes RNB's Elektriciteit

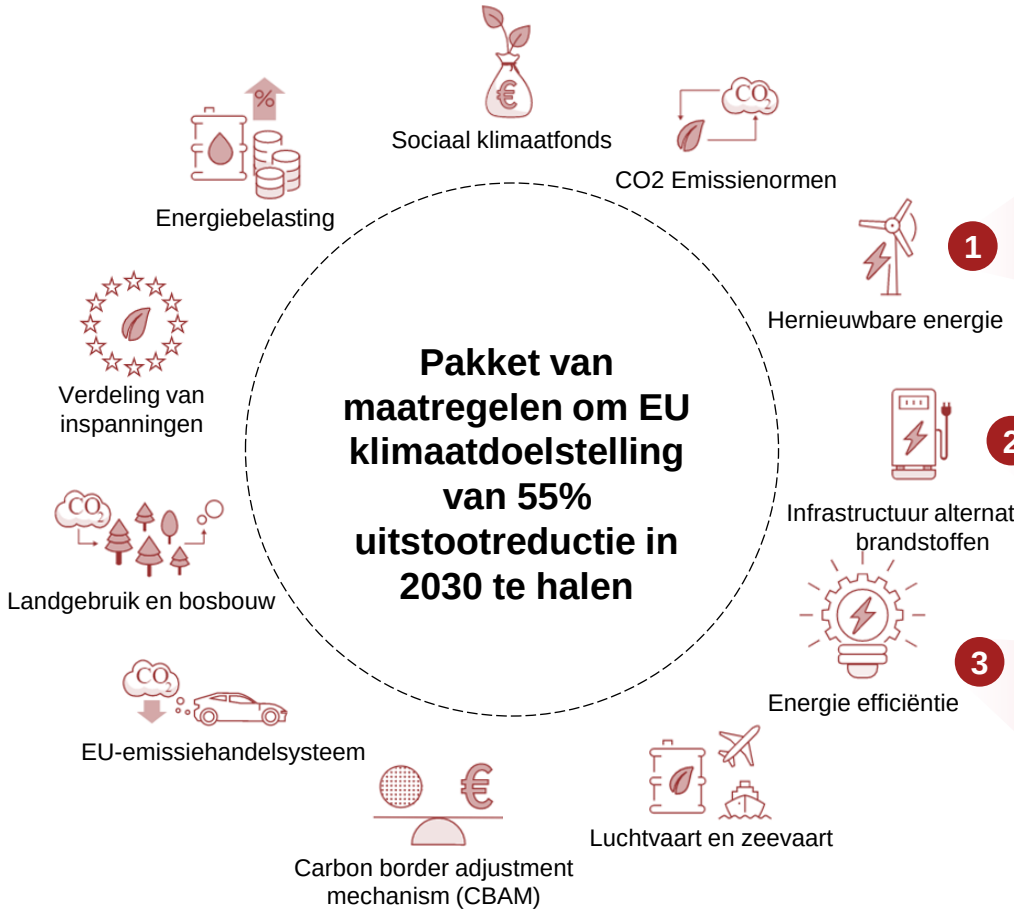
Toelichting tariefbepaling

Rekenvolumes LS-net	• De kosten voor de gebruikersgroepen op het LS netvlak worden momenteel volledig in rekening gebracht middels een vast capaciteitstarief en zijn dus verbruiksonafhankelijk. Er wordt op dit moment gewerkt aan een alternatieve systematiek die wel volumeafhankelijk is. Deze is echter nog in ontwikkeling en de uitkomst hiervan is nog onzeker. Voor het netvlak LS is de ontwikkeling van het aantal tariefdragers daarom vooralsnog ingeschat op basis van de verwachte ontwikkeling van het aantal aansluitingen. Deze zijn ingeschat door een optelling van:
	  • A) een toename in het aantal huishoudens (van 8,3m in 2024 naar 9,0m in 2040 volgens CBS data)
	  • B) een toename in het aantal publieke laadpunten voor elektrische auto's van 0,2m in 2024 naar 1,0m in 2030 (private en semipublieke laadpalen leiden niet tot additionele aansluitingen). Omdat een publieke laadpaal (waarvoor 1 aansluiting nodig is) vrijwel altijd 2 laadpunten bevat is dit aantal voor alle jaren door 2 gedeeld

Rekenvolumes Trafo HS en MS-net	• De kosten voor gebruikers op het RNB TS-net worden voornamelijk in rekening gebracht op basis van de het gecontracteerd vermogen en het maandelijkse piekvermogen • De kosten voor de gebruikersgroepen op het MS netvlak worden voornamelijk in rekening gebracht middels een combinatie van gecontracteerd vermogen, maandelijks piekvermogen en verbruik in kWh, waarbij deze elementen voor alle gebruikers tezamen per stuk respectievelijk 25%, 25% en 50% van de kosten moeten dekken • Het verloop in stroomverbruik over de tijd is ingeschat op basis van de II3050 studie. Deze laat een stijging zien van een totaal Nederlands elektriciteitsverbruik van 116 TWh per 2024 naar 196 TWh in 2030, verder oplopend tot 273 TWh in 2040 • Vervolgens is ingeschat dat 50% van het verbruik voor landbouw, ICT en energie via een aansluiting op de RNB TS en MS netten loopt. Voor transport, gebouwen en industrie zijn hiervoor respectievelijk 75%, 100% en 20% ingeschat. Flex, p2x en opslag zijn verondersteld niet via deze netten te lopen. Hieruit resulteert een via de RNB HS en MS netten geleverd elektriciteitsverbruik van 74 TWh in 2024, oplopend naar 91 TWh in 2030 en 117 TWh in 2040 • Vervolgens is ingeschat dat bij een verdubbeling in verbruik dit slechts tot 50% toename in vereiste transportvermogens zal leiden, als gevolg van mogelijkheden tot optimalisatie door bijvoorbeeld behind the meter toepassingen zoals productie, opslag en flexibele inzet • Bij gebruikers op het TS-net zijn enkel het gecontracteerd vermogen en het maandelijkse piekvermogen van toepassing (en is er geen verbruiksgerelateerde component). Daarom is hier 50% van het stroomverbruik op de RNB en MS netten als rekenvolume toegepast • Bij gebruikers op het MS net bepaalt het stroomverbruik 50% van de rekening. Daarom is voor dit deel het volledige stroomverbruik gehanteerd, en voor het overige deel van de rekening is 50% toegepast. Zodanig is voor het MS met 75% van de toename van het stroomverbruik op de RNB en MS netten als rekenvolume toegepast
Tariefinschatting per gebruikersgroep	• Resultaat van het delen van de kostenontwikkeling per netvlak (indexcijfers, met 2024% als 100%) door de ontwikkeling van het volume van de tariefdragers per gebruikersgroep (indexcijfers, met 2024 als 100%)

Maatregelen in Fit for 55 (juli '21) om de 2030 klimaatdoelstelling te halen raken direct aan de elektriciteits- en gasinfrastructuur

Maatregelen in Fit for 55 plan



Belangrijkste maatregelen met impact op E en G infrastructuur

- In 2020 was ca. 22% van het energieverbruik in de EU afkomstig uit hernieuwbare bronnen
- Fit for 55 stelt het doel om in 2030 40% van de energie uit hernieuwbare bronnen te laten komen
- Dit is aanzienlijk meer dan het in 2018 overeengekomen streefcijfer van 32% voor 2030

- Het aantal voertuigen op alternatieve brandstof zal verdrievoudigen richting 2030
- De EU moet zorgen voor voldoende laad-en tankinfrastructuur voor alternatieve brandstoffen (b.v. waterstof)
- Doel om in 2030 op hoofdwegen minimaal om de 60km laadstations te hebben en om de 200km waterstof tankstations

- Alle nieuwe gebouwen in 2030 moeten emissievrij zijn
- Alle bestaande gebouwen in 2050 zijn omgevormd tot emissievrije gebouwen
- Nieuwe gebouwen zullen zodanig moeten worden ontworpen dat ze optimaal zonne-energie kunnen opwekken

Bron: European Council

REPowerEU (mei ’22) heeft als belangrijkste doel vermindering van afhankelijkheid en versnelling aanpak klimaatcrisis

Maatregelen in REPowerEU plan

Doelen en maatregelen REPowerEU plan

Doelen

- **Verminderen van EU afhankelijkheid** van Russisch aardgas
- **Versnelling** van aanpak van de **klimaatcrisis**

Maatregelen

- **Versnelling in hernieuwbare energie**: Aanscherping van doelstelling voor aandeel hernieuwbare energie van 40% (Fit for 55) naar 45% in 2030
- **Diversificatie van gas aanvoer**: De EU werkt met internationale partners aan de import van LNG
- **Toename energiebesparing**: Doelstelling voor lange termijn energie efficiency van 9% (Fit for 55) is bijgesteld naar 13%

Maatregelen versnelling hernieuwbare energie

- Target van jaarlijks 10 mln ton Europese waterstof productie én 10 mln ton waterstof import in 2030
- Doel om capaciteit van zonne-energie te verdubbelen in 2025 en 600GW aan zon capaciteit te installeren vóór 2030
- Wettelijke verplichting om zonnepanelen te installeren op nieuwe openbare, commerciële en nieuwe woongebouwen
- Verdubbeling van de inzetsnelheid van warmtepompen

Aangescherpte maatregelen in het REPowerEU plan vragen om versnelde uitbreiding/verzwaring van de Europese elektriciteits- en gas-infrastructuur

Bron: European Council

RED III (okt '23) stuurt op sneller en meer hernieuwbare energie en legt een sterke focus op een diverse energiemix via warmte en waterstof

Maatregelen in RED III

Categorie	Maatregel
Hernieuwbare energie	• Per 2030 is het aandeel **hernieuwbare energie verhoogd** van 36% naar 38%
Vervoer	• In 2030 moet de vervoersector of **14,5% broeikasgasemissies reduceren** door hernieuwbare energie • Of, in 2030 moet **minstens 29% hernieuwbare energie binnen het eindenergieverbruik** in de vervoersector zijn
Industrie	• In **2030** moet **42% van de waterstof** in de industrie afkomstig zijn van **hernieuwbare brandstoffen** van niet-biologische oorsprong • In **2035** moet dit **zelfs 60%** zijn
Gebouwen, verwarming en koeling	• Nieuwe regels leggen een indicatief streefcijfer voor van **ten minste 49% hernieuwbare energie in 2030** • Streefcijfers voor **hernieuwbare energie in verwarming en koeling nemen toe** (0,8% per jaar tot 2026 en 1,0% van 2026 tot 2030)
Snellere project-vergunning	• **Vergunningen voor hernieuwbare energie projecten** zullen **sneller behandeld** worden, het maximale termijn wordt daarmee 12 maanden

Door invoering van RED III moet er **meer hernieuwbare energie** komen wat **sneller gerealiseerd moet worden**, en daarnaast wordt de **mix van hernieuwbare energie meer diverse** door de **extra aandacht op warmte en waterstof**

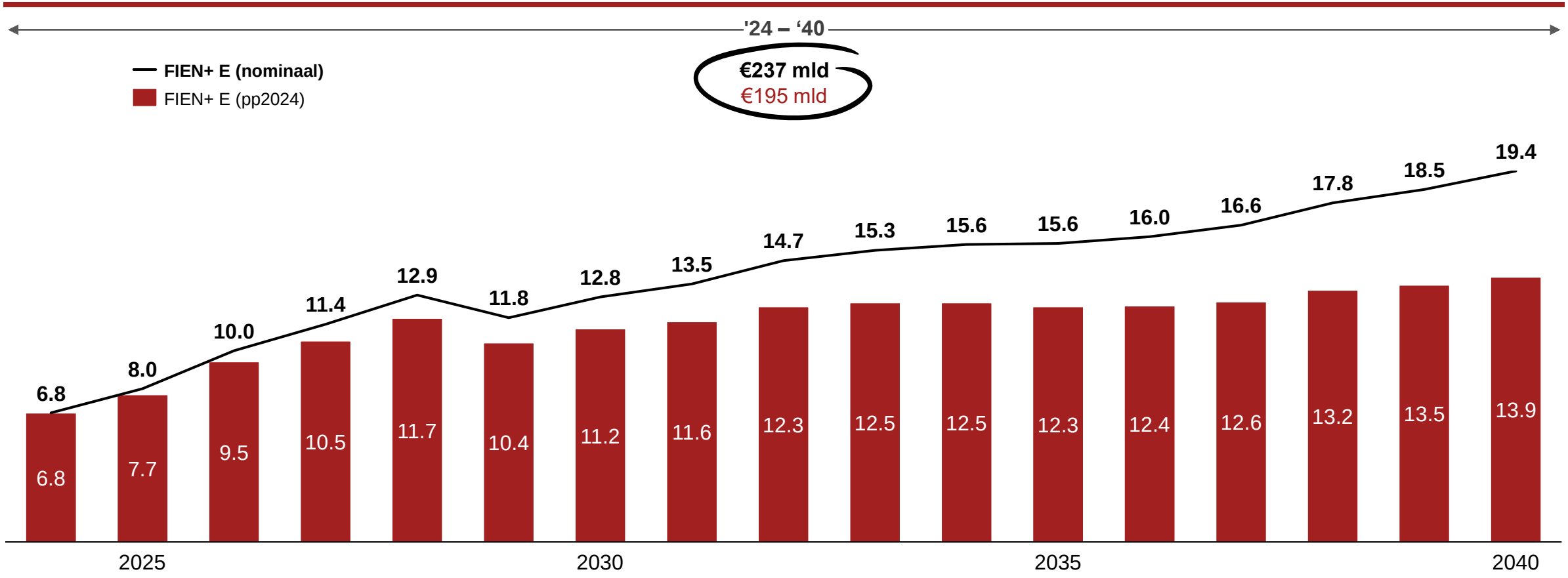
Bron: European Council

Uitgedrukt in nominale termen verwachten netbeheerders tussen 2024-2040 een netto investering van circa €237 mld in het E-net[1]

Investeringen elektriciteitsnet (RNB's & TenneT)

Netto CAPEX elektriciteit

2024-2040; in € mld



Project FIEN+
PwC Strategy&

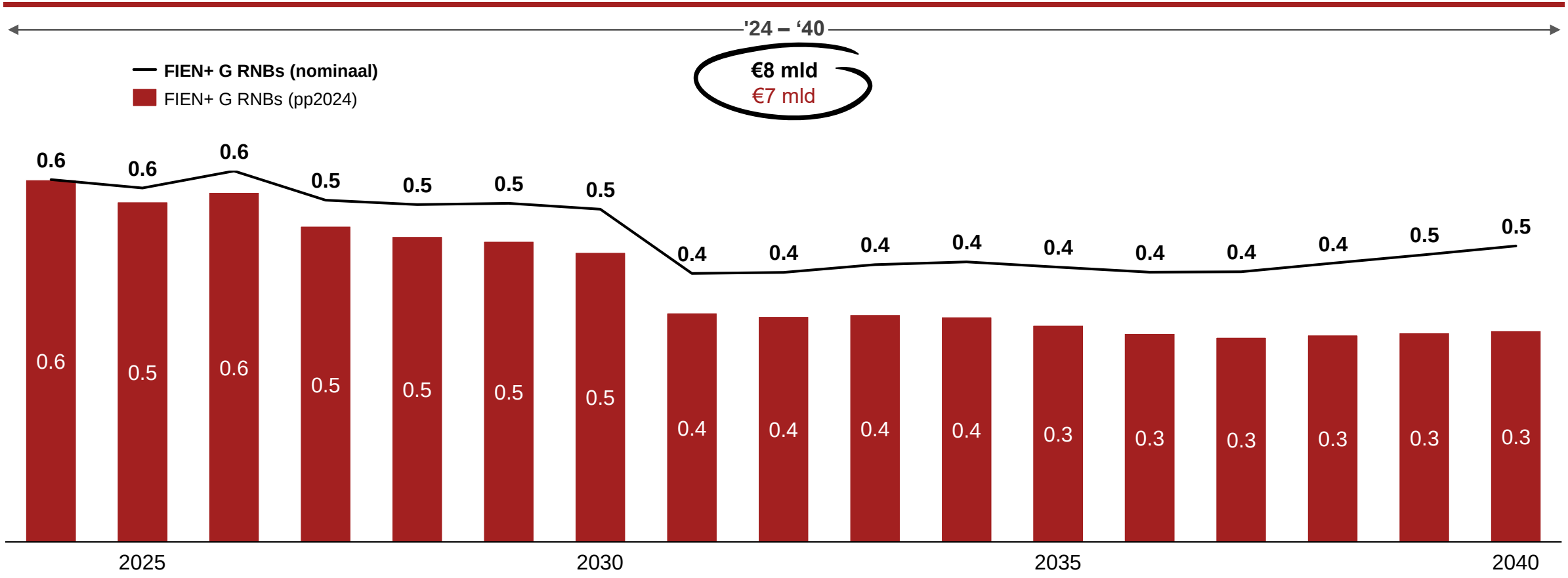
1) exclusief meters
Bron: Liander, Enexis, Stedin, TenneT

Uitgedrukt in nominale termen verwachten RNB's tussen 2024-2040 een netto investering van circa €8 mld in het G-net[1]

Investeringen gasnet (RNB's)

Netto CAPEX gas

2024-2040; in € mld



Project FIEN+
PwC Strategy&

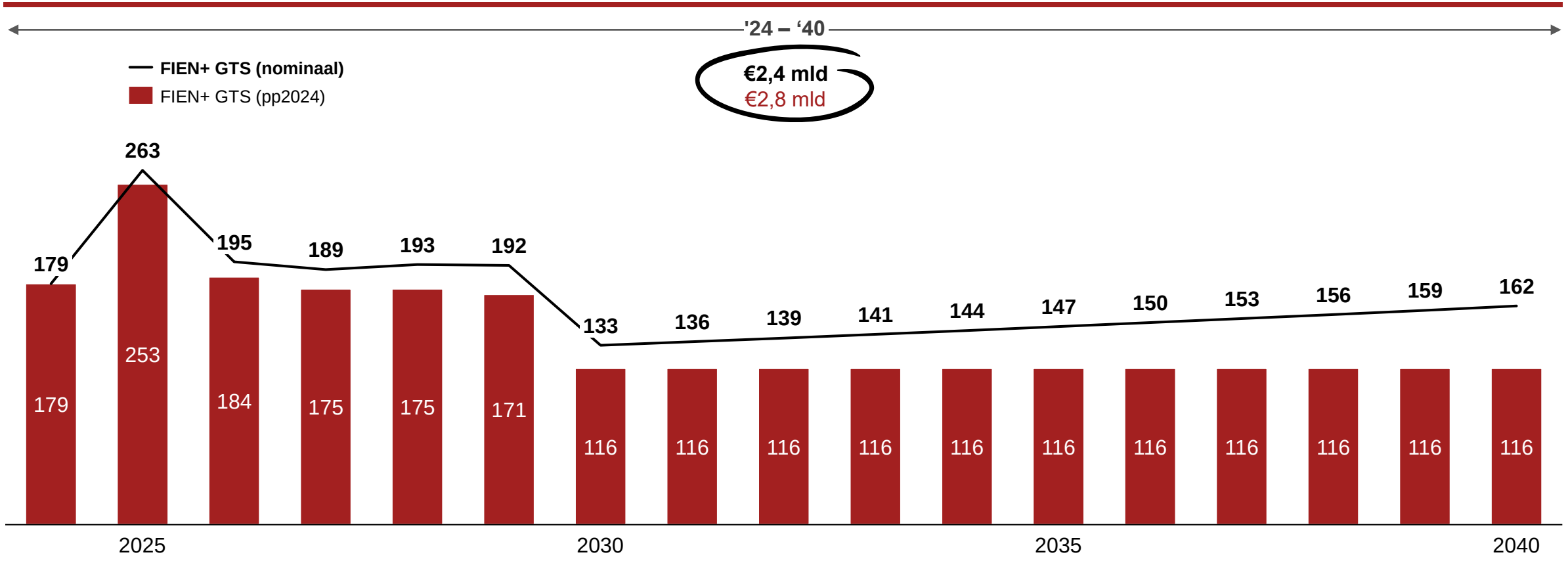
1) exclusief meters
Bron: Liander, Enexis, Stedin

Uitgedrukt in nominale termen verwacht GTS tussen 2024-2040 een investering van circa €2,8 mld in het G-net[1]

Investeringsopgave aardgas transportnetwerk (GTS)

CAPEX

2022-2040[1]; in € mln



Project FIEN+
PwC Strategy&

1) Bron: Gasunie Transport Services, PwC Strategy& analyse

Voor dit rapport zijn voor de netbeheerkosten E en G sensitiviteiten doorgerekend ten aanzien van CAPEX en rente

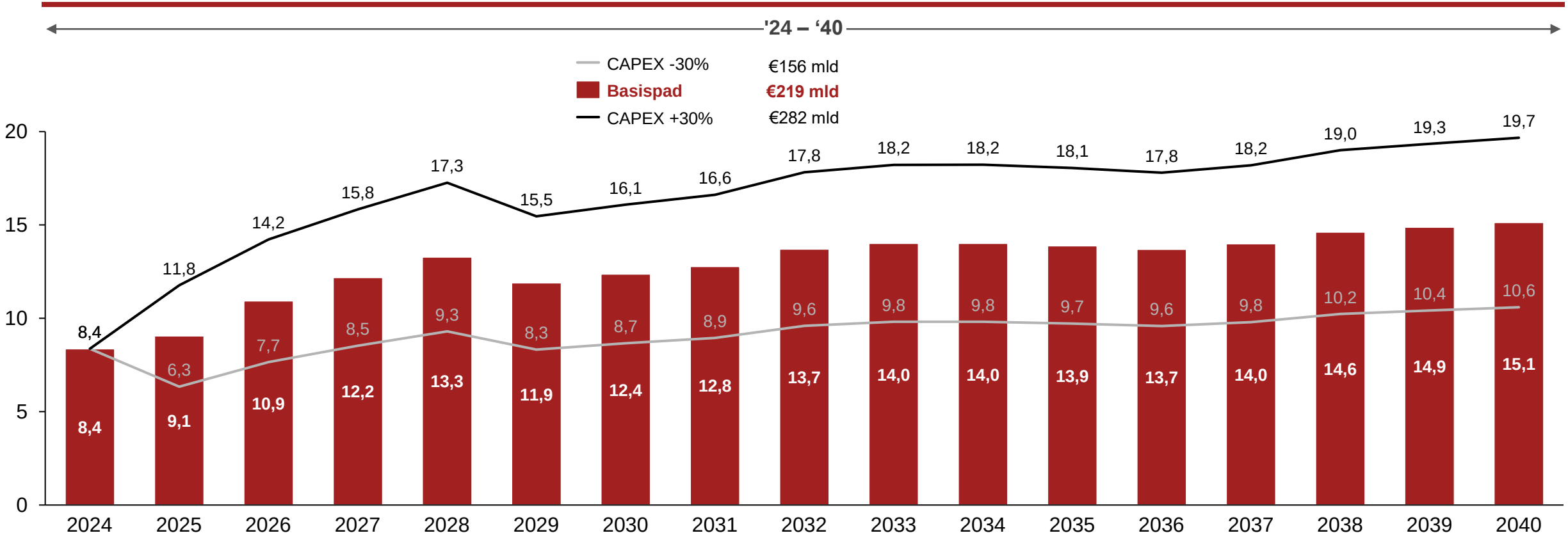
Toelichting sensitiviteiten

Algemeen	• In dit rapport bestaat het basisscenario uit een optelling van actuele verwachtingen van de verschillende netbeheerders ten aanzien van de toekomstige investeringen en operationele kosten. Rekening houdend met de huidige rentestanden en de WACC methodiek zoals in de huidige methodebesluiten toegepast door de ACM zijn vervolgens de verwachte totale netbeheerkosten voor E en G ingeschat • Voor dit rapport zijn geen additionele scenario's opgesteld of doorgerekend door de netbeheerders. Enkele basissensitiviteiten zijn doorgerekend om de impact daarvan weer te geven. Nadere analyse is nodig om de impact van nog nader te bepalen specifieke interventies te verkennen • De gekozen parameters betreffen wijzigingen in de jaarlijkse CAPEX over de periode 2025-2040 (+/-30%) en de rentestand (+/-2%) als onderdeel van de gereguleerde WACC • De omvang van deze sensitiviteiten is zo gekozen dat deze naar verwachting een redelijke weergave bieden van de onzekerheidsmarge op deze elementen en daarmee dus ook van de resulterende investeringsopgaves, netbeheerkosten en tariefinschattingen • De sensitiviteiten ten aanzien van CAPEX en rente zijn los van elkaar berekend (m.a.w. geen 'gestapeld' effect)
CAPEX sensitiviteit	• Voor de +/30% sensitiviteit rondom de jaarlijkse CAPEX over de periode 2025-2040 is aangenomen dat deze tevens leidt tot additionele OPEX uitgaven. Deze zijn ingeschat op jaarlijkse extra OPEX uitgaven ter omvang van ca. 1% van de cumulatieve additionele (of lagere) CAPEX
Rente sensitiviteit	• De sensitiviteit op de rentestand van +/-2% is doorgerekend in de impact op de WACC, op basis van de huidig door de ACM gehanteerde methode

De netto investeringen in prijspeil 2024 voor E/G/W/H2 gezamenlijk bedragen tussen de €156 mld en €282 mld tussen 2024-2040

Range investeringsprognose netbeheerders tot en met 2040 bij +/- 30% CAPEX vanaf 2025

Totale investeringen – netto, pp2024
2024-2040; in € mld

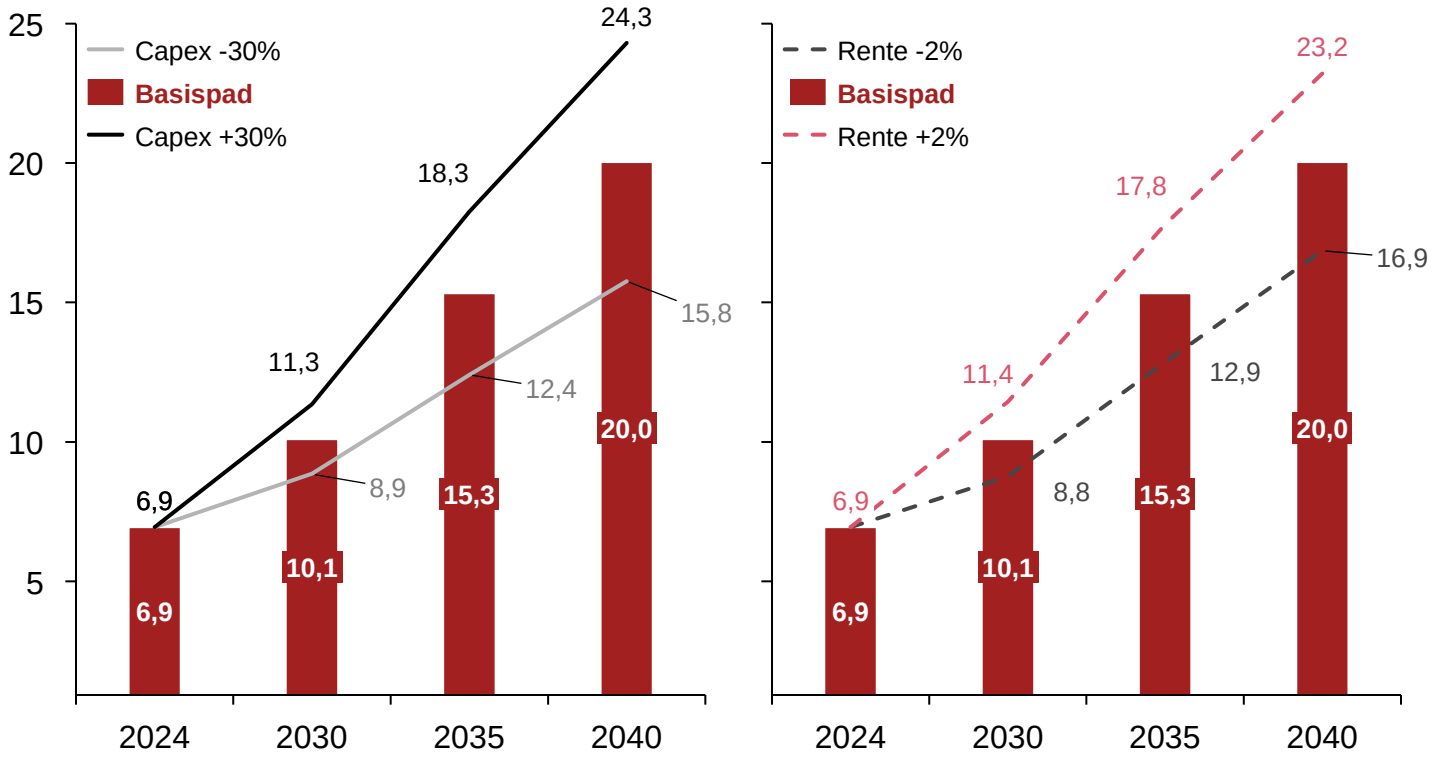


Netbeheerkosten E kunnen afwijken van het basispad als gevolg van CAPEX en rente

Gevoeligheid investeringsprognose netbeheerders tot en met 2040

Totale netbeheerkosten elektriciteit

2024-2040; in € mld per jaar (reëel)



Impact CAPEX en rente

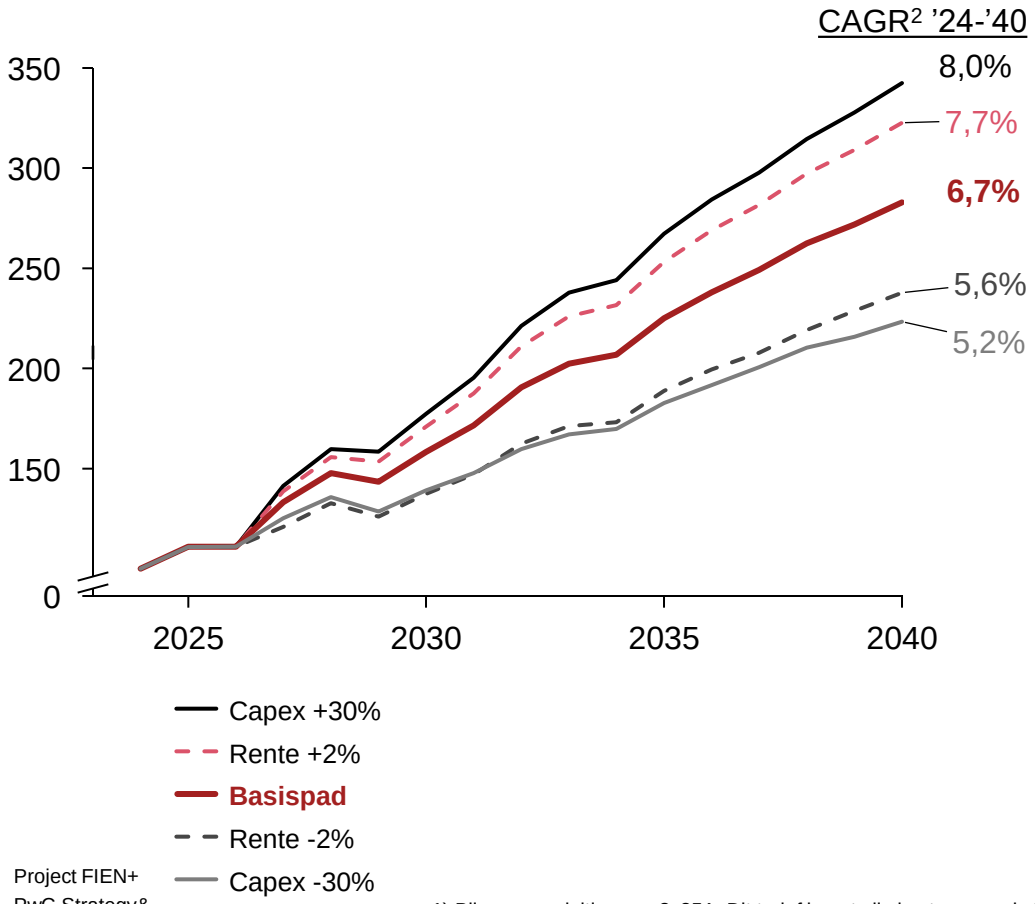
- Als gevolg van hogere (lagere) CAPEX worden zowel de jaarlijkse afschrijvingen als de kapitaalslastenvergoeding hoger (lager), gedreven door een toename (afname) van de GAW
- De netbeheerkosten voor elektriciteit nemen bij een 30% hogere jaarlijkse CAPEX (over de periode 2025-2040) toe tot €24,3 mld in 2040, ten opzichte van €20,0 mld in het basispad. Bij een 30% lagere jaarlijkse CAPEX nemen de netbeheerkosten toe tot €15,8 mld in 2040
- Een verhoging (verlaging) van de rente zoals meegenomen in de gehanteerde WACC leidt tot hogere (lagere) kapitaalslasten.
- De netbeheerkosten voor elektriciteit nemen bij een 2% hogere rente (over de periode 2027 tot 2040) toe tot €23,2 mld in 2040, ten opzichte van €20,0 mld in het basispad. Bij een 2% lagere rente nemen de netbeheerkosten toe tot €16,9 mld in 2040
- Deze analyse gaat uit van reële prijzen (prijspeil 2024), zonder rekening te houden met toekomstige inflatie

De tariefontwikkeling voor netbeheerkosten E per huishouden is gevoelig voor variaties in rente en CAPEX

Sensitiviteit tariefontwikkeling E

Prognose tariefontwikkeling elektriciteit

2024-2040; in % (2024 = 100%, reëel), per huishouden



Toelichting

- De op de vorige pagina getoonde gevoeligheden in de totale netbeheerkosten voor elektriciteit als gevolg van wijzigingen in de toekomstige CAPEX of rentestand zijn in de grafiek links vertaald in de tariefimpact voor huishoudens[1]
- Een 30% hogere jaarlijkse CAPEX over de periode 2025-2040 leidt tot een jaarlijkse tariefstijging van 8,0% tot 2040, tegenover 6,7% in het basispad. Een 30% lagere jaarlijkse CAPEX leidt tot een tariefstijging van 5,2%
- Een 2% hogere rente over de periode 2027-2040 leidt tot een jaarlijkse tariefstijging van 7,7% tot 2040, terwijl een 2% lagere rente over deze periode leidt tot een tariefstijging van 5,6%. De impact van de hogere (lagere) rente neemt jaarlijks toe als gevolg van de over de tijd stijgende GAW
- Deze analyse gaat uit van reële prijzen (prijspeil 2024), zonder rekening te houden met toekomstige inflatie
- De analyse is uitgevoerd op basis van het huidige tariefstelsel voor kleinverbruikers, zijnde een verbruiksonafhankelijk capaciteitstarief. Daarom is de getoonde tariefstijging gelijk aan de ontwikkeling van de kosten per aansluiting. Op dit moment wordt echter een overgang naar een (deels) verbruiksgerelateerde tariefstelling bediscussieerd tussen netbeheerders en de ACM. Indien dit wordt doorgevoerd zullen de tariefstijgingen lager uitvallen (en niet meer gelijk zijn aan de kosten per aansluiting) omdat er over de tijd dan een stijging van het aantal tariefdragers plaatsvindt

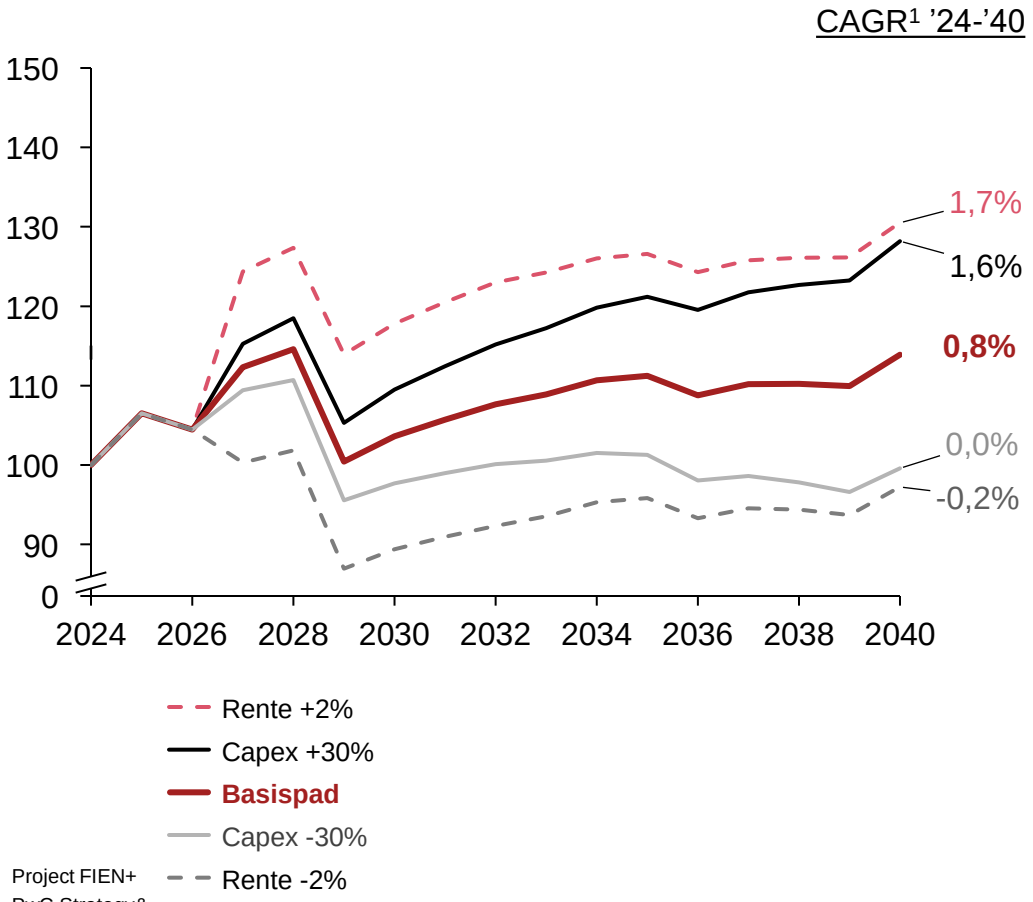
1) Bij een aansluiting van 3x25A. Dit tarief bevat alle kosten voor de RNB's, incl. doorbelasting van 83% van de omzet van TenneT;
2) Samengesteld jaarlijks groeipercentage

Bij G is de variatie in tariefontwikkeling per huishouden in de eerste jaren het sterkst bij de sensitiviteit omtrent rente

Sensitiviteit tariefontwikkeling G

Prognose tariefontwikkeling gas

2024-2040; in % (2024 = 100%, reëel), per huishouden



Toelichting

- De gevoeligheden in de totale netbeheerkosten voor gas als gevolg van wijzigingen in de toekomstige CAPEX of rentestand zijn in de grafiek links vertaald in de tariefimpact voor huishoudens
- Een 30% hogere jaarlijkse CAPEX over de periode 2025-2040 leidt tot een jaarlijkse tariefstijging van 1,6% tot 2040, tegenover tevens 0,8% in het basispad. Een 30% lagere jaarlijkse CAPEX leidt tot een tariefstijging van 0,0%. De impact van hogere of lagere CAPEX is beperkter voor gas in vergelijking tot elektriciteit, wegens het lagere investeringsniveau en het daarmee samenhangende relatief beperkte deel dat CAPEX-kosten vormen ten opzichte van de totale netbeheerkosten voor gas
- Een 2% hogere rente over de periode 2027-2040 leidt tot een jaarlijkse tariefstijging van 1,7% tot 2040, terwijl een 2% lagere rente over deze periode leidt tot een tariefstijging van -0,2%. De impact van de hogere of lagere rente blijft over de hele projectieperiode ongeveer gelijk, als gevolg van een stabiele GAW over deze periode
- Deze analyse gaat uit van reële prijzen (prijspeil 2024), zonder rekening te houden met toekomstige inflatie

1) Samengesteld jaarlijks groeipercentage

WACC RNB's + TenneT Land – bestaand vermogen

RNBs + GTS + TenneT land Bestaand vermogen	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Rente obligatie-index nutsbedrijven	1.38%	1.46%	1.62%	1.83%	2.09%	2.32%	2.54%	2.83%	3.13%	3.45%	3.55%	3.55%
Transactiekosten	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%
Kostenvoet vreemd vermogen (vóór belasting)	1.53%	1.61%	1.77%	1.98%	2.24%	2.47%	2.69%	2.98%	3.28%	3.60%	3.70%	3.70%
Belasting	25.8%	25.8%	25.8%	25.8%	25.8%	25.8%	25.8%	25.8%	25.8%	25.8%	25.8%	25.8%
Kostenvoet vreemd vermogen (na belasting)	**1.13%**	**1.20%**	**1.31%**	**1.47%**	**1.66%**	**1.84%**	**2.00%**	**2.21%**	**2.44%**	**2.67%**	**2.75%**	**2.75%**
Risicovrije rente	1.44%	2.75%	2.72%	2.68%	2.68%	2.68%	2.68%	2.68%	2.68%	2.68%	2.68%	2.68%
Asset beta	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39
Equity beta	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63
Marktrisicopremie	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%
Kostenvoet eigen vermogen (na belasting)	**4.59%**	**5.90%**	**5.87%**	**5.82%**	**5.82%**	**5.82%**	**5.82%**	**5.82%**	**5.82%**	**5.82%**	**5.82%**	**5.82%**
Kostenvoet eigen vermogen (voor belasting)	**6.19%**	**7.95%**	**7.91%**	**7.85%**	**7.85%**	**7.85%**	**7.85%**	**7.85%**	**7.85%**	**7.85%**	**7.85%**	**7.85%**
Vreemd vs. eigen vermogen	*0.8264*	*0.8264*	*0.8264*	*0.8264*	*0.8264*	*0.8264*	*0.8264*	*0.8264*	*0.8264*	*0.8264*	*0.8264*	*0.8264*
Vreemd vs. totaal vermogen	*0.4525*	*0.4525*	*0.4525*	*0.4525*	*0.4525*	*0.4525*	*0.4525*	*0.4525*	*0.4525*	*0.4525*	*0.4525*	*0.4525*
Eigen vs. totaal vermogen	*0.5475*	*0.5475*	*0.5475*	*0.5475*	*0.5475*	*0.5475*	*0.5475*	*0.5475*	*0.5475*	*0.5475*	*0.5475*	*0.5475*
Gewogen kostenvoet vreemd vermogen	*0.5%*	*0.5%*	*0.6%*	*0.7%*	*0.8%*	*0.8%*	*0.9%*	*1.0%*	*1.1%*	*1.2%*	*1.2%*	*1.2%*
Gewogen kostenvoet eigen vermogen	*2.5%*	*3.2%*	*3.2%*	*3.2%*	*3.2%*	*3.2%*	*3.2%*	*3.2%*	*3.2%*	*3.2%*	*3.2%*	*3.2%*
Nominale WACC na belasting	**3.03%**	**3.77%**	**3.81%**	**3.85%**	**3.94%**	**4.02%**	**4.09%**	**4.19%**	**4.29%**	**4.40%**	**4.43%**	**4.43%**
Nominale WACC vóór belasting	**4.08%**	**5.08%**	**5.13%**	**5.20%**	**5.31%**	**5.42%**	**5.52%**	**5.65%**	**5.78%**	**5.93%**	**5.97%**	**5.97%**
ACM uitkomst 2021	*2.94%*	*2.86%*	*2.80%*	*2.78%*	*2.77%*							
Inflatie (lange termijn):	1.77%	1.77%	1.77%	1.77%	1.77%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%
Reële WACC vóór belasting	**2.27%**	**3.25%**	**3.30%**	**3.37%**	**3.48%**	**3.35%**	**3.45%**	**3.57%**	**3.71%**	**3.85%**	**3.90%**	**3.90%**
ACM uitkomst 2021	*1.15%*	*1.07%*	*1.02%*	*0.99%*	*0.99%*							
Reëel plus WACC vóór belasting	**3.17%**	**4.16%**	**4.21%**	**4.27%**	**4.39%**	**4.37%**	**4.47%**	**4.60%**	**4.74%**	**4.88%**	**4.92%**	**4.92%**
ACM uitkomst 2021	*2.04%*	*1.95%*	*1.90%*	*1.87%*	*1.86%*							

De WACC is sterk afhankelijk van de risicovrije rente. Daarom is voor deze parameter een specifieke inschatting gemaakt en tevens een sensitiviteitsanalyse gedaan

Voor de bepaling van de WACC na de huidige reguleringsperiode zijn de ACM-inschattingen t.a.v. marktrisicopremie, bèta en kapitaalstructuur gelijk gehouden aan de door de ACM ingeschatte waardes voor de huidige reguleringsperiode

Na 2033 is de WACC constant gehouden

WACC RNB's + TenneT Land – nieuw vermogen

RNBs + GTS + TenneT land Nieuw vermogen	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Rente obligatie-index nutsbedrijven	2.52%	3.55%	3.55%	3.55%	3.55%	3.55%	3.55%	3.55%	3.55%	3.55%	3.55%	3.55%
Transactiekosten	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%
Kostenvoet vreemd vermogen (vóór belasting)	2.67%	3.70%	3.70%	3.70%	3.70%	3.70%	3.70%	3.70%	3.70%	3.70%	3.70%	3.70%
Belasting	25.8%	25.8%	25.8%	25.8%	25.8%	25.8%	25.8%	25.8%	25.8%	25.8%	25.8%	25.8%
Kostenvoet vreemd vermogen (na belasting)	**1.98%**	**2.75%**	**2.75%**	**2.75%**	**2.75%**	**2.75%**	**2.75%**	**2.75%**	**2.75%**	**2.75%**	**2.75%**	**2.75%**
Risicovrije rente	1.44%	2.75%	2.72%	2.68%	2.68%	2.68%	2.68%	2.68%	2.68%	2.68%	2.68%	2.68%
Asset beta	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39
Equity beta	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63
Marktrisicopremie	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%
Kostenvoet eigen vermogen (na belasting)	**4.59%**	**5.90%**	**5.87%**	**5.82%**	**5.82%**	**5.82%**	**5.82%**	**5.82%**	**5.82%**	**5.82%**	**5.82%**	**5.82%**
Kostenvoet eigen vermogen (voor belasting)	**6.19%**	**7.95%**	**7.91%**	**7.85%**	**7.85%**	**7.85%**	**7.85%**	**7.85%**	**7.85%**	**7.85%**	**7.85%**	**7.85%**
Vreemd vs. eigen vermogen	*0.8264*	*0.8264*	*0.8264*	*0.8264*	*0.8264*	*0.8264*	*0.8264*	*0.8264*	*0.8264*	*0.8264*	*0.8264*	*0.8264*
Vreemd vs. totaal vermogen	*0.4525*	*0.4525*	*0.4525*	*0.4525*	*0.4525*	*0.4525*	*0.4525*	*0.4525*	*0.4525*	*0.4525*	*0.4525*	*0.4525*
Eigen vs. totaal vermogen	*0.5475*	*0.5475*	*0.5475*	*0.5475*	*0.5475*	*0.5475*	*0.5475*	*0.5475*	*0.5475*	*0.5475*	*0.5475*	*0.5475*
Gewogen kostenvoet vreemd vermogen	*0.9%*	*1.2%*	*1.2%*	*1.2%*	*1.2%*	*1.2%*	*1.2%*	*1.2%*	*1.2%*	*1.2%*	*1.2%*	*1.2%*
Gewogen kostenvoet eigen vermogen	*2.5%*	*3.2%*	*3.2%*	*3.2%*	*3.2%*	*3.2%*	*3.2%*	*3.2%*	*3.2%*	*3.2%*	*3.2%*	*3.2%*
Nominale WACC na belasting	**3.41%**	**4.47%**	**4.46%**	**4.43%**	**4.43%**	**4.43%**	**4.43%**	**4.43%**	**4.43%**	**4.43%**	**4.43%**	**4.43%**
Nominale WACC vóór belasting	**4.60%**	**6.03%**	**6.01%**	**5.97%**	**5.97%**	**5.97%**	**5.97%**	**5.97%**	**5.97%**	**5.97%**	**5.97%**	**5.97%**
ACM uitkomst 2021	*2.76%*	*2.76%*	*2.76%*	*2.76%*	*2.76%*							
Inflatie (lange termijn):	1.77%	1.77%	1.77%	1.77%	1.77%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%
Reële WACC vóór belasting	**2.78%**	**4.18%**	**4.16%**	**4.13%**	**4.13%**	**3.90%**	**3.90%**	**3.90%**	**3.90%**	**3.90%**	**3.90%**	**3.90%**
ACM uitkomst 2021	*0.97%*	*0.97%*	*0.97%*	*0.97%*	*0.97%*							
Reëel plus WACC vóór belasting	**3.68%**	**5.10%**	**5.08%**	**5.04%**	**5.04%**	**4.92%**	**4.92%**	**4.92%**	**4.92%**	**4.92%**	**4.92%**	**4.92%**
ACM uitkomst 2021	*1.86%*	*1.86%*	*1.86%*	*1.86%*	*1.86%*							

De WACC is sterk afhankelijk van de risicovrije rente. Daarom is voor deze parameter een specifieke inschatting gemaakt en tevens een sensitiviteitsanalyse gedaan

Voor de bepaling van de WACC na de huidige reguleringsperiode zijn de ACM-inschattingen t.a.v. marktrisicopremie, bèta en kapitaalstructuur gelijk gehouden aan de door de ACM ingeschatte waardes voor de huidige reguleringsperiode

Na 2033 is de WACC constant gehouden

WACC TenneT Zee – bestaand vermogen

TenneT Zee Bestaand vermogen	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Rente obligatie-index nutsbedrijven	0.95%	0.95%	0.95%	0.95%	1.46%	2.32%	2.54%	2.83%	3.13%	3.45%	3.55%	3.55%
Transactiekosten	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%
Kostenvoet vreemd vermogen (vóór belasting)	1.10%	1.10%	1.10%	1.10%	1.61%	2.47%	2.69%	2.98%	3.28%	3.60%	3.70%	3.70%
Belasting	25.8%	25.8%	25.8%	25.8%	25.8%	25.8%	25.8%	25.8%	25.8%	25.8%	25.8%	25.8%
Kostenvoet vreemd vermogen (na belasting)	**0.82%**	**0.82%**	**0.82%**	**0.82%**	**1.20%**	**1.84%**	**2.00%**	**2.21%**	**2.44%**	**2.67%**	**2.75%**	**2.75%**
Risicovrije rente	1.44%	2.75%	2.72%	2.68%	2.68%	2.68%	2.68%	2.68%	2.68%	2.68%	2.68%	2.68%
Asset beta	0.48	0.48	0.48	0.48	0.48	0.48	0.48	0.48	0.48	0.48	0.48	0.48
Equity beta	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78
Marktrisicopremie	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%
Kostenvoet eigen vermogen (na belasting)	**5.33%**	**6.64%**	**6.61%**	**6.56%**	**6.56%**	**6.56%**	**6.56%**	**6.56%**	**6.56%**	**6.56%**	**6.56%**	**6.56%**
Kostenvoet eigen vermogen (voor belasting)	**7.18%**	**8.94%**	**8.91%**	**8.85%**	**8.85%**	**8.85%**	**8.85%**	**8.85%**	**8.85%**	**8.85%**	**8.85%**	**8.85%**
Vreemd vs. eigen vermogen	*0.8264*	*0.8264*	*0.8264*	*0.8264*	*0.8264*	*0.8264*	*0.8264*	*0.8264*	*0.8264*	*0.8264*	*0.8264*	*0.8264*
Vreemd vs. totaal vermogen	*0.4525*	*0.4525*	*0.4525*	*0.4525*	*0.4525*	*0.4525*	*0.4525*	*0.4525*	*0.4525*	*0.4525*	*0.4525*	*0.4525*
Eigen vs. totaal vermogen	*0.5475*	*0.5475*	*0.5475*	*0.5475*	*0.5475*	*0.5475*	*0.5475*	*0.5475*	*0.5475*	*0.5475*	*0.5475*	*0.5475*
Gewogen kostenvoet vreemd vermogen	*0.4%*	*0.4%*	*0.4%*	*0.4%*	*0.5%*	*0.8%*	*0.9%*	*1.0%*	*1.1%*	*1.2%*	*1.2%*	*1.2%*
Gewogen kostenvoet eigen vermogen	*2.9%*	*3.6%*	*3.6%*	*3.6%*	*3.6%*	*3.6%*	*3.6%*	*3.6%*	*3.6%*	*3.6%*	*3.6%*	*3.6%*
Nominale WACC na belasting	**3.29%**	**4.00%**	**3.99%**	**3.96%**	**4.14%**	**4.42%**	**4.50%**	**4.59%**	**4.70%**	**4.80%**	**4.84%**	**4.84%**
Nominale WACC vóór belasting	**4.43%**	**5.39%**	**5.38%**	**5.34%**	**5.57%**	**5.96%**	**6.06%**	**6.19%**	**6.33%**	**6.47%**	**6.52%**	**6.52%**
ACM uitkomst 2021	*3.34%*	*3.34%*	*3.34%*	*3.33%*	*3.30%*							
Inflatiecorrectie (50%)	0.88%	0.89%	0.89%	0.89%	0.89%	1.00%	1.00%	1.00%	1.00%	1.00%	1.00%	1.00%
Reëel plus WACC vóór belasting	**3.52%**	**4.47%**	**4.45%**	**4.42%**	**4.65%**	**4.91%**	**5.01%**	**5.14%**	**5.28%**	**5.42%**	**5.47%**	**5.47%**
ACM uitkomst 2021	*2.44%*	*2.44%*	*2.44%*	*2.44%*	*2.42%*							

De WACC is sterk afhankelijk van de risicovrije rente. Daarom is voor deze parameter een specifieke inschatting gemaakt en tevens een sensitiviteitsanalyse gedaan

Voor de bepaling van de WACC na de huidige reguleringsperiode zijn de ACM-inschattingen t.a.v. marktrisicopremie, bèta en kapitaalstructuur gelijk gehouden aan de door de ACM ingeschatte waardes voor de huidige reguleringsperiode

Na 2033 is de WACC constant gehouden

WACC TenneT Zee – nieuw vermogen

TenneT Zee Nieuw vermogen	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Rente obligatie-index nutsbedrijven	2.52%	3.55%	3.55%	3.55%	3.55%	3.55%	3.55%	3.55%	3.55%	3.55%	3.55%	3.55%
Transactiekosten	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%
Kostenvoet vreemd vermogen (vóór belasting)	2.67%	3.70%	3.70%	3.70%	3.70%	3.70%	3.70%	3.70%	3.70%	3.70%	3.70%	3.70%
Belasting	25.8%	25.8%	25.8%	25.8%	25.8%	25.8%	25.8%	25.8%	25.8%	25.8%	25.8%	25.8%
Kostenvoet vreemd vermogen (na belasting)	**1.98%**	**2.75%**	**2.75%**	**2.75%**	**2.75%**	**2.75%**	**2.75%**	**2.75%**	**2.75%**	**2.75%**	**2.75%**	**2.75%**
Risicovrije rente	1.44%	2.75%	2.72%	2.68%	2.68%	2.68%	2.68%	2.68%	2.68%	2.68%	2.68%	2.68%
Asset beta	0.48	0.48	0.48	0.48	0.48	0.48	0.48	0.48	0.48	0.48	0.48	0.48
Equity beta	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78
Marktrisicopremie	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%
Kostenvoet eigen vermogen (na belasting)	**5.33%**	**6.64%**	**6.61%**	**6.56%**	**6.56%**	**6.56%**	**6.56%**	**6.56%**	**6.56%**	**6.56%**	**6.56%**	**6.56%**
Kostenvoet eigen vermogen (voor belasting)	**7.18%**	**8.94%**	**8.91%**	**8.85%**	**8.85%**	**8.85%**	**8.85%**	**8.85%**	**8.85%**	**8.85%**	**8.85%**	**8.85%**
Vreemd vs. eigen vermogen	*0.8264*	*0.8264*	*0.8264*	*0.8264*	*0.8264*	*0.8264*	*0.8264*	*0.8264*	*0.8264*	*0.8264*	*0.8264*	*0.8264*
Vreemd vs. totaal vermogen	*0.4525*	*0.4525*	*0.4525*	*0.4525*	*0.4525*	*0.4525*	*0.4525*	*0.4525*	*0.4525*	*0.4525*	*0.4525*	*0.4525*
Eigen vs. totaal vermogen	*0.5475*	*0.5475*	*0.5475*	*0.5475*	*0.5475*	*0.5475*	*0.5475*	*0.5475*	*0.5475*	*0.5475*	*0.5475*	*0.5475*
Gewogen kostenvoet vreemd vermogen	*0.9%*	*1.2%*	*1.2%*	*1.2%*	*1.2%*	*1.2%*	*1.2%*	*1.2%*	*1.2%*	*1.2%*	*1.2%*	*1.2%*
Gewogen kostenvoet eigen vermogen	*2.9%*	*3.6%*	*3.6%*	*3.6%*	*3.6%*	*3.6%*	*3.6%*	*3.6%*	*3.6%*	*3.6%*	*3.6%*	*3.6%*
Nominale WACC na belasting	**3.82%**	**4.88%**	**4.86%**	**4.84%**	**4.84%**	**4.84%**	**4.84%**	**4.84%**	**4.84%**	**4.84%**	**4.84%**	**4.84%**
Nominale WACC vóór belasting	**5.14%**	**6.57%**	**6.55%**	**6.52%**	**6.52%**	**6.52%**	**6.52%**	**6.52%**	**6.52%**	**6.52%**	**6.52%**	**6.52%**
ACM uitkomst 2021	*3.30%*	*3.30%*	*3.30%*	*3.30%*	*3.30%*							
Inflatiecorrectie (50%)	0.88%	0.89%	0.89%	0.89%	0.89%	1.00%	1.00%	1.00%	1.00%	1.00%	1.00%	1.00%
Reëel plus WACC vóór belasting	**4.22%**	**5.64%**	**5.62%**	**5.59%**	**5.59%**	**5.47%**	**5.47%**	**5.47%**	**5.47%**	**5.47%**	**5.47%**	**5.47%**
ACM uitkomst 2021	*2.42%*	*2.42%*	*2.42%*	*2.42%*	*2.42%*							

De WACC is sterk afhankelijk van de risicovrije rente. Daarom is voor deze parameter een specifieke inschatting gemaakt en tevens een sensitiviteitsanalyse gedaan

Voor de bepaling van de WACC na de huidige reguleringsperiode zijn de ACM-inschattingen t.a.v. marktrisicopremie, bèta en kapitaalstructuur gelijk gehouden aan de door de ACM ingeschatte waardes voor de huidige reguleringsperiode

Na 2033 is de WACC constant gehouden

Voor de bepaling van de energierekening van Nederland zijn enkele noodzakelijke veronderstellingen gemaakt

Belangrijkste aannames ten aanzien van bepaling energierekening NL

Toelichting analyse energierekening NL

Verwacht verbruik	• Prognoses voor verbruik van elektriciteit en gas zijn gebaseerd op de II3050 scenario's • Voor elektriciteit is uitgegaan van finaal eindverbruik; primair verbruik exclusief keten-/omzettingsverliezen en export • Voor gas is uitgegaan van primair verbruik, waarbij is gecorrigeerd voor gas dat wordt gebruikt voor opwekking van elektriciteit (30% in 2020, 20% in 2030, 15% in 2040, interpolatie in tussenliggende jaren) • Verdeling van verbruik tussen huishoudens en bedrijven is gebaseerd op de energiebalans in de PBL Klimaatverkenning. Voor gas is dit 70%/30% bedrijven/huishoudens en constant over de periode 2024-2040,voor elektriciteit is dit 20%/80% in 2024 en 15%/85% in 2040, interpolatie in tussenliggende jaren
Leveringskosten	• Tarieven voor elektriciteit en gas zijn voor de periode 2021-2026 gebaseerd op de jaargemiddeldes van futures prognoses (bron: 'Dutch Power Base Prices', 'Dutch TTF Gas Prices' – Barchart). Lange termijn tarieven (vanaf 2026) zijn gebaseerd op PBL prognoses uit KEV2024 (beschikbaar voor periode 2025-2040, prijsniveau 2024), waarbij is aangenomen dat de tarieven vanaf 2026 in 5 jaar richting de prognoses van PBL ontwikkelen[2] • Aangenomen marge op energietarieven (E en G) is 6,0% voor huishoudens, 0,5% voor bedrijven – marges blijven constant over tijd • Voor huishoudens wordt vastrecht meegerekend (€84 per gas-/elektriciteitsaansluiting per jaar), voor bedrijven is geen vastrecht meegenomen • Het aantal aansluitingen is bepaald op o.b.v. het aantal huishoudens (prognose CBS), waarbij is aangenomen dat 100% van de huishoudens (nu en richting 2040) een elektriciteitsaansluiting heeft, en het aandeel huishoudens met een gasaansluiting afneemt van ~85% in 2024 naar ~50% in 2040 (o.b.v. data ontvangen van RNB's) • ETS2 en de bijmengverplichting groen gas hebben mogelijk een opdrijvend effect op de gasleveringstarieven, maar dit is niet kwantitatief doorgerekend
Netbeheerkosten	• Netbeheerkosten zijn identiek aan de in hoofdstuk 5 gepresenteerde kosten – deze kosten ontwikkelen over tijd
Belasting	• De energiebelasting is bepaald o.b.v. verbruik en belastingtarief per staffel (bron: Belastingdienst) – richting '30 zijn tariefontwikkelingen van overheid overgenomen, daarna zijn tarieven aangenomen constant te blijven richting '40 • Voor huishoudens is aangenomen dat het tarief van de laagste staffel[1] van toepassing is. Voor bedrijven is een gemiddeld belastingtarief berekend (o.b.v. CBS data over het aantal bedrijven en gerealiseerd elektriciteit- en gasverbruik), waarbij is aangenomen dat dit gemiddelde tarief zich zodanig ontwikkelt dat de totale energiebelastingsom (huishouden en bedrijven) in lijn ligt met de verwachte belasting in de Rijksbegroting • Belastingvermindering energiebelasting en btw-percentage is aangenomen constant te blijven over tijd • Voor bedrijven is het volledige btw bedrag berekend een meegenomen in de energierekening – in de praktijk zal een groot deel van de bedrijven (afhankelijk van de bedrijfsactiviteiten) deze btw echter kunnen aftrekken

1) In feite de twee laagste staffels, aangezien deze tarieven identiek zijn; 2) De prijzen van elektriciteit en gas worden niet door de netbeheerders bepaald en zijn extern beïnvloed. Bovendien zijn toekomstprognoses van deze prijzen onderhevig aan aanzienlijke onzekerheden

Voor de bepaling van de energierekening van huishoudens zijn enkele noodzakelijke veronderstellingen gemaakt

Belangrijkste aannames ten aanzien van bepaling energierekening huishoudens

Toelichting analyse energierekening

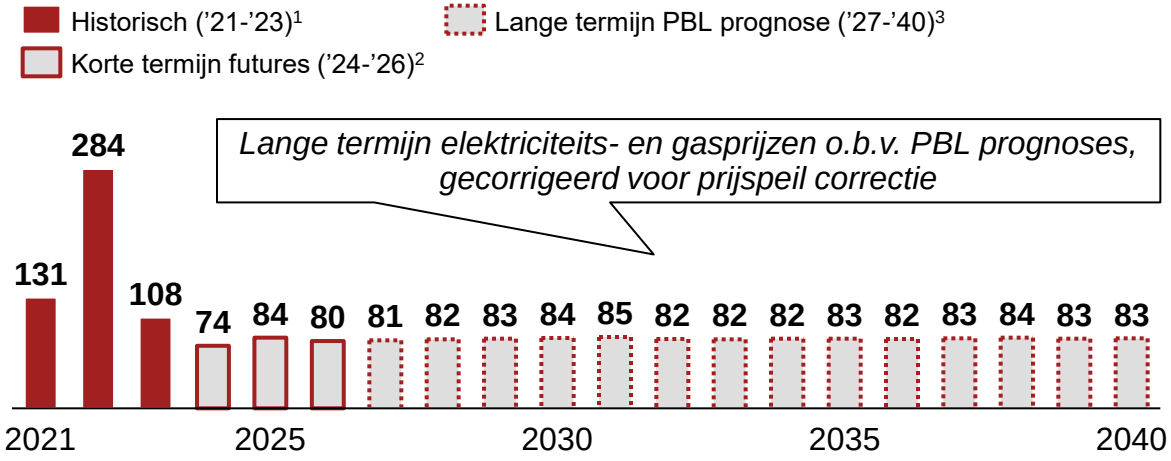
Verbruik archetypische afnemers	• Gebruikersgroepen en elektriciteits- en gasverbruik zijn identiek aan de in hoofdstuk 3 presenteerde data • Elektriciteits- en gasverbruik zijn aangenomen constant te blijven richting de toekomst (met uitzondering van het energieverbruik tussen de verduurzamingsscenario's onderling)
Scenario's verduurzaming huishouden	• Impact van installatie zonnepanelen; 40% afname van elektriciteitsverbruik • Impact van installatie hybride warmtepomp; 60% afname van gasverbruik (bron: 'Hybride warmtepomp' – Milieu Centraal), ~2.000 kWh toename van elektriciteitsverbruik (bron: 'Stroomverbruik warmtepomp' – Energiekiezer)
Energietarieven	• Tarieven voor elektriciteit en gas zijn voor de periode 2021-2026 gebaseerd op de jaargemiddeldes van futures prognoses (bron: 'Dutch Power Base Prices', 'Dutch TTF Gas Prices' – Barchart). Lange termijn tarieven (vanaf 2026) zijn gebaseerd op PBL prognoses uit KEV2024 (beschikbaar voor periode 2025-2040, prijsniveau 2024), waarbij is aangenomen dat de tarieven vanaf 2026 in 5 jaar richting de prognoses van PBL ontwikkelen • Aangenomen marge op energietarieven (E en G) is 6,0% voor huishoudens – marges blijven constant over tijd • Voor huishoudens wordt vastrecht meegerekend (€84 per gas-/elektriciteitsaansluiting per jaar) • ETS2 en de bijmengverplichting groen gas hebben mogelijk een opdrijvend effect op de gasleveringstarieven, maar dit is niet kwantitatief doorgerekend
Netbeheerkosten	• Netbeheerkosten per gebruikersgroep zijn identiek aan de in hoofdstuk 5 gepresenteerde tarieven – deze tarieven ontwikkelen over tijd
Belasting	• De energiebelasting is bepaald o.b.v. verbruik en belastingtarief per staffel (bron: Belastingdienst) – richting '30 zijn tariefontwikkelingen van overheid overgenomen, daarna zijn tarieven aangenomen constant te blijven richting '40 • Belastingvermindering en btw is aangenomen constant te blijven over tijd

Leverancierskosten: de E en G prijzen zijn afgelopen twee jaar gedaald, naar verwachting stabiliseren ze richting 2040 op een hoger prijspunt

Prognoses voor elektriciteits- en gasprijzen tot 2040

Prognose elektriciteitsprijzen

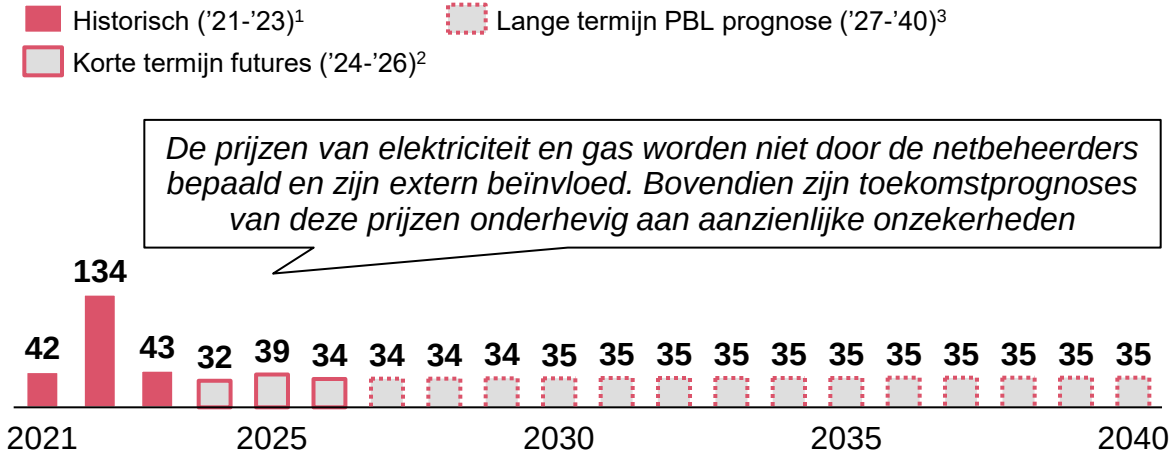
2021-2040; in €/MWh; prijspeil 2024



- De elektriciteitsprijs (Wholesale excl. belastingen) is als gevolg van de oorlog in Oekraïne en oplopende aardgasprijzen sterk opgelopen, met een piek in 2022
- Waar de elektriciteitsprijs historisch gezien (pre-2021) rond de €40-€50/MWh lag, is deze na 2022 gedaald tot rond de €74/MWh in 2024
- Naar verwachting zal de elektriciteitsprijs richting 2040 stabiliseren rond een lange termijn reële prijs van circa €83/MWh – echter vanwege de langere tijdshorizon is de onzekerheidsmarge hier groot

Prognose gasprijzen

2021-2040; in €/MWh ; prijspeil 2024

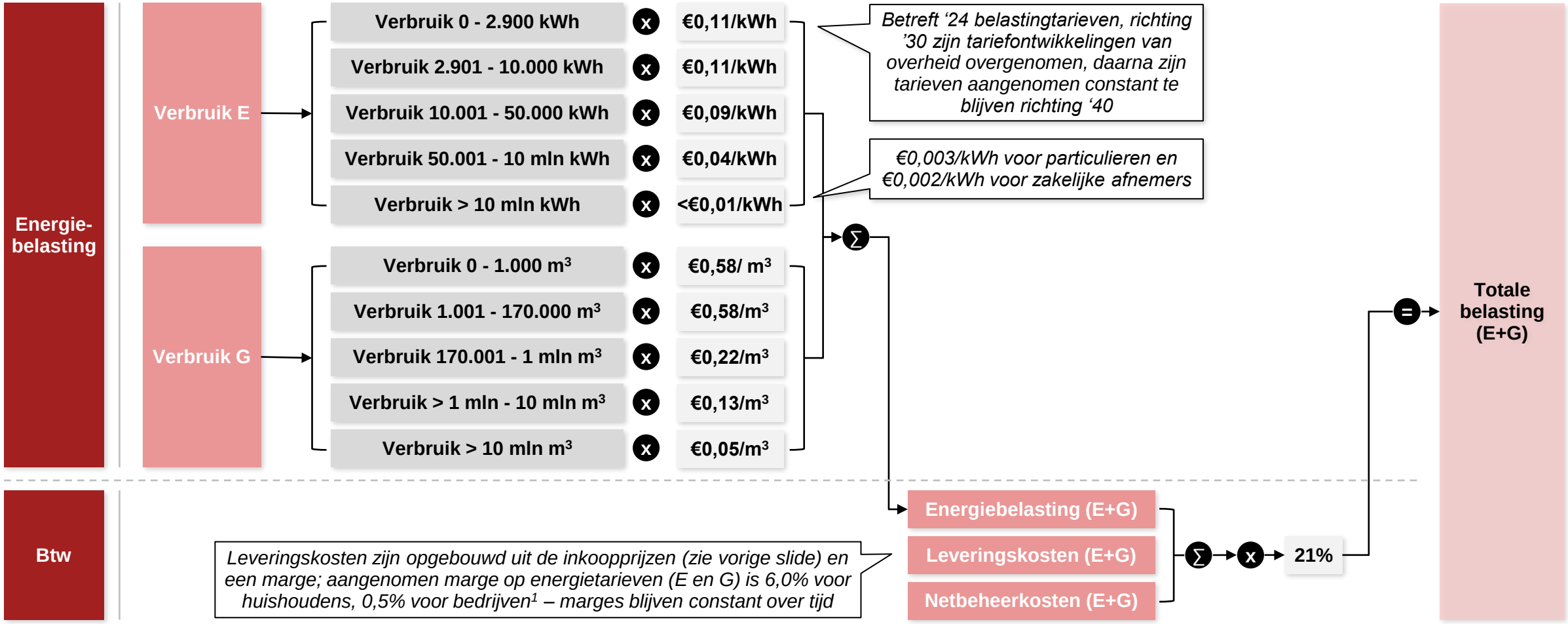


- De gasprijs (Wholesale excl. belastingen) is eveneens sterk opgelopen in 2022
- Waar de gasprijs historisch gezien (pre-2021) rond de €15-€20/MWh lag, is deze na 2022 gedaald tot rond de €32/MWh in 2024
- Naar verwachting zal de gasprijs in de komende jaren stabiliseren rond een lange termijn reële prijs van circa €35/MWh – echter vanwege de langere tijdshorizon is de onzekerheidsmarge hier groot
- Mogelijk hebben toekomstige ontwikkelingen zoals ETS2 en de bijmengverplichting groen gas een opdrijvend effect op de leveringsprijzen voor gas. Deze zijn niet kwantitatief meegenomen in de berekeningen van het gasleveringstarief

1) Jaargemiddelde van historische gegevens per maand (bron: Barchart); 2) Korte termijn prognose (2024-2026) o.b.v. jaargemiddelde van futures per maand (Bron: Barchart);
3) Lange termijn (2027-2040) prognoses o.b.v. PBL (KEV2024) gecorrigeerd voor prijspeil indexatie

Belasting: de belasting is opgebouwd uit energiebelasting (tarieven per staffel) en btw

Belastingtarieven elektriciteit en gas



1) Rationale voor lagere marge voor bedrijven is de grotere volumes die afgenomen worden (Bron Energierekening van de Toekomst, PwC 2023);
Bron: Belastingdienst, PwC Strategy& analyse

strategy&
Part of the PwC network

Thank you

strategyand.pwc.com

© 2024 PwC. All rights reserved.
PwC refers to the PwC network and/or one or more of its member firms, each of which is a separate legal entity. Please see pwc.com/structure for further details.
Disclaimer: This content is general information purposes only, and should not be used as a substitute for consultation with professional advisors.