

Verkennend kostenbeeld Netbeheer Nederland scenario's 2025

Een kostenanalyse en -vergelijking met de prototype-kostentool
INKTVIS

In opdracht van

Het ministerie van Klimaat en Groene Groei

Sebastiaan Koerhuis en Rob Terwel

19 december 2025

Hoofdaanbeveling

Er worden in Nederland diverse energiesysteemmodellen ingezet om energiescenario's te ontwikkelen. Deze energiescenario's dienen als basis voor zaken als beleidsontwikkeling en investeringsbeslissingen, maar ook als systeemcontext voor andere energiestudies. Enkele van de voornaamste energiesysteemscenario's zijn de TNO ADAPT & TRANSFORM scenario's ontwikkeld met OPERA en de Netbeheer Nederland scenario's ontwikkeld met het Energie Transitie Model (ETM).

Deze scenario's geven inzicht in tal van onderwerpen. Eén van de onderwerpen waar recentelijk meer aandacht voor is ontstaan, zijn de financiële consequenties van de energietransitie, voor burgers, bedrijven en overheid. TNO is daarom op verzoek van het Ministerie van Klimaat en Groene Groei gestart met de ontwikkeling van de zogeheten INKTVIS tool, die het mogelijk maakt om de met OPERA gemaakte scenario's systematisch op kosten te analyseren, van nationaal tot eindgebruiker, per sector en per keten.

In opdracht van hetzelfde Ministerie is Kalavasta nu gevraagd om met de INKTVIS tool de Netbeheer Nederland scenario's kostenbeelden te genereren en analyseren, alsook deze kostenbeelden te vergelijken met die van de TNO scenario's.

Buiten deze eerste inhoudelijke analyse van de Netbeheer Nederland kostenbeelden, die vanaf de volgende pagina samengevat wordt, laat dit onderzoek met name zien dat er veel en grote kostenverschillen tussen de ETM en OPERA scenario's bestaan. De absolute waarden van het verder beschrevene hebben daarmee slechts een beperkte betekenis, maar er zijn wel enkele lessen uit de kostenbeelden te trekken. De kostenverschillen vallen uiteen in hiaten (technologieën of posten afwezig in één van de modellen), verschillen in veronderstelde capaciteiten en activiteiten (draaiuren) tussen de scenario's en veronderstelde kostenparameters (investeringskosten per capaciteitseenheid en energiedragerkosten). Ook zijn er scopevraagstukken die meer aandacht verdienen en belangrijk zijn voor de interpretatie van resultaten.

Het verdient daarom de sterke aanbeveling om:

1. De kostenhiaten wederzijds aan te vullen
2. De kostenverschillen op detailniveau (technologie) te harmoniseren
3. TNO en Quintel als ontwikkelaars van respectievelijk OPERA en het ETM onder begeleiding van een derde partij in een tijdsbestek van een paar maanden het voornaamste deel van de hierboven genoemde kostenhiaten en -verschillen gezamenlijk te laten aanpassen

opdat deze scenario's goed gebruikt kunnen worden om inzicht te verkrijgen in de financiële consequenties van de energietransitie door zowel deze partijen als externen. Een deel van deze hiaten worden mogelijk reeds geaddresserd door TNO in een parallel traject, of ingevuld in het kennisprogramma EIK. Zo worden er stappen gezet richting een integraal en solide kostenbeeld.

Inhoudelijke samenvatting

Inleiding

In opdracht van het Ministerie van Klimaat en Groene Groei heeft Kalavasta een eerste uitwerking en analyse van de kostenbeelden van de meest recente Netbeheer Nederland scenario's gemaakt, gebruik makend van de door TNO ontwikkelde INKTVIS tool. Deze kostenbeelden van de Netbeheer Nederland scenario's zijn ook vergeleken met de door TNO ontwikkelde ADAPT & TRANSFORM scenario's. Zij geven daarmee enerzijds inzicht in de financiële consequenties van verschillende transitiepaden en systeemkeuzes voor overheid, bedrijfsleven en burgers, maar anderzijds ook in de verschillen tussen beide scenario's en de verschillen tussen, beperkingen en hiaten van de beide modellen. Zo vormt deze studie, naast diverse andere trajecten en initiatieven, ook een stap richting vollediger en integralere kostenbeelden van de energietransitie.

Dit onderzoek is uitgevoerd in anderhalve maand, van november tot half december 2025, met de versies van de modellen, scenario's en INKTVIS die toen beschikbaar waren. Updates hieraan, zoals aan INKTVIS in december 2025, en mogelijke toekomstige wijzigingen, zijn dus niet meegenomen in dit onderzoek. Het betreft daarmee een momentopname.

De onderzoeksvragen die in dit onderzoek beantwoord zijn

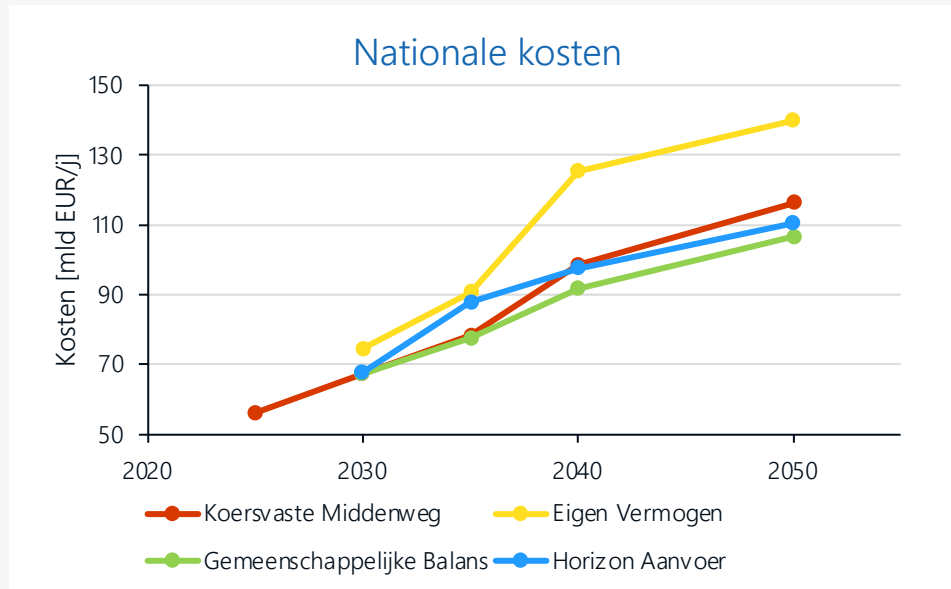
1. Hoe zien de kostenbeelden van de NBNL scenario's er uit?
2. Hoe pakken systeemkeuzes uit voor verschillende kostenaspecten?
3. Waarin verschillen deze scenario's op basis van het Energietransitiemodel (ETM) met scenario's op basis van OPERA?

Om tot kostenbeelden te komen die goed vergeleken kunnen worden, zijn diverse bewerkingsstappen uitgevoerd. Eerst is de data van de meest recente Netbeheer Nederland ETM scenario's geëxporteerd: een viertal verhaallijnen die voldoen aan de emissiereductiedoelstellingen, maar wisselen qua sturing en invulling, voor een viertal steekjaren (2030, 2035, 2040 en 2050). De investering en O&M kosten, de energiestromen en emissies die hiermee zijn verkregen, zijn vervolgens gemapt naar de categorieën en waardeketens die in de INKTVIS tool gehanteerd worden. Deze tool is vervolgens ingezet om op basis van de aldus verzamelde inputwaarden per scenario kostenbeelden te genereren. Hierbij is er op diverse punten afstemming met TNO geweest.

Nationale kosten

Ten eerste zijn de nationale kosten van NBNL scenario's geanalyseerd. De nationale kosten bestaan uit de jaarlijkse kosten voor het Nederlandse energiesysteem, zoals het systeem volgens een scenario is opgebouwd en ingericht. De kosten bestaan uit investering- en O&M kosten (CAPEX- en OPEX), alsook jaarlijkse kosten (of baten) voor het landelijke tekort (of overschot) aan energiedragers- en grondstoffen.

De resulterende nationale kosten van de NBNL scenario's zijn weergegeven in de figuur hieronder.



Figuur 1: Nationale kosten in miljarden 2024 euro's per jaar per scenario en steekjaar, gerekend met een WACC van 2.25%. N.B. scenario's kennen een vergelijkbare emissiereductie maar wisselende energievraag, -opwek en technologiemix.

De nationale kosten lopen in alle scenario's op richting 2050. De verschillen in kosten tussen de scenario's zijn beperkt in de beginjaren, maar nemen in de regel toe met de jaren – waarbij met name het relatief energieonafhankelijke Eigen Vermogen (EV) scenario hoge kosten kent.

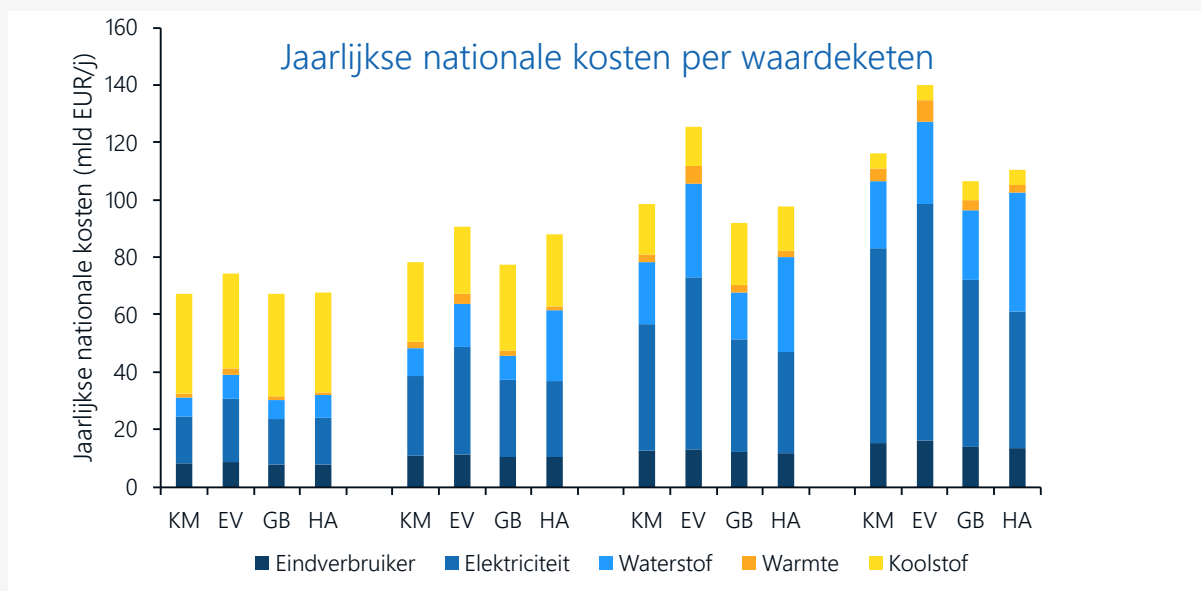
De scenario's kennen allen ongeveer eenzelfde emissiereductie per steekjaar en voldoen aan (inter)nationale doelstellingen, maar de energievraag, -opwek en technologie mix verschillen tussen de scenario's. Daarom kijken we met behulp van de INKTVIS tool door diverse lenzen naar opsplitsingen en doorsnedes van de nationale kosten, zoals per waardeketen (productieketen elektriciteit, waterstof, warmte en koolstof en eindverbruik per sector (gebouwde omgeving, mobiliteit, industrie, landbouw)) en soort kosten (CAPEX/OPEX). We moeten hierbij benadrukken dat we een netto kosten perspectief hanteren, waarbij export van energiedragers als inkomsten voor het systeem meegeteld worden, waardoor met name de koolstofketen met grote handelsstromen een kleiner aandeel op de kosten kent.

Indien we de nationale kosten opsplitsen in geannualiseerde CAPEX, OPEX en uitgaven aan energiedragers (geen figuur getoond), zien we dat tussen nu en 2050 een verschuiving plaatsvindt van energiedrager gedomineerde kosten naar CAPEX gedomineerde kosten, in alle scenario's. De investeringen in het energiesysteem nemen dus toe, en de variabele lasten af. In alle scenario's valt het grootste deel van de investeringen in elektriciteitsopwek, -opslag, en -infrastructuur. Deze maken 50% tot 60% van de CAPEX uit in 2050, en bijna 25% tot bijna 40% van de totale

jaarlijkse kosten uit. De gebouwde omgeving als eindverbruiker heeft ook substantiële CAPEX, gevolgd door de waterstofketen. Gezamenlijk zorgen deze twee ketens en de eindverbruik sector voor ongeveer 95% van de jaarlijkse CAPEX (en 90% van de totale jaarlijkse kosten) in alle 2050 scenario's.

De warmteketen en koolstofketen zorgen samen voor de overige ongeveer 5% van de jaarlijkse CAPEX (en bijna 10% van de totale jaarlijkse kosten), waarbij wederom aangetekend dat we naar netto kosten kijken. Voor de warmteketen gaat het met name om warmtenetten en voor de koolstofketen bestaan de kosten grotendeels uit inkoop (en verkoop) van koolstofhoudende dragers (fossiel, biogeen, synthetisch) dan CAPEX voor installaties. (fossiel, biogeen en synthetisch). Deze kosten vallen ook lager uit doordat er synthetische brandstoffen gemaakt worden, waarvan de kosten in andere ketens vallen, maar de inkomsten uit verkoop in de koolstofketen. De overige vraagsectoren (mobiliteit, landbouw en industrie) kennen haast verwaarloosbare jaarlijkse CAPEX. Het ETM is in deze sectoren zeer onvolledig qua kosten en bevat bijvoorbeeld geen kostenken-tallen van het wagenpark (deze zijn dominant) en nauwelijks detail op installaties in de industrie. Indien deze aangevuld worden, zouden de jaarlijkse CAPEX en kosten aanzienlijk hoger uitvallen.

Hieronder geven we een overzicht van de opbouw van de nationale jaarlijkse kosten per waardeketen en eindverbruiker, waarbij de CAPEX in de meeste gevallen de grootste bijdrage geeft.



Figuur 2: Nationale kosten in miljarden euro's per jaar per Netbeheer Nederland scenario en steekjaar (achtereenvolgens 2030, 2035, 2040 en 2050), in 2024 euro's en met een 2.25% WACC. KM=Koersvaste Middenweg, EV=Eigen Vermogen, GB=Gezamenlijke Balans, HA=Horizon Aanvoer. De nationale kosten zijn onderverdeeld in de NPE ketens eindverbruiker, elektriciteit, waterstof, warmte en koolstof. Eindverbruiker kosten zijn hier alle directe jaarlijkse CAPEX en OPEX binnen de sectoren gebouwde omgeving, mobiliteit, landbouw en industrie.

Om beter te begrijpen waar de verschillen in totale nationale kosten tussen de scenario's vandaan komen, relateren we de jaarlijkse kosten aan de jaarlijkse vraag per energiedrager. Dit kan voor diverse perspectieven gedaan worden:

- De totale waardeketen kosten gedeeld door de eindverbruiker vraag in die waardeketen: geeft inzicht in de kale totaalkosten toegekend aan eindgebruikers
- De totale waardeketen kosten gedeeld door de totale vraag naar deze drager (incl. vraag vanuit andere ketens, bijv. elektriciteit voor waterstofproductie): geeft inzicht in ketenkosten verdeeld over alle vraag (integrale ketenkosten excl. uitwisseling met andere ketens)

Tabel 1: Vraag en kosten per waardeketen per 2050 scenario

Waardeketen in 2050 per scenario	Koersvaste Midden-weg	Eigen Ver-mogen	Gezamen-lijke Balans	Hori-zon Aan-voer
Elektriciteitsketen				
Jaarlijkse kosten elektriciteitsketen [mld EUR/j]	67	81	57	47
Eindverbruiker elektriciteitsvraag [PJ]	1162	1300	1026	944
Totale elektriciteitsvraag (systeem) [PJ]	1771	2010	1373	1159
Totale kosten keten per eenheid eindverbruiker vraag [EUR/GJ]	58	62	56	49
Totale kosten keten per eenheid vraag [EUR/GJ]	38	40	42	40
Eindverbruiker kosten keten per eenheid eindverbruiker vraag [EUR/GJ]	42	43	45	49
Waterstofketen				
Jaarlijkse kosten waterstofketen [mld EUR/j]	30	37	29	50
Finale waterstofvraag [PJ]	258	266	231	437
Totale waterstofvraag (systeem) [PJ]	433	490	390	599
Totale kosten keten per eenheid eindverbruiker vraag [EUR/GJ]	117	140	125	115
Totale kosten keten per eenheid vraag [EUR/GJ]	70	76	74	84
Eindverbruiker kosten keten per eenheid eindverbruiker vraag [EUR/GJ]	90	98	87	78
Warmteketen				
Jaarlijkse kosten warmteketen [mld EUR/j]	4.5	7.1	3.4	2.3
Eindverbruiker warmtevraag [PJ]	142	168	123	70
Jaarlijkse kosten keten per eenheid eindverbruiker vraag [EUR/GJ]	31	42	27	33
Eindverbruiker kosten per eenheid eindverbruiker vraag	83	105	55	113
Koolstofketen				
Jaarlijkse kosten koolstofketen [mld EUR/j]	5.5	5.5	6.9	5.4
Eindverbruiker koolstofvraag [PJ]	1003	806	1134	527
Totale koolstofvraag (systeem) [PJ]	1403	862	1403	616
Totale kosten keten per eenheid eindverbruiker vraag [EUR/GJ]	Niet weergegeven i.v.m. vertekend beeld per-spectief			
Totale kosten keten per eenheid vraag [EUR/GJ]	door ontbreken kosten synthetische productie			
Eindverbruiker kosten per eenheid eindverbruiker vraag [EUR/GJ]	18	30	17	17

- De eindverbruiker kosten (waarin ketenuitwisselingen onderling meegenomen zijn en de kosten van alle waardeketens aan eindverbruikers toegekend zijn) gedeeld door de eindverbruiker vraag naar deze drager: geeft inzicht in de daadwerkelijke integrale eindverbruikerkosten die betaald worden per eenheid vraag, waarin ook de uitwisselingen met andere ketens meegenomen zijn.

In de tabel hierboven presenteren we de uitkomsten voor deze perspectieven voor de vier waardeketens.

Voor de elektriciteitsketen zijn de verschillen in de elektriciteitsvraag doorgaans groter dan in de verschillen in kosten per eenheid vraag. Het grootste deel van de verschillen in jaarlijkse kosten van de elektriciteitsketen wordt daarmee verklaard door het volume van de keten, en slechts een deel door de invulling van de keten. De relatieve opbouw van de jaarlijkse kosten (zon, wind, regelbaar vermogen, infra, opslag) is verder vrijwel identiek tussen de scenario's, met enkel HA dat meer inzet op regelbaar vermogen ten koste van opslag. Er zijn daarmee op dit detailniveau niet eenvoudig systeemkeuzes aan te wijzen die tot meerkosten leiden.

Voor de waterstofketen valt over het algemeen op dat de kosten per eenheid energie ongeveer het dubbele zijn vergeleken met elektriciteit. Er is met name in HA een groter volume finale en totale energievraag. De relatieve kostenverschillen per eenheid vraag tussen verhaallijnen zijn groter dan bij de elektriciteitsketen. Bij HA worden de hogere totaalkosten met name veroorzaakt door hogere volumes, maar EV is duur per eenheid vraag terwijl de finale vraag vergelijkbaar is met KM en GB. Hier is met name de totale vraag relatief hoog ten opzichte van de finale vraag. Dit volgt uit een overdimensionering van het aanbod (zon p.v. met name) ten opzichte van de finale vraag, waardoor er extra vraag naar stroom vanuit de andere ketens gecreëerd wordt om deze te absorberen. De waterstofketens lijken verder qua relatieve opbouw ook redelijk veel op elkaar, met in de laatste twee scenario's een grotere rol voor import en een kleinere rol voor groene waterstofproductie.

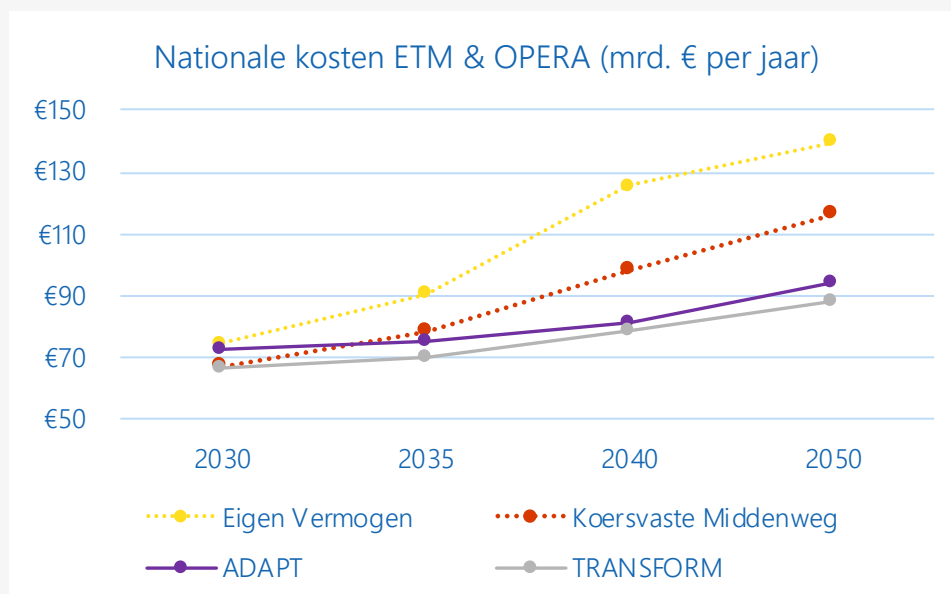
De warmte- en koolstofketens vormen maar een beperkt deel van de nationale kosten, maar kennen wel grotere verschillen. Voor warmte is er enkel finale vraag en lijken de nationale kosten per eenheid vraag sterk op elkaar, behalve in EV dat meer op warmtenetten inzet. Na uitwisseling met andere ketens stijgen de eindverbruikerskosten sterk (warmte moet immers geproduceerd worden) en stijgen de kosten relatief beperkt door koolstofketens (GB), matig door de elektriciteitsketen (KM en EV) en sterk door de waterstofketen (HA). Voor de koolstofketen presenteren we enkel de eindverbruikerskosten per eenheid vraag, omdat de kosten voor synthetische producten in andere ketens gemaakt worden maar de verkoop van synthetische producten in het buitenland wel als inkomsten meegeteld wordt. Hierbij zijn de kosten sterk vergelijkbaar tussen de scenario's, waarbij EV wel een sterke uitschieter omhoog vormt.

Bovenstaande toont dus dat het HA scenario relatief duur is per eenheid vraag omdat er een grotere rol voor waterstof is, dat per eenheid vraag ongeveer tweemaal zo duur is als elektriciteit.

Het EV scenario is met name in absolute zin duur door het grotere vraagvolume, maar ook omdat de aanbodzijde van het systeem (m.n. zon) relatief overgedimensioneerd ten opzichte van de vraag. Het GB en met name KM scenario lijken relatief goedkopere scenario's, zowel in absolute als in relatieve zin. De onzekerheden hierbij zijn echter fors en daarom is voorzichtigheid geboden bij de interpretatie van deze resultaten. Wel lijken op basis van deze beelden een brede inzet van waterstof en een overdimensionering van het aanbod systeemkeuzes te zijn die tot hogere kosten kunnen leiden.

Vergelijking met OPERA scenario's

Naast onderlinge vergelijking van NBNL scenario's is er ook een vergelijking gemaakt met scenario's uit OPERA. Hiervoor zijn de scenario's Koersvaste Middenweg, Eigen Vermogen, ADAPT en TRANSFORM vergeleken vanuit het nationale kosten perspectief. Hiermee zijn scenario's gekozen die zowel relatief gematigd als extremer zijn in verandering van gedrag en opzet van het energiesysteem. De geobserveerde modelverschillen en verschillen in scenario uitkomsten zijn groot. Hieronder is het verschil getoond.



Figuur 3: Nationale kosten in miljarden euro's per jaar per scenario voor twee ETM scenario's (stippellijnen) en twee OPERA scenario's (doorgetrokken lijnen). In 2024 euro's met 2.25% WACC.

Disclaimer: Aangezien de scope van beide modellen en achterliggende kostendrijvers dusdanig verschillen, moeten de resultaten getoond eerst ontleed worden alvorens enige uitspraken te kunnen doen over interpretatie van resultaten.

Richting 2050 neemt het kostenverschil toe, terwijl in 2030 de nationale kosten vergelijkbaar zijn tussen de diverse scenario's. De kostendrijvers hierachter zijn echter zeer verschillend, en op meer

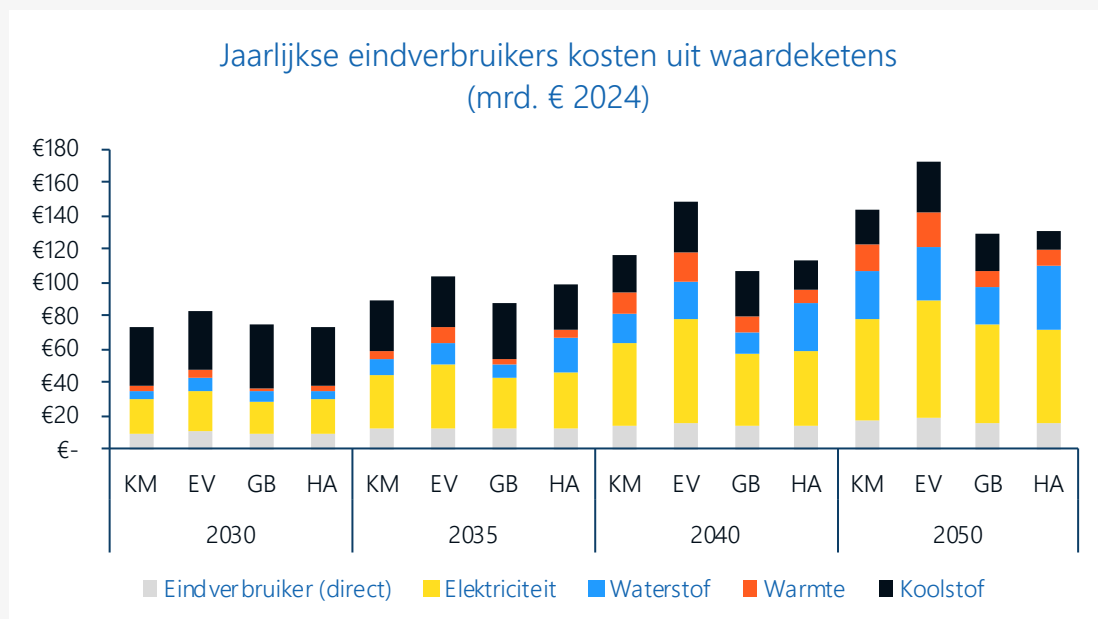
detailniveau zien we dan ook grote discrepanties. Hieronder zijn de grootste verschillen achter kostendrijvers genoemd.

- **Scope aan assets.** Het ETM en OPERA nemen deels dezelfde assets mee, maar beiden modellen hebben ook hiaten, welke verschillend zijn voor beide modellen. OPERA lijkt vollediger, door meer installaties in de industrie, glastuinbouw/landbouw en transport mee te nemen. Hierdoor kan een verschil ontstaan van tien(tallen) miljarden euro's in jaarlijkse investering- en O&M kosten. Aan de andere kant neemt het ETM assets mee voor batterijopslag, airconditioning, waterstofdrager omzetting en warmte-infrastructuur. Deze lijken niet voor te komen in OPERA. Ook dit veroorzaakt kostenverschillen van miljarden euro's.
- **Eigenschappen van assets.** Voor assets die in beide modellen voorkomen kunnen verschillende eigenschappen zijn toegekend, zoals de betreffende levensduur, vermogen van een unit en vollasturen per unit. Hierdoor kan het zijn dat voor dezelfde energievraag of productie bij assets sterk afwijkende investering- en O&M kosten worden gerekend. Zo liggen de investering- en O&M kosten voor CV-ketels bij huishoudens 3 maal zo hoog in NBNL scenario's in 2030, waarschijnlijk veroorzaakt doordat de CV-ketels 3 keer zo weinig vollasturen hebben in de ETM scenario's. Alleen al voor deze categorie ontstaat zo een kostenverschil van een miljard euro, terwijl de vraag naar gas gelijkwaardig is.
- **Dimensionering van opgesteld vermogen.** De NBNL scenario's hebben veel meer vermogen opgesteld voor Zon-PV, Batterijopslag en andere assets. Zo is er in 2030 al ongeveer 50% meer Zon-PV opgesteld in het Koersvaste Middenweg scenario ten opzichte van het ADAPT scenario, een verschil van 20 GW, wat miljarden euro's aan verschil maakt. Daarnaast is er in 2050 meer dan 50 GW aan batterij opslag in de NBNL scenario's, terwijl dit voor de OPERA scenario's onder de 10 GW ligt. Dit kan ervoor zorgen dat er een jaarlijks kostenverschil van twintig miljard euro ontstaat in 2050.
- **Verskillende berekeningsmethodieken.** Ook kan het zijn dat het ETM en OPERA fundamenteel anders kosten uitrekenen. Zo rekent het ETM isolatiekosten dusdanig anders uit dan OPERA, dat er al in 2030 miljarden euro's aan verschil in isolatiekosten ontstaan. Daarbij wijkt de warmtevraag in de gebouwde omgeving niet dusdanig af om dit te verklaren. Ook voor elektriciteit infrastructuur kosten is er voor OPERA scenario's in INKTVIS een andere berekening gebruikt dan dat het ETM zelf uitrekent, wat tot lastig verklaarbare kostenverschillen leidt.
- **Energiestromen.** In 2030 ontstaan er reeds grote verschillen in energiestromen tussen NBNL- en OPERA scenario's door verschillende uitgangspunten, waardoor vergelijkbaarheid van modelscenario's wordt bemoeilijkt. Zo is er in de NBNL scenario's al veel ammoniak import voor scheepvaart (70 PJ), waar de OPERA scenario's nog zware stookolie vragen voor scheepvaart.

- **Brandstofprijzen, investeringskosten en leercurves.** Hoewel deze driver tot grote kosten verschillen kan leiden, zijn prijsaannames onderhevig aan onzekerheid en kan de impact onderzocht worden door gevoeligheidsanalyses uit te voeren. Dit kent beperkingen, door bijvoorbeeld beïnvloeding van Merit Order berekeningen. De NBNL scenario's bevatten deels zelf ingevulde en deels door het ETM berekende brandstofprijzen, terwijl de OPERA scenario's onderling dezelfde brandstofprijzen hanteren die grotendeels zijn gekoppeld op de Klimaat en Energieverkenning van het PBL. Hierdoor kunnen grote verschillen ontstaan, waarbij bijvoorbeeld de benzineprijs in 2030 een factor 2 hoger ligt in de NBNL scenario's. Ook aannames achter investering- en O&M kosten wijken af tussen ETM en OPERA, zo kunnen investeringskosten van zonnepanelen 50% hoger liggen in 2030 voor de NBNL scenario's. Als laatste bevatten de NBNL scenario's geen aannames over leercurves, welke wel in de OPERA scenario's voorkomen. Hierdoor kunnen in laatstegenoemde investeringskosten met tientallen procenten dalen richting 2050, en nog sterkere afwijkingen ontstaan tussen ETM en OPERA scenario's.

Eindverbruikerskosten

Het nationale kostenbeeld hierboven beschreven geeft een beeld van de maatschappelijke kosten die worden gemaakt ten behoeve van verschillende ketens. Daarnaast is een eindverbruikers kostenbeeld opgesteld waarmee de NBNL scenario's zijn vergeleken en de kosten voor individuele vraagsectoren zijn beschreven. In dit eindverbruikers kostenbeeld zijn heffingen en subsidies



Figuur 4: Eindverbruikerskosten in miljarden euro's per jaar per Netbeheer Nederland scenario en steekjaar, in 2024 euro's en met een marktconforme WACC (4 – 6,5%). Kosten zijn exclusief belastingen en subsidies.

niet meegenomen. Het totaal aan kosten verschilt van het nationale kostenbeeld door het aanhouden van marktconforme rentelasten (WACC) tussen de 4 en 6,5%, in plaats van maatschappelijke rentelasten van 2,25%. Terwijl nationale kosten zich richten op systeemkosten voor het gehele land waarbij winstmarges en rendementen als interne herverdeling worden beschouwd, hanteren de kosten voor eindverbruikers een individueel perspectief waarin deze marges en rendementseis van financiers wel als reële kostenposten meetellen. Als gevolg zijn de totale kosten vanuit het eindverbruikersperspectief ongeveer 10% hoger in 2030, en tussen de 20- en 25% hoger in 2050. Deze kostentoename is voor meer dan de helft toe te wijzen aan investeringen in de elektriciteitsketen, maar ook gedeeltelijk aan investeringen bij eindverbruikers en in latere jaren in de waterstofketen. Het beeld wat ontstaat is gegeven in bovenstaande figuur, welke rekening houdt met de uiteindelijke kosten voor dragers ná uitwisseling van kosten tussen ketens.

De eindverbruikers betalen meer voor benodigde investeringen, zowel direct door verhoogde rentelasten, als ook indirect door duurdere vraag naar energiedragers en grondstoffen uit de andere ketens. De directe jaarlijkse kosten voor investeringen en O&M kosten stijgen voor eindgebruikers van 2030 richting 2050 met 60-80%. Door de scope van het ETM zijn er geen investering- en O&M kosten voor transport, en zeer beperkt voor de industrie en landbouw. De investering en O&M kosten zitten vooral in de vraagsector Gebouwde omgeving, waar met name meerkosten in 2050 worden gemaakt voor (hybride) warmtepompen, airconditioning en verbeterde isolatie.¹ Tussen verhaallijnen zijn de verschillen in de investering- en O&M kosten in een steekjaar klein, aan de ene kant door de scope en prijsaannames van het ETM, aan de andere hand door een gelijkmatig tempo tussen verhaallijnen van introductie van technologieën en verbeterde isolatie.

Door de uitwisseling van kosten tussen ketens omvat de elektriciteitsketen richting 2050 een relatief minder groot deel van de totale kosten dan voor de uitwisseling van kosten tussen ketens in het nationale kostenbeeld. Dit is veroorzaakt doordat andere ketens een dusdanige behoefte hebben aan elektriciteit, welke zwaarder weegt dan dat de elektriciteitsketen kosten uit andere ketens op zich neemt om levering van elektriciteit te kunnen realiseren. De groei aan kosten voor de keten richting 2050 komt aan de ene hand door de groeiende kosten per eenheid energie, zoals eerder beschreven. Daarnaast groeit de vraag naar elektriciteit, wat met name het kostenverschil tussen scenario's verklaard. In met name de industrie, gebouwde omgeving en wegtransport groeit de vraag naar elektriciteit. Dit komt naast verduurzaming van technieken en installaties deels ook door autonome groei, door bijvoorbeeld het uitbreiden van sub sectoren van de industrie (ICT), een groeiende gebouwvoorraad en meer afgelegde kilometers transport. Ook komt er krimp voor, waar in het HA scenario een deel van de energie-intensieve industrie vertrekt.

¹ Thuisbatterijen en zonnepanelen zijn in de elektriciteitsketen geplaatst.

Voor de waterstofketen liggen de kosten voor eindverbruikers wisselend hoger of lager ten opzichte van de nationale kosten. In eerdere jaren zijn de kosten vaak lager, wanneer waterstof bijvoorbeeld ook veel in andere ketens ingezet dient te worden. In latere jaren, en met name in minder import afhankelijke scenario's, liggen de ketenkosten hoger, doordat er bijvoorbeeld steeds meer elektriciteit en (CAPEX/OPEX) nodig is voor elektrolyse. Over het algemeen groeien de kosten in het HA scenario het hardst doordat de netto vraag naar waterstof hier het hardst groeit. Er wordt met name voor de scheepvaart en industrie meer netto vraag aan waterstof verwacht. Ondanks de relatief hoge kosten per eenheid energie voor de waterstofketen zijn de totale kosten voor deze sectoren niet per se hoger in het HA scenario, omdat de industrie ook een mindere omvang heeft en er minder energie wordt voorzien aan de zeescheepvaart vergeleken met andere scenario's. Hetzelfde geldt tevens voor de landbouw (glastuinbouw) sector, welke in het HA scenario relatief krimpt ten opzichte van andere scenario's. Ook het wegtransport, met name groter vervoer, kent in 2050 een hogere waterstof vraag in het HA scenario. Doordat de rest van het weg- en railtransport bijna volledig elektrificeert is, en in alle scenario's ongeveer evenveel vraag naar verplaatsing is (kms), is het restant waarmee de energievraag van de sector is ingevuld bepalend voor het verschil aan kosten tussen scenario's. Het HA scenario kent hierdoor hogere kosten voor het weg- en railtransport.

Voor de warmteketen zijn er hogere kosten gemaakt in het eindverbruikersbeeld. Ten opzichte van de nationale kosten worden er ook kosten gemaakt door vraag naar dragers uit andere ketens voor warmte opwek. Richting 2050 is er met name in het HA scenario minder netto vraag aan warmte bij eindverbruikers. Omdat de kosten voor warmteopwek in het HA scenario per eenheid energie relatief hoog liggen, ontstaat een gelijk kostenbeeld i.v.m. het GB scenario met meer warmtevraag en goedkopere warmteopwek. Het EV en KM scenario kennen hogere warmteketen kosten, welke naast prijs ook wordt gedreven door meer externe warmtevraag, met name in de Gebouwde omgeving via warmtenet aansluitingen. Doordat de warmteketen relatief hoge kosten kent per eenheid energie in 2050, zijn de jaarlijkse kosten voor het EV en KM scenario in de gebouwde omgeving het hoogst. Door meer goedkoper gas in te zetten en ook iets goedkopere waterstof liggen de kosten voor het GB en HA scenario lager voor deze sector, onder gemaakte prijsaannames. Ook voor de landbouw (glastuinbouw) speelt de warmteketen een belangrijke rol. De WKKs in de glastuinbouw zijn in INKTVIS gecategoriseerd onder de elektriciteitsketen, dus er is relatief veel netto warmtevraag voor alle scenario's. Omdat in het EV scenario meer warmte wordt bespaard en meer geëlectrificeerd, liggen de landbouw kosten hier het laagst. De kosten zijn echter vergelijkbaar met andere scenario's voor de landbouw.

Voor de koolstofketen liggen de kosten vaak structureel hoger dan in de nationale kosten, met name in latere jaren. Dit komt doordat de raffinage vraag heeft naar dragers uit andere ketens, zoals elektriciteit en waterstof. In latere jaren wordt er steeds minder geraffineerd, als ook dat er relatief meer geëxporteerd wordt ten opzichte van de import van met name olie voor raffinage.

Dit komt omdat de binnenlandse vraag afneemt, maar er in wisselende mate nog wel raffinagecapaciteit aanwezig is. In het HA en GB scenario is op deze manier minder vraag naar olieproducten voor de chemie, wat met name het kostenverschil drijft zodat in het EV en KM scenario de kosten voor de industrie hoger oplopen. Bij de Scheep- en Luchtvaart is er ook nog een forse vraag naar koolstof, waar de kosten voor het GB scenario het hoogst liggen. Dit lijkt echter gedreven doordat in het GB scenario de meeste energie wordt geleverd aan de zeescheepvaart.

Gevoeligheidsanalyses

In de doorlooptijd van anderhalve maand van dit onderzoek is het niet gelukt een uitgebreide gevoeligheidsanalyse op de resultaten uit te voeren. Het zou wel waardevol zijn een dergelijke analyse alsnog te doen. De kostenonzekerheden zijn groot en diverse kostenparameters als energieprijzen maar ook investeringskosten voor technologieën als zon, wind en batterijen zouden reeds bij beperkte verschuivingen miljarden euro's aan nationale kosten doen wijzigen.

Gegeven de vergelijkbare relatieve kostenopbouw van de elektriciteits- en waterstofketens zal een dergelijke gevoeligheidsanalyse niet per se resulteren in veel grotere kostenverschillen tussen de scenario's. De kosten per eenheid vraag zijn immers doorgaans redelijk vergelijkbaar. De waterstofimport die een groter deel van de kosten uitmaakt in de laatste twee scenario's zou mogelijk wel verschillen kunnen doen vergroten. Vanuit een eindverbruikersperspectief zouden de verschillen tussen de scenario's ook kunnen toenemen. Immers zien we bij de waardeketens enkel de totale volumes aan vraag, maar niet de mix van de vraag per eindverbruiker. Indien de industrie sterk inzet op elektriciteit in het ene scenario en op waterstof in het andere, zou een kostenwijziging van één van de twee ketenparameters de eindgebruikerkosten in het ene scenario sterker beïnvloeden dan in het andere.

Slotwoord

Dit is slechts een eerste verkenning en vergelijking van de kostenbeelden van de NBNL scenario's met de INKTVIS tool. Het laat echter zien dat het mogelijk is om op een gestructureerde manier kostenbeelden van ETM scenario's te ontwikkelen en deze te vergelijken. Daarbij kan de gehanteerde methodiek, ook toegepast worden op andere scenario's. Hierbij zal wel aandacht moeten zijn voor de ontwikkeling van de diverse scenario's en tools. Het hier gepresenteerde rapport betreft een momentopname, want zowel de modellen (ETM en OPERA), analysetoolset (INKTVIS) als scenario's (Netbeheer Nederland en TNO) worden geüpdatet en bijgesteld. Er zal daarom dus nagedacht moeten worden over een onderhoudsplan indien er een wens is om deze kostenbeeldanalyse over de scenario's te kunnen herhalen.

Deze eerste exercitie laat echter ook duidelijk zien dat de kostenbeelden afzonderlijk kostenhiaten kennen alsook sterke afwijkingen qua inzet van capaciteiten (en draaiuren) en kostenparameters van technologieën kennen. Ook zijn er diverse belangrijke scopekeuzes te maken ten

aanzien van bijvoorbeeld de verwerking van brandstoffen (wordt enkel naar inkoop of ook naar verkoop gekeken). Het verdient daarmee de sterke aanbeveling om eerst de kostenbeelden van de diverse scenario's, Netbeheer Nederland en TNO, te bestendigen alvorens bredere en verregaandere conclusies ten aanzien van systeemkeuzes en beleidsimplicaties te trekken. Een concrete uitwerking daarvan zou kunnen bestaan uit een kort maar intensief traject waarin Quintel en TNO onder begeleiding van een derde gezamenlijk het voornaamste deel van de verschillen verder verklaren en reduceren. We hopen dat er op dit werk voortgebouwd kan worden om tot een beter begrip van de financiële consequenties van de energietransitie te komen.

Inhoudsopgave

Hoofdaanbeveling.....	2
Inhoudelijke samenvatting	3
Introductie	16
<i>NBNL scenario's</i>	17
ETM - INKTVIS mapping.....	18
<i>Definities</i>	20
<i>Kostenkentallen</i>	22
<i>Vermogens en volumes</i>	23
Analyse INKTVIS-Resultaten.....	26
<i>Nationale kosten</i>	27
Elektriciteitsketen.....	31
Waterstofketen.....	33
Warmteketen	35
Koolstofketen.....	36
Analyse over ketens.....	38
<i>Vergelijking met OPERA scenario's</i>	40
Startpunt 2030.....	42
Richting 2050	64
Reflectie 2050	67
<i>Kosten bij eindverbruikers</i>	68
Gebouwde omgeving	70
Transport.....	75
Industrie.....	80
Landbouw	84
Effect van belastingen en subsidies.....	87
<i>Overheidsperspectief</i>	88
<i>Gevoeligheidsanalyses</i>	89
Conclusies	90

Introductie

De energietransitie vraagt om ingrijpende systeemkeuzes met verstreckende financiële consequenties voor overheid, bedrijfsleven en burgers. Voor gedegen beleidsvorming is daarom een integraal kostenbeeld van verschillende transitiepaden essentieel. Dit integrale perspectief maakt het mogelijk om weloverwogen afwegingen te maken tussen verschillende oplossingsrichtingen en de maatschappelijke kosten eerlijk te verdelen.

Het ministerie van Klimaat en Groene Groei werkt daarom aan een systematische aanpak voor het in kaart brengen van deze kostenbeelden. Centraal hierin staat de recent ontwikkelde 'INKTVIS'-tool, een gezamenlijke ontwikkeling van TNO, RVO en KGG. Deze tool transformeert complexe modeloutputs naar heldere kostenbeelden, uitgesplitst naar investeringen, operationele kosten, sectorale effecten en overheidsfinanciën. Tot nu toe bevat de INKTVIS tool diverse energiesysteemsscenario's die gemaakt zijn door PBL en TNO op basis van het OPERA-model.

Met het oog op de actualisatie van het Nationaal Plan Energiesysteem in 2026 bestaat nu de behoefte om het perspectief te verbreden. Netbeheer Nederland (NBNL) werkt al jaren aan energiscenario's met het Energy Transition Model (ETM), welke als input gebruikt worden voor netberekeningen en uiteindelijk investeringsplannen. Deze scenario's bieden waardevolle complementaire inzichten vanuit het perspectief van netbeheerders, met specifieke aandacht voor infrastructuurimplicaties en systeemintegratie.

Het voorliggende onderzoek analyseert de NBNL-scenario's met dezelfde INKTVIS-methodiek die voor OPERA-scenario's wordt toegepast. Dit maakt directe vergelijking van kostenbeelden mogelijk en vergroot het inzicht in hoe modelkeuzes en uitgangspunten doorwerken in de uiteindelijke kosten. Door verschillen tussen ETM-gebaseerde en OPERA-gebaseerde kostenbeelden systematisch te analyseren, ontstaat een rijker beeld van onzekerheden en de financiële implicaties van energiesysteemkeuzes, wat leidt tot robuuste inzichten voor beleid.

Dit onderzoek is uitgevoerd in anderhalve maand, van november tot half december 2025, met de versies van de modellen, scenario's en INKTVIS die toen beschikbaar waren. Updates hieraan, zoals aan INKTVIS in december 2025, en mogelijke toekomstige wijzigingen, zijn dus niet meegenomen in dit onderzoek. Het betreft daarmee een momentopname.

In het vervolg van dit rapport behandelen we achtereenvolgens de gehanteerde methodiek, de resultaten van de analyse (systeemkosten en eindgebruikerskosten) en sluiten we af met conclusies.

NBNL scenario's

De scenario's die we beschouwen in deze analyse zijn de NBNL scenario's die in 2025 gepubliceerd zijn². Het betreft een viertal verhaallijnen die uitgewerkt en gekwantificeerd zijn voor vier steekjaren (2030, 2035, 2040 en 2050) en allen aan de nationale emissiereductie doelstellingen voor 2030 en 2050 voldoen. Er wordt daarmee gestuurd op respectievelijk 55%, 70%, 90% en 100% emissiereductie in 2030, 2035, 2040 en 2050. We beschrijven deze scenario's hieronder bondig; in de rapportage van Netbeheer Nederland worden zij uitgebreider toegelicht.

Het **Eigen Vermogen (EV)** scenario zet grote stappen richting energie-onafhankelijkheid, met een grote mate van zelfvoorzienendheid. Hierin is er een sterke sturing van de overheid. De inzet op technologie, elektrificatie, groene waterstof is groot, met dienverstandige impact op de infrastructuur.

Het **Koersvaste Middenweg (KM)** scenario is een doorzetting van de huidige ontwikkeling en trends in de energietransitie, mede gestoeld op de sturing van uit het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE). Ook hier is er een sterke elektrificatie, maar tegelijkertijd een balans met andere energiedragers (diversiteit) en ook internationale samenwerking.

Het **Gezamenlijke Balans (GB)** scenario kenmerkt zich door een Europese samenwerking en beleidsvoering, met pragmatische verduurzaming met ruimte voor zowel stroom als gas. Verder is er ook een grote internationale rol voor Nederland als doorvoerland.

Het **Horizon Aanvoer (HA)** scenario veronderstelt grote internationale beschikbaarheid van duurzame energie, waarbij Nederland sterk leunt op import van energie en halffabricaten voor de industrie (met deel verplaatsing tot gevolg). De finale vraag naar energie ligt daarmee relatief laag (30% lager dan nu).

² Netbeheer Nederland (2025): Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025

ETM - INKTVIS mapping

Voor de NBNL scenario's en andere openbare scenario's zijn uitgebreide gegevens beschikbaar in het ETM. Om INKTVIS-resultaten te genereren voor de NBNL scenario's is een methodiek uitgewerkt die ETM gegevens gereed maakt voor INKTVIS. Stapsgewijs is de methodiek:

- Exporteer relevante datasets uit het ETM
- Analyseer en bewerk deze datasets tot opties en waardes die verenigbaar zijn met de INKTVIS tool
- Wijs deze bewerkte datasets toe aan relevante INKTVIS input bestanden.

De methodiek is zo ingericht dat deze ook toegepast kan worden op andere (openbare) ETM scenario's en is op de volgende pagina in tabelvorm reeds kort toegelicht.³ De relevante INKTVIS input bestanden waarnaar is toegewerkt kunnen worden ingedeeld als:

1. Definities

Bestaande uit INKTVIS input bestanden: *Opties lookup*, *Dragers lookup*, *Scenario Lookup*, *Taxes and Subsidies*, *Offshore electrolysis*. Dit zijn bestanden die de basis aan definities, referenties en categorisering leggen waarmee de INKTVIS tool berekeningen doet. Deze bestanden zijn met gegevens uit het ETM aangevuld die voor de INKTVIS tool bruikbaar en herkenbaar zouden moeten zijn.

2. Kostenkentallen

Bestaande uit INKTVIS input bestanden: *Opties kosten lookup*, *Brandstofprijzen*. Dit zijn bestanden waarin kostenkentallen worden ingesteld voor de verschillende modellen en scenario's. Kosten kentallen betreffen investeringen, O&M kosten en prijzen voor grondstof- en energiedragers per gedefinieerde eenheid. Deze bestanden zijn met ETM kostendata aangevuld.

3. Vermogens en volumes

Bestaande uit INKTVIS input bestanden: *Capacity Per Option*, *Emission Per Option*, *Energy Flows*. Dit zijn bestanden waarin de vermogens van installaties en technieken en de volumes van vraag en productie van energie en emissies worden beschreven voor het gehele energiesysteem. Deze bestanden zijn aangevuld met ETM data voor opgesteld vermogen (of aantallen) en energiestromen. De emissies berekend door het ETM zijn niet verenigbaar met INKTVIS en vragen om een verregaande analyse welke niet is uitgevoerd in de huidige mapping.

³ Wanneer het ETM of INKTVIS zelf bijgewerkt worden naar nieuwere versie is het mogelijk dat deze methodiek vernieuwd moet worden.

Tabel 2. Samenvattende tabel van de mapping van ETM output naar INKTVIS input.

ETM export bestanden (rechts) geanalyseerd (midden) om gereed te maken voor INKTVIS-input bestanden (links), opgedeeld naar 1. Definities, 2. Kostenkentallen en 3. Vermogens en volumes.

INKTVIS input	Mapping van ETM output naar INKTVIS input	ETM output
1. Opties lookup	- Neem ETM opties uit de SC, EF en PF data exports over en voeg optie-nummering toe. SC-opties zijn opties met investering- en O&M kosten, EF-opties zijn opties met een energyflow, PF-opties zijn opties met emissies. - Wijs aan alle opties een categorie en keten toe naar eigen inzicht, en probeer dit te harmoniseren met vergelijkbare opties van TNO.	Specification Costs (SC), Energy Flows (complete) (EF), Application primary and final demands (PF), Production capacity and costs
1. Drager lookup	- Neem alle dragers over uit de EF-export en filter naar dragers relevant voor INKTVIS (draggers met kosten) - Wijs aan deze relevante dragers een nummering toe en een indeling in dragersgroep e.d., consistent met de werkwijze van TNO volgens vergelijkbare dragers.	Energy Flows (complete) (EF)
1. Scenario lookup, Taxes and subsidies, Offshore electrolysis	- Definieer de naam van het ETM scenario en de scenario groep (=ETM) - Voeg in aanmerking komende ETM-dragers voor een SDE++ subsidie toe (indien niet al aanwezig) - Neem de ETS prijs en vrije allocatie van emissierechten over uit ETM - Directe overname totale capaciteit offshore elektrolyse uit ETM	Slider settings
2. Opties kosten lookup	- Neem totale investeringskosten en jaarlijkse O&M kosten over uit de SC-export, en druk deze uit in euro's 2015. - Vertaal deze kosten naar kosten per eenheid van capaciteit beschikbaar in de Production capacity and costs-export. Indien kosten niet uitgedrukt kunnen worden in eenheid van capaciteit, houdt 1 aan als capaciteit. - Gebruik een verhaallijn (voor NBNL scenario's, Koersvaste Middenweg 2030 t/m 2050) om voor de ETM-scenariogroep de Opties kosten lookup sheet in te vullen.	Specification Costs (SC), Production capacity and costs
2. Brandstof prijzen	- Neem brandstofprijzen over uit de slider settings export uit het ETM, en druk deze uit in euro's 2015. - Voor elektriciteit, neem het gemiddelde van uurlijkse prijzen over het gehele jaar uit de Electricity price curve export. - Voor brandstofprijzen niet aanwezig in de slider settings export, vindt deze in de ETM-backend (ETEngine gqueries, deze is openbaar)	Slider settings, Electricity price curvem ETEngine gqueries
3. Capacity Per Option	- Haal de totale capaciteit van SC-opties (=opties met investering en O&M kosten) uit de Production capacity and costs sheet - Indien er geen capaciteit is gedefinieerd, houdt een capaciteit van 1 aan - De investering en O&M kosten <i>per eenheid van capaciteit</i> kunnen voor eenzelfde optie verschillen tussen verhaallijnen. Schaal voor deze opties de capaciteit van een scenario naar ratio van de investeringskosten i.v.m. een Koersvaste Middenweg scenario van hetzelfde jaar. Dit is alleen nodig bij meerdere verhaallijnen die uit het ETM in INKTVIS gebruikt worden.	Specification Costs (SC), Production capacity and costs
3. Emission Per Option	<i>Emissies uit het ETM zijn in de huidige mapping niet bruikbaar in de INKTVIS tool. Het volgende kan als startpunt dienen ter analyse:</i> - Voor de NBNL scenario's, neem de emissies over zoals de netbeheerders publiek in hun scenario's-2025 rapport duiden naar keten- of eindverbruik-sector. Dit kan als ijkpunt dienen voor resultaten vergelijking bij de onderstaande generieke aanpak - Neem emissies over van de PF-export. Deze emissies zijn o.b.v. energie- en grondstof verbruik bij de eindverbruiker, niet waar deze ontstaan. - Alloceer emissies naar de sectoren waar ze ontstaan, door bijv. emissies voor elektriciteitsverbruik terug naar de elektriciteit keten toe te wijzen. - Corrigeer de onderschatte emissies ontstaan door vloeibaar brandstof gebruik o.b.v. de finale vraag en gepaarde emissiefactoren. - Vul deze CO₂ emissies aan met overige broeikasgassen (uit de UI)	Application primary and final demands (PF),
3. Energy flows	- Filter naar dragers relevant voor INKTVIS (draggers met kosten) - Filter "import", "export" ETM opties weg om geen oneigenlijke vraag en productie mee te nemen (ETM gebruikt deze als sluitposten)	Energy Flows (complete) (EF)

Definities

Hieronder volgt per INKTVIS input bestand de werkwijze om deze aan te vullen met ETM gegevens.

Opties lookup

Het *opties lookup* bestand geeft alle opties (of keys) waarover de INKTVIS tool berekeningen uitvoert. Een optie beschrijft een bepaalde activiteit in het energiesysteem. De INKTVIS tool kan voor een optie zowel de investering- en O&M kosten uitrekenen voor de assets achter deze activiteit, als ook de kosten (of baten) voor energie- en grondstof verbruik (of productie) en de eventuele kosten voor emissies gepaard met deze activiteit via ETS. Hiervoor is het wel van belang dat de benodigde gegevens voor de optie beschikbaar zijn.

De opties in het ETM waar energie in-en/of uitstroomt hebben echter niet altijd achterliggende assets met gedefinieerde investering- en O&M kosten of emissies. De berekeningen voor investering- en O&M kosten en emissies gebeurt niet direct naast de modellering van energiestromen en gepaarde opties in het ETM. Zo is er wel een ETM optie voor aardgas winning in Nederland (een energiestroom productie van aardgas), maar zijn er geen achterliggende gegevens over de investering- en O&M kosten die deze winning mogelijk maken. Anderzijds geeft het ETM elders wel een optie voor bijvoorbeeld de investering- en O&M kosten voor de uitbreiding van het MS net, maar geeft het ETM alleen een optie voor het totaal aan energieverbruik van het net door distributie en transport van elektriciteit (netverliezen). Om zoveel mogelijk opties uit het ETM mee te nemen in INKTVIS moet er uit verschillende data exports gegevens worden gehaald. Aangezien deze vaak niet 1-op-1 verenigbaar zijn met elkaar, zoals in de voorbeelden hiervoor, zijn de opties opgedeeld in de volgende types:

1. **Opties voor investering en O&M kosten (SC-opties).** Dit zijn opties die uit de "Specification Costs (SC)" export uit het ETM zijn gehaald. De naam van de ETM optie uit deze data export is overgenomen en voor elke optie is de afkorting "SC_" geplakt. Dit is een data export die opties geeft met alle investering- en O&M kosten die het ETM uitrekent.
2. **Opties voor kosten (of baten) voor energie- en grondstof verbruik (of productie) (EF-opties).** Dit zijn opties die uit de "Energy Flows (complete) (EF)" export van het ETM zijn gehaald. De naam van de ETM optie uit deze data export is overgenomen en voor elke optie is de afkorting "EF_" geplakt. Dit is een data export die opties geeft die de complete energiestromen van verschillende (sub)sectoren en activiteiten hierin beschrijft.
3. **Opties voor eventuele kosten voor emissies (PF-opties).** Dit zijn opties die uit de "Application primary and final de-mands (PF)" export uit het ETM zijn gehaald. De naam van de ETM key is overgenomen en voor elke key is de afkorting "PF_" geplakt. Dit is een data export die opties geeft met emissies van verschillende (sub)sectoren en activiteiten hierin.

Deze emissies zijn niet verenigbaar met INKTVIS, maar kunnen als startpunt dienen voor een verregaande analyse die in deze versie van de mapping niet is uitgevoerd.

Zolang elke optie in de juiste categorie en keten is gecategoriseerd is deze opdeling representatief voor het energiesysteem. Deze opdeling geeft echter wel een issue met de berekening van SDE++ subsidies in de INKTVIS tool. Voor de SDE++ subsidie rekent de INKTVIS tool namelijk een correctiefactor uit voor een optie met energieproductie van een in aanmerking komende drager o.b.v. de hoeveelheid additioneel vermogen dat de afgelopen vijftien jaar is toegevoegd. Door bovenstaande opdeling is het staande vermogen van een optie met energieproductie (EF-optie) echter altijd nul. Een workaround zou kunnen zijn om de energieproductie van een optie als capaciteit in te vullen en de investering- en O&M kosten expliciet op nul te zetten (want deze heeft per definitie geen investering- en O&M kosten). Zo wordt de energieproductie defacto gebruikt als opgesteld vermogen, maar worden hier geen investering- en O&M kosten voor gerekend. Wanneer vollasturen over steekjaren heen sterk verschillen is voorzichtigheid gepaard met deze aanpak.

Voor elke optie is uiteindelijk in het *opties lookup* bestand een eenheid van capaciteit gedefinieerd, als ook de levensduur categorie en NPE keten. Voor de SC-opties is met name de eenheid van capaciteit en levensduur van belang zodat de investering- en O&M kosten correct worden berekend. Voor alle optie typen zijn de categorie en NPE-keten indeling van belang. Voor deze indeling is een indeling van welke categorie in welke keten hoort overgenomen van TNO, maar is vervolgens naar eigen inzicht aan elke optie een categorie en keten toegevoegd. Op deze manier hoort elke categorie bij dan wel de eindverbruik keten of is deel van het energiesysteem via een NPE-keten door bij de koolstof, elektriciteit, waterstof of warmteketen te horen. Daarnaast is getracht soortgelijke keuzes te maken als de indeling die is gebruikt voor vergelijkbare opties van andere modellen in de INKTVIS tool, zodat een zo consistent mogelijk beeld ontstaat.

Drager lookup

Het *drager lookup* bestand definieert alle energiedragers en grondstoffen waarvoor de INKTVIS tool berekeningen uitvoert. Dit bestand is aangevuld met energiedragers en grondstoffen uit het ETM welke relevant kunnen zijn voor kostenberekeningen. Zo is de arbeid dat door wind of zon wordt verricht niet meegenomen omdat hier geen kosten mee gepaard gaan. De energiedragers en grondstoffen zijn uit de "Energy Flows (complete) (EF)" export gehaald omdat deze ETM export een compleet beeld geeft van de stromingen van energiedragers en grondstoffen binnen het systeem.

Vervolgens is aan alle relevante dragers een nummering toegevoegd en een indeling gemaakt in dragersgroepen, sectoren, subcategorieën, dragers t.b.v. belastingen en overige verwijzingen. Voor deze indeling is zo veel mogelijk gebruik gemaakt van de indeling van TNO voor dragers die al eens eerder waren gedefinieerd.

Overige bestanden

Als laatst zijn de drie INKTVIS input bestanden *scenario lookup*, *taxes and subsidies* en *offshore electrolysis* ingevuld.

In het *scenario lookup* bestand zijn de NBNL verhaallijnen en de ETM scenariogroep gedefinieerd. In het *taxes and subsidies* bestand zijn in aanmerking komende ETM-dragers voor een SDE++ subsidie toegevoegd. Ook kan hier de ETS prijs en vrije allocatie van emissierechten overgenomen worden uit het ETM via een data export van de slider settings (instellingen door de opsteller van een scenario).

Het *offshore electrolysis* bestand zou ook ingedeeld kunnen worden als een bestand met "Vermogens en volumes". Hierin is namelijk het totaal aan opgesteld vermogen voor offshore elektrolyse ingevuld, welke ook uit de "slider settings" van het ETM kan worden geëxporteerd. De reden dat dit bestand toch onder "Definities" is geschaard, is omdat het bestand in principe niet wordt gebruikt voor de ETM scenario groep. Het bestand wordt gebruikt voor een berekening van infrastructuur kosten van elektriciteit voor andere scenariogroepen. Voor deze berekening schrijft de INKTVIS tool elektriciteit infrastructuur opties over met een eigen berekening. Voor de ETM doorrekening in INKTVIS is deze berekening echter uitgeschakeld, zodat de infrastructuurkosten in ETM opties wel worden meegenomen en niet worden overschreven.

Kostenkentallen

Hieronder volgt per INKTVIS input bestand de werkwijze om deze aan te vullen met ETM gegevens.

Opties kosten lookup

In het *opties kosten lookup* bestand kan voor een optie bij een scenariogroep de investering- en O&M kosten per eenheid capaciteit worden ingesteld voor een specifiek jaar. Het bestand geeft echter niet de mogelijkheid om voor verschillende verhaallijnen in hetzelfde jaar en dezelfde scenariogroep verschillende kosten in te stellen. Daarom zijn voor de ETM scenario's de kosten per eenheid capaciteit aangehouden van de Koersvaste Middenweg verhaallijn, en indien andere verhaallijnen afwijken, is hiervoor gecorrigeerd in het *Capacity per Option* input bestand. Deze correctie is later verder toegelicht. Het scenario Koersvaste Middenweg 2050 bevat als enige aannames over leercurves van installaties en technieken, alleen deze zijn een artefact van de vorige editie van de Netbeheer Nederland scenario's. Deze zijn daarom verwijderd, waardoor de NBNL scenario's geen leercurves hebben.

De investering- en O&M kosten zijn overgenomen uit de "Specification Costs (SC)" ETM export en uitgedrukt in euro's 2015. Om deze kosten om te rekenen naar kosten per eenheid capaciteit is de capaciteit van de opties (SC-opties) opgehaald in de "Production capacity and costs" ETM export. Deze zijn dan wel MWe of MWth. Hierbij dient er kritisch gekeken te worden naar de eenheden, waar het ETM een fout lijkt te maken bij bijvoorbeeld CV ketels (er staat 22 MW per

ketel, moet 22 kW zijn). Voor sommige opties, zoals voor investeringen in elektriciteit infrastructuur, is geen capaciteit gedefinieerd. Als dat het geval is, is een capaciteit "eenheid" aangehouden met een waarde 1.

Brandstofprijzen

Het *brandstofprijzen* bestand bevat alle brandstofprijzen die voor een scenario worden aangehouden. Deze zijn aangevuld met prijzen van energiedragers en grondstoffen uit het ETM, waar is gecorrigeerd voor 2019 prijzen in het ETM naar 2015 prijzen voor INKTVIS via een standaard inflatiefactor. Een deel kan worden aangevuld door prijzen uit de "slider settings" ETM export over te nemen. De "slider settings" bevatten instellingen van de opsteller van een scenario, maar ook default waardes als de opsteller geen aanpassingen heeft gedaan aan een instelling. Zo zou het kunnen zijn dat meerdere prijzen zijn gebaseerd op default waardes van het ETM omdat de opstellers van de NBNL scenario's geen instellingen hebben veranderd voor prijzen van bepaalde energiedragers en grondstoffen.

Ook zijn er prijzen die niet uit de "slider settings" kunnen worden gehaald, maar wel gevonden kunnen worden in de graaf (of nodes) van het ETM door specifieke ETEngine gqueries op te halen. Prijzen voor bijvoorbeeld benzine of kerosine worden in het ETM automatisch berekend o.b.v. de netto primaire vraag aan energiedragers en grondstoffen die nodig was om deze producten te produceren.

Daarnaast is de elektriciteitsprijs gebaseerd op de "Electricity price curve" ETM export, waar de uurlijkse elektriciteitsprijzen worden gegeven. Het gemiddelde van deze prijzen is genomen over het gehele jaar, niet het gewogen gemiddelde van de vraag. Dit geeft een grofmazig beeld van de realiteit, waar het vermogen afgenomen in een uur gepaard met de prijs van dat uur een beter beeld zou geven. Het ETM heeft de mogelijkheid om voor een deel van de energiestroom opties (EF-opties) het afgenomen vermogen op te zoeken in de "Electricity load curves" ETM export.

Vermogens en volumes

Hieronder volgt per INKTVIS input bestand de werkwijze om deze aan te vullen met ETM gegevens.

Capacity per Option

Het *Capacity per Option* bestand bevat de totale capaciteit van installaties en technieken dat per scenario aanwezig is. Voor het ETM is dit aangevuld voor de opties met investering- en O&M kosten (SC-opties) door de totale capaciteit van deze opties (in MWe of MWth) op te halen uit de "Production capacity and costs" ETM export. Indien er geen capaciteit gedefinieerd is voor een optie, wordt de capaciteit "eenheid" aangehouden (waarde 1).

Deze werkwijze is verder gecorrigeerd om te corrigeren voor het feit dat in het *Opties kosten lookup* input bestand alleen voor de verhaallijn Koersvaste Middenweg de kosten per eenheid capaciteit zijn gedefinieerd. Dit is niet problematisch voor opties met gespecificeerde capaciteit, aangezien de kosten per eenheid capaciteit voor een optie hetzelfde is per jaar over verhaallijnen heen. De correctie dient plaats te vinden wanneer een optie een "eenheid" capaciteit heeft toegewezen gekregen (waarde 1) of nog geen capaciteit had staan. Het ETM geeft namelijk voor sommige opties, zoals isolatie bij huishoudens, alleen de totale kosten weer zonder een gedefinieerde capaciteit. De "eenheid" capaciteit van deze opties zijn dan hetzelfde over de verhaallijnen heen, terwijl de daadwerkelijke kosten verschillen. De "eenheid" capaciteit van deze opties dienen dan geschaald te worden voor de andere verhaallijnen door de kosten van de verhaallijnen te delen door de kosten in de Koersvaste Middenweg scenario's van hetzelfde jaar.

Emission per Option

Het *emission per option* bestand bevat de volumes aan broeikasgasemissies dat wordt uitgestoten. In de huidige mapping kunnen emissies uit het ETM niet gebruikt worden in INKTVIS. Dit komt omdat het ETM emissies uitrekent op basis van waar energiedragers en grondstoffen gebruikt worden in plaats van de locatie waar emissies ontstaan (<https://docs.energytransitionmodel.com/main/co2-main-principles>). De werkwijze van het ETM is daarmee niet representatief volgens de verdeling van emissies naar de 6 klimaatsectoren-/klimaattafels, welke gebruikelijk worden gehanteerd. Om emissies uit het ETM te kunnen gebruiken in INKTVIS moeten de ETM CO₂ emissies in de data export "Application primary and final demands" data export (PF) eerst worden verdeeld volgens de locaties waar de emissies zijn ontstaan. Hieronder volgt in grote lijnen wat een dergelijke analyse zou kunnen inhouden, welke niet is uitgevoerd in de huidige mapping:

- Emissies bij eindverbruikers door elektriciteitsverbruik dienen terug te worden toegekend aan de elektriciteitsketen voor een emissietoewijzing volgens de 6 sectoren/klimaattafels. Ook voor andere opties met dragers die geen koolstof bevatten, maar waar bij verbruik wel emissies aan zijn gealloceerd (zoals bijvoorbeeld waterstof, warmte), dienen te worden gecorrigeerd.
- Het ETM wijkt af van emissie allocatie o.b.v. primair energieverbruik voor vloeibare brandstoffen uit raffinage zoals benzine, diesel en kerosine. De reden hiervoor is dat deze allocatie niet goed werkt in het ETM met raffinaderijen die gesimplificeerd zijn gemodelleerd. Daarom worden voor vloeibare brandstoffen wel gebruik gemaakt van emissiefactoren van finaal verbruik van deze brandstoffen. Deze correctie is echter alleen op sector niveau ingesteld in het ETM (bijvoorbeeld transport), en niet naar opties zoals in de "Application primary and final demands (PF)" export (PF-opties, bijvoorbeeld emissies_transport_personenauto's). Deze specifiekere opties dienen dus nog gecorrigeerd te

worden door de finale vraag aan vloeibare brandstoffen te vermenigvuldigen met de gehanteerde emissiefactoren in het ETM (te vinden in de Datamanager van het ETM).

Daarnaast dienen de CO₂ emissies uit de PF-dataexport te worden aangevuld met overige broeikasgasemissies, welke niet in dataexports te vinden zijn (maar wel geaggregeerd in de UI onder "Emissions").

Voor de NBNL scenario's zijn uit het Netbeheer Nederland rapport⁴ de berekende emissies overgenomen naar de relevante sectoren en gegeven in de mapping, wat als ijkpunt kan dienen om een analyse van emissies mee te vergelijken.

Energyflows

Het *energyflows* bestand bevat alle vraag en/of productie van energie en grondstoffen door de verschillende ingestelde opties. Hiermee is de stroming aan energie binnen het energiesysteem ingesteld. Voor de ETM scenario's is dit aangevuld met opties uit de "Energy Flows (complete) (EF)" export van het ETM, waar de complete energiestromen in het ETM zijn gemodelleerd.

Energiedragers en grondstoffen die niet relevant zijn voor een kostenbeeld berekening (zoals wind of zonnestralen die arbeid verrichten) zijn hieruit weggehaald. Ook zijn opties welke energie of grondstof import en export beschrijven weggehaald. Deze zijn effectief een sluitpost in het ETM, zodat import als productie wordt gezien dat de netto vraag opvult en export als vraag wordt gezien dat de netto productie wegneemt. Met het meenemen van import en export opties zouden eventuele kosten of baten van een energiedrager wegvallen, als daar een netto vraag of productie van bestaat. Inmiddels is de INKTVIS tool geupdate en gebruikt export als eindverbruik sector. Het wegnemen van import en export opties volstaat niet meer bij de nieuwe versie van de tool. Wat er dan gedaan kan worden is zowel een vraag als productie optie opstellen voor import, en voor export alleen een vraag. Op deze manier neemt import geen onterechte vraag weg en wordt een deel van de totale productie dat naar export als eindverbruiker herkend. Ook zijn er opties die weggehaald zijn om dubbeltelling te voorkomen. Zo zijn er "excess" opties die overschot aan productie (netto productie) van een drager in een sector beschrijven, welke al naar voren komt wanneer de totale productie van de totale vraag wordt afgetrokken in het energiesysteem.

⁴ <https://www.netbeheernederland.nl/publicatie/netbeheer-nederland-scenarios-editie-2025> Figuur 3,6

Analyse

INKTVIS-Resultaten

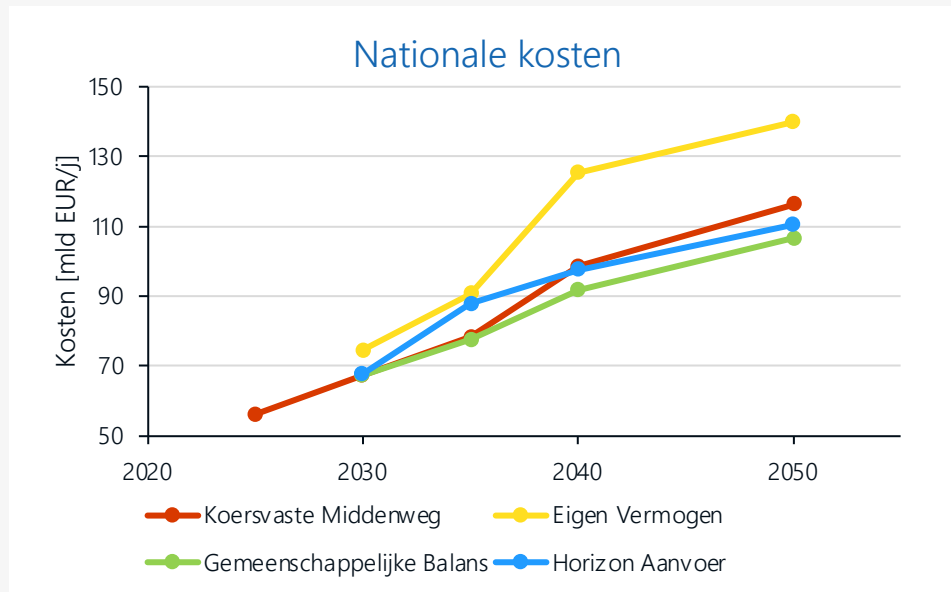
In dit hoofdstuk presenteren we de resultaten van de analyse van de NBNL scenario's in de INKTVIS tool. Daarbij zullen we eerst stilstaan bij de nationale kosten, alsook de opbouw daarvan en bijdrage van diverse componenten (zie tabel hieronder), keuzes en gevolgen. Vervolgens maken we een vergelijking met OPERA scenario's voor de nationale kosten. Tot slot nemen we het perspectief van eindgebruikers en kijken we per sector naar de ontwikkeling van de kosten, met wederom aandacht voor de opbouw, drivers en gevolgen.

Tabel 3. Kostencomponenten die mogelijk voorkomen in een scenario. Voor sommige kostencomponenten is in het ETM geen Investerings of O&M kosten meegenomen.

NPE Keten	ETM sector duiding	Onderwerp	Investering & O&M	Energie- en grondstof	Emissies (scope 1 CO ₂)
Eindverbruiker	Gebouwde omgeving	Warmte/koude: CV, (H)WP, Airco, isolatie, aansluiting	X	X	X
		Apparaten in huishoudens en gebouwen		X	X
	Industrie	Verbrandingsinstallaties, WP, Stoom compressie, WKK, p2h, CO ₂ -afvang	X	X	X
		Energie en grondstofverbruik/productie bij subsectoren via installaties/technieken <i>niet</i> hierboven benoemd: Staal, Stoomkrakers, Chemie, Kunstmest, ICT, Papier, Voedsel, Metaal, Aluminium		X	X
		Landbouw	X	X	X
	Transport	Personenauto, motorfiets, bus, trein, tram, bestelbus, vrachtwagen, binnenvaart, internationale vaart, luchtvaart		X	X
Koolstof	Industrie	Raffinage verbrandingsinstallaties, p2h, CO ₂ -afvang	X	X	X
		Energie en grondstofverbruik/productie bij Raffinage via installaties/technieken <i>niet</i> hierboven benoemd		X	X
	Energie	Groen gas productie, Vergassing, lng/netwerk gas bewerking, DAC, CO ₂ transport	X	X	X
Elektriciteit	Energie	(Flexibele) opslag, Zon-PV, Wind op land/zee, Kernenergie, (additioneel benodigde) infrastructuur: LS/MS/HS netten, MS/HS trafo's	X	X	X
	Gebouwde omgeving	Zon-PV, batterijen	X	X	nvt
	Energie	WKK, elektriciteitscentrales, gasturbines, motoren, houtpellets (met/zonder CCS)	X	X	X
Waterstof	Energie	Verbrandingsinstallaties, SMR/ATR (met/zonder CCS), reformers (ammonia, LOHC, vloeibaar), elektrolyse, zoutcavernes, distributie, infrastructuur	X	X	X
	Industrie	SMR/ATR, Haber-Bosch, elektrolyse		X	X
Warmte	Energie	Verbrandingsinstallaties, WP, restwarmte, p2h, Zon thermisch, geothermie, infrastructuur: leidingen (primaire/distributie), stations, opslag	X	X	X

Nationale kosten

In de figuur hieronder tonen we de nationale kosten o.b.v. de INKTVIS analyse per scenario voor de steekjaren 2030, 2035, 2040 en 2050. De nationale kosten volgen uit de verwerking van de NBNL scenario's in de INKTVIS tool en zij zijn daarmee niet per se gelijk aan de nationale kosten die het ETM zelf rapporteert.⁵



Figuur 5: Nationale kosten in miljarden euro's per jaar per scenario en steekjaar. N.B. scenario's kennen een vergelijkbare emissiereductie maar wisselende energievraag.

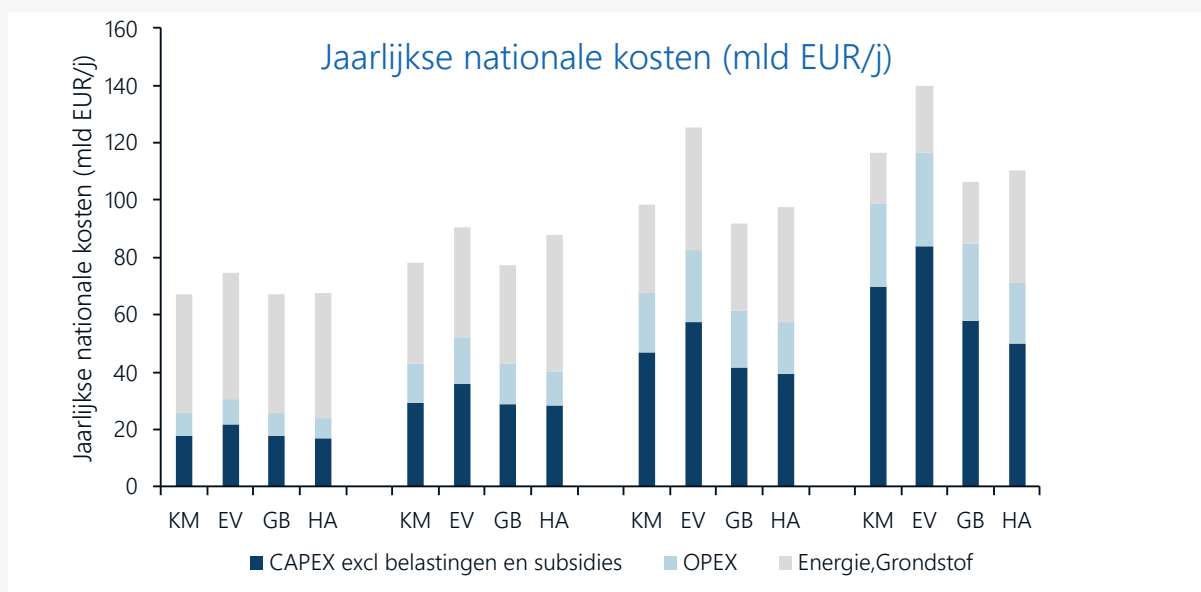
Te zien is dat de nationale kosten in alle scenario's een stijgende trend vertonen richting 2050. Deze scenario's voldoen uiteindelijk in het eindbeeld allemaal aan het doel om klimaatneutraal te zijn. Hiermee kan echter niet gesteld worden dat de transitie zelf tot meerkosten leidt. We hebben geen alternatief scenario doorgerekend waarbij het verbruik van fossiele brandstoffen niet afgebouwd wordt, maar eerdere exercities hebben laten zien dat de kostenbandbreedte van een dergelijk scenario vergelijkbaar is, zonder daarbij de externe kosten van klimaatschade mee te nemen.

⁵ Er zijn meerdere verschillen qua kostenberekening. Het ETM rekent in euro's 2019, terwijl INKTVIS resultaten in euro's 2024 is uitgedrukt. Daarnaast werkt INKTVIS met een andere berekening van kapitaalkosten (wacc) dan het ETM. Ook berekent INKTVIS de kosten voor netto import (of export) van energiedragers en grondstoffen o.b.v. een specifieke prijs, terwijl het ETM voor veel dragers bij export alleen het bedrag rekent voor de kosten van de primaire drager nodig voor die export (een land verdient geen geld aan energieverwerking).

De verschillen in kosten tussen de scenario's nemen verder in de regel ook toe met de jaren. Waar de kosten in 2030 tussen de scenario's weinig variëren, bedraagt de jaarlijkse kostendelta in 2050 mogelijk enkele tientallen miljarden euro's tussen de scenario's. Daarbij vallen de kosten van het EV 2050 scenario met name veel hoger uit dan de kosten van de andere drie scenario's. Het resulterende energiesysteem qua volume (vraag en aanbod) is echter verschillend, waarbij EV de hoogste en HA de laagste finale energievraag (m.n. door minder energie-intensieve industrie) kent. Indien we hiervoor corrigeren en de nationale kosten delen door de energievraag, zijn deze het laagst bij het KM en GB scenario en hoger (10 tot 20%) bij het EV en HA scenario. Deze kostenverschillen ontstaan door een overdimensionering van aanbod en flex bij het EV scenario en een sterkere inzet op waterstof in het HA scenario – deze worden uitgebreider besproken in de analyse per waardeketen verderop.

Hierbij moet verder aangetekend worden dat deze kosten diverse onzekerheden kennen, en daarmee niet eenvoudig geconcludeerd kan worden dat het ene scenario lagere systeemkosten kent dan het andere.

Indien we de nationale jaarlijkse kosten opsplitsen in de relatieve bijdragen van jaarlijkse CAPEX, OPEX en energiedragers (en exclusief subsidies en belastingen), ontstaat het volgende beeld.



Figuur 6: Nationale kosten in miljarden euro's per jaar per scenario en steekjaar (achtereenvolgens 2030, 2035, 2040 en 2050) in 2024 euro's en met 2.25% WACC. De kosten zijn onderverdeeld in CAPEX, OPEX en energiedragers.

In het algemeen is er een verschuiving te ontwaren van energiedrager gedomineerde nationale kosten naar CAPEX gedomineerde nationale kosten. Waar in 2030 de nationale kosten voor meer

dan de helft uit energiedragerkosten bestaan, is dit aandeel geslonken naar 15% tot 20% procent met HA als uitschieter op 35% in 2050. De CAPEX maken daarentegen het overgrote deel (zo'n 45% in HA en 55-60% in de overige scenario's) van de nationale kosten uit in 2050. De OPEX groeit verder mee met de CAPEX (vaak berekend als een % aandeel CAPEX) en is op jaarbasis verantwoordelijk voor hogere tot vergelijkbare kosten als energiedragers in 2050.

Het grootste deel van de CAPEX komt in de regel van de elektriciteitsvoorziening en infrastructuur, met een aandeel van ruim 50% (HA) of ruim 60% (overige scenario's) in 2050. In het KM scenario komt in 2050 bijvoorbeeld 44 miljard EUR aan jaarlijkse CAPEX van de elektriciteitsketen (elektriciteitsopwek, -opslag en -infrastructuur)⁶, op een totaal van 68 miljard EUR. De verschillen in totale jaarlijkse CAPEX (en als afgeleide, OPEX) volgen daarmee in belangrijke mate de behoefte aan stroom. De tweede en derde bijdrage aan CAPEX in grootte komen van respectievelijk de gebouwde omgeving en vervolgens de waterstofketen (waterstofproductie, -opslag en -infrastructuur). Gezamenlijk maken deze twee ongeveer 30% van de totale CAPEX uit in de eerste drie scenario's, en zo'n 45% in HA, waar meer ingezet wordt op waterstof.

Wat hiermee ook opvalt, zijn de overige categorieën waar de CAPEX relatief laag (t.o.v. het totaal) zijn, in de orde van maximaal een paar miljard EUR per jaar. Het gaat dan qua ketens om koolstof en warmte, en qua vraagsectoren om de industrie, landbouw en mobiliteit. Voor de koolstofketen geldt dat, ook in eerdere jaren, de jaarlijkse kosten met name besteed worden aan energiedragers en veel minder voortkomen uit investeringen. Voor warmtenetten gelden dat de jaarlijkse CAPEX zeker toenemen, maar relatief laag blijven op het totaal.

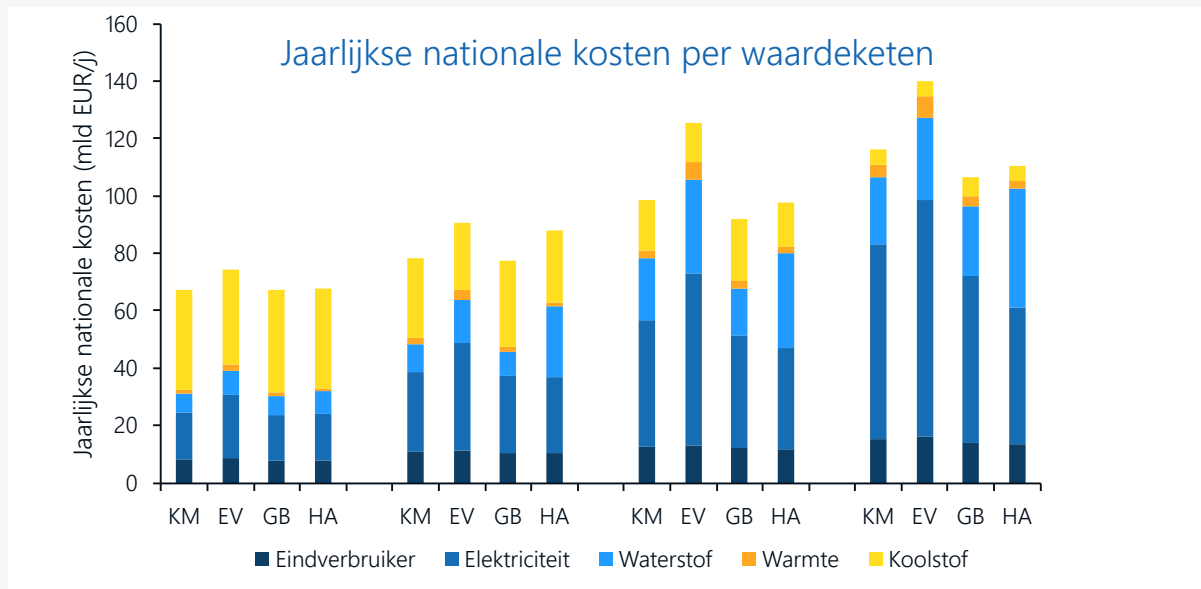
Voor de overige vraagsectoren worden de CAPEX in het ETM met grote zekerheid onderschat. Voor mobiliteit worden geen investeringen in het wagenpark (personenvervoer of anders) meegenomen. Voor landbouw worden enkel warmte opwek investeringen meegenomen (geen investeringen in e.g. kassen of stallen zelf). En voor de industrie tot slot worden (afhankelijk van de sector) ook vrijwel enkel de investeringen voor warmteopwek meegenomen, en ontbreken specifiekere technologieën zoals stoom krakers. In een parallel project voor de Nederlandse Vereniging van Banken worden ontbrekende investeringen voor de gebouwde omgeving (lage temperatuurverwarming), mobiliteit (wagenpark) en industrie wel toegevoegd.

In de INKTVIS tool zijn er meerdere lenzen om naar de kosten te kijken voorbij systeemkosten, namelijk ook per NPE waardeketen als ook directe kosten voor eindverbruikers.

De NPE-waardeketens zijn vier energieketens waarvoor ontwikkeling wordt gestimuleerd, deze vallen uiteen in elektriciteit, waterstof, warmte en koolstof. In de waterstof en koolstofketen betreft dit ook gebruik van de energiedragers als grondstof. Daarnaast is er een deel van de kosten

⁶ Infrastructuur kosten omvatten uitbreidingen en het onderhouden van het uitgebreide net. Kosten voor vervanging, onderhoud en instandhouding van het huidige net is niet meegenomen. Voor zover het ETM hier kosten aan toekend zijn deze hetzelfde voor alle scenario's.

die uitsluitend bij eindgebruikers en niet binnen de waardeketens plaatsvinden (directe CAPEX en OPEX apparaten in de vraagsectoren). Dat vormt de vijfde categorie voor deze lens, naast de vier waardeketens. Hieronder staan de nationale kosten uitgesplitst naar waardeketen.



Figuur 7: Nationale kosten in miljarden euro's per jaar per scenario en steekjaar (achtereenvolgens 2030, 2035, 2040 en 2050), in 2024 euro's en met een 2.25% WACC. De nationale kosten zijn onderverdeeld in de NPE ketens eindverbruiker, elektriciteit, waterstof, warmte en koolstof.

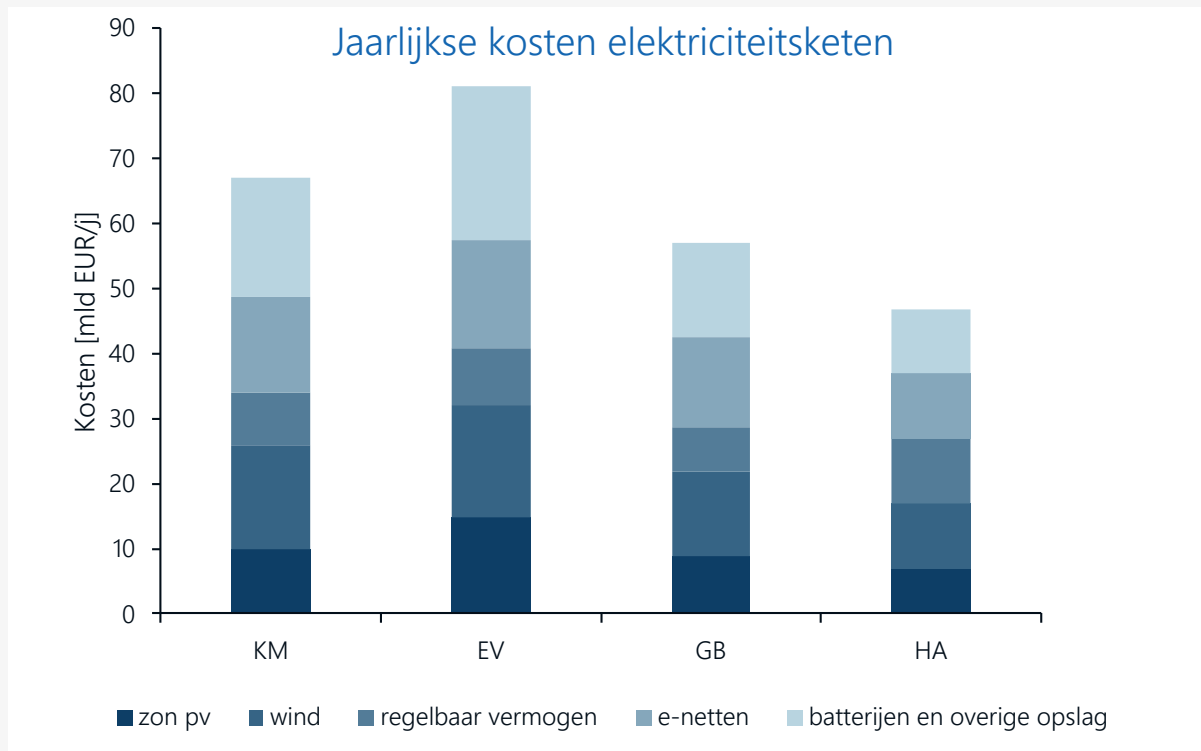
Zoals ook in het NPE aangegeven vindt er een verschuiving plaats van koolstof naar met name elektriciteit alsook waterstof. In 2030 maakt de koolstofwaardeketen nog meer dan de helft van de nationale kosten uit (behalve in EV), maar in 2050 slechts een zeer kleine fractie. De elektriciteitsketen is daarentegen in dat jaar de grootste, in alle scenario's. De waterstofketen geeft in 2050 ook een forse bijdrage aan de nationale kosten – en in Horizon Aanvoer zelfs bijna de grootste van alle ketens. De warmteketen blijft verder de kleinste keten qua aandeel in de nationale jaarlijkse kosten (zowel in 2030 als in 2050). De eindgebruikerskosten tot slot nemen ook toe richting 2050, maar niet zo hard als de kosten van de elektriciteit en waterstofketen. Deze eindgebruikerskosten zijn gelijk aan de directe CAPEX en OPEX per vraagsector, en daarmee geldt wat hierboven besproken is t.a.v. de CAPEX en sectorale verschillen ook hier.

Analyse per NPE-waardeketen

Hieronder bespreken we de kostenbeelden per energieketen: elektriciteit, waterstof, warmte en koolstof. We kijken naar de gedetailleerdere opbouw van de kosten en relateren deze ook aan

de eindverbruiker- en systeemvraag voor elke drager. Tot slot vergelijken we de vraag en systeemkosten van de dragers om de totaalkosten van de scenario's te duiden.

Elektriciteitsketen



Figuur 8: Nationale kosten in miljarden euro's per jaar per scenario in 2050 voor de elektriciteitsketen, in 2024 euro's met 2.25% WACC, onderverdeeld naar zon pv, wind, regelbaar vermogen, elektriciteitsnetten en batterijen en overige opslag.

In de figuur hierboven tonen we de verdeling van jaarlijkse kosten van de elektriciteitsketen (elektriciteitsproductie, -opslag en -infrastructuur). Zoals eerder aangegeven vormt dit de helft tot twee derde van de totale jaarlijkse kosten en bevinden de (grootste) verschillen zich hoofdzakelijk in deze categorie.

Onze beschrijving hierboven van de inrichting van het elektriciteitssysteem in EV met bovengemiddeld veel zon pv en batterijen vertaalt zich inderdaad door in fors hogere kosten voor deze posten – t.o.v. het KM scenario, maar des te meer t.o.v. de overige twee scenario's. De totale jaarlijkse kostendelta tussen KM en EV bedraagt ongeveer 24 miljard EUR, waarvan 14 miljard EUR in de elektriciteitsketen⁷, waarvan zo'n 70% door zon pv en batterijen. Het opgestelde vermogen aan zon is dan ook zo'n 25% hoger in het EV scenario dan in KM, en daarmee stijgt ook

⁷ De overige delta komt voornamelijk van de waterstofketen.

het flexibele vraagvermogen (batterijen en opslag) met zo'n 40% aan capaciteit. De eindverbruiker vraagt naar stroom verschilt echter slechts zo'n 10% tussen deze tweescenario's

In de tabel hieronder kijken we naar de totale stroomvraag (eindverbruiker en totaal incl. behoefte overige ketens) en kosten daarvan voor de vier scenario's voor 2050 zoals weergegeven in INKTVIS.

Tabel 4: Vraag en kosten elektriciteitsketen per 2050 scenario

Elektriciteitsketen in 2050 per scenario	Koersvaste Mid-denweg	Eigen Vermogen	Gezamenlijke Balans	Horizon Aanvoer
Jaarlijkse kosten elektriciteitsketen [mld EUR/J]	67	81	57	47
Elektriciteitsvraag eindverbruikers [PJ]	1162	1300	1026	944
Totale elektriciteitsvraag (systeem) [PJ]	1771	2010	1373	1159
Totale kosten keten per eenheid eindverbruiker vraag [EUR/GJ]	58	62	56	49
Totale kosten keten per eenheid vraag [EUR/GJ]	38	40	42	40
Eindverbruiker kosten keten per eenheid eindverbruiker vraag [EUR/GJ]	42	43	45	49

De stroomvraag van eindverbruikers verschilt redelijk tussen de scenario's, van 944 (HA) tot 1300 PJ (HA), maar de verschillen tussen de totale stroomvraag zijn ongeveer tweemaal zo groot (relatief gezien, absoluut meer). Deze laatste bevat niet alleen de vraag naar stroom bij eindgebruikers, maar ook de vraag naar stroom vanuit andere ketens (bijvoorbeeld voor waterstofproductie) en flexibele technologieën. De verhouding tussen de totale stroomvraag en eindverbruiker stroomvraag geeft daarmee dan ook inzicht in welke mate elektriciteit ook een rol speelt t.b.v. de overige waardeketen. Deze is beperkt in GB en HA, maar substantieel in KM en zeker EV.

Om beter te begrijpen waar de verschillen in waardeketen kosten tussen de scenario's vandaan komen, relateren we de jaarlijkse kosten per waardeketen aan de eindverbruik vraag en totale vraag per energiedrager. Dit geeft een beeld van de kosten per eenheid vraag. Dit kan voor diverse perspectieven gedaan worden:

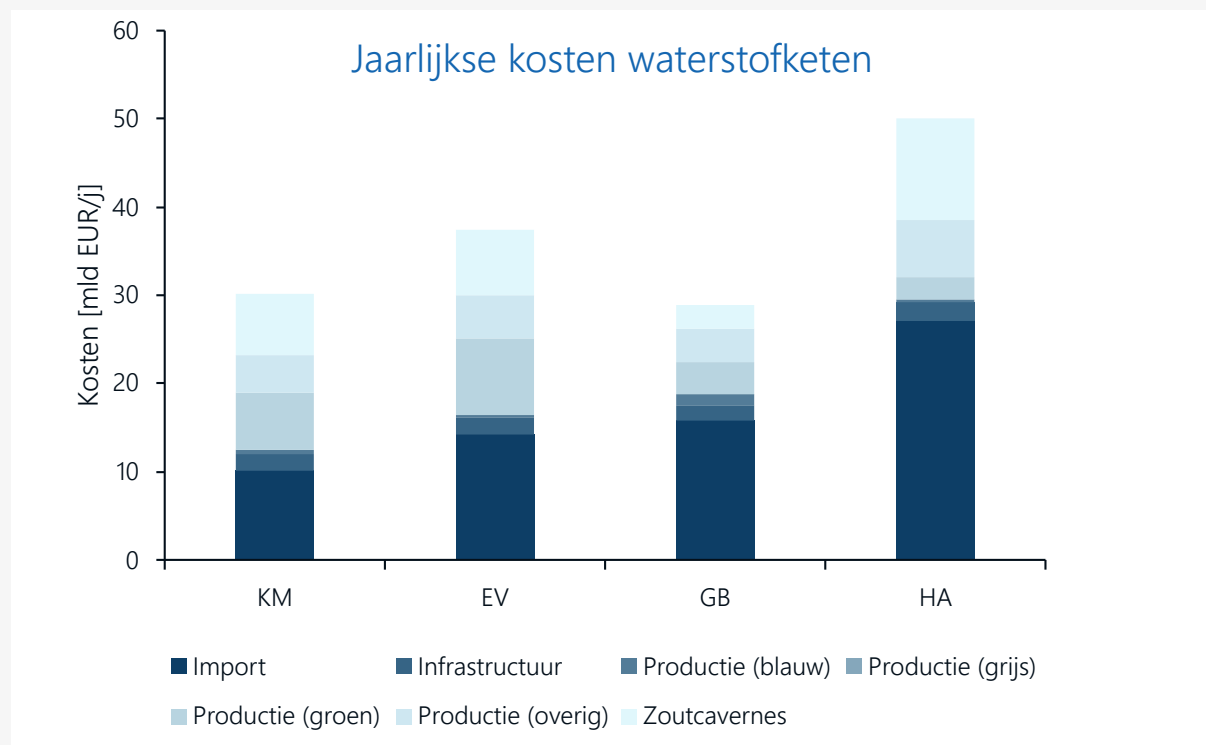
- De totale kosten gemaakt in de waardeketen gedeeld door de eindverbruiker vraag naar de drager van deze keten
- De totale waardeketen kosten gedeeld door de totale vraag naar deze drager (niet alleen eindverbruiker vraag van deze keten, maar ook vraag vanuit andere waardeketens, bijvoorbeeld elektriciteit gebruikt voor waterstofproductie)
- De eindverbruiker kosten (waarin ketenuitwisselingen onderling meegenomen zijn en de kosten van alle waardeketens aan eindverbruikers toegekend zijn) gedeeld door de eindverbruiker vraag naar deze drager

De kosten per totale eenheid stroomvraag vallen zoals verwacht lager uit dan de kosten per eindverbruiker vraag en zijn sterker vergelijkbaar tussen de scenario's, allen rond de 40 EUR/GJ.

De totale kosten per eindverbruiker vraag verschillen echter sterker, waarbij met name HA lager uitvalt. Indien we de uitwisselingen tussen de ketens meenemen en vanuit eindgebruikerskosten perspectief kijken, zien we dat de scenario's oplopen in kosten per eenheid vraag, met vooral HA dat hogere kosten kent doordat waterstof ook ingezet wordt voor stroomproductie.

Ten aanzien van de relatieve opbouw van de kosten van de elektriciteitsketen, zijn de eerste drie scenario's vrijwel identiek. Het HA scenario verschilt van de overige drie in dat de jaarlijkse kosten relatief meer uit regelbaar vermogen en relatief minder uit batterijen en andere opslag bestaan. De elektriciteitsvraag van de batterijen zit in het niet-finale deel van de vraag, en daarom vallen de integrale kosten per eenheid eindverbruiker vraag voor HA lager uit (een groter deel van de stroomvraag is finaal). Wanneer we echter naar de kosten per totale stroomvraag kijken, is deze weer vergelijkbaar met de andere scenario's. De scenario's lijken dus op elkaar en er zijn daarmee op dit niveau geen systeemkeuzes aan te wijzen die leiden tot hogere of lagere kosten.

Waterstofketen



Figuur 9: Nationale kosten in miljarden euro's per jaar per scenario in 2050 voor de waterstofketen, in 2024 euro's met 2.25% WACC, onderverdeeld naar import waterstof, infrastructuur, productie en opslag.

In de figuur hierboven tonen we de jaarlijkse kosten van de waterstofketen per scenario in 2050. De kosten zijn hierbij onderverdeeld in import, infrastructuur, eigen productie (diverse routes) en opslag in zoutcavernes. Het valt op dat met name import een groot deel van de kosten uitmaakt

– ruim 1/3 voor KM en EV en ruim de helft voor GB en HA. De productiemiddelen zijn verantwoordelijk voor ongeveer 1/3 van de jaarlijkse kosten in de eerste drie scenario's en ongeveer 20% in HA. Opslag zorgt voor ongeveer 20% van de jaarlijkse kosten in alle scenario's behalve GB (daar 10%) en infrastructuur maar voor een paar procent.

In deze verdeling vallen meteen enkele grote verschillen op met de opbouw van de elektriciteitsketen. Opslag is orde grootte doorgaans vergelijkbaar, maar de infrastructuur drukt veel zwaarder op de elektriciteitskosten dan op de waterstofkosten. Verder zorgt de opwek juist voor een veel groter deel van de kosten van de waterstofketen en is er daarbij ook een bijzonder grote rol voor import.

In de tabel hieronder presenteren we de jaarlijkse kosten en vraag naar waterstof.

Tabel 5: Vraag en kosten waterstofketen per 2050 scenario

Waterstofketen in 2050 per scenario	Koersvaste Mid-denweg	Eigen Vermogen	Gezamenlijke Balans	Horizon Aanvoer
Jaarlijkse kosten waterstofketen [mld EUR/j]	30	37	29	50
Eindverbruiker waterstofvraag [PJ]	258	266	231	437
Totale waterstofvraag (systeem) [PJ]	433	490	390	599
Totale kosten keten per eenheid eindverbruiker vraag [EUR/GJ]	117	140	125	115
Totale kosten keten per eenheid vraag [EUR/GJ]	70	76	74	84
Eindverbruiker kosten keten per eenheid eindverbruiker vraag [EUR/GJ]	90	98	87	78

Hier maken we wederom onderscheid tussen de eindverbruiker- en totale waterstofvraag (waarbij ook het verbruik van andere ketens meegenomen is). In alle scenario's is de totale waterstofvraag fors hoger dan de eindverbruiker waterstofvraag, al is dat effect wel een stuk kleiner in HA. Veel waterstof wordt bijvoorbeeld ook gebruikt voor de productie van synthetische brandstoffen.

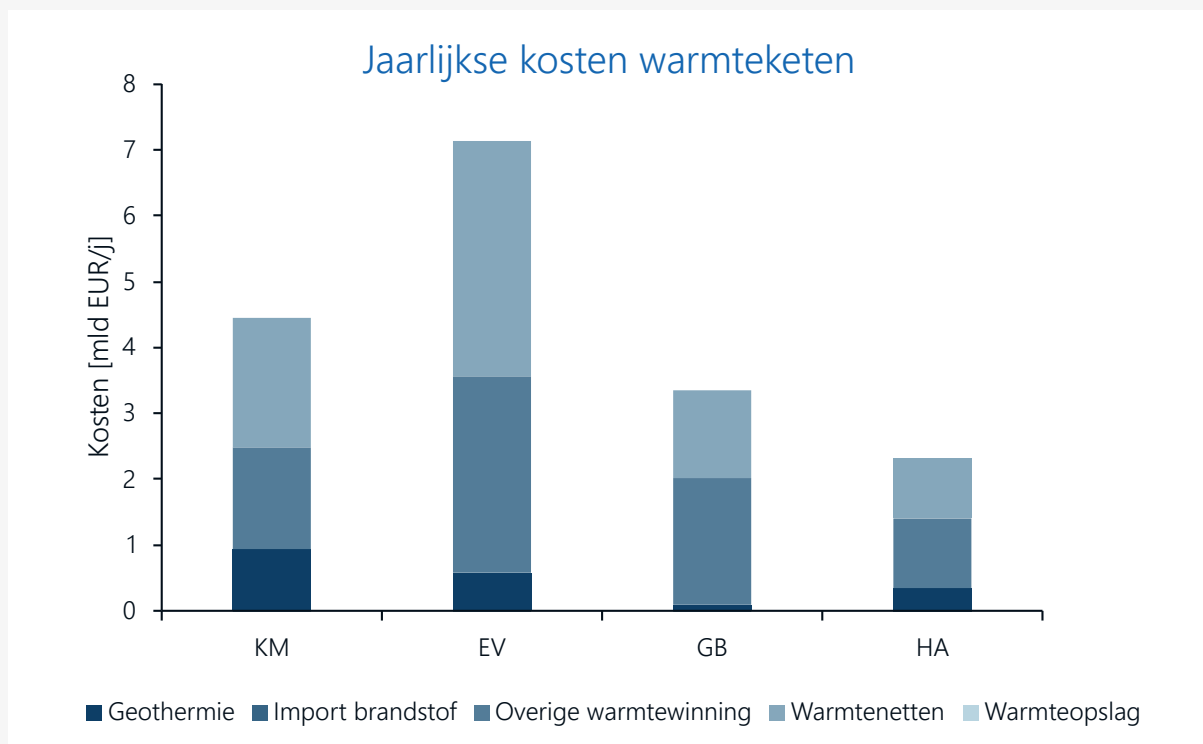
Wanneer we de jaarlijkse kosten van de waterstofketen delen door de vraag, zien we iets meer variatie dan bij de elektriciteitsketen. Het EV scenario is per eenheid eindverbruiker vraag beduidend duurder dan de rest en het HA scenario is per eenheid totale vraag juist licht duurder dan de overige scenario's.

De inhoudelijke verschillen tussen de opbouw van de kosten zijn relatief beperkt, maar wel groter dan binnen de elektriciteitsketen. GB en HA leunen meer op import en minder op opslag (GB) en minder op groene waterstof productie (beide, met name HA). We kunnen echter niet eenvoudig stellen dat de ene technologie tot meerkosten leidt t.o.v. de andere in de context van de beperkte verschillen in kosten per eenheid vraag. De grote importafhankelijkheid van GB en HA is een mogelijk kostenrisico, aangezien meer dan de helft van de kosten daarvandaan komen en de

importprijzen onzeker zijn. De andere scenario's zijn wat dat betreft beter gebalanceerd, ook qua productiemix.

Warmteketen

De warmteketen en koolstofketen bespreken we hier minder uitvoerig dan de andere twee ketens, welke het overgrote deel van de nationale kosten uitmaken.



Figuur 10: Nationale kosten in miljarden euro's per jaar per scenario in 2050 voor de warmteketen, in 2024 euro's met 2.25% WACC.

In de figuur hierboven tonen we de jaarlijkse kosten van de warmteketen per scenario in 2050. De kosten bestaan met name uit warmtenetten en overige warmtewinning (o.a. warmtepompen).

In de tabel hieronder presenteren we de jaarlijkse kosten en vraag voor de warmteketen.

Tabel 6: Vraag en kosten warmteketen per 2050 scenario

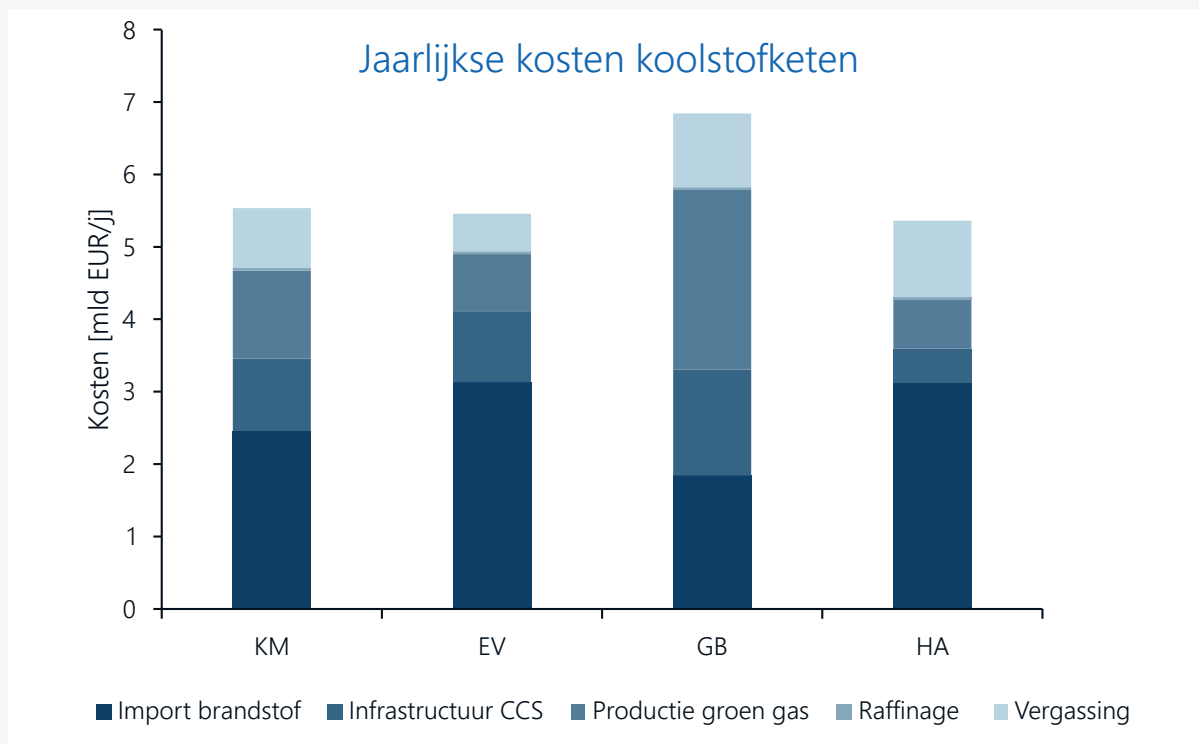
Warmteketen in 2050 per scenario	Koersvaste Mid-denweg	Eigen Vermogen	Gezamenlijke Balans	Horizon Aanvoer
Jaarlijkse kosten warmteketen [mld EUR/j]	4	7	3	2
Eindverbruiker warmtevraag [PJ]	142	168	123	70
Jaarlijkse kosten keten per eenheid eindverbruiker vraag [EUR/GJ]	31	42	27	33
Eindverbruiker kosten per eenheid eindverbruiker vraag	83	105	55	113

De warmteketen kent geen verschil tussen finale vraag en totale vraag – er wordt geen warmte gebruikt ten behoeve van de elektriciteit-, waterstof- en koolstofketen. De kosten per eenheid vraag zijn sterk vergelijkbaar tussen de scenario's, met enkel het EV scenario dat wel beduidend hoger uitvalt. Dit komt met name door een grote bijdrage van warmtenetten. Dit scenario kent ook de hoogste vraag, waarmee de jaarlijkse kosten veruit het hoogst zijn van de vier scenario's.

De kosten van een eindverbruikerperspectief zijn in alle scenario's zeker een factor hoger. Dit is niet verwonderlijk omdat warmte een energiedrager is die bij uitstek geproduceerd wordt uit andere energiedragers. Vanuit dit eindverbruikersperspectief nemen de kostenverschillen ook toe tussen de scenario's, waarbij GB zeer laag uitvalt en EV en HA vrijwel tweemaal zo hoog, en KM daartussen. Deze verschillen worden voor een belangrijk deel verklaard door de energiemix die ingezet wordt voor warmteproductie. In GB is daar ook een rol weggelegd voor koolstofhoudende dragers, die relatief goedkoop zijn (zie verderop). HA valt met name hoog uit door de inzet van waterstof voor warmteproductie. KM en EV zetten meer in op stroom, wat het midden houdt qua kosten tussen goedkopere koolstof- en duurdere waterstofstromen.

Koolstofketen

De koolstofketen is bijzonder omdat het ondanks een hoge vraag, lage kosten kent. Dit komt doordat de export van koolstofdragers als inkomsten aangemerkt worden, waardoor de kosten de facto de netto verwerkings- en gebruikskosten zijn. Zo wordt er tussen de 8 en 26 miljard en olieproducten geïmporteerd, maar wordt er voor bijna eenzelfde waarde geëxporteerd. De vraag en kosten concentreren zich dan ook in de industrie. Voor de interpretatie van de resultaten is een dergelijke scopekeuze van groot belang: door een netto kosten perspectief als hier te hanteren lijken de kosten laag uit te vallen, maar bij eenzijdige blik op kosten juist weer hoog – terwijl deze voor het buitenland, en niet voor eindverbruikers, gemaakt worden.



Figuur 11: Nationale kosten in miljarden euro's per jaar per scenario in 2050 voor de koolstofketen, in 2024 euro's met 2.25% WACC.

In de figuur hierboven tonen we de jaarlijkse kosten van de koolstofketen per scenario in 2050. Deze kosten bestaan voor een groot deel uit import brandstof en voor een deel uit infrastructuur voor CCS, productie groen gas en vergassing. Raffinage maakt maar een zeer klein deel van de kosten uit, maar dit is een onderschatting omdat het ETM niet alle assets beschrijft. De import brandstof post vormt de netto import kosten (import verminderd met export energiedragers). Deze post valt verder lager uit doordat er in alle scenario's een grote export van synthetische kerosine (in het ETM gelabeld als biokerosine indien met biogene CO₂/DAC geproduceerd) plaatsvindt, maar de input hiervoor stroom en waterstof betreft welke buiten de koolstofketen gerekend worden.

Indien we de koolstofketen kosten vervolgens delen door de eindverbruiker vraag, vallen de kosten kunstmatig laag uit. Het is zuiverder om te kijken naar de eindverbruiker kosten, waarbij de uitwisselingen tussen de diverse waardeketens (en dus de input aan stroom en waterstof) meegenomen zijn. We presenteren hieronder de jaarlijkse kosten en vraag naar koolstof en tonen daarom enkel dit laatste kostenperspectief.

Tabel 7: Vraag en kosten koolstof per 2050 scenario. De koolstofketen kosten vallen lager uit doordat export als negatieve kosten gerekend wordt. Verder omvat deze keten niet de kosten van de productie van synthetische brandstoffen, maar wel de export en daarmee inkomsten daarvan.

Waterstofketen in 2050 per scenario	Koersvaste Midden-weg	Eigen Vermogen	Gezamenlijke Balans	Horizon Aanvoer
Jaarlijkse kosten koolstofketen [mld EUR/j]	5.5	5.5	6.9	5.4
Eindverbruiker koolstofvraag [PJ]	1003	806	1134	527
Totale koolstofvraag (systeem) [PJ]	1403	862	1403	616
Totale kosten keten per eenheid eindverbruiker vraag [EUR/GJ]	Niet weergegeven omdat ketenkosten voor koolstof niet synthetische brandstof productie kosten meenemen (die staan o.a. in elektriciteit- en waterstofketen)			
Totale kosten keten per eenheid vraag [EUR/GJ]	Niet weergegeven omdat ketenkosten voor koolstof niet synthetische brandstof productie kosten meenemen (die staan o.a. in elektriciteit- en waterstofketen)			
Eindverbruiker kosten per eenheid eindverbruiker vraag [EUR/GJ]	18	30	17	17

Van alle scenario's heeft EV fors hogere eindverbruikerkosten per eenheid vraag dan de andere drie scenario's. De eindverbruikerkosten liggen over het algemeen relatief laag ten opzichte van de andere waardeketens. Dit komt voor een belangrijk deel door prijsaannames omtrent fossiele dragers – aardgas kent bijvoorbeeld kosten van nog geen 6 EUR/GJ en wordt deels direct ingezet bij eindgebruikers.

De koolstofketen is een zeer diverse keten is, die onderscheiden wordt in biogeen en fossiel, eenvoudig en complex. Ook daaronder ligt een veelvoud aan energiedragers, welke allen ook een andere vraag en prijs kennen. Het is daarom instructiever om de kosten per subketen te beschouwen om tot diepere kosteninzichten te komen.

Analyse over ketens

Zoals eerder gepresenteerd, hebben de scenario's in 2050 vergelijkbare jaarlijkse eindgebruikerskosten (al ontbreken daar ook posten) en allen zeer lage kosten voor de warmte en koolstofketens. Het grootste deel van de kosten komt van de stroom en waterstofketens. Dit volgt ook uit het hanteren van een netto kosten perspectief, wat met name de kosten voor de koolstofketen

lager doet uitvallen vanwege grote export stromen. Voor deze keten geldt ook dat de kosten hiermee onderschat lijken te worden vanuit een nationaal perspectief, omdat de inputs voor synthetische producten niet binnen de keten vallen, maar de inkomsten van de export van de producten wel.

We hebben voor de verschillen gekeken naar zowel volume-effecten als kosten per eenheid vraag.

De kostenverschillen per eenheid vraag zijn over het algemeen relatief beperkt in de scenario's voor deze twee energiedragers. Een groot kostenverschil ontstaat echter tussen deze dragers: waterstof is in alle scenario's per eenheid vraag ongeveer tweemaal zo duur als elektriciteit per eenheid vraag. Het HA scenario dat juist relatief veel op waterstof ten koste van stroom inzet pakt daarom relatief duur uit. Elektrificatie lijkt dus uiteindelijk goedkoper op systeemniveau dan een brede inzet op waterstof.

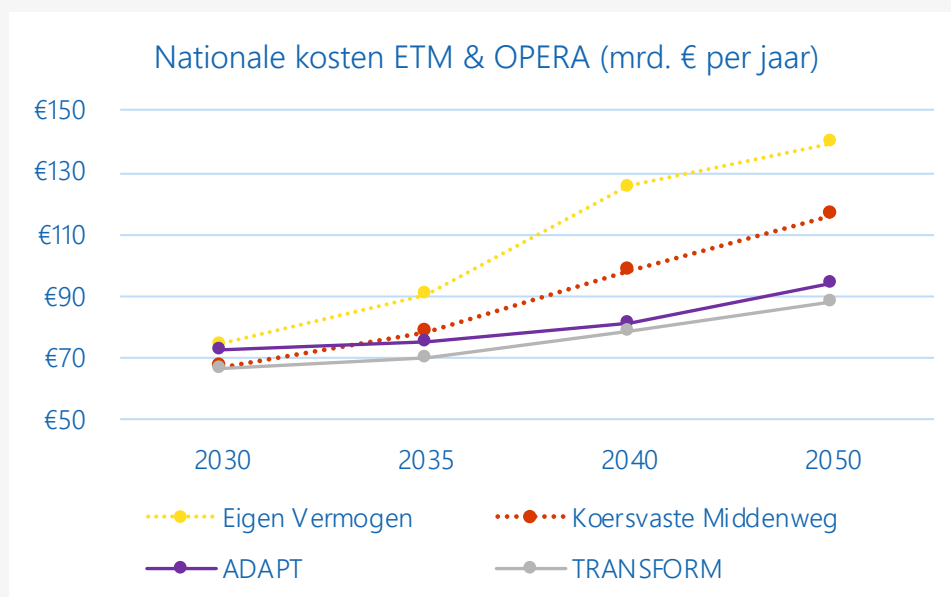
Het EV scenario is in absolute zin veruit het duurste scenario, wat voornamelijk komt door een grotere vraag. Per eenheid vraag is deze doorgaans ook licht duurder, maar slechts beperkt. De relatieve kostenopbouw van de elektriciteits- en waterstofketen is vergelijkbaar met het KM scenario en kan deze verschillen dus niet goed verklaren. Het scenario kenmerkt zich echter door een vrij grote verhouding niet-finale vraag tot finale vraag. Dit komt voort uit een sterke overdimensionering van het aanbod van met name zon t.o.v. de vraag, met ten gevolge ook meer batterijen om pieken op te vangen. Het is deze overdimensionering die de relatieve kosten per vraageenheid dan ook doet stijgen.

KM en GB bevatten noch een sterke inzet op waterstof, noch een sterke overdimensionering van totale vraag op finale vraag. Ze zijn daarmee zowel in absolute zin (incl. volume) als in relatieve zin (per eenheid vraag) doorgaans goedkoper dan de andere twee scenario's. Deze twee systeemkeuzes lijken dus hogere kosten met zich mee te brengen.

Gegeven de grote gelijkenissen op veel gebieden tussen de scenario's enerzijds en het detailniveau anderzijds, maar ook de hiaten en onzekerheden over kostenparameters, is het niet goed mogelijk verdere kostenimplicaties van systeemkeuzes robuust vast te stellen. Wat de analyse verder ook duidelijk maakt is dat in deze scenario's enkele individuele technologieën (zon pv, wind, batterijen) in grote mate in alle scenario's voorkomen en afzonderlijk al verantwoordelijk zijn voor een groot deel van de totale nationale kosten. Veel andere technologieën lijken daarmee slechts een vrij marginaal effect op de totale kosten te hebben – ook al zouden deze veel duurder uitvallen dan alternatieven, op beperkte volumes zijn deze verschillen mogelijk niet goed zichtbaar in deze analyse.

Vergelijking met OPERA scenario's

De nationale kosten van de ETM scenario's dienen in perspectief te worden gebracht middels een vergelijking met de nationale kosten van OPERA scenario's uit INKTVIS. Het perspectief heeft als voornaamste doel model- en scenario verschillen te belichten die kostenverschillen tussen ETM en OPERA scenario's verklaren. Voor deze vergelijking is er gekozen om de OPERA scenario's "ADAPT" en "TRANSFORM" te vergelijken met de ETM scenario's "Koersvaste Middenweg" en "Eigen Vermogen". Hiermee zijn scenario's gekozen die zowel relatief gematigd als extremer zijn in verandering van gedrag en de opzet van het energiesysteem. Er is aandacht besteed aan de oorzaak van kostenverschillen als gevolg van de scope van beide modellen, prijsaannames in scenario's en aannames over opgestelde capaciteit en vermogens van assets, installaties en infrastructuur.



Figuur 12: Nationale kosten in miljarden euro's per jaar per scenario voor twee ETM scenario's (stippellijnen) en twee OPERA scenario's (doorgetrokken lijnen). In 2024 euro's met 2.25% WACC.

Disclaimer: Aangezien de scope van beide modellen en achterliggende kostendrijvers dusdanig verschillen, moeten de resultaten getoond eerst ontleed worden alvorens enige uitspraken te kunnen doen over interpretatie van resultaten.

In bovenstaande figuur zijn de nationale kosten van de scenario's naast elkaar gezet. Aangezien de scope van beide modellen en achterliggende drivers dusdanig verschillen, moeten de resultaten uit de figuur eerst ontleed worden alvorens enige uitspraken te kunnen doen over interpretatie van

resultaten. In het vervolg zullen de getoonde kosten daarom verder ontleed worden en zullen volgende observaties verhelderd worden:

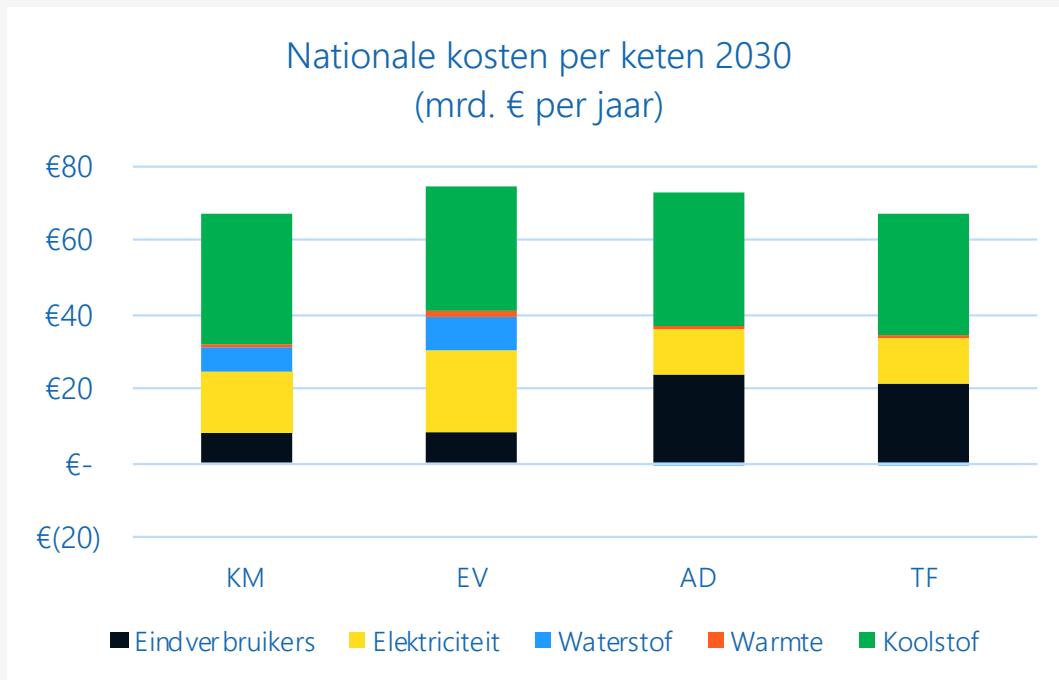
- **Startpunt 2030.** Het eerste wat opvalt is dat de nationale kosten in 2030 relatief dichtbij elkaar liggen voor alle getoonde scenario's. Het TRANSFORM scenario heeft de laagste kosten van rond de 67 mld € per jaar, het EV scenario de hoogste van ongeveer 75 mld € per jaar.
- **Groei richting 2050.** Over de tijd groeien de kosten voor alle scenario's, maar de groei aan kosten verschilt sterk tussen scenario's en steekjaren. In 2035 zijn de kosten voor het KM en EV scenario resp. 12 en 16 mld € per jaar hoger dan in 2030, een groei van zo'n 15 en 20%. De kosten voor de OPERA scenario's stijgen met zo'n 3 mld. € per jaar, ongeveer 4-5%. Tussen 2035 en 2040 groeien de kosten van de ETM scenario's het hardst, met ongeveer 25% (20 mld. €) voor KM en 38% (35 mld. €) voor EV. Voor de OPERA scenario's ligt de groei tussen de 8 en 11% (6-10 mld. €). Van 2040 op 2050 vindt een soortgelijke kostengroei voor alle scenario's plaats, tussen de 12 en 18%. In absolute euro's is de kostengroei voor het KM scenario het grootst (18 mld. €) en voor het TRANSFORM-scenario het laagst (9 mld. €).
- **Eindpunt 2050.** In 2050 zijn de kosten voor getoonde ETM-scenario's hoger dan voor OPERA scenario's, waar de ETM-scenario's ook onderling een groter kostenverschil laten zien. Bij de ETM-scenario's heeft het EV-scenario de hoogste jaarlijkse nationale kosten van ongeveer 140 mld. €, voor het KM scenario is dit 116 mld. €, een verschil van tientallen miljarden euro's. Voor de getoonde OPERA scenario's heeft het ADAPT-scenario de hoogste kosten van ongeveer 94 mld. €, voor het TRANSFORM scenario is dit 88 mld. €, Een verschil van enkele miljarden euro's, zoals ook bij het startpunt 2030.

Het bestuderen van het startpunt 2030 dient ertoe om in detail de verschillen achter de kostenopbouw van de ETM- en OPERA scenario's in kaart te brengen. Het jaar 2030 is hiervoor geschikt omdat de minste onderlinge afwijkingen van volumes aan energie en opgesteld vermogen van installaties en technieken te verwachten zijn. Hierdoor ontstaat een begrip van de drijfveren achter de berekeningen en aannames achter de kostenopbouw zonder "ruis" aan andere factoren.

Vervolgens is de groei richting 2050 bekeken om te zien welke veranderingen te observeren zijn en wat voor impact dit heeft op de ontwikkeling van kostenbeelden. Verschillen aan volumes zullen een grotere rol spelen in het verschil aan kosten, maar in combinatie kunnen prijsaannames ook de kostenverschillen verder doen oplopen. Ook is er kort stilgestaan bij het eindpunt 2050, waar is gereflecteerd op het effect van de kostenopbouw en de gevolgen van de ontwikkeling de jaren daarvoor.

Startpunt 2030

De nationale kosten opbouw voor het jaar 2030 is getoond in onderstaande figuur.

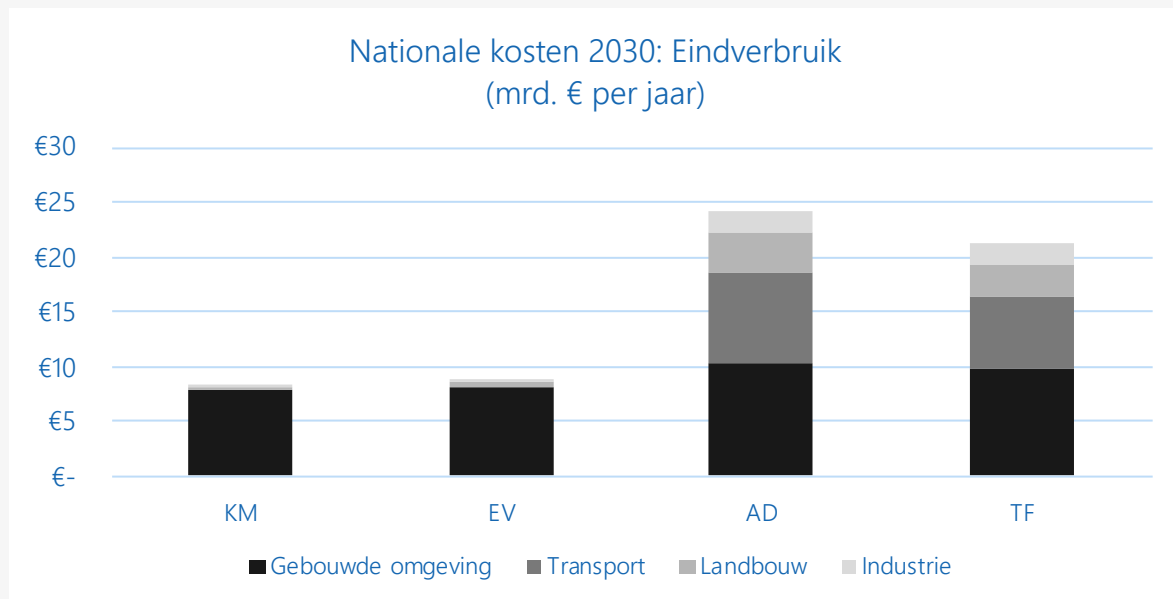


Figuur 13: Nationale kosten in 2030 voor de ETM scenario's Koersvaste Middenweg (KM) en Eigen Vermogen (EV) en de OPERA scenario's ADAPT (AD) en TRANSFORM (TF), in 2024 euro's en met een 2.25% WACC. Ketenkosten getoond zijn kosten vóór verdeling van kosten tussen ketens.

Voor de ETM scenario's zijn de kosten van de elektriciteit en waterstof keten substantieel hoger dan voor de OPERA scenario's (vóór onderlinge verdeling van kosten tussen ketens), waar de warmte keten ook hogere kosten kent bij ETM scenario's. De waterstof keten voor OPERA scenario's heeft zelfs licht negatieve kosten. Daarnaast zijn eindverbruik kosten (directe CAPEX/OPEX kosten) bij de OPERA scenario's een stuk hoger. De kosten voor de koolstof keten zijn orde grootte hetzelfde tussen ETM en OPERA scenario's. De gelijkwaardige totale nationale kosten in 2030 tussen ETM en OPERA scenario's (ook getoond in Figuur 12) komen dus met name tot stand door het verschil aan kosten in de eindverbruik, elektriciteit en waterstof ketens. Maar, de overeenstemmende kosten in de koolstof en warmte keten kunnen voor de ETM en OPERA scenario's door verschillende factoren gedreven worden. Per keten zullen de kostenbeelden nu verder verdiept worden.

Eindverbruik

De eindverbruik kosten zijn over vier vraag sectoren opgebouwd, zoals getoond in onderstaande figuur: gebouwde omgeving, transport, landbouw en industrie.



Figuur 14: Eindverbruik kosten (CAPEX/OPEX) in 2030 voor de ETM scenario's Koersvaste Middenweg (KM) en Eigen Vermogen (EV) en de OPERA scenario's ADAPT (AD) en TRANSFORM (TF), in 2024 euro's en met een 2.25% WACC. Deze eindverbruik kosten zijn nog exclusief kosten voor energie- en grondstof verbruik (zie volgend hoofdstuk).

De eindverbruik kosten liggen hoger in de OPERA scenario's, welke een completere beschrijving van de meeste vraagsectoren geven. De ETM scenario's hebben lagere kosten voor de gebouwde omgeving (zo'n 2 à 3 miljard euro verschil) dan de OPERA scenario's. Daarnaast neemt het ETM geen investering- en O&M kosten mee voor transportvoertuigen, een grote drijfveer achter de hoger getoonde eindverbruik kosten bij de OPERA scenario's. Voor de industrie- en landbouw sectoren zijn de kosten in de OPERA scenario's ook hoger, opnieuw ongeveer 2 à 3 miljard euro hoger per sector. Om te kijken hoe het kostenverschil is ontstaan voor de gebouwde omgeving, industrie en landbouw sectoren, geeft onderstaande tabel een overzicht van kostenposten.

Tabel 8. Kosten (CAPEX/OPEX) in 2030 binnen de eindverbruik sectoren Gebouwde omgeving, Landbouw en Industrie. Kosten zijn in mld € 2024 met een WACC van 2,25%. CV-ketels in gebouwen zijn geschaard onder Overige warmtevoorziening in gebouwen. Zon PV, thuisbatterijen en WKKs zijn in de elektriciteit keten ingedeeld.

	Koersvaste			ADAPT	TRANSFORM
	Middenweg	Eigen Vermogen			
Gebouwde omgeving	€ 7,849	€ 8,165	€	€ 10,403	€ 9,915
Isolatie in huishoudens	€ 0,346	€ 0,813	€	€ 4,156	€ 4,052
Isolatie in gebouwen	€ 0,023	€ 0,030	€	€ 3,580	€ 3,305
CV-ketel in huishoudens	€ 1,778	€ 1,598	€	€ 0,535	€ 0,542
Warmtepomp in huishoudens	€ 1,458	€ 1,527	€	€ 1,022	€ 1,022
Overige warmtevoorziening in gebouwen	€ 1,203	€ 1,201	€	€ 0,081	€ 0,082
Warmtepomp in gebouwen	€ 0,263	€ 0,294	€	€ 0,912	€ 0,912
Overige warmtevoorziening in huishoudens	€ 1,199	€ 1,173	€	-	-
Hybride warmtepomp	€ 0,627	€ 0,589	€	€ 0,119	€ 0,001
Apparaten in huishoudens	€ 0,503	€ 0,490	€	-	-
Apparaten in gebouwen	€ 0,449	€ 0,451	€	-	-
Landbouw	€ 0,183	€ 0,340	€	€ 3,579	€ 2,872
Glastuinbouw	€ 0,183	€ 0,340	€	€ 3,579	€ 2,872
Overige landbouw	-	-	€	-	-
Industrie	€ 0,257	€ 0,306	€	€ 1,936	€ 1,893
Chemie	€ 0,224	€ 0,279	€	€ 0,721	€ 0,646
Staalindustrie	-	-	€	€ 0,595	€ 0,529
Voedsel	€ 0,027	€ 0,022	€	€ 0,297	€ 0,297
Overige industrie	€ 0,001	€ 0,001	€	€ 0,117	€ 0,243
Kunstmest	-	-	€	€ 0,124	€ 0,104
Keramiekindustrie	-	-	€	€ 0,055	€ 0,049
Glasindustrie	-	-	€	€ 0,026	€ 0,023
Papier	€ 0,005	€ 0,004	€	-	-
Metaal	-	-	€	€ 0,002	€ 0,002
ICT	-	-	€	-	-

Gebouwde omgeving - Isolatie

De totale isolatiekosten in de ETM scenario's zijn substantieel lager dan in de OPERA scenario's als gevolg van verschillende berekeningsmethoden.

Voor de OPERA scenario's worden de isolatiekosten bepaald door het aantal woningen (oppervlak van gebouwen) van een bepaald type en -energielabel te vermenigvuldigen met de kosten voor labelverbetering van dat type woning (of gebouw). Zo liggen de kosten voor het isoleren van een woning grofweg tussen de €15.000 en €25.000 (met uitschieters naar boven voor het

verbeteren van het label van reeds goed geïsoleerde woningen). Voor 2030 is uitgegaan van ruim 4 miljoen te isoleren woningen.⁸

Het ETM rekent de kosten voor benodigde isolatie anders uit. De gebruiker van een ETM scenario stelt het warmteverbruik (kWh/m²) van een woning of gebouw in (kWh/m²), en het ETM rekent uit hoeveel kWh/m² minder (of meer) gevraagd wordt t.o.v. het referentiejaar. Voor elke kWh/m² welke minder gevraagd wordt, worden er isolatiekosten gemaakt, afhankelijk van de hoogte van het huidige warmteverbruik van een woning/gebouw. In het EV scenario ligt het warmteverbruik van alle (bestaande) woningen in 2030 bijvoorbeeld zo'n 8-10% lager dan in het referentiejaar 2019, voor het KM scenario zo'n 3-6%. Effectief rekent het ETM hierdoor met isolatiekosten van grofweg tussen de €3.000 en €1.000 per woning, waarbij alle woningen (meer dan 8 miljoen) worden geïsoleerd.

De kosten om een woning te isoleren vallen in het ETM dus 10 tot 20 keer lager uit, terwijl effectief twee keer zoveel woningen worden geïsoleerd. De totale kosten voor woningisolatie liggen daarom voor het ETM 5 (EV)- tot 10 (KM) keer zo laag als in de OPERA scenario's. Voor gebouwen geldt een vergelijkbare redenering, waarbij de ETM scenario's effectief nog lagere isolatiekosten per gebouw hanteren, wat resulteert in een nog groter verschil met de OPERA scenario's.

Gebouwde omgeving - Warmtevoorziening

De totale kosten voor warmtevoorziening ligt hoger in de ETM scenario's vergeleken met OPERA scenario's. Onder warmtevoorziening is te verstaan: CV-ketels, (hybride) warmtepompen en overige warmtevoorziening (kachels, ketels, etc.).

Voor de CV-ketels bij huishoudens valt op dat de kosten bij ETM scenario's een factor 3+ hoger liggen dan voor de OPERA scenario's.⁹ Het verschil kan ontstaan door een combinatie van een verschil in prijs per unit, aangenomen aantallen, vermogens-, efficiëntie en vollasturen van een unit, maar niet door een verschil in vraag naar energie. De vraag naar aardgas is namelijk ongeveer hetzelfde voor de OPERA scenario's en het KM scenario (zo'n 220 tot 230 PJ), met het EV scenario iets minder (190 PJ). De CV-ketel kosten voor het KM scenario liggen hoger dan het EV scenario omdat er meer CV-ketels aanwezig zijn, zo'n 5,5 miljoen in het KM scenario en zo'n 4,9 miljoen in het EV scenario. Met meer dan 8 miljoen woningen is meer dan de helft van de woningen dus nog verwarmd met een CV-ketel. Voor de OPERA scenario's is uit INKTVIS niet goed duidelijk hoeveel units zijn opgesteld, aangezien alleen de prijs per eenheid maximale (8760 vollasturen) warmteproductie van een unit is gedefinieerd. In het geval dat er ook rond de 5 miljoen

⁸ Het referentiejaar beïnvloedt de lens waarmee naar kosten en additionele volumes wordt gekeken, waar OPERA 2015 aanhoudt en het ETM 2019. Daar waar kosten zijn berekend o.b.v. additionele volumes t.o.v. het referentiejaar moet dit bij interpretatie van resultaten onthouden worden.

⁹ Voor CV-ketels houdt het ETM een levensduur van 15 jaar aan, terwijl OPERA 10 jaar aanhoudt. Dit verschil zou dus nog groter worden (een factor 4 tot 5) wanneer voor het ETM ook een levensduur van 10 jaar zou worden aangehouden.

woningen in de OPERA scenario's nog een CV-ketel hebben, zullen er jaarlijks 500.000 units vervangen worden. Met rond de 500 mln. € aan totale kosten (Tabel 8) bij de OPERA scenario's lijken de totale kosten per CV-ketel dan rond de €1.000, welke hoger kunnen uitvallen indien er minder units staan. Het ETM rekent per CV-ketel ongeveer €2700 aan investeringskosten, bijna drie keer zo hoog (zoals ook de totale CV-ketel kosten in Tabel 8). Naast prijs is (in combinatie) een andere mogelijke verklaring dat het vermogen en de vollasturen van een CV-ketel anders zijn in het ETM en OPERA. Indien het ETM minder vermogen en vollasturen toewijst per unit CV-ketel zijn er meer CV-ketels voor de warmteproductie bij huishoudens dan voor dezelfde warmteproductie in een OPERA scenario. Het ETM rekent met een vermogen van 22 kW warmteproductie per CV-ketel, waar de vollasturen scenario afhankelijk zijn (het KM scenario rekent 472 vollasturen). De OPERA scenario's lijken te rekenen met een vermogen van 25 kW, met ongeveer 1550 vollasturen voor het ADAPT scenario. In zo'n geval heeft het KM scenario ongeveer drie keer zoveel CV-ketels nodig om dezelfde warmteproductie te genereren als in het ADAPT scenario. Het zou dus ook mogelijk zijn dat de kosten per unit CV-ketel tussen het ETM en OPERA wel overeenkomen, maar dat het aantal een factor drie afwijkt (zoals ook de totale CV-ketel kosten in Tabel 8).

De ETM scenario's kennen daarnaast een kostenpost voor overige warmtevoorziening bij huishoudens die OPERA scenario's niet kennen, welke optelt tot 1 mld €. Meer dan de helft hiervan bestaat uit kosten voor warmteafgifte systemen aangesloten voor warmtelevering. Daarnaast zijn er ook kosten voor ruimteverwarming installaties die gebruik maken van bijvoorbeeld hout en zonthermie. Ook bij gebouwen komen deze kostenposten voor, waar er voor overige warmtevoorziening bij de OPERA scenario's wel kosten worden gemaakt voor gasketels.¹⁰

Voor warmtepompen bij huishoudens en gebouwen kan eenzelfde soort redenering worden opgesteld als bij CV-ketels. Voor de OPERA scenario's en het KM scenario is de elektriciteitsvraag voor warmtepompen bij huishoudens ongeveer hetzelfde (13 PJ), welke voor het EV scenario net iets hoger ligt (14 PJ). Dit is de combinatie van buitenlucht- en bodemwarmtepompen. Ook bij gebouwen is er een soortgelijke vraag naar energie en warmteproductie. Bij gebouwen lijken OPERA scenario's echter alleen bodemwarmtepompen aan te houden, terwijl het ETM ook buitenlucht warmtepompen meeneemt. Opnieuw ontstaat door de combinatie aan prijs-, aangenomen vermogen-, efficiëntie en vollasturen van een unit warmtepomp het verschil in kosten. In de ETM scenario's produceren hybride warmtepompen echter wel meer warmte dan in de OPERA scenario's, waardoor een combinatie van energievolumes en inzet van units zorgt voor hogere kosten.

¹⁰ De categorie CV-ketel in gebouwen is ondergebracht in de categorie Overige warmtevoorziening in gebouwen.

Gebouwde omgeving - Apparaten

Onder apparaten in huishoudens en gebouwen vallen airconditioning units, welke niet expliciet aanwezig lijken in de OPERA scenario's.

Landbouw

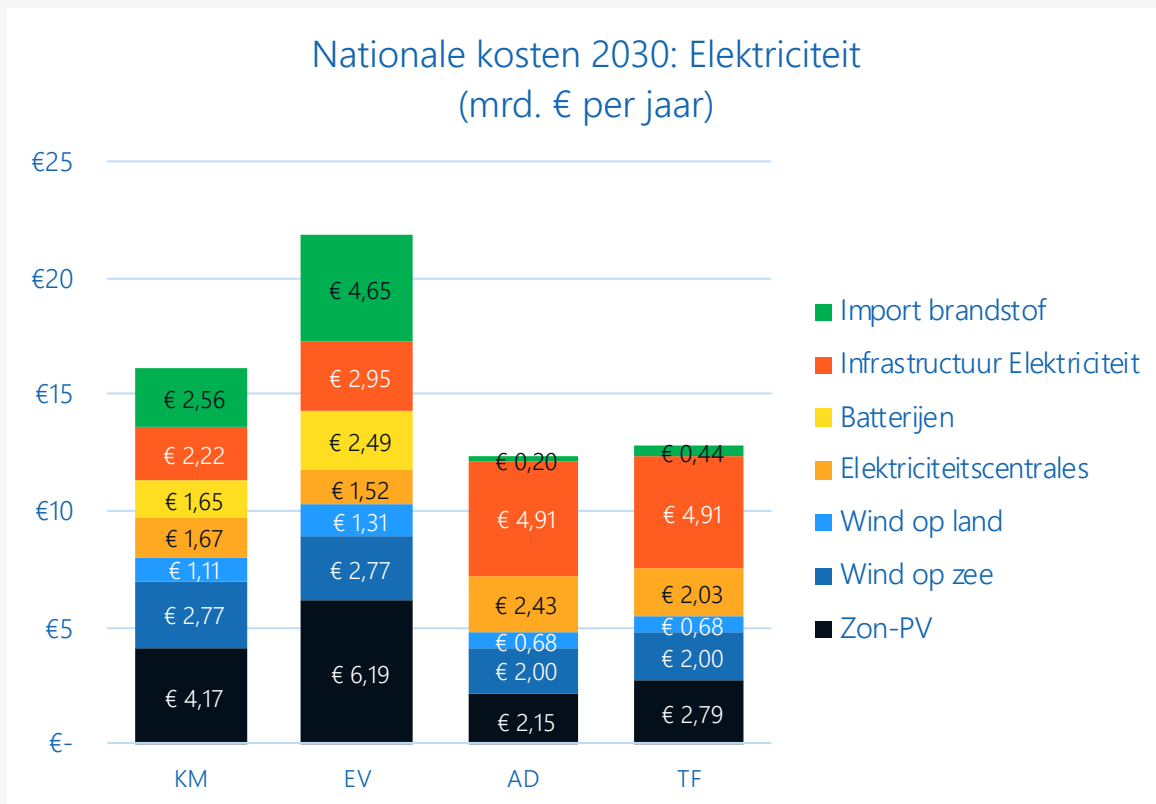
De landbouwsector kent hogere kosten voor de OPERA scenario's dan de ETM scenario's. Dit is gedreven doordat er in OPERA meer installaties en technieken worden meegenomen in de kostenberekening dan in het ETM. Zo worden er kosten voor nieuwe kassen in OPERA meegenomen, als ook technieken voor belichting, koeling, bevochtiging, ventilatie et cetera, welke allemaal niet in het ETM worden meegenomen. Kosten voor warmtepompen, andere (flexibele) verwarmingsinstallaties en geothermie worden wel meegenomen in het ETM, welke deels ook voorkomen in de kostenposten van OPERA. Wat betreft categorisering zijn alle kosten geschaard onder de glastuinbouw, omdat daar het overgrote deel aan energieverbruik en kosten worden gemaakt.

Industrie

Voor de industrie geldt hetzelfde als voor de landbouwsector; OPERA scenario's kennen hogere kosten doordat er meer technieken en installaties worden meegenomen in de kostenberekening. Opnieuw rekent het ETM kosten voor warmtepompen en andere (flexibele) verwarmingsinstallaties, als ook kosten voor het afvangen van CO₂. Voor een deel van de industrie sub sectoren rekent het ETM zelfs geen kosten.

Elektriciteit

De kosten voor de elektriciteitsketen (vóór onderlinge verdeling van kosten tussen ketens) zijn opgedeeld in verschillende categorieën en hieronder getoond. Alle categorieën bestaan uitsluitend uit investering- en O&M kosten, behalve de categorie "Import brandstof" welke de kosten voor het landelijke tekort (of overschot) aan elektriciteit weergeeft.



Figuur 15: Kosten in de elektriciteitsketen (vóór onderlinge verdeling van kosten tussen ketens) in 2030 voor de ETM scenario's Koersvaste Middenweg (KM) en Eigen Vermogen (EV) en de OPERA scenario's ADAPT (AD) en TRANSFORM (TF), in 2024 euro's en met een 2.25% WACC. Wat betreft categorisering uit INKTVIS zijn categorieën samengebracht ter overzichtelijkheid. De categorie Kernenergie is onder Elektriciteitscentrales gebracht. De categorieën OPAC en Flow batterijen zijn gebracht onder Batterijen. Alle infrastructuur categorieën zijn samengebracht onder Infrastructuur Elektriciteit. Overige categorieën hadden voor alle scenario's geen of verwaarloosbare kosten voor dit steekjaar.

Zon en Wind

De kosten voor zowel Zon-PV als Wind op land en Wind op zee liggen hoger in de ETM scenario's vergeleken met de OPERA scenario's.

Voor Zon-PV is het opgesteld vermogen substantieel hoger in de ETM scenario's vergeleken met de OPERA scenario's. Het KM scenario heeft bijvoorbeeld ongeveer 54 GW¹¹ aan Zon-PV opgesteld, waarnaast het ADAPT scenario ongeveer 35 GW aan Zon-PV heeft opgesteld. Met name

¹¹ Hiervan is 3,8 GW Zon-PV met standaard batterij aansluiting, welke in het kostenoverzicht van Figuur 15 onder de categorie Batterijen valt. Voor Wind op land met standaard batterij aansluiting geldt ook dat deze onder de Batterijen categorie is geplaatst.

voor Zon-PV op gebouwen is de afwijking groot, waar het KM scenario respectievelijk 23 en 17 GW heeft opgesteld op woningen en gebouwen, terwijl het ADAPT scenario respectievelijk 13 en 6 GW heeft opgesteld. Daarnaast liggen de gemiddelde investeringskosten van het opgestelde Zon-PV bijna 50% hoger in het KM scenario vergeleken met het ADAPT scenario. Deze combinatie aan hoger opgesteld vermogen en hogere investering en O&M kosten zorgt ervoor dat de kosten voor Zon-PV in het KM scenario bijna dubbel zo hoog zijn als in het ADAPT scenario, een verschil van zo'n 2 mld €. Voor het EV scenario loop dit verschil op doordat het opgestelde vermogen richting de 70 GW gaat.

Voor Wind op zee zijn de kosten opnieuw hoger in de ETM scenario's, hoewel het verschil beperkt is vergeleken met het kostenverschil bij Zon-PV. In het KM scenario is zo'n 12 GW aan offshore wind opgesteld, terwijl in het ADAPT scenario 16 GW is opgesteld. De investeringskosten liggen een paar procent hoger in het ETM, maar niet genoeg om hogere totale jaarlijkse kosten voor Wind op zee te verklaren. De O&M kosten in het ETM zijn wel meer dan drie keer zo hoog als voor de OPERA scenario's, waardoor er per GW ongeveer 40 mln. € per jaar meer moet worden betaald. Het KM scenario heeft door dit O&M verschil 400 mln. € hogere jaarlijkse kosten dan het ADAPT scenario, maar ook dit is niet genoeg om het verschil in Figuur 15 volledig te verklaren. De verklaring ligt hier in de levensduur van offshore wind, die in het ETM op 20 jaar is ingesteld, terwijl voor de OPERA scenario's deze op 30 jaar is ingesteld. Door deze instelling ligt de jaarlijkse afschrijving voor ETM scenario's standaard hoger dan wanneer ook een levensduur van 30 jaar zou worden aangehouden.

Voor Wind op land zijn de kosten in het ETM scenario ook hoger, maar is het opgesteld vermogen ongeveer gelijk tussen ETM scenario's en OPERA scenario's. Het kostenverschil is met name gedreven door een combinatie van hogere investeringskosten (+20%) en hogere O&M kosten, welke opnieuw ongeveer 40 mln. € per GW per jaar hoger liggen voor de ETM scenario's vergeleken met de OPERA scenario's.

Elektriciteitscentrales

In onderstaande tabel zijn de verschillende kostenposten binnen de categorie elektriciteitscentrales weergegeven, als ook aangevuld met opgesteld elektrisch vermogen. Het totaal aan jaarlijkse kosten telt op tot het totaal voor elektriciteitscentrales in Figuur 15.

Tabel 9. Kosten (CAPEX/OPEX) en opgesteld vermogen in 2030 voor elektriciteitscentrales in het OPERA scenario ADAPT en het ETM scenario Koersvaste Middenweg. Kosten zijn in mln. € 2024 met een WACC van 2,25%. WKK omvat ook WKKs in de landbouw en industrie. Het vermogen voor WKKs in het ADAPT scenario is afgeleid uit de elektriciteitsproductie ten opzichte van de totale capaciteit aan energieproductie.

	ADAPT		Koersvaste Middenweg		Koersvaste Middenweg	
	Jaarlijkse kosten (mln. €)		Vermogen (GWe)			
Totaal	€	2.425	€	1.668	10,77	19,52
Kernenergie	€	243	€	54	0,486	0,484
WKK	€	1.719	€	827	3,808	6,412
CCGT Aardgas	€	463	€	497	6,480	8,854
CCGT H2	€	-	€	51	0,000	0,915
GT Aardgas	€	-	€	16	0,000	0,547
Kolen	€	-	€	215	0,000	2,211
Hout	€	-	€	9	0,000	0,097

Het eerste wat opvalt is dat de kosten voor kernenergie een stuk lager liggen in het KM scenario vergeleken met het ADAPT scenario, terwijl het opgestelde vermogen gelijkwaardig is. Dit komt omdat de investeringskosten bijna een factor 4 hoger ligt in het ADAPT scenario, maar ook omdat het ETM een levensduur van 50 jaar aanhoudt, terwijl OPERA 35 jaar aanhoudt.

Het tweede wat opvalt is dat de kosten voor WKKs meer dan twee keer zo hoog zijn in het ADAPT scenario vergeleken met het KM scenario, terwijl het KM substantieel meer vermogen heeft opgesteld.¹² Dit komt met name omdat de investering- en O&M kosten meerder malen hoger zijn ingesteld voor de WKKs in het ADAPT scenario. Dit wordt met name gedreven door de WKKs in de landbouw sector, waar ongeveer evenveel vermogen is opgesteld (bijna 3 GW), maar de investering- en O&M kosten een factor 6 hoger liggen. Ook de levensduur speelt een rol, waar landbouw en industrie WKKs in het ADAPT scenario een levensduur van 15 jaar aanhoudt, terwijl het KM scenario voor deze sectoren 20 of 25 jaar aanhoudt.

Voor de combined-cycle gasturbines zijn de kosten tussen het ADAPT en KM scenario ongeveer gelijk, terwijl het vermogen in het KM scenario hoger ligt. Dit is met name gedreven doordat het ADAPT scenario voor een substantieel deel van het vermogen CCS toepast bij de gasturbines,

¹² Het vermogen van WKKs in het ADAPT scenario verdient een kritische blik, aangezien deze is afgeleid uit de elektriciteitsproductie ten opzichte van de totale capaciteit aan energieproductie (PJ) wat is ingevuld.

welke hogere kosten kent, terwijl in het KM scenario dit niet wordt toegepast. Daarnaast speelt de levensduur opnieuw een rol, welke lager ligt voor het ADAPT scenario (20 jaar) dan voor het KM scenario (30 jaar).

De overige posten lijken niet voor te komen in het ADAPT scenario, maar wel in het KM scenario. Zo is er nog steeds vermogen opgesteld voor kolencentrales in het KM scenario. Dit hoeft echter niet te betekenen dat de kolencentrale actief veel elektriciteit produceert.

Batterijen

Voor de categorie batterijen wordt in 2030 geen kosten gemaakt in de OPERA scenario's, maar wel in de ETM scenario's. In toekomstige jaren komen er wel kosten voor batterijen in beeld voor de OPERA scenario's, maar alleen voor Li-ion opslag (grootschalig). Onderstaande tabel geeft weer welke soort batterijen of installaties/technieken die hiermee samenhangen worden meegenomen in het ETM voor de kostenberekening.

Tabel 10. Kosten (CAPEX/OPEX) en opgesteld vermogen in 2030 voor batterijen ETM scenario's voor het jaar 2030. Kosten zijn in mln. € 2024 met een WACC van 2,25%. Ook is het vermogen aan zonnepanelen en wind turbines welke samen met batterijen worden opgesteld in deze categorie geplaatst.

	Jaarlijkse kosten (mln €. 2024)				Vermogens (GW)	
	Koersvaste		Eigen Vermogen		Koersvaste	
	Middenweg		Middenweg		Middenweg	Eigen Vermogen
Totaal	€	1.648	€	2.490	13,5	17,5
Grootschalig	€	713	€	713	5,8	5,8
Batterij colocatie zon	€	163	€	223	1,9	2,6
Batterij colocatie wind	€	42	€	48	0,3	0,4
Thuisbatterijen	€	143	€	237	0,7	1,2
Compressed Air Energy Storage	€	239	€	718	0,3	1
Flow batterijen	€	-	€	42	0	0,5
Zonnepanelen bij colocatie	€	245	€	395	3,8	5,2
Wind turbines bij colocatie	€	102	€	115	0,7	0,8

Infrastructuur Elektriciteit

De kosten voor elektriciteitsinfrastructuur worden voor de OPERA scenario's in INKTVIS en voor de ETM scenario's op andere wijze berekent. De OPERA scenario's baseren zich op de studie Financiële Impact Energietransitie voor Netbeheerders (FIEN) om de infrastructuurkosten uit te rekenen in INKTVIS. De studie geeft schattingen voor investeringen in toekomstige jaren, welke INKTVIS verdeeld over Net op Zee en overig. Aan het Net op Zee gedeelte wordt in INKTVIS

scenario afhankelijk een correctie uitgevoerd op basis van het opgestelde vermogen aan Wind op zee in het OPERA scenario minus het vermogen dat voor offshore elektrolyse wordt gebruikt.

Het ETM rekent apart kosten voor infrastructuur die direct worden ingeladen in INKTVIS. De FIEN-berekening in de INKTVIS tool is daarom niet overgenomen voor de ETM scenario's. In het ETM wordt uitgerekend hoeveel *additioneel* vermogen nodig is om per spanningsniveau (HS/MS/LS) te voldoen aan het opgestelde vermogen en elektriciteitsvraag van een scenario. Per spanningsniveau kan de gebruiker van het ETM instellen hoeveel kosten er worden gemaakt voor netuitbreiding (€/kW) voor verschillende (onder)delen van het net.¹³ Zo worden kosten voor het HS/MS/LS net meegenomen, maar ook voor LS/MS en MS/HS transformatoren, interconnectoren en het offshore net.

Het resultaat voor de OPERA en ETM scenario's zijn in onderstaande tabel gegeven voor het jaar 2030.

Tabel 11. Kosten (CAPEX/OPEX) Infrastructuur elektriciteit voor ETM- en OPERA scenario's voor het jaar 2030. Kosten zijn in mld € 2024 met een WACC van 2,25%. Infrastructuur kosten voor ETM scenario's zijn kosten additioneel aan de kosten voor infrastructuur die er al staat in het referentiejaar 2019. Infrastructuur kosten voor de OPERA scenario's zijn gebaseerd op de FIEN studie.

	Koersvaste				
	Middenweg	Eigen Vermogen	ADAPT	TRANSFORM	
Totaal	€ 1,88	€ 2,60	€ 4,38	€ 4,38	
Net op zee (FIEN)			€ 1,64	€ 1,64	
Overig Net (FIEN)			€ 2,74	€ 2,74	
Net op zee	€ 1,38	€ 1,38			
HV net	€ 0,34	€ 0,82			
MV net	€ 0,11	€ 0,14			
LV net	€ -	€ 0,17			
MV HV transformator	€ 0,05	€ 0,06			
LV MV transformator	€ -	€ 0,04			

De totale kosten voor infrastructuur zijn hoger in de OPERA scenario's vergeleken met de ETM scenario's. De OPERA scenario's kennen dezelfde infrastructuur kosten omdat beiden hetzelfde vermogen hebben opgesteld aan Wind op zee (16 GW) en dezelfde capaciteit voor offshore elektrolyse hebben staan.

¹³ De default waardes zijn gebaseerd op de studie 'Grid for the Future', CE Delft (2017).

Wat bij de verschillende kostenposten opvalt is dat kosten voor Net op Zee bij de ETM scenario's en OPERA scenario's dichtbij elkaar liggen. Voor 2030 hebben de ETM scenario's 12 GW offshore wind staan, en de OPERA scenario's 16 GW. Per GW opgesteld vermogen Wind op zee zijn de kosten voor de OPERA scenario's ongeveer 103 mln. € en voor de ETM scenario's 115 mln. €, waarvan 12 mln. € O&M kosten.

De investeringen voor het overige net liggen echter hoger voor de OPERA scenario's (2,74 mld €) vergeleken met de ETM scenario's, waar het KM scenario slechts 0,5 mld € aan kosten heeft en het EV scenario 1,23 mld €. De FIEN studie baseert zich voor toekomstige energieprognoses ook op NBNL scenario's (dan wel oudere), waardoor grote volumeverschillen bij vermogen voor opwek en elektriciteitsvraag minder waarschijnlijk lijkt. De methodologie en kostenkentallen voor de berekeningen zijn echter wel verschillend voor de FIEN studie en de ETM berekening. Wat hierin zou kunnen spelen is bijvoorbeeld dat het ETM alleen additionele kosten benodigd voor netuitbreidingen ten opzichte van het referentiejaar 2019 rekent, terwijl de FIEN studie ook investeringen kan rekenen voor het onderhouden en vervangen van het reeds bestaande net.

Import brandstof

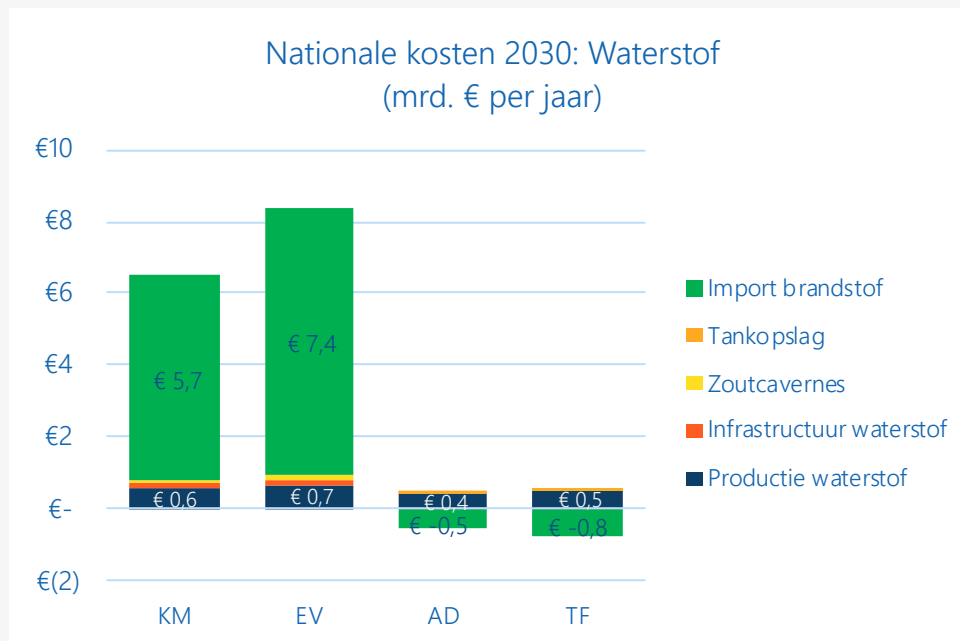
Naast CAPEX/OPEX gerelateerde kosten heeft het systeem ook kosten (of baten) voor de netto vraag (of productie) aan elektriciteit door een landelijk tekort (of overschot). Voor de OPERA scenario's zijn de kosten een factor 10 lager dan in de ETM scenario's (zie groene balken in Figuur 15), wat meerdere miljarden euro's verschil maakt. Dit lijkt aan de ene hand gedreven doordat de OPERA scenario's meer export van elektriciteit hebben dan import (enkele PJ), maar wel met hogere importprijzen, waardoor er orde grootte honderden miljoenen euro's aan kosten worden gemaakt. Voor de import prijzen is zo'n 14 €/GJ gerekend, voor de export prijzen rond de 11 en 12 €/PJ. In de ETM scenario's is het landelijke netto tekort aan elektriciteit echter groter, in de orde grootte van 100 tot 150 PJ. Daarnaast is er voor de ETM scenario's voor alle elektriciteit de gemiddelde elektriciteitsprijs gerekend gedurende het jaar. Hierdoor wordt er voor het KM scenario gerekend met ongeveer 20 €/GJ en voor het EV scenario met 30 €/GJ. Deze grofmazige benadering voor de kosten van elektriciteit kunnen in realiteit echter meerdere malen lager uitvallen, aangezien de import/export uurcurves met prijzen voor individuele interconnectoren lager kunnen uitvallen.¹⁴

Waterstof

De waterstofketen kent hogere kosten voor de ETM scenario's in vergelijking met de OPERA scenario's (Figuur 13). In onderstaande figuur zijn de verschillende kostenposten binnen de waterstof keten getoond voor het jaar 2030. Alle categorieën bestaan uitsluitend uit investering- en

¹⁴ Het is mogelijk om van deze uurcurves toe te werken naar een waarde voor import en export prijzen die in te passen is in INKTVIS. Gezien het feit dat dit tijdsintensief is, is een prijsvariatie beter gepast in de gevoeligheidsanalyse.

O&M kosten, behalve de categorie "Import brandstof" welke de kosten voor het landelijke tekort (of overschot) aan waterstof houdende dragers weergeeft.



Figuur 16: Kosten in de waterstofketen (vóór onderlinge verdeling van kosten tussen ketens) in 2030 voor de ETM scenario's Koersvaste Middenweg (KM) en Eigen Vermogen (EV) en de OPERA scenario's ADAPT (AD) en TRANSFORM (TF), in 2024 euro's en met een 2,25% WACC. Alleen de kosten voor import brandstof en productie waterstof zijn van data labels voorzien. Wat betreft categorisering uit INKTVIS zijn categorieën samengebracht ter overzichtelijkheid. De categorieën productie grijze/groene/blauwe/overige waterstof is samengebracht onder productie waterstof.

Productie waterstof

De productie van waterstof lijkt een minder belangrijke categorie volgens de kostenbijdrage in Figuur 16. Voor latere jaren neemt deze post echter een significantere rol in wanneer waterstof houdende dragers een grotere rol gaan spelen in het energiesysteem. Vandaar dat de belangrijkste kostenposten in de tabel hieronder zijn benoemd en in het vervolg verder beschreven.

Tabel 12. Kosten (CAPEX/OPEX) voor waterstof productie voor ETM- en OPERA scenario's voor het jaar 2030. Kosten zijn in mln. € 2024 met een WACC van 2,25%. SMR kosten worden niet berekend in het ETM, de OPERA scenario's bevatten geen (expliciete) kostenposten voor ATR, omzetten van LOHC en vloeibare waterstof naar H2 en windturbines die volledig draaien voor elektrolyse.

	Koersvaste Middenweg		Eigen Vermogen		ADAPT		TRANSFORM	
Totaal	€	556	€	659	€	405	€	509
Elektrolyse	€	147	€	288	€	145	€	133
Ammoniak kraker	€	154	€	118	€	-	€	-
SMR					€	260	€	376
ATR	€	226	€	226				
LOHC/vloeibare H2 omzetter	€	9	€	7				
Windturbines voor H2 productie	€	20	€	21				

Voor elektrolyse zijn de kosten in het EV scenario bijna het dubbele van het KM scenario omdat er ook dubbel zo veel vermogen is opgesteld (3 en 1,5 GWe). Het ADAPT scenario heeft ongeveer dezelfde jaarlijkse kosten als het KM scenario, maar heeft meer dan het dubbele aan vermogen staan (ongeveer 3,2 GWe). De kosten voor elektrolyse liggen in het ETM scenario daarmee ongeveer twee keer zo hoog. Dit lijkt met name verklaard door verschillende prijsaannames. Zo rekent het ETM met elektrolysers van 10 MWe per unit, welke door grotere schaal lagere kosten kent per MWe dan bijvoorbeeld een unit met 500 kWe.

Na elektrolyse lijken de kosten voor waterstofproductie bij de ETM en OPERA scenario's structureel anders opgebouwd. In de OPERA scenario's is naast elektrolyse met name via Steam Methane Reformers (SMR) investering- en O&M kosten opgebouwd. In de ETM scenario's wordt er ook waterstof geproduceerd via SMRs (in de industrie), maar hier zijn geen investering- en O&M kosten voor aanwezig. De ETM scenario's nemen wel kosten voor ammoniak krakers en omzetting van andere waterstof houdende dragers mee, welke niet of nauwelijks voorkomen in de OPERA scenario's. De ETM scenario's maken meer gebruik van import van deze waterstof houdende dragers om vervolgens om te zetten naar waterstof. Daarnaast zijn er kosten voor nieuwe Auto Thermal Reforming-fabrieken (ATR) gemaakt in de ETM scenario's, welke niet voorkomen in de OPERA scenario's.

Infrastructuur waterstof

Voor het waterstof netwerk komen in de OPERA scenario's met name kosten voor de leidingen van de producenten naar het waterstofnetwerk. De ETM scenario's berekenen kosten voor zowel het waterstofnetwerk (onshore en offshore) als aanlanding infrastructuur nodig voor vloeibare waterstof en LOHC. De kosten voor infrastructuur worden uiteindelijk bepaald door de hoeveelheid getransporteerde waterstof en de ingestelde kosten per getransporteerde eenheid energie (door de opsteller van het scenario in te stellen). Deze verschillende berekeningen kunnen leiden tot factor 10 verschil aan kosten. Voor de OPERA scenario's worden zo'n €180.000 aan jaarlijkse kosten gerekend, voor de ETM scenario's zo'n 1,5 a 1,8 mln. €.

Zoutcavernes en tankopslag

De grootschalige ondergrondse opslag van waterstof in cavernes en gasveldbergingen leidt met name tot kosten in deze categorie. Deze vormen van opslag worden gebruikt ten behoeve van flexibiliteit in het waterstofsysteem. De kosten voor deze vormen van flexibiliteit worden bepaald door de behoefte aan opslagcapaciteit en -vermogen van het systeem, samen met de ingestelde kosten voor opslag (euro per eenheid waterstof opgeslagen). In 2030 worden de kosten gedreven door zoutcavernes, welke kosten kennen van zo'n 30 mln. € voor het KM scenario en 110 mln. € voor het EV scenario. In latere jaren zullen gasveldbergingen juist de kosten drijven in de ETM scenario's, welke juist niet aanwezig lijken in de OPERA scenario's.

De OPERA scenario's bevatten ook kosten voor zoutcavernes, welke in 2030 zo'n 7 mln. € tellen. Een stuk lager dan voor de ETM scenario's, maar er lijkt ook een stuk minder behoefte aan deze vorm van flexibiliteit in de OPERA scenario's.

Import brandstof

Naast CAPEX/OPEX gerelateerde kosten is de waterstof keten vooral voor de ETM scenario's gedomineerd met kosten voor het landelijk tekort (of overschot) aan waterstof houdende dragers. In onderstaande tabel zijn de totale kosten voor de netto vraag en/of productie van de relevante waterstof houdende dragers gegeven.

Tabel 13. Kosten voor waterstof (houdende) dragers bij de ETM- en OPERA scenario's voor het jaar 2030. Kosten zijn in mld € 2024 met een WACC van 2,25%. Waterstof import en export kosten zijn samengebracht in de rij "Waterstof".

	Koersvaste Middenweg		Eigen Vermogen		ADAPT	TRANSFORM	
Totaal	€	5,7	€	7,4	€	-0,5	€ -0,8
Ammoniak	€	7,08	€	8,07	€	0,24	€ 0,20
Waterstof	€	-1,89	€	-1,02	€	-0,79	€ -0,96
LOHC	€	0,16	€	0,12			
Vloeibare waterstof	€	0,37	€	0,28			

Het verschil aan kosten is met name gedreven door de import van ammoniak, die vele malen hoger is voor de ETM scenario's vergeleken met de OPERA scenario's. In het KM scenario is er bijvoorbeeld 70 PJ aan ammoniakvraag bij de scheepvaart, en 40 PJ wordt omgezet in waterstof. In het ADAPT scenario is er geen ammoniak vraag voor de scheepvaart, en ongeveer 8 PJ ammoniak vraag voor de kunstmest industrie. Daarnaast is de ingestelde prijs voor ammoniak meer dan twee maal zo hoog in het KM scenario (64 €/GJ) vergeleken met de OPERA scenario's (31 €/GJ). Voor het EV scenario ligt de ammoniakprijs nog hoger (81€/GJ).

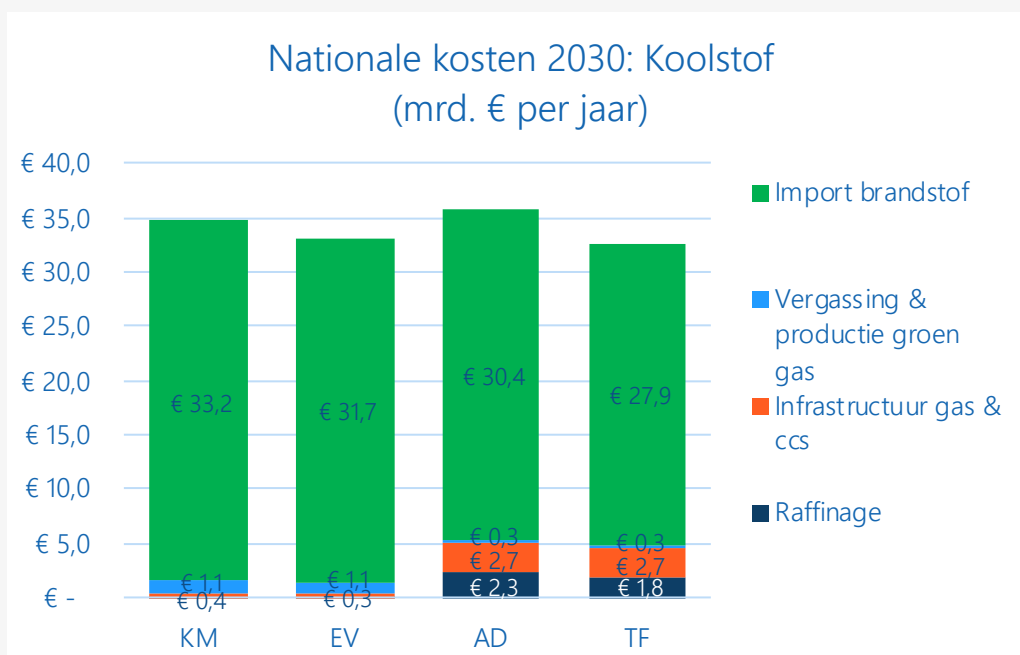
Voor waterstof is er voor zowel de ETM- als OPERA scenario's een overschot zodat er negatieve kosten (baten) worden toegekend aan deze drager. Het overschot is ongeveer gelijk in het KM scenario vergeleken met de OPERA scenario's (rond de 45 PJ), waar het EV scenario een lager overschot kent (rond de 20 PJ). ADAPT De kosten voor waterstof export liggen in de ETM scenario's echter opnieuw ruim twee keer zo hoog als voor de OPERA scenario's, waar het KM scenario 43 €/GJ aanhoudt en de OPERA scenario's 21 €/GJ. Voor waterstof is voor de ETM scenario's dezelfde import als export prijs aangehouden op basis van de ingestelde prijs van de scenario opsteller.¹⁵ De OPERA scenario's houden een import én export prijs aan, waar de import prijs (69 €/GJ) in 2030 een stuk hoger ligt dan de exportprijs, maar deze daalt richting 2050.

Als laatst wordt er in het ETM ook vloeibare waterstof en LOHC geïmporteerd, welke uiteindelijk worden omgezet in waterstof. Voor zowel het KM en EV scenario zijn de kosten hiervoor respectievelijk 68- en 61 €/GJ.

¹⁵ Het is mogelijk in het ETM de kosten en volumes van waterstofproductie per productieroute per uur in te zien, waaruit een productieprijs is af te leiden die gebruikt kan worden voor geproduceerde waterstof. Gezien het feit dat dit tijdsintensief is, is een prijsvariatie beter gepast in de gevoeligheidsanalyse.

Koolstof

De koolstofketen kent soortgelijke kosten voor de ETM scenario's in vergelijking met de OPERA scenario's (Figuur 13). In onderstaande figuur zijn de verschillende kostenposten binnen de koolstofketen getoond voor het jaar 2030. Alle categorieën bestaan uitsluitend uit investering- en O&M kosten, behalve de categorie "Import brandstof" welke de kosten voor het landelijke tekort (of overschot) aan koolstof houdende dragers weergeeft.



Figuur 17: Kosten in de koolstofketen (vóór onderlinge verdeling van kosten tussen ketens) in 2030 voor de ETM scenario's Koersvaste Middenweg (KM) en Eigen Vermogen (EV) en de OPERA scenario's ADAPT (AD) en TRANSFORM (TF), in 2024 euro's en met een 2.25% WACC. Wat betreft categorisering uit INKTVIS zijn categorieën samengebracht ter overzichtelijkheid, zoals aangegeven in de legenda (&). Een datalabel voor raffinage bij de ETM scenario's is niet toegevoegd (te kleine waardes).

Raffinage

Voor raffinage kent het ETM niet of nauwelijks investering- en O&M kosten, alleen een geringe hoeveelheid van rond de 10 mln. € aan jaarlijkse kosten voor warmte opwek en CCS. De OPERA scenario's bevatten uitgebreidere gegevens over warmte opwek installaties en CCS, als ook andere installaties ter productie van energiedragers en grondstoffen. Hierdoor zijn de jaarlijkse kosten in de OPERA scenario's rond de 2 miljard euro hoger dan in de ETM scenario's.

Infrastructuur gas & CCS

Opnieuw kennen de OPERA scenario's voor de categorie infrastructuur gas & CSS hogere kosten dan de ETM scenario's, een verschil van meer dan 2 miljard euro. Dit is met name gedreven doordat de OPERA scenario's kosten voor het gasnet meeneemt, terwijl deze voor de ETM scenario's niet zijn meegenomen.¹⁶ Daarnaast worden in het ETM met name kosten gemaakt voor CO₂ transport en offshore opslag (en in sommige scenario's met latere steekjaren worden ook kosten voor DAC gemaakt). In de OPERA scenario's worden met name kosten gemaakt voor CO₂ opslag na afvang, zonder transport, en in latere jaren ook DAC.

Vergassing & productie groen gas

De ETM scenario's kennen hogere kosten voor vergassing en de productie van groen gas hogere kosten dan de OPERA scenario's, een verschil van bijna 1 miljard euro. Het ETM rekent kosten uit voor benodigde installaties om biogas te produceren via vergassing en fermentatie, als ook kosten voor het opwaarderen van biogas naar groengas, welke geïnjecteerd kan worden in het gasnet. De OPERA scenario's nemen ook kosten mee voor vergassing en fermentatie. Er lijkt met name een kostenverschil te ontstaan door de kosten gerekend voor fermentatie, welke een factor 2 hoger ligt in de ETM scenario's. Zo produceert het KM scenario ongeveer 50 PJ aan biogas door fermentatie tegen bijna 800 mln. € aan kosten, terwijl in de OPERA scenario's voor ongeveer 6 PJ biogas productie 40 mln. € aan kosten worden gerekend.¹⁷

De kosten voor vergassing lijken orde grootte hetzelfde voor de ETM en OPERA scenario's. Zo heeft het KM scenario ongeveer 10 PJ aan gasproductie door vergassing met 131 mln. € aan kosten, waarnaast het ADAPT scenario iets meer dan 20 PJ aan gasproductie heeft via vergassing (SNG) met 274 mln. € aan kosten. Het ETM neemt echter ook kosten voor het opwaarderen van biogas mee (zo'n 160 mln. € aan kosten), welke de OPERA scenario's niet lijken mee te nemen.

Import brandstof

Naast CAPEX/OPEX gerelateerde kosten is de koolstofketen vooral voor gedomineerd met kosten voor het landelijk tekort (of overschot) aan koolstof houdende dragers. In onderstaande tabel zijn de totale kosten voor de landelijke netto vraag en/of productie van relevante koolstof houdende dragers gegeven, inclusief energiestroom.

¹⁶ Het ETM geeft wel kosten voor het huidige gasnet, alleen zijn deze onveranderd over de jaren heen, hetzelfde voor alle scenario's én gespecificeerd zonder levensduur. Omdat deze kosten met name voor toekomstige jaren waarschijnlijk niet representatief zijn, zijn deze kosten zijn niet meegenomen.

¹⁷ In eindverbruik sector industrie (bij Voedsel) worden ook kosten gemaakt voor biogas productie via fermentatie. Ook deze kosten lijken in vergelijking met de kosten in het KM scenario bijna een factor 2 lager per geproduceerde eenheid biogas.

Tabel 14. Kosten voor koolstofhoudende dragers bij de ETM- en OPERA scenario's voor het jaar 2030. Kosten zijn in mld € 2024 met een WACC van 2,25%. Er zijn verschillende varianten van genoemde koolstofdragere samengebracht. Zo is (bio/synthetische) naphta ondergebracht bij olie (grondstoffen), omdat het ETM naphta onder olie schaaft. Ook zijn bio, synthetisch, mix bio & fossiel en fossiel samengebracht bij de betreffende drager ter overzichtelijkheid. De categorie overig bevat alle overige dragers.

		Koersvaste Middenweg		Eigen Vermogen		ADAPT		TRANSFORM	
Totaal	Jaarlijkse kosten (mrd. €)	€	33,2	€	31,7	€	30,4	€	27,9
Olie (grondstoffen)	Jaarlijkse kosten (mrd. €)	€	43,6	€	43,6	€	27,2	€	22,1
	Netto Energiestroom (PJ)		2371		2374		1885		1530
Aardgas	Jaarlijkse kosten (mrd. €)	€	5,9	€	5,5	€	4,9	€	4,8
	Netto Energiestroom (PJ)		780		718		684		667
Biomassa	Jaarlijkse kosten (mrd. €)	€	2,5	€	2,0	€	2,3	€	2,3
	Netto Energiestroom (PJ)		201		118		199		199
Benzine	Jaarlijkse kosten (mrd. €)	€	-0,1	€	-0,3	€	0,1	€	0,5
	Netto Energiestroom (PJ)		-4		-11		8		32
Diesel	Jaarlijkse kosten (mrd. €)	€	-12,0	€	-12,2	€	-5,6	€	-4,0
	Netto Energiestroom (PJ)		-656		-667		-392		-279
Kerosine	Jaarlijkse kosten (mrd. €)	€	-5,2	€	-5,1	€	-1,8	€	-1,3
	Netto Energiestroom (PJ)		-299		-297		-107		-76
Kolen (producten)	Jaarlijkse kosten (mrd. €)	€	0,2	€	0,2	€	0,3	€	0,1
	Netto Energiestroom (PJ)		61		61		117		53
Overig	Jaarlijkse kosten (mrd. €)	€	-1,7	€	-1,9	€	3,1	€	3,5
	Netto Energiestroom (PJ)		-41		-50		202		229

De kosten worden voor zowel de ETM en OPERA scenario's gedomineerd door de import aan Olie (grondstoffen), met name voor raffinage en uiteindelijk stoomkrakers. De vraag voor olie is echter hoger in de ETM scenario's vergeleken met de OPERA scenario's, welke met name wordt verklaard door de raffinage en stoomkraker capaciteit die volgens de scenario's nog aanwezig is in 2030. Ook de prijs voor ruwe olie ligt hoger in de ETM scenario's, bijna 30% hoger dan de OPERA scenario's. De ETM scenario's gaan uit van ongeveer 98 \$/barrel (2019 dollars).

Voor aardgas zijn de kosten voor de ETM scenario's wat hoger dan voor de OPERA scenario's, met name gedreven doordat er meer netto vraag naar aardgas is. De ETM scenario's nemen echter ook voor 2030 mee dat er nog aardgas gewonnen wordt in Nederland (zo'n 200 PJ), welke niet voorkomt in de OPERA scenario's.

Voor biomassa worden er ook ongeveer gelijke kosten gemaakt bij de ETM en OPERA scenario's. Waar de kosten voor de OPERA scenario's door diverse type biomassa stromen worden gedreven,

worden de kosten in de ETM scenario's met name gedreven voor biomassa dat direct naar raffinage gaat ter transformatie. Het ETM rekent overigens geen kosten voor natte biomassa en afval, waardoor deze kostenpost mogelijk onderschat wordt voor de ETM scenario's.

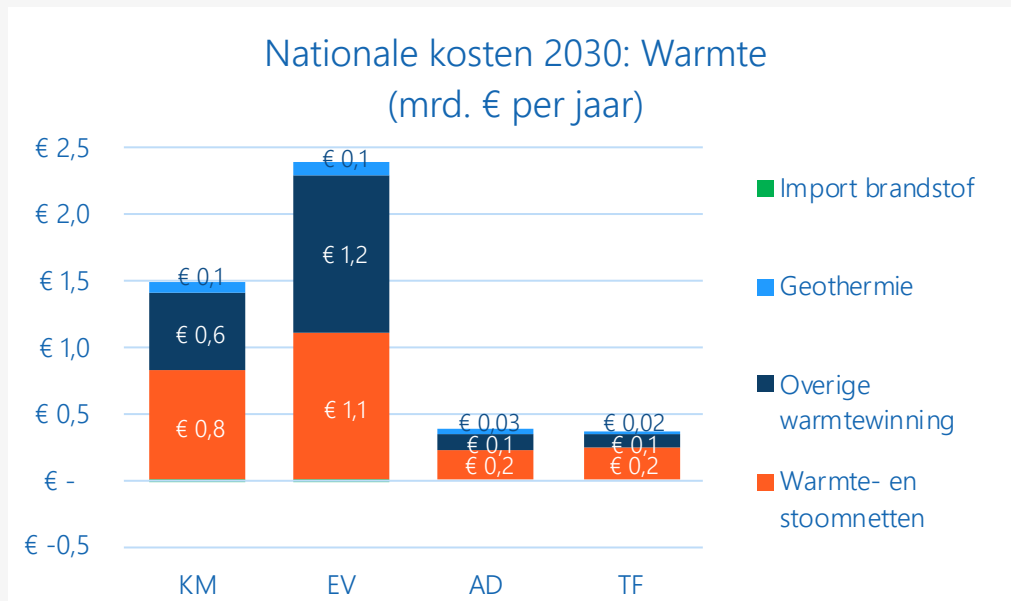
De landelijke vraag naar benzine lijkt voor zowel de ETM en OPERA scenario's in balans met de hoeveelheid productie uit raffinage. Het ETM houdt echter zo'n twee keer zo hoge prijs aan voor benzine in vergelijking met OPERA scenario's, 30 €/GJ tegenover 14 €/GJ. Vanuit het ETM worden de kosten voor benzine (en overige olieproducten) berekent op basis van de kosten van de primaire energiedragers die nodig waren om dat product te produceren (zodat een land geen geld verdiend aan het verwerken van olie). Zo is dit ook voor diesel en kerosine gedaan.

Bij diesel en kerosine zien we hogere kosten en export aan energie in de ETM scenario's vergeleken met OPERA scenario's. Voor diesel is dit met name verklaard doordat er meer diesel wordt geproduceerd vanuit de raffinage, terwijl er ook iets minder vraag is naar diesel in de ETM-scenario's. De prijs voor diesel die voor de ETM scenario's en OPERA scenario's zijn aangehouden liggen wel dichtbij elkaar. Bij kerosine speelt een zelfde soort wisselwerking, waar er met name meer kerosine geproduceerd wordt vanuit de raffinage, en de vraag voor kerosine (bij de luchtvaart) ongeveer hetzelfde is in de ETM scenario's en OPERA scenario's.

De vraag naar kolen voor de staalindustrie is nog een stuk hoger in het ADAPT scenario vergeleken met de overige scenario's, wat de drijfveer is achter hogere kosten voor kolen in het ADAPT scenario. In de categorie overig worden de kosten in de ETM scenario's gedreven door de export van LPG en Methanol, met nog een klein deel import van LNG en zware stookolie (HFO). In de OPERA scenario's worden de kosten met name gedreven door een netto vraag aan zware stookolie (HFO), welke gebruik wordt voor de scheepvaart. In de ETM scenario's komt dit ook voor, maar in mindere mate, aangezien de scheepvaart al voor een groot deel via ammonia is aangedreven (zie waterstofketen).

Warmte

De warmteketen kent wisselend hogere kosten voor de ETM scenario's in vergelijking met de OPERA scenario's (Figuur 13), hoewel de totale kosten van deze keten beperkt is. In onderstaande figuur zijn de verschillende kostenposten binnen de warmteketen getoond voor het jaar 2030. Alle categorieën bestaan uitsluitend uit investering- en O&M kosten, behalve de categorie "Import brandstof" welke de kosten voor het landelijke tekort (of overschot) aan warmte weergeeft.



Figuur 18: Kosten in de warmteketen (vóór onderlinge verdeling van kosten tussen ketens) in 2030 voor de ETM scenario's Koersvaste Middenweg (KM) en Eigen Vermogen (EV) en de OPERA scenario's ADAPT (AD) en TRANSFORM (TF), in 2024 euro's en met een 2.25% WACC. Wat betreft categorisering uit INKTVIS zijn categorieën samengebracht ter overzichtelijkheid, zoals aangegeven in de legenda. Een datalabel voor de import brandstof categorie is niet toegevoegd (te kleine waardes).

Warmte- en stoomnetten

De kosten in de categorie warmte- en stoomnetten liggen hoger in de ETM scenario's dan in de OPERA scenario's doordat er meer kostenposten worden meegenomen in de ETM scenario's. De OPERA scenario's lijken alleen kosten mee te nemen voor primaire leidingen om warmte te verplaatsen naar vraaglocaties, waar het ETM (afhankelijk van het scenario) ook kosten meeneemt voor leidingen in de wijk (distributie), opslag en stations. Het ETM rekent wel alleen voor de gebouwde omgeving, en niet voor andere vraagsectoren. Het ETM rekent de kosten uit op basis van het benodigde vermogen om te voldoen aan de piek warmtevraag van de sector waar het warmtenet aan verbonden is, in combinatie met totale warmtevraag en aantal kilometers leiding die nodig zijn. Voor stoomnetten worden er nauwelijks kosten gemaakt in de OPERA scenario's, deze categorie komt niet voor in de ETM scenario's.

Overige warmtewinning

In deze categorie nemen de ETM en OPERA scenario's verschillende installaties en technieken mee voor warmte opwek. De kosten in de OPERA scenario's worden bepaald door AVI's, boilers, aqua/zonthermie en restproducten waar warmte mee wordt opgewekt. In de ETM scenario's

worden naast boilers en verbrandingsinstallaties drijven met name warmtepompen met thermal storage de kosten op.

Geothermie

Voor geothermie liggen de kosten in de ETM scenario's hoger omdat er meer vermogen aan geothermie wordt meegenomen vergeleken met de OPERA scenario's. Dit gaat met name om diepe geothermie. De kosten per eenheid vermogen waar de ETM en OPERA scenario's mee rekenen liggen dichtbij elkaar.

Import brandstof

De import van brandstof categorie kent nauwelijks kosten voor deze keten, aangezien warmte landelijk wordt opgewekt tegen een vraag, en indien niet gebruikt, verloren gaat.

Richting 2050

Met voldoende begrip van de kostenopbouw uit 2030 is de ontwikkeling en eindpunt van het kostenbeeld in 2050 uiteengezet. In de tabel op de volgende pagina zijn daarom de totale (absolute) kosten in 2030 en 2050 getoond, als ook de relatieve verandering van kosten tussen steekjaren. In het vervolg zijn per steekjaar drie drivers achter de kostenveranderingen belicht welke het verschil in kostenveranderingen tussen ETM- & OPERA scenario's deels doet verklaren. De verschillen zijn echter voor bijna alle categorieën aanwezig. Voor de fundamentele verschillen in kostenopbouw verwijzen we naar het hiervoor geschrevene voor 2030. In combinatie met volume- en prijsveranderingen kunnen deze verschillen dan worden begrepen.

Tabel 15. Nationale kosten voor de ETM- en OPERA scenario's. Absolute (=totale) kosten zijn gegeven voor de jaren 2030 en 2050. Daartussen is de relatieve ontwikkeling tussen steekjaren getoond. De relatieve ontwikkeling geeft de kostentoeename (of daling) richting het volgende steekjaar, bijvoorbeeld, de kolom "Relatief 2030-2035" geeft de verandering aan jaarlijkse kosten voor het jaar 2035 ten opzichte van 2030. Zo geeft de optelling van totale kosten in 2030 en de relatieve toenames (of afnames) aan kosten t/m 2050 als resultaat de totale kosten in 2050. Kosten zijn in mld € 2024 met een WACC van 2,25%. Verschillende categorieën uit INKTVIS zijn geaggregeerd.

		Koersvaste Middenweg					Eigen Vermogen					ADAPT					TRANSFORM				
		Absoluut	Relatief	Relatief	Relatief	Absoluut	Absoluut	Relatief	Relatief	Relatief	Absoluut	Absoluut	Relatief	Relatief	Relatief	Absoluut	Absoluut	Relatief	Relatief	Relatief	Absoluut
		2030	2030-2035	2035-2040	2040-2050	2050	2030	2030-2035	2035-2040	2040-2050	2050	2030	2030-2035	2035-2040	2040-2050	2050	2030	2030-2035	2035-2040	2040-2050	2050
Alle ketens	Totaal	€ 67,1	+€ 11,1	+€ 20,2	+€ 17,8	€ 116,3	€ 74,5	+€ 16,1	+€ 34,8	+€ 14,5	€ 140,0	€ 72,6	+€ 3,0	+€ 6,0	+€ 12,3	€ 93,9	€ 66,9	+€ 3,2	+€ 8,3	+€ 9,2	€ 87,6
Elektriciteit	Totaal	€ 16,2	+€ 11,9	+€ 16,2	+€ 24,0	€ 68,3	€ 21,9	+€ 15,8	+€ 22,1	+€ 22,5	€ 82,3	€ 12,4	+€ 1,5	+€ 4,9	+€ 10,3	€ 29,0	€ 12,8	+€ 2,8	+€ 5,7	+€ 6,9	€ 28,2
	Zon PV & Wind	€ 8,1	+€ 4,4	+€ 4,7	+€ 8,7	€ 25,8	€ 10,3	+€ 7,0	+€ 6,8	+€ 8,1	€ 32,2	€ 4,8	+€ 1,0	+€ 1,8	+€ 2,7	€ 10,3	€ 5,5	+€ 1,8	+€ 3,4	+€ 4,5	€ 15,2
	Elektriciteitscentrales	€ 1,7	+€ 0,3	+€ 0,9	+€ 0,4	€ 3,3	€ 1,5	-€ 0,1	+€ 0,5	+€ 0,5	€ 2,4	€ 2,4	-€ 0,8	+€ 1,0	+€ 0,3	€ 3,0	€ 2,0	-€ 1,0	+€ 1,8	+€ 0,4	€ 3,2
	Batterijen	€ 1,6	+€ 2,9	+€ 5,5	+€ 8,5	€ 18,5	€ 2,5	+€ 3,1	+€ 6,4	+€ 11,6	€ 23,5	€ -	+€ 0,0	+€ 0,4	-€ 0,3	€ 0,2	€ -	+€ 0,1	+€ 0,1	-€ 0,0	€ 0,2
	Infrastructuur Elektriciteit	€ 2,2	+€ 4,2	+€ 4,5	+€ 4,9	€ 15,9	€ 2,9	+€ 5,4	+€ 4,7	+€ 5,0	€ 18,0	€ 4,9	+€ 3,1	+€ 3,8	+€ 2,9	€ 14,7	€ 4,9	+€ 3,7	+€ 3,0	+€ 7,0	€ 18,6
	Import brandstof	€ 2,6	+€ 0,2	+€ 0,6	+€ 1,5	€ 4,8	€ 4,6	+€ 0,4	+€ 3,7	-€ 2,6	€ 6,2	€ 0,2	-€ 1,9	-€ 2,2	+€ 4,7	€ 0,8	€ 0,4	-€ 1,8	-€ 2,6	-€ 5,0	€ -8,9
Koolstof	Totaal	€ 34,7	-€ 7,0	-€ 10,4	-€ 11,8	€ 5,5	€ 33,1	-€ 9,8	-€ 9,7	-€ 8,2	€ 5,5	€ 35,7	-€ 1,7	-€ 1,9	+€ 1,4	€ 33,6	€ 32,7	-€ 4,2	-€ 1,1	-€ 5,2	€ 22,2
	Raffinage	€ 0,0	+€ 0,0	+€ 0,0	-€ 0,0	€ 0,0	€ 0,0	+€ 0,0	+€ 0,1	-€ 0,1	€ 0,0	€ 2,3	+€ 1,0	+€ 0,7	+€ 2,2	€ 6,2	€ 1,8	+€ 0,7	+€ 0,7	+€ 2,2	€ 5,4
	Infrastructuur gas & ccs	€ 0,4	+€ 0,7	-€ 0,1	-€ 0,0	€ 1,0	€ 0,3	+€ 0,3	+€ 0,0	+€ 0,4	€ 1,0	€ 2,7	-€ 0,2	-€ 0,6	+€ 0,8	€ 2,7	€ 2,7	-€ 0,5	+€ 0,5	-€ 0,3	€ 2,3
	Vergassing & productie groen gas	€ 1,1	+€ 0,4	+€ 0,4	+€ 0,2	€ 2,0	€ 1,1	+€ 0,3	+€ 0,2	-€ 0,2	€ 1,3	€ 0,3	-€ 0,0	-€ 0,2	-€ 0,0	€ 0,0	€ 0,3	-€ 0,1	+€ 0,1	-€ 0,1	€ 0,3
	Import brandstof	€ 33,2	-€ 8,1	-€ 10,7	-€ 11,9	€ 2,5	€ 31,7	-€ 10,4	-€ 10,0	-€ 8,2	€ 3,1	€ 30,4	-€ 2,4	-€ 1,8	-€ 1,6	€ 24,6	€ 27,9	-€ 4,3	-€ 2,4	-€ 6,9	€ 14,2
Eindverbruik	Totaal	€ 8,3	+€ 2,3	+€ 2,0	+€ 2,4	€ 15,0	€ 8,8	+€ 2,4	+€ 1,8	+€ 3,1	€ 16,1	€ 24,2	+€ 1,5	+€ 2,1	-€ 0,0	€ 27,8	€ 21,2	+€ 3,2	+€ 1,8	+€ 2,4	€ 28,6
	Gebouwde omgeving	€ 7,8	+€ 2,3	+€ 1,8	+€ 2,4	€ 14,4	€ 8,2	+€ 2,4	+€ 1,9	+€ 3,2	€ 15,6	€ 10,4	-€ 0,3	+€ 2,9	-€ 0,5	€ 12,5	€ 9,9	+€ 0,0	+€ 1,8	+€ 1,7	€ 13,4
	Transport	€ -	€ 0	€ 0	€ 0	€ -	€ -	€ 0	€ 0	€ 0	€ -	€ 8,3	+€ 0,9	-€ 0,6	+€ 0,0	€ 8,5	€ 6,6	+€ 1,8	-€ 0,2	+€ 0,7	€ 8,9
	Landbouw	€ 0,2	+€ 0,1	+€ 0,1	+€ 0,0	€ 0,4	€ 0,3	+€ 0,1	+€ 0,0	+€ 0,0	€ 0,4	€ 3,6	+€ 0,1	-€ 0,0	+€ 0,0	€ 3,7	€ 2,9	+€ 0,8	-€ 0,0	-€ 0,3	€ 3,3
	Industrie	€ 0,3	-€ 0,1	+€ 0,0	-€ 0,0	€ 0,2	€ 0,3	-€ 0,0	-€ 0,1	-€ 0,1	€ 0,1	€ 1,9	+€ 0,9	-€ 0,2	+€ 0,5	€ 3,1	€ 1,9	+€ 0,7	+€ 0,2	+€ 0,2	€ 3,0
Waterstof	Totaal	€ 6,5	+€ 3,3	+€ 11,5	+€ 1,7	€ 23,0	€ 8,4	+€ 6,4	+€ 18,2	-€ 4,1	€ 29,0	€ -0,1	+€ 1,8	+€ 0,5	-€ 0,5	€ 1,6	€ -0,2	+€ 1,4	+€ 1,4	+€ 3,1	€ 5,7
	Productie waterstof	€ 0,6	+€ 1,1	+€ 2,0	+€ 3,4	€ 7,0	€ 0,7	+€ 1,4	+€ 2,1	+€ 4,6	€ 8,7	€ 0,4	+€ 0,1	+€ 0,2	+€ 0,4	€ 1,1	€ 0,5	+€ 0,3	+€ 0,5	+€ 0,3	€ 1,6
	Infrastructuur waterstof	€ 0,2	+€ 0,3	+€ 0,5	+€ 0,6	€ 1,6	€ 0,2	+€ 0,3	+€ 0,6	+€ 0,6	€ 1,7	€ 0,0	+€ 0,0	+€ 0,0	+€ 0,0	€ 0,0	€ 0,0	+€ 0,0	+€ 0,0	+€ 0,0	€ 0,0
	Zoutcavernes & tankopslag	€ 0,0	+€ 0,2	+€ 3,3	+€ 0,6	€ 4,2	€ 0,1	+€ 0,3	+€ 4,6	-€ 0,6	€ 4,4	€ 0,0	+€ 0,0	+€ 0,0	+€ 0,0	€ 0,1	€ 0,0	+€ 0,0	+€ 0,1	-€ 0,0	€ 0,1
	Import brandstof	€ 5,7	+€ 1,7	+€ 5,7	-€ 3,0	€ 10,1	€ 7,4	+€ 4,5	+€ 10,9	-€ 8,6	€ 14,2	€ -0,5	+€ 1,7	+€ 0,3	-€ 1,0	€ 0,4	€ -0,8	+€ 1,1	+€ 0,9	+€ 2,8	€ 4,0
Warmte	Totaal	€ 1,5	+€ 0,6	+€ 0,9	+€ 1,5	€ 4,4	€ 2,4	+€ 1,3	+€ 2,4	+€ 1,1	€ 7,1	€ 0,4	-€ 0,0	+€ 0,3	+€ 1,3	€ 2,0	€ 0,4	-€ 0,0	+€ 0,5	+€ 2,0	€ 2,8
	Warmte- en stoomnetten	€ 0,8	+€ 0,3	+€ 0,4	+€ 0,5	€ 2,0	€ 1,1	+€ 0,7	+€ 1,1	+€ 0,6	€ 3,6	€ 0,2	-€ 0,0	+€ 0,1	+€ 0,5	€ 0,8	€ 0,2	-€ 0,0	+€ 0,2	+€ 0,4	€ 0,8
	Overige warmtevoorziening	€ 0,6	+€ 0,1	+€ 0,3	+€ 0,6	€ 1,5	€ 1,2	+€ 0,4	+€ 1,0	+€ 0,4	€ 3,0	€ 0,1	-€ 0,0	+€ 0,0	+€ 0,2	€ 0,4	€ 0,1	-€ 0,0	+€ 0,0	+€ 0,6	€ 0,7
	Geothermie	€ 0,1	+€ 0,2	+€ 0,3	+€ 0,3	€ 0,9	€ 0,1	+€ 0,2	+€ 0,2	+€ 0,1	€ 0,6	€ 0,0	+€ 0,0	+€ 0,3	+€ 0,5	€ 0,8	€ 0,0	+€ 0,0	+€ 0,3	+€ 1,0	€ 1,3
	Import brandstof	€ -0,0	-€ 0,0	-€ 0,0	+€ 0,0	€ -0,0	€ -0,0	-€ 0,0	-€ 0,0	-€ 0,0	€ -0,0	€ 0,0	+€ 0,0	+€ 0,0	+€ 0,0	€ 0,0	€ 0,0	-€ 0,0	-€ 0,0	+€ 0,0	€ 0,0

Van 2030 naar 2035

- De jaarlijkse kosten voor Zon-PV en Wind en Batterijen stijgen zo'n 7 – 10 miljard euro per jaar voor de ETM scenario's. Voor OPERA scenario's is dit zo'n 1 – 2 miljard euro. Voor Zon en Wind lijken de hogere kosten met name gedreven door een factor drie hogere toename aan opgesteld vermogen voor Zon-PV, voor de ETM scenario's een toename van tussen de 15 en 30 GW, voor de OPERA scenario's tussen de 5 en 10 GW. Voor Wind op land en zee is de groei aan opgesteld vermogen gelijkwaardig. Daarnaast blijven de gemiddelde kosten voor Zon-PV hoger in de ETM scenario's, waar deze goedkoper worden in de OPERA scenario's door leercurves (5-8%) ten opzichte van 2030. Batterijen is een categorie die in mindere mate wordt meegenomen in de OPERA scenario's, terwijl in de ETM scenario's het opgestelde vermogen aan batterijen van 2030 op 2035 praktisch verdubbeld.
- De jaarlijkse kosten voor koolstof houdende dragers dalen in de ETM scenario's met zo'n 8 à 10 miljard euro, terwijl deze daling voor de OPERA scenario's rond de 2,5 à 4 miljard euro ligt. Dit komt met name door verschuivingen in vraag naar olie en gerelateerde producten. In het KM scenario daalt de vraag naar fossiele olie een stuk harder dan in de OPERA scenario's, en tegelijkertijd daalt de export aan olieproducten niet hard genoeg om hiervoor te compenseren. Voor het Eigen Vermogen scenario daalt de fossiele olie vraag niet, maar de binnenlandse vraag aan resulterende olieproducten daalt wel substantieel waardoor de kosten voor de koolstof keten nog harder dalen. Ook de kostenverandering voor elektriciteit en waterstof houdende dragers verschilt substantieel tussen ETM en OPERA scenario's.
- De kostengroei voor eindverbruik van meer dan 2 miljard euro is in de ETM scenario's vrijwel geheel gedreven door groei aan kosten voor de Gebouwde omgeving. Voor OPERA scenario's is de kostengroei rond de 1,5 en 3 miljard euro gedreven door de andere vraagsectoren, waar de gebouwde omgeving geen kostengroei en voor ADAPT zelfs een kostenafname kent.

Van 2035 naar 2040

- De jaarlijkse kosten voor Zon-PV en Wind en Batterijen stijgen met zo'n 10 – 13 miljard euro per jaar voor de ETM scenario's. Voor OPERA scenario's is dit zo'n 2 à 3,5 miljard euro. Daarnaast dalen de kosten voor elektriciteit met miljarden euro's in de OPERA scenario's, terwijl deze stijgen in de ETM scenario's.
- De jaarlijkse kosten voor koolstof houdende dragers dalen opnieuw substantieel in de ETM scenario's met zo'n 10 miljard euro, terwijl deze daling voor de OPERA scenario's rond de 2 miljard euro ligt. Dezelfde redenering gaat op als tussen vorige steekjaren, als ook dat in de OPERA scenario's de kosten voor biomassa hoger kunnen oplopen.

- De jaarlijkse kosten voor de waterstofketen zijn voor de ETM scenario's met 11 (KM) en 18 (EV) miljard euro gestegen, terwijl voor de OPERA scenario's een stijging van ongeveer 0,5 euro 1,5 miljard euro ontstaat.

Van 2040 naar 2050

- De jaarlijkse kosten voor Zon-PV en Wind en Batterijen stijgen met zo'n 17 – 20 miljard euro per jaar voor de ETM scenario's. Voor OPERA scenario's is dit zo'n 3 a 4,5 miljard euro. De kosten voor elektriciteit variëren sterk tussen ETM- en OPERA scenario's, maar ook onderling.
- De jaarlijkse kosten voor koolstof houdende dragers dalen opnieuw substantieel in de ETM scenario's met zo'n 8 a 12 miljard euro, terwijl deze daling voor de OPERA scenario's onderling sterk verschilt met ongeveer 2 miljard euro voor het ADAPT scenario en 7 miljard euro voor het TRANSFORM scenario.
- De jaarlijkse kosten voor de waterstofproductie en -infrastructuur stijgt in de ETM scenario's met zo'n 4 à 5 miljard euro, terwijl dit voor de OPERA scenario's rond de 0,5 miljard euro ligt. Daarnaast liggen de kosten voor raffinage en koolstof infrastructuur rond de 2 a 3 miljard euro voor de OPERA scenario's, terwijl deze categorieën voor de ETM scenario's maar een paar honderd miljoen euro aan kosten meebrengt.

Reflectie 2050

Op basis van het verloop van 2030 t/m 2050 is er nu ruimte om te reflecteren op het feit dat de kosten voor de ETM scenario's structureel hoger uitvallen dan de OPERA scenario's in 2050, als ook dat de onderlinge verschillen tussen ETM scenario's groter zijn.

- Het opgestelde vermogen aan Zon en Wind, als ook de investeringskosten waarmee wordt gerekend, liggen substantieel hoger in de ETM scenario's. Dit drijft het kostenverschil tussen ETM en OPERA scenario's met meer dan 10 miljard euro. Ook tussen de ETM scenario's EV en KM ontstaan hierdoor grote verschillen.
- Het opgestelde vermogen aan batterijen drijft het kostenverschil tussen de ETM en OPERA scenario's richting de 20 miljard euro. In de ETM scenario's is meer dan 50 GW aan batterij vermogen opgesteld in 2050.
- In 2050 lijkt er voor de ETM scenario's nog substantiële netto vraag naar waterstof houdende dragers, en installaties/opslag voor de keten, waardoor de kosten richting de 10 miljard euro hoger kunnen liggen dan in de OPERA scenario's. Andersom geldt hetzelfde voor koolstof houdende dragers, waar de kosten bij de OPERA scenario's 10 a 20 miljard euro hoger kunnen liggen. Hierbij speelt verkoop van dragers ook een rol.
- Door de verschillende scope aan kostenberekeningen ontstaan er tevens verschillen tussen ETM scenario's en OPERA scenario's die deels tegen elkaar wegvallen. Zo neemt

OPERA investeringskosten mee voor transport, welke stijgen richting 2050, die het ETM niet meeneemt. Dit verschil valt in de optelling deels weg doordat het ETM dan weer meer kosten opbouwt voor waterstofproductie, terwijl de OPERA scenario's dit niet doen. Daarnaast kunnen de uiteindelijke hoogte van de kosten voor een sector/categorie overeenstemmend lijken, terwijl andere posten hierbinnen de kosten drijven. Zoals binnen de gebouwde omgeving valt het verschil voor hogere kosten voor isolatie bij de OPERA scenario's deels weg doordat de ETM scenario's kosten rekenen voor airco's, welke niet expliciet bij de OPERA scenario's naar voren komen

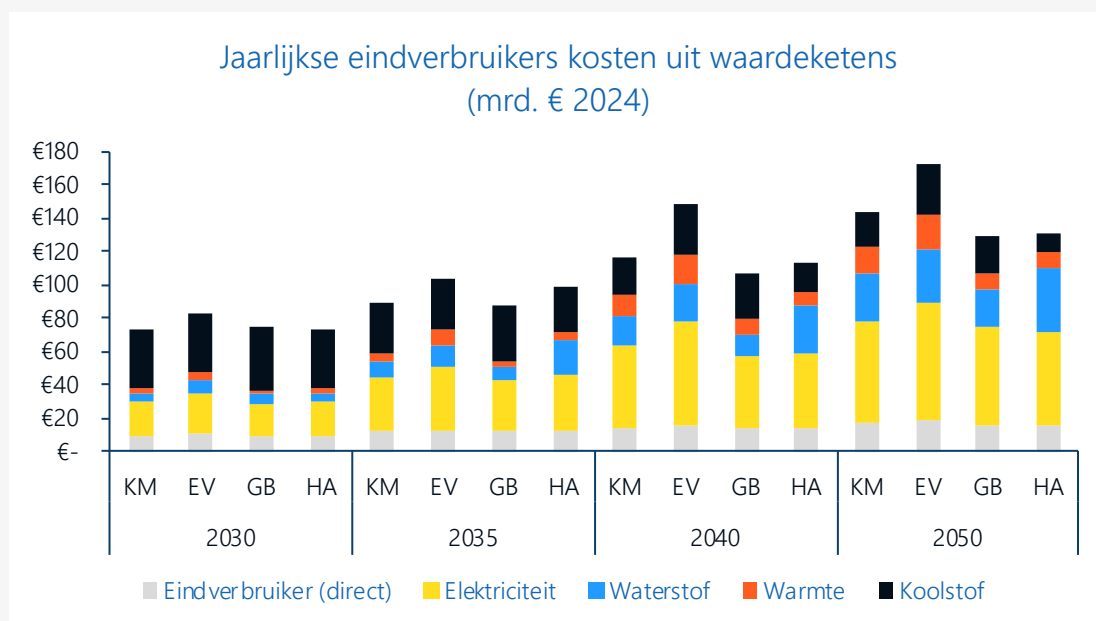
Kosten bij eindverbruikers

Naast nationale kosten geeft de INKTVIS tool ook het beeld voor kosten bij eindverbruikers. In dit hoofdstuk zijn per eindverbruik sector de jaarlijkse kosten uitgelicht. De jaarlijkse kostenopbouw is opgesplitst in CAPEX/OPEX van de eindverbruiker zelf en de kosten voor de energiedragers en grondstoffen. Belastingen en subsidies zijn in deze kosten niet meegenomen.

De kosten die gemaakt worden voor energiedragers en grondstoffen houden ook rekening met de benodigde kosten die in de achterliggende waardeketen gemaakt worden om de relevante energiedrager te produceren en te kunnen leveren. Dit beeld van waardeketens houdt rekening met onderlinge uitwisseling van kosten tussen waardeketens, in tegenstelling tot het nationale kostenbeeld uit het vorige hoofdstuk. Als voorbeeld worden er in de elektriciteitsketen kosten gealloceerd voor het verbruik van aardgas om elektriciteit op te wekken.

Daarnaast zijn de kosten voor eindverbruikers bepaald met een WACC van 4- en 6,5% (marktconform). De totale kosten zijn daarmee niet hetzelfde als de totale nationale kosten uit het vorige hoofdstuk, welke een maatschappelijke WACC aanhoudt van 2,25%. Als gevolg zijn de totale kosten vanuit het eindverbruikersperspectief ongeveer 10% hoger in 2030, en tussen de 20- en 25% hoger in 2050. In onderstaande figuur zijn de totale eindverbruikerskosten getoond, welke in de rest van het hoofdstuk verder ontleed zijn.

De kosten gemaakt voor de elektriciteit, waterstof, warmte en koolstof keten moeten niet beschouwd worden als de kosten voor commodity. Marktwerving zal uiteindelijk de prijs sturen, waar de getoonde kosten een beeld geven van de kosten (en opbrengsten) gemaakt voor een drager. Een aanzienlijk deel van de kosten is bijvoorbeeld ook voor de relevante infrastructuur, in 2030 zo'n 5% en in 2050 richting de 12%.

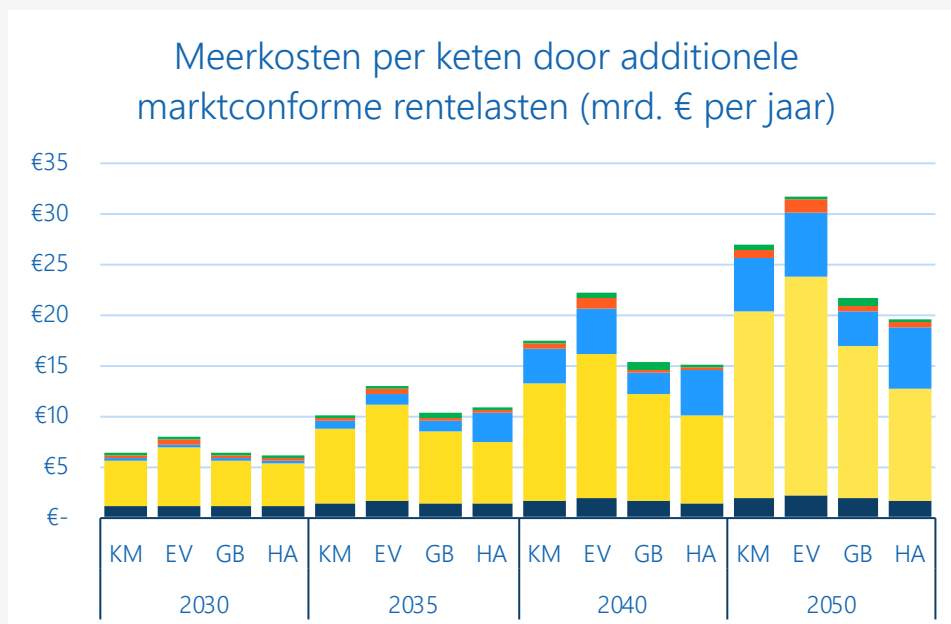


Figuur 19: Jaarlijkse eindverbruikerskosten naar ketens, wanneer een WACC van 4-6,5% wordt aangehouden (marktconform), ná onderlinge uitwisseling van kosten tussen ketens. Kosten zijn in euro's 2024. Eindverbruiker (directe) kosten zijn kosten voor investeringen nodig bij de eindverbruiker zelf. Ketencosten zijn de totale kosten die eindverbruikers moeten dragen voor de dragersgroepen in een keten.

De nationale kosten focussen op de systeemkosten en -baten voor het gehele land, waarbij risico's gespreid zijn over alle belastingbetalers. Vanuit dit maatschappelijk perspectief zijn interne uitwisselingen zoals winstmarges en rendementen geen netto-kosten voor de samenleving, maar een herverdeling binnen de economie.

Bij de kosten voor eindverbruikers is echter een individueel perspectief gehanteerd. Hier moeten de kosten wel rekening houden met de rendementseis van financiers en de onderliggende winsteisen van investeerders/aandeelhouders. Voor individuele huishoudens en bedrijven zijn deze marges en rendementen reële kostenposten. In onderstaande figuur zijn de additionele kosten getoond per waardeketen als gevolg van hogere rentelasten met een marktconforme WACC ten opzichte van een maatschappelijke WACC. Let wel, dit zijn nog CAPEX/OPEX kosten vóór onderlinge verdeling van kosten tussen ketens. De kosten worden dus nog verdeeld over verschillende ketens, waar het resultaat in bovenstaande figuur is verwerkt. De meerkosten worden gedomineerd door de elektriciteitsketen, welke door forse CAPEX/OPEX investeringen het grootste gevolg aan kostentoeename door een hogere rentelast ondervindt. Daarnaast nemen met name de rentelasten voor de waterstofketen relatief fors toe richting 2050, gedreven door een toename aan kosten voor waterstofproductie, (flexibele) opslag en infrastructuur die in eerdere jaren niet aanwezig was. De toename in eindverbruikskosten komt met name in de Gebouwde omgeving

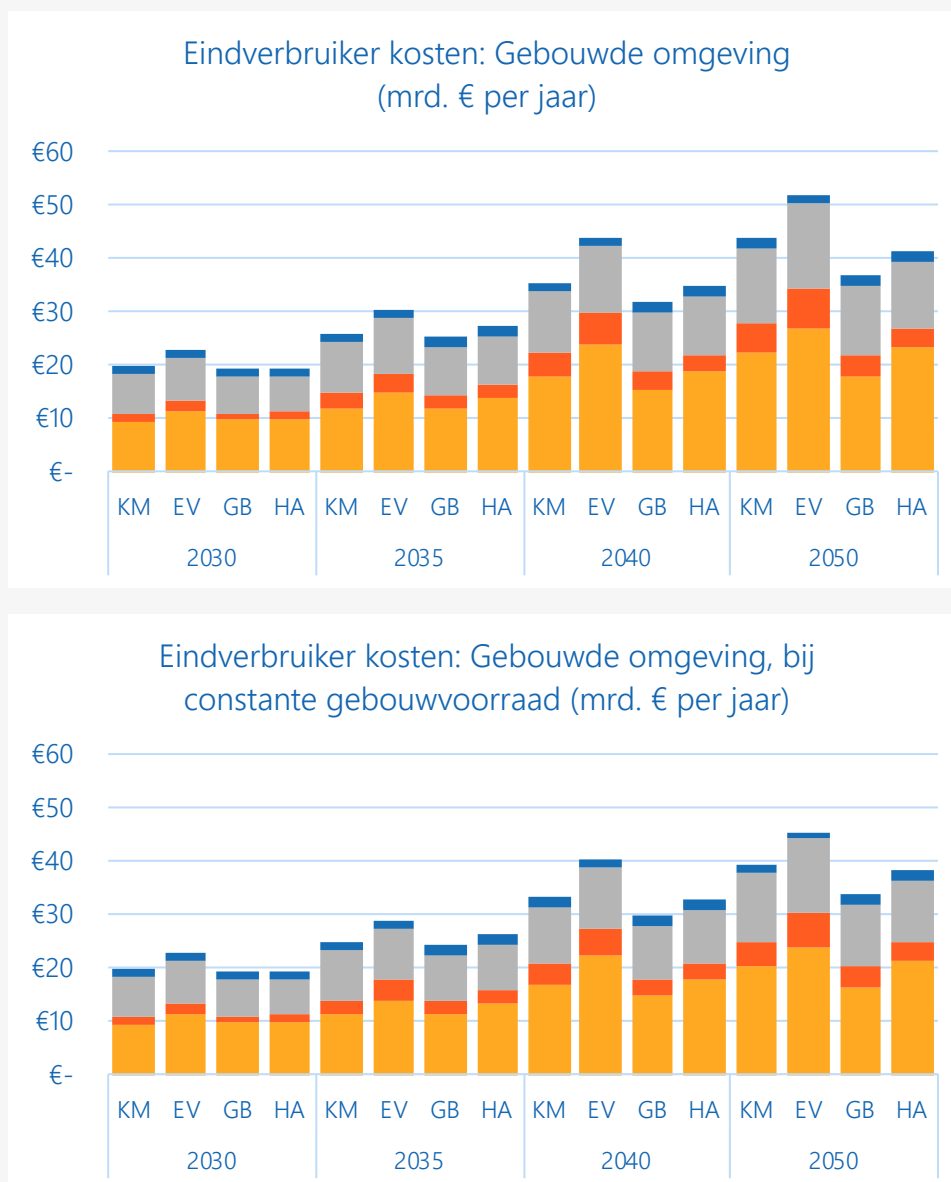
terecht en voor een klein deel bij de Landbouw, doordat het ETM voor transport en industrie niet of nauwelijks CAPEX/OPEX gerelateerde kosten rekent.



Figuur 20: Meerkosten per keten (vóór onderlinge van kosten tussen ketens) door additionele rentelasten wanneer een WACC van 4-6,5% wordt aangehouden (marktconform) ten opzichte van 2,25% (maatschappelijk). Aangehouden kleuren: eindverbruiker (zwart), elektriciteit (geel), waterstof (blauw), warmte (rood) en koolstof (groen).

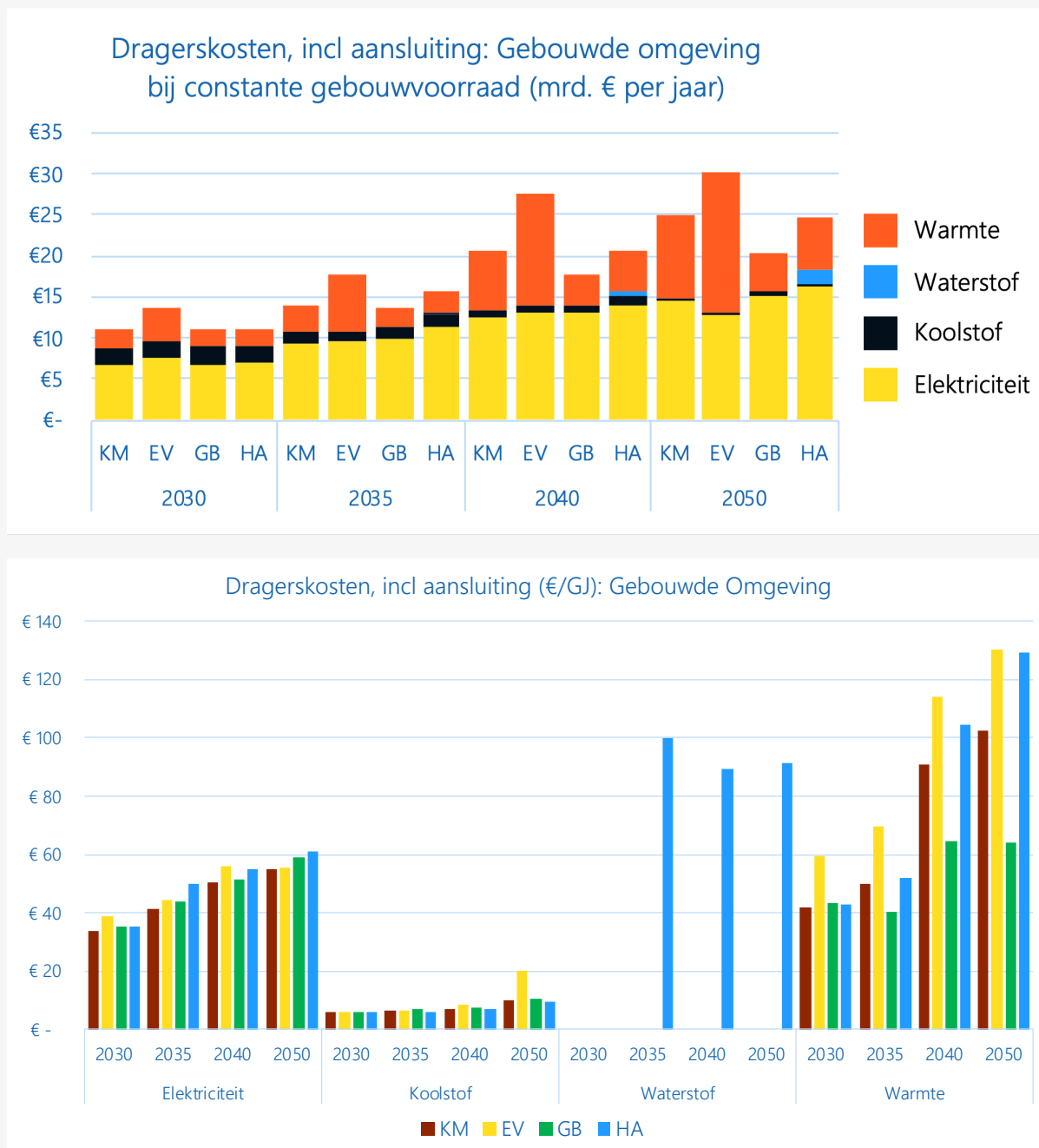
Gebouwde omgeving

Voor de gebouwde omgeving zijn de totale kosten in onderstaande figuur gegeven, zowel inclusief de groei in aantal gebouwen (woningen + utiliteit) als genormaliseerd naar het aantal gebouwen in 2030 (voor een specifieke verhaallijn).



Figuur 21: Eindverbruiker kosten in de gebouwde omgeving (ná onderlinge verdeling van kosten tussen ketens), in 2024 euro's en met een WACC van 4/6,5% WACC. Bovenste figuur geeft de totale kosten inclusief groei van aantal gebouwen (woningen en utiliteit), onderste figuur geeft de totale kosten genormaliseerd naar het aantal gebouwen (woningen en utiliteit) in 2030. Kosten zijn zonder belastingen en subsidies. Kostenopbouw: Dragerskosten (oranje), Aansluitkosten (rood), CAPEX (grijs) en OPEX (donker blauw)

De figuren laten zien dat de kostenstijgingen zijn gedreven door andere factoren naast de volumegroei van gebouwen. Met name de kosten voor energiedragers en aansluiting nemen fors toe richting 2050, maar ook de CAPEX kent een noemenswaardige toename. De CAPEX groei is met name gedreven door verbeterde isolatie, meer airco's en de overstap van CV-ketels naar (hybride) warmtepompen. Om de kostentoename van dragers en aansluiting beter te begrijpen zijn deze in onderstaande figuur verder ontleed naar totale kosten per dragersgroep en kosten per eenheid netto vraag aan dragers uit een dragersgroep voor de gebouwde omgeving.



Figuur 22: Boven. Dragerskosten incl. aansluitingkosten, voor latere jaren genormaliseerd naar het aantal gebouwen (woningen en utiliteit) in 2030.

Onder. Gewogen gemiddelde dragerskosten per keten in de Gebouwde omgeving (€/GJ netto vraag aan energie, incl. aansluitkosten). Exacte berekening: Sommeer de kosten van dragersgroepen in een keten, deel dit door de totale netto energievraag van die dragersgroepen in de sector.

Het beeld is ná onderlinge verdeling van kosten tussen ketens, in 2024 euro's en met een WACC van 4/6,5% WACC. Kosten zijn zonder belastingen en subsidies.

De ontwikkeling van totale dragerskosten is getypeerd door een afname aan afhankelijkheid van de koolstofketen, maar groeiende kosten voor vraag naar elektriciteit en warmte (en voor het HA scenario, ook waterstof).

De totale kosten voor de elektriciteit groeien van 2030 tot 2050 met een factor 2 a 3. Dit komt aan de ene hand door de kostengroei per eenheid energie, welke tussen de 40% (EV) en 75% (HA) stijgt. Aan de andere hand is dit verklaard door meer vraag aan elektriciteit (per gebouw) in 2050 ten opzichte van 2030, door de ingroei van (hybride) warmtepompen en overige verdere elektrificatie van apparaten. Opvallend genoeg is de netto vraag aan elektriciteit overeenstemmend tussen scenario's over steekjaren heen, met het EV scenario de laagste vraag (250 PJ) en het HA scenario de hoogste vraag (270 PJ) in 2050. Dit verschil lijkt met name te ontstaan door een verschil in aantal warmtenet aansluitingen, betere isolatiegraden in het EV scenario, in combinatie met meer warmtepomp inzet ten opzichte van hybride warmtepompen. De relatief hardere stijging van de kostengroei in het HA scenario komt dus met name door de kostengroei per eenheid energie. Het EV scenario kent in de elektriciteitsketen hogere CAPEX/OPEX kosten, via Zon, Wind, Batterijen en Infrastructuur, maar ook een relatief hoge totale netto vraag in het systeem. In het HA scenario is er een lagere totale netto vraag aan elektriciteit en minder CAPEX/OPEX gerelateerde kosten, maar hogere kosten voor import van elektriciteit én andere kosten die gemaakt worden ten behoeve van de elektriciteitsketen, door bijvoorbeeld waterstofgebruik in elektriciteitscentrales. Als gevolg zijn de kosten per eenheid energie in het HA scenario hoger.¹⁸

De totale kosten voor warmte groeien nog harder van 2030 tot 2050, met een factor 2 (GB) tot 5 (EV), sterk scenario afhankelijk. Opnieuw is dit gedreven door een kostengroei per eenheid energie die per scenario sterk verschilt, zo'n 50% groei voor GB en meer dan een verdubbeling voor EV. Daarnaast groeit de netto warmtevraag (per gebouw) voor alle scenario's, maar onderling opnieuw sterk verschillend, met name gedreven door het aantal warmtenet aansluitingen. Zo groeit de netto warmtevraag van 2030 naar 2050 in GB met 50% naar ongeveer 75 PJ en in EV vindt er meer dan een verdubbeling plaats naar 150 PJ. Ter illustratie zijn er 1,6 miljoen woningen aangesloten op een warmtenet in het GB scenario in 2050, en 3,2 miljoen woningen in het EV scenario. De relatief harder stijgende totale kostengroei in het EV scenario komt dus door een combinatie aan volumegroei en kostengroei per eenheid energie. De hogere kostengroei per eenheid energie lijkt niet verklaard doordat er meer CAPEX/OPEX kosten gemaakt worden voor warmte infrastructuur en -winning in het EV scenario, omdat deze kosten ook ongeveer twee maal zo hoog zijn als in het GB scenario (zelfde factor hoger als de netto warmtevraag in de gebouwde omgeving, die de kosten voor warmte infrastructuur en (grotendeels) winning drijven). Daarnaast is de hoeveelheid energie voor warmteproductie in het EV scenario wel bijna een

¹⁸ Disclaimer: Achter dit beeld zitten tal van aannames over brandstofprijzen, CAPEX kosten, methodologische berekeningskeuzes en omissies van installaties die het energiesysteem opbouwen.

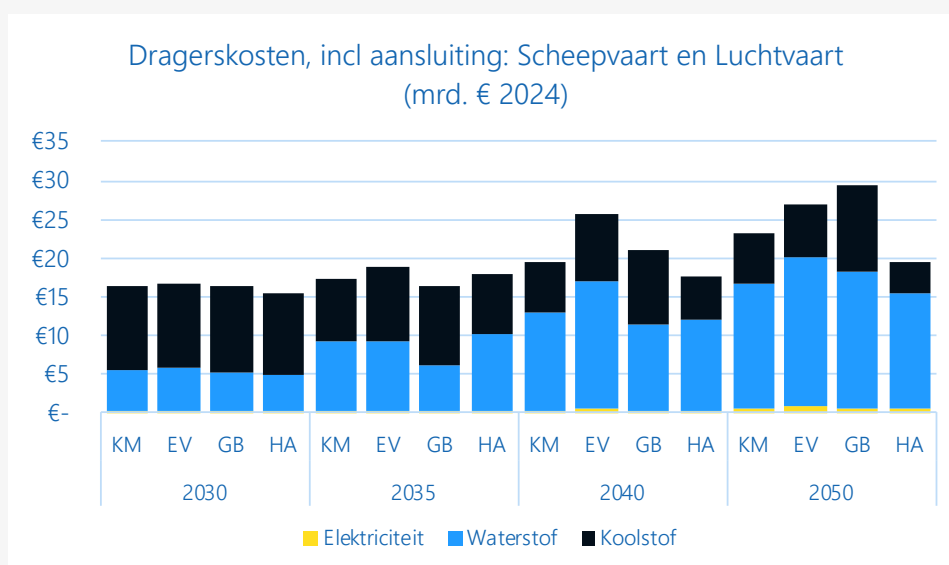
factor 3 hoger dan in het GB scenario, waar dragers als elektriciteit, netwerkgas en biomassa worden gebruikt om warmte op te wekken. Hierbij leunt het GB scenario meer op de koolstofketen om warmte op te wekken, welke in deze INKTVIS doorrekening doorgaans lage kosten kent.¹⁹ Deze hogere vraag aan dragers voor warmteopwekking ten opzichte van de warmtevraag, in combinatie met achterliggende prijzen en kosten van ketens, zorgt voor een hardere stijging aan kosten per eenheid energie in het EV scenario.

De kosten per eenheid energie voor de koolstofketen zijn erg laag vergeleken met andere ketens. Dit komt omdat deze koolstofketen kosten voor de gebouwde omgeving met name kosten kent voor de import van aardgas/netwerkgas, waar weinig CAPEX/OPEX of andere energiedragers voor het realiseren van levering nodig zijn volgens de scope van het ETM. De kosten in de koolstofketen lijken redelijk constant, zoals ook de aardgasprijs. Voor 2050 EV is dit een uitzondering, waar de kosten hoger liggen doordat er met name nog een *relatief* groter aandeel olie nodig is voor apparatuur in gebouwen ten opzichte van de totale koolstofvraag. Aan deze olie zijn hogere dragerskosten toegekend per eenheid energie dan aardgas, waardoor het beeld van de kosten voor de koolstofketen omhooggaat voor het EV scenario bij de gebouwde omgeving. Voor waterstof is er in de gebouwde omgeving alleen een vraag in het HA scenario, en pas vanaf 2035.

¹⁹ Zie het hoofdstuk over nationale kosten.

Transport

De transport vraag sector is opgedeeld in Scheep- en Luchtvaart, als ook Weg en Rail. Scheepvaart omvat zowel binnenvaart als zeescheepvaart.²⁰ Weg en Rail is daarmee al het nationale passagier en vrachtvervoer over land. Voor beiden rekent het ETM geen CAPEX/OPEX kosten uit, vandaar dat alleen de dragerskosten zijn getoond. In onderstaande figuur zijn de totale dragerskosten getoond voor de Scheep- en Luchtvaart.



Figuur 23: Dragterskosten incl. aansluitingkosten, voor Scheep- en Luchtvaart. Scheepvaart omvat zowel binnenvaart als zeescheepvaart. Het beeld is ná onderlinge verdeling van kosten tussen ketens, in 2024 euro's en met een WACC van 4/6,5% WACC. Kosten zijn zonder belastingen en subsidies.

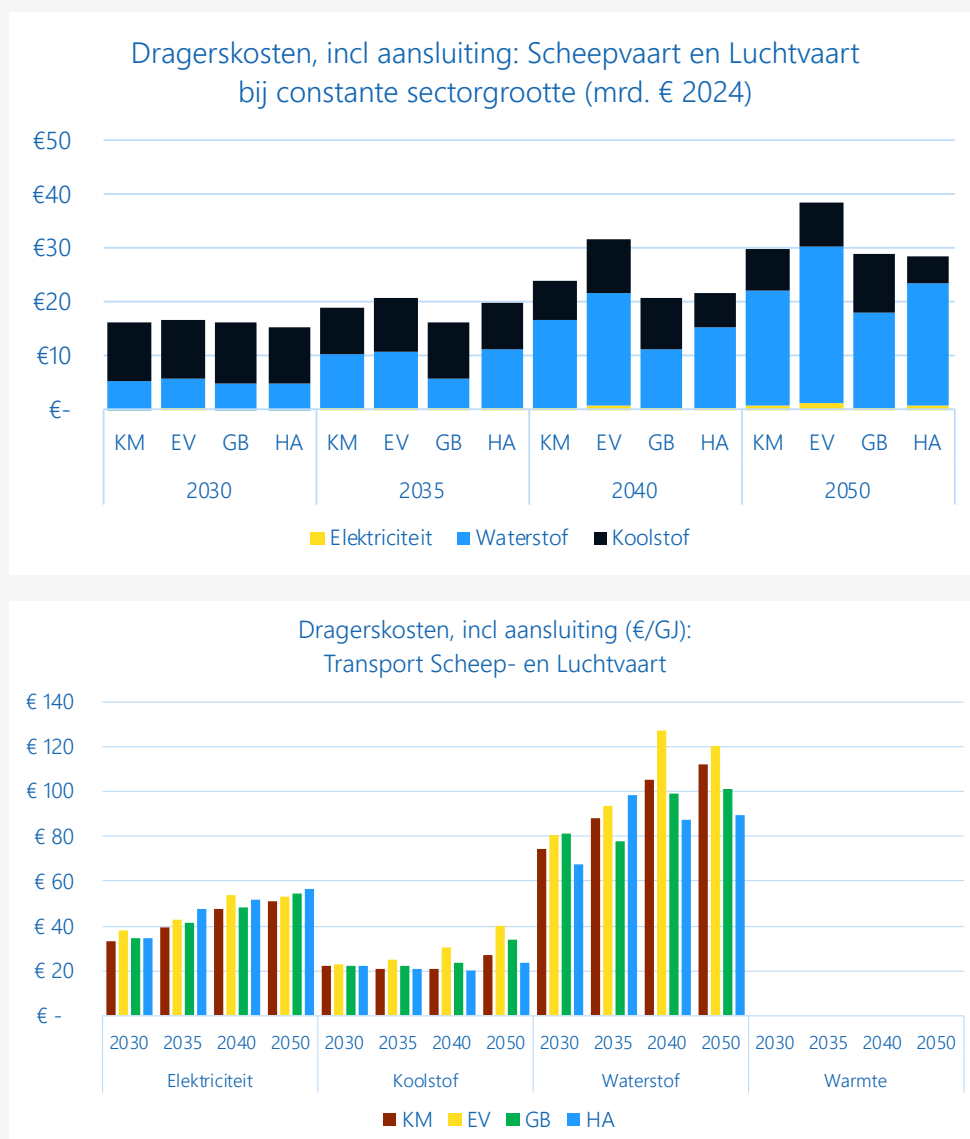
De Scheep- en Luchtvaart worden gedomineerd door kosten voor koolstof en waterstof houdende dragers. Elektriciteit komt maar in erg kleine mate voor. Voor 2030 en 2035 is de vraag naar waterstof houdende dragers (ammoniak) volledig toe te wijzen aan de Scheepvaart, waarnaast ook nog veel zware stookolie wordt ingezet. Vanaf 2035 wordt er ook steeds meer LNG gebruikt, waarnaast de groei naar waterstof houdende dragers blijft toenemen. De luchtvaart draait voor 2030 en 2035 vrijwel volledig op kerosine. Vanaf 2040 groeit de vraag naar waterstof voor de luchtvaart, maar in beperkte mate vergeleken met de vraag van de Scheepvaart. De olieproducten die worden gebruikt zijn steeds meer op biogene of synthetische basis richting 2050.

Voor Internationaal transport nemen de NBNL scenario's geen verwachte groei aan, wat geldt voor de zeescheepvaart en luchtvaart. Binnenvaart valt in het ETM onder landelijk vrachttransport,

²⁰ Voor de mapping van ETM naar INKTVIS zijn zowel de zeescheepvaart als binnenvaart ondergebracht in de INKTVIS categorie "Binnenvaart" omdat uit de achterliggende energiestromen moeilijk te onderscheiden zijn.

welke wel een groei maakt. Maar aangezien de binnenvaart maar een klein deel van de totale energievraag van de Scheepvaart- en Luchtvaart uitmaakt, is deze groei insignificant en is hiervoor niet gecorrigeerd. Wel nemen de NBNL scenario's een krimp aan van de hoeveelheid energie dat wordt geleverd aan de zeescheepvaart. Hierdoor neemt de vraag naar energie af in de sector. Om de kosten van deze vraagsector op basis van dezelfde grootte van de sector te kunnen vergelijken, is in de figuur op de volgende bladzijde de sectorgrootte genormaliseerd naar de sectorgrootte in 2030. Nu is gecorrigeerd voor volumeverschillen tussen scenario's, kunnen kostenverschillen beter worden geduid.

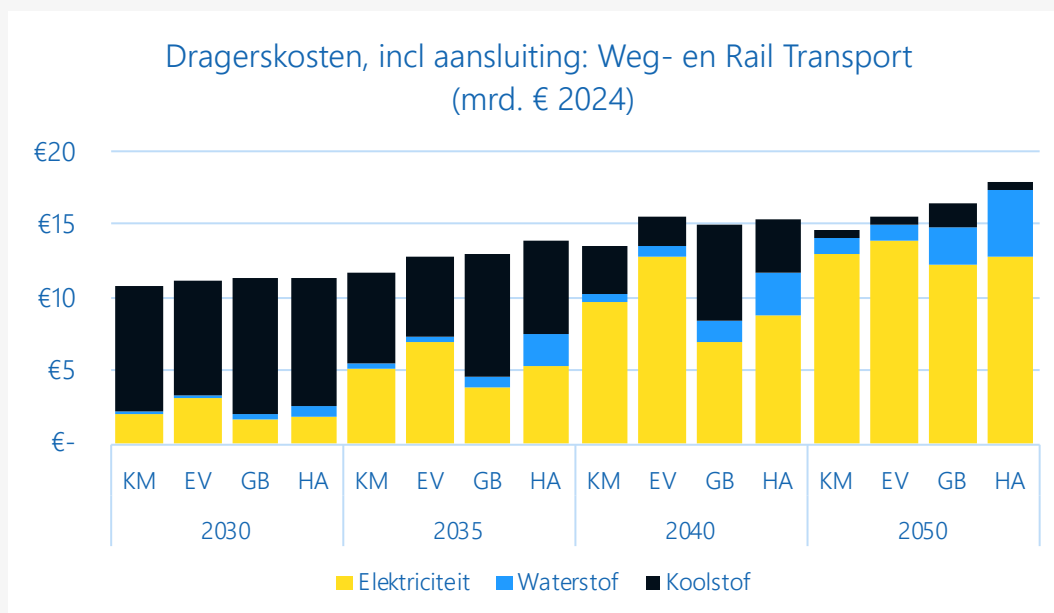
De kostenstijging richting 2050 is met name veroorzaakt door een verschuiving van de energievraag van koolstof naar waterstof houdende dragers, waar de kosten per eenheid energie van de waterstof keten hoger liggen dan de kosten van de gevraagde dragers uit koolstofketen. Hierdoor liggen de kosten van het GB scenario structureel lager. Daarnaast groeien de kosten per energie-eenheid voor de waterstof en koolstof keten verschillend voor de scenario's, waardoor ook de (genormaliseerde) totale kosten verschillend groeien tussen scenario's. Voor de koolstofketen is er een relatief kleine groei van kosten in het KM en HA scenario, terwijl de kosten voor het GB en met name EV scenario harder groeien. Dit lijkt gedreven doordat er richting 2050 meer capaciteit aan raffinage in het GB en EV scenario is opgesteld, waardoor meer energiedragers nodig zijn uit andere ketens, welke de ketenkosten opdrijven.



Figuur 24: Boven. Dragerskosten incl. aansluitingkosten, voor Scheep- en Luchtvaart. Scheepvaart omvat zowel binnenvaart als zeescheepvaart. De levering van energie naar de sector is voor latere steekjaren genormaliseerd naar het jaar 2030, zodat een even groot percentage van de energievraag van de sector aanwezig is.

Onder. Gewogen gemiddelde dragerskosten per dragersgroep voor de Scheep- en Luchtvaart (€/GJ netto vraag aan energie, incl. aansluitkosten). Exacte berekening: Sommeer de kosten van dragersgroepen in een keten, deel dit door de totale netto energievraag van die dragersgroepen in de sector. Het beeld is ná onderlinge verdeling van kosten tussen ketens, in 2024 euro's en met een WACC van 4/6,5% WACC. Kosten zijn zonder belastingen en subsidies.

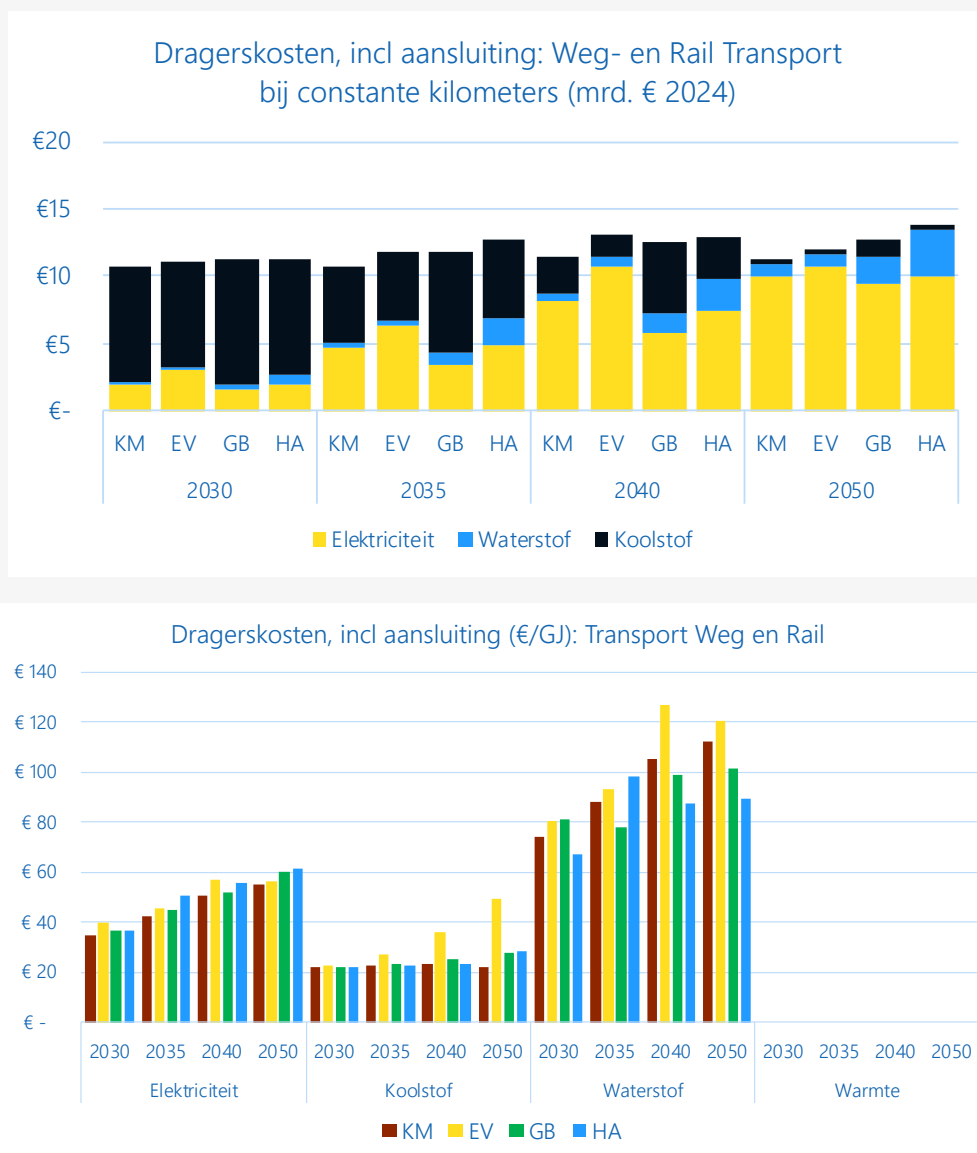
Naast Scheep- en Luchtvaart zijn het nationaal transport over weg en rail uitgelicht voor de vraagsector Transport. Hieronder zijn de totale dragerskosten getoond, welke ook hun weg terug vinden in de totale eindverbruikerskosten.



Figuur 25: Dragetskosten incl. aansluitingskosten voor nationale Weg- en Rail Transport (ná onderlinge verdeling van kosten tussen ketens), in 2024 euro's en met een WACC van 4/6,5% WACC. Kosten zijn zonder belastingen en subsidies.

De dragerskosten voor Weg- en Rail transport zijn getypeerd door een verschuiving van kosten voor koolstofdragers naar met name elektriciteit en waterstof. Het rail transport is in 2030 reeds volledig elektrificeert. Het wegtransport voor personen elektrificeert meer en meer over de jaren heen, waar dit sneller gebeurt en vollediger gebeurt in het EV scenario. Uiteindelijk is er in 2050 alleen nog een deel dat op benzine rijdt, waar diesel en LPG vanaf 2050 niet meer voorkomen. Daarnaast rijdt alleen een klein deel van de bussen op waterstof. Voor het wegtransport voor vrachtvervoer vindt alleen in het EV scenario een complete afstap van koolstofdragers plaats. Voor de andere scenario's rijdt er nog een klein deel op benzine, diesel of LNG in 2050, waar dit alleen in het GB nog een relatief groot deel uitmaakt.

Bovenstaand beeld geeft het beeld met een verwachte groei aan verplaatste kilometers en daarmee groei aan energievraag. Om hiervoor te corrigeren en kostenbeelden beter te kunnen duiden, is op de volgende pagina het kostenbeeld gegeven waarin evenveel kilometers worden afgelegd over steekjaren heen. Hiervoor is genormaliseerd naar het aantal kilometers in 2030.



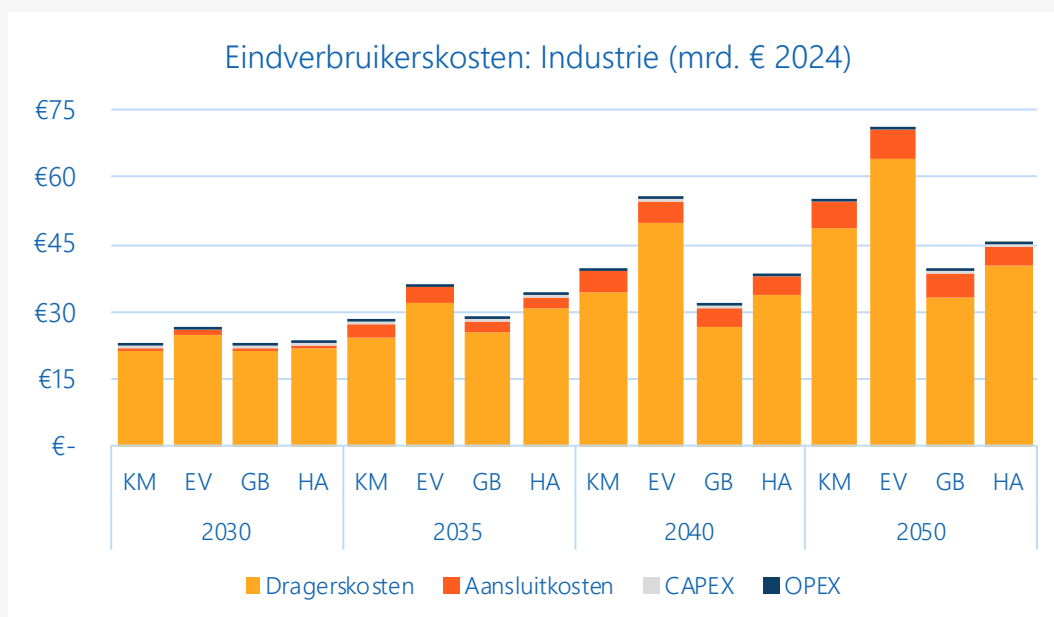
*Figuur 26: **Boven.** Draggerskosten incl. aansluitingkosten, voor Weg- en Rail transport (binneland). Het aantal kilometers verplaatst/vervoerd is genormaliseerd naar het jaar 2030.*

***Onder.** Gewogen gemiddelde dragerskosten per dragersgroep voor het Weg- en Rail transport (€/GJ netto vraag aan energie, incl. aansluitkosten). Exacte berekening: Sommeer de kosten van dragersgroepen in een keten, deel dit door de totale netto energievraag van die dragersgroepen in de sector. Het beeld is ná onderlinge verdeling van kosten tussen ketens, in 2024 euro's en met een WACC van 4/6,5% WACC. Kosten zijn zonder belastingen en subsidies.*

De getoonde dragerskosten gecorrigeerd voor aantal kilometers tonen eenzelfde soort beeld als het totaal voor correctie. De kosten komen echter zo'n 5% (2035) en 25% (2050) lager uit doordat voor de verwachte groei ten opzichte van 2030 is gecorrigeerd. Wanneer gekeken wordt naar de kostenopbouw, valt op dat de overstap van koolstof houdende dragers naar voornamelijk elektriciteit niet grote meerkosten oplevert. Dit is opvallend omdat de kosten per eenheid energie voor de meeste scenario's meer dan 2 keer hoger liggen voor de elektriciteitsketen vergeleken met de koolstof keten. Er wordt dus voor dezelfde hoeveelheid kilometers minder totale energie verbruikt. De kosten per eenheid energie voor de koolstofketen verschillen van voorgaande vraagsectoren omdat er een verschillende mix aan koolstof dragers wordt gevraagd. In de gebouwde omgeving vooral aardgas, in de Scheep- en luchtvaart met name zware stookolie en kerosine, en in het weg- en rail transport met name benzine en diesel (op verschillende basissen (fossiel/biogeen/synthetisch)). Opnieuw worden de kosten gedreven door hogere raffinagecapaciteit in het EV en GB scenario. Het EV scenario heeft daarnaast een kleine vraag naar alleen benzine in 2050, welke relatief hogere dragerskosten per eenheid energie kent dan wanneer een mix ontstaat met dragers als LNG. Het HA scenario kent daarnaast relatief hoge kosten per eenheid raffinageproduct, aangezien de kosten per PJ gelijkwaardig is met andere scenario's, maar de totale vraag aan koolstof een factor 1,5 à 2 lager. Het HA scenario heeft een relatief groot deel van zijn raffinagecapaciteit ingezet als BWE-raffinaderij (Bio, Waste, E- refinery), welke potentieel hogere kosten kent door ander energieverbruik dan "reguliere" raffinage.

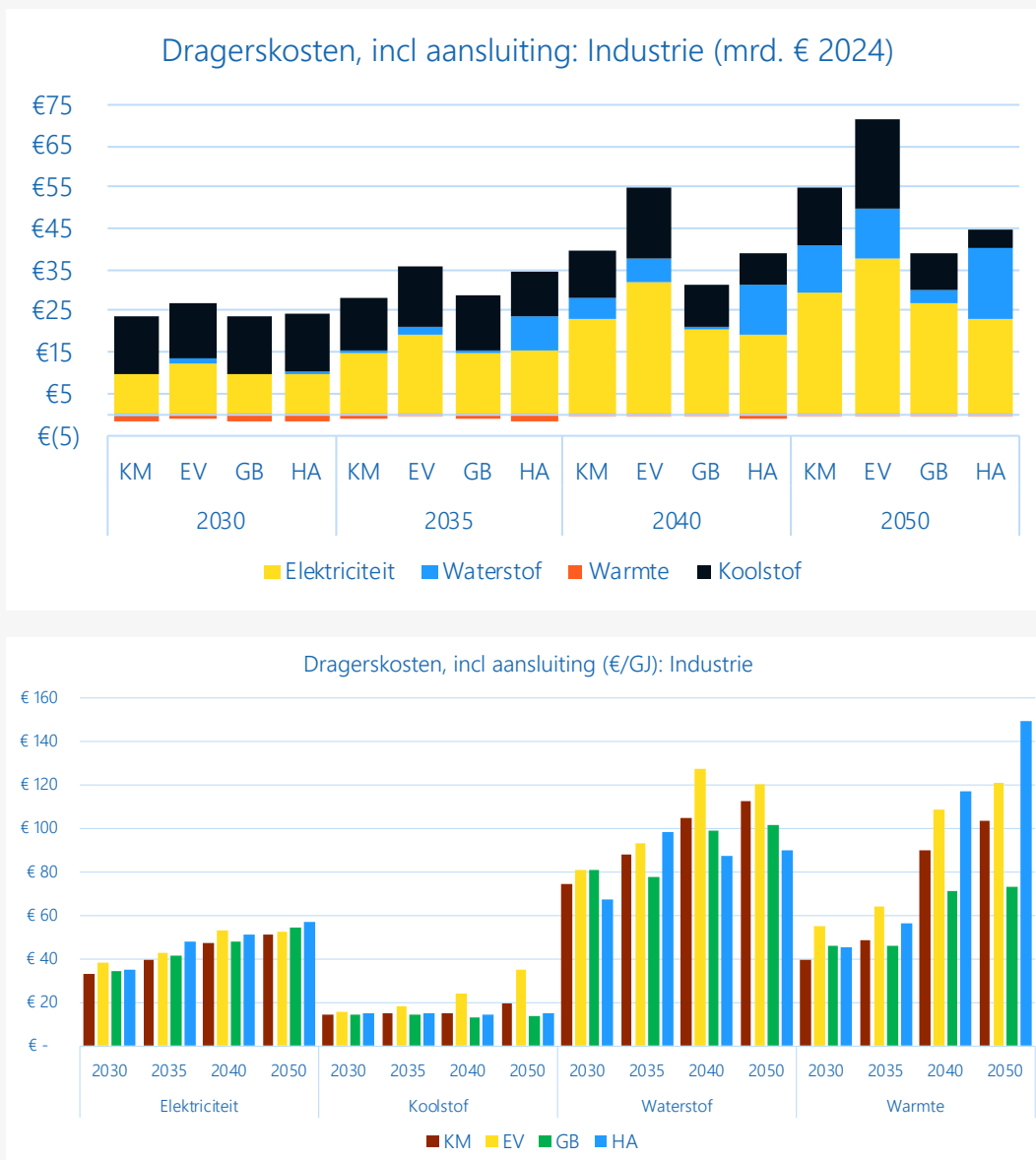
Industrie

De industrie sector is van de eindverbruik sectoren vaak de sector die de hoogste kosten moet dragen, zo'n 30 tot 40% van de totale eindverbruik kosten. Dit is grotendeels gedreven door dragerskosten, waar het ETM nauwelijks CAPEX/OPEX gerelateerde kosten meeneemt. Op de volgende pagina zijn de opdeling naar dragerskosten (exclusief aansluitkosten), aansluitkosten en CAPEX/ OPEX gerelateerde kosten gegeven.



Figuur 27: Eindverbruiker kosten voor de industrie (ná onderlinge verdeling van kosten tussen ketens), in 2024 euro's en met een WACC van 4/6,5% WACC. Kosten zijn zonder belastingen en subsidies.

De industrie ondervindt in de NBNL scenario's zowel groei als krimp in bepaalde sub-sectoren (zoals groei voor ICT), als ook dat een bedrijf kan overstappen naar een ander productenportfolio. Vanuit het ETM is geen eenduidige manier om te corrigeren voor eventuele autonome groei of krimp effecten om de kostenopbouw van de industrie goed te kunnen duiden. Hierbij is het goed te noemen dat de raffinage in het ETM onder de industriesector valt, maar in INKTVIS zijn raffinage activiteiten geplaatst in de koolstofketen. Ook industriële WKKs zijn niet bij de eindverbruik sector geplaatst, maar in de elektriciteitsketen. Wel is de chemiesector aanwezig als eindverbruiker in de industrie in INKTVIS, waar ook grote hoeveelheden aan transformatie van dragers plaatsvindt. Dragere die netto geproduceerd worden (zoals waterstof in de chemie) komen als baat (negatieve kosten) in de optelling van dragerskosten. In de figuur hieronder zijn de dragerskosten (incl. aansluitkosten) getoond voor de industriesector.

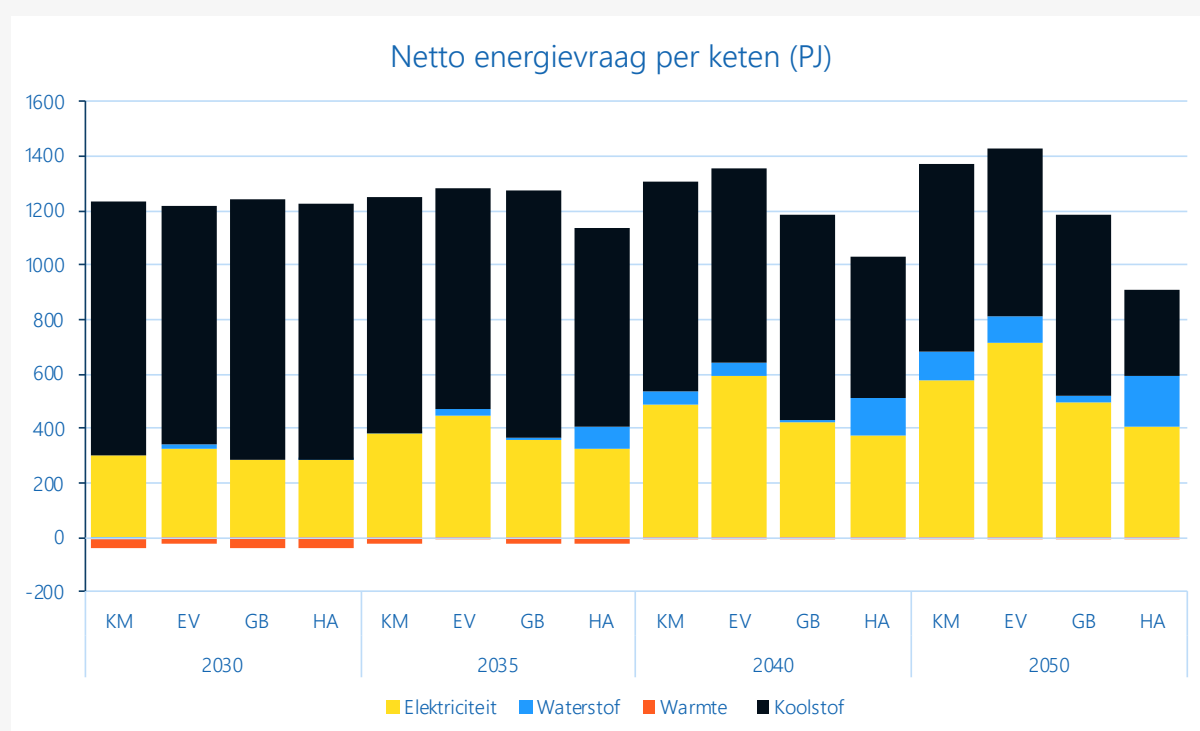


Figuur 28: Boven. Draggerskosten incl. aansluitingskosten, voor Weg- en Rail transport (binneland). Het aantal kilometers verplaatst/vervoerd is genormaliseerd naar het jaar 2030.

Onder. Gewogen gemiddelde dragerskosten per dragersgroep voor het Weg- en Rail transport (€/GJ netto vraag aan energie, incl. aansluitkosten). Exacte berekening: Sommeer de kosten van dragersgroepen in een keten, deel dit door de totale netto energievraag van die dragersgroepen in de sector. Het beeld is ná onderlinge verdeling van kosten tussen ketens, in 2024 euro's en met een WACC van 4/6,5% WACC. Kosten zijn zonder belastingen en subsidies.

Het eerste wat opvalt is dat de industrie negatieve kosten heeft voor warmte, met name in eerdere jaren. Er is een overschot aan warmte welke niet via eigen vraag wordt gebruikt of opgeslagen, waardoor deze als baat is gerekend in INKTVIS. Het zou kunnen dat een deel van deze warmte verloren gaat en daarmee als oneigenlijke baat is getoond, maar het zou ook kunnen dat deze warmte wel elders wordt gebruikt. Ook is er een kleine netto productie van waterstof in het 2030 KM scenario, veroorzaakt door productie vanuit de chemie.

Daarnaast elektrificeert de industrie richting 2050, als ook dat er meer netto vraag is naar waterstof. Ook koolstof lijkt nog steeds een relatief grote rol te hebben voor de industrie. Om toch een beeld te geven van eventuele groei/krimp van de industrie, is hieronder de netto energievraag getoond voor de gehele industrie (in INKTVIS).



Figuur 29: Netto energievraag per keten voor de industrie (PJ). Industrie in INKTVIS is exclusief raffinage, als ook zonder industrieële WKKs.

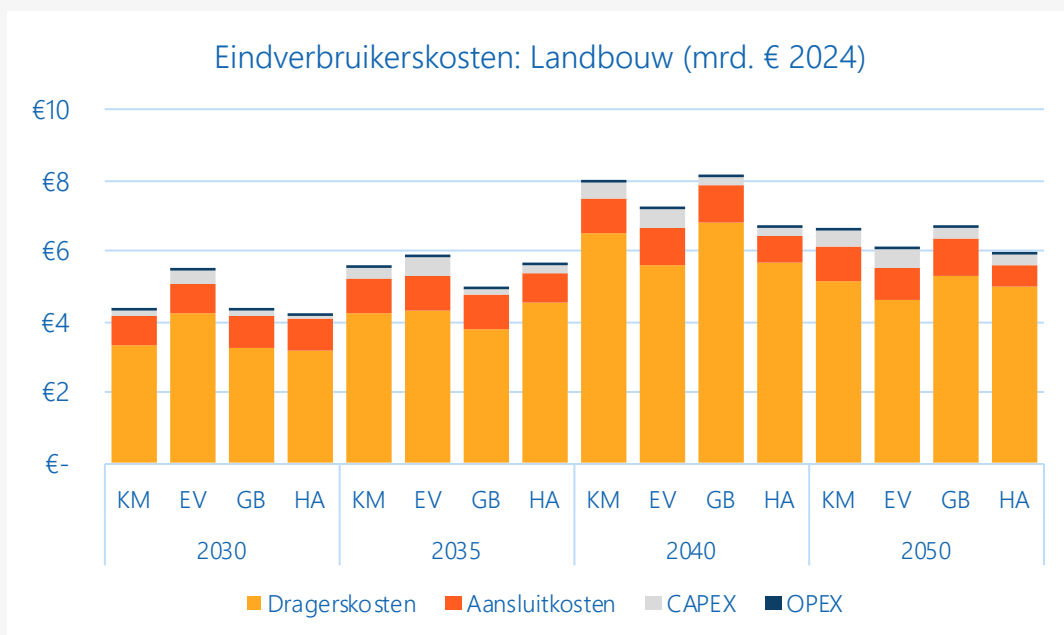
De lagere energievraag in latere jaren voor het HA scenario is deels verklaard doordat in dat scenario bepaalde energie-intensieve productiestappen naar elders zijn verplaatst. Ook zijn er verschillende efficiëntie- en energiebesparingsfactoren die meespelen bij het in grotere mate inzetten van elektriciteit en waterstof. Als we kijken naar de totale kosten voor elektriciteit, worden deze dus met name in het KM, EV en GB scenario gedreven door een groeiende vraag naar energie, als ook dat de kosten per energie-eenheid voor elektriciteit toeneemt.

Voor waterstof geldt een vergelijkbaar patroon, alleen zit de groei aan vraag met name in het HA scenario, welke daartegenover lagere kosten per energie-eenheid heeft voor de keten. Voor het GB scenario wordt er het minst een transitie gemaakt naar netto waterstofvraag, als ook dat de vraag naar elektriciteit minder hoog is, waardoor de kosten lager uitvallen in dit scenario. De mate waarin de overstap naar elektriciteit en waterstof een gelijktijdige afstap van koolstof is, drijven de kosten verder omhoog. De kosten per eenheid-energie voor de koolstof keten liggen lager, ondanks mogelijke efficiëntie en energiebesparing verbeteringen door overstap naar elektriciteit en waterstof. Opnieuw speelt een methodologische keuze in INKTVIS hier een rol in, waarin de export van koolstofdragers uit raffinage (zoals kerosine) worden meegeteld als baten (negatieve kosten) in de keten.

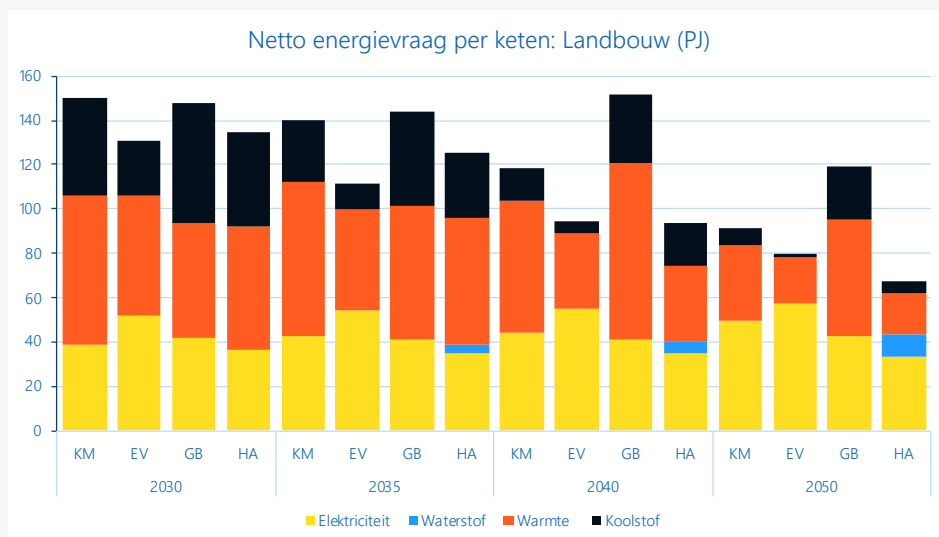
De chemie (en kunstmest) industrie hebben nog een grotere vraag naar olie voor het KM en EV scenario, welke de kosten opnieuw opdrijven. Ook drijft dit de kosten per eenheid energie, omdat de kosten voor de dragersgroep waar olie in valt relatief hoge kosten kent in de koolstof keten. Daarnaast is in het EV scenario nog meer raffinage aanwezig, waardoor daar ten opzichte van het KM scenario hogere kosten voor raffinage wordt gemaakt (terwijl de import/export balans ongeveer gelijkwaardig is). In het GB scenario is er met name meer vraag naar biomassa en methaan, welke als dragers met achterliggende dragersgroepen relatief lagere ketenkosten kennen dan olie of andere raffinageproductie in deze doorrekening. Hierdoor liggen de kosten per eenheid energie in het GB scenario relatief laag voor de koolstof keten.

Landbouw

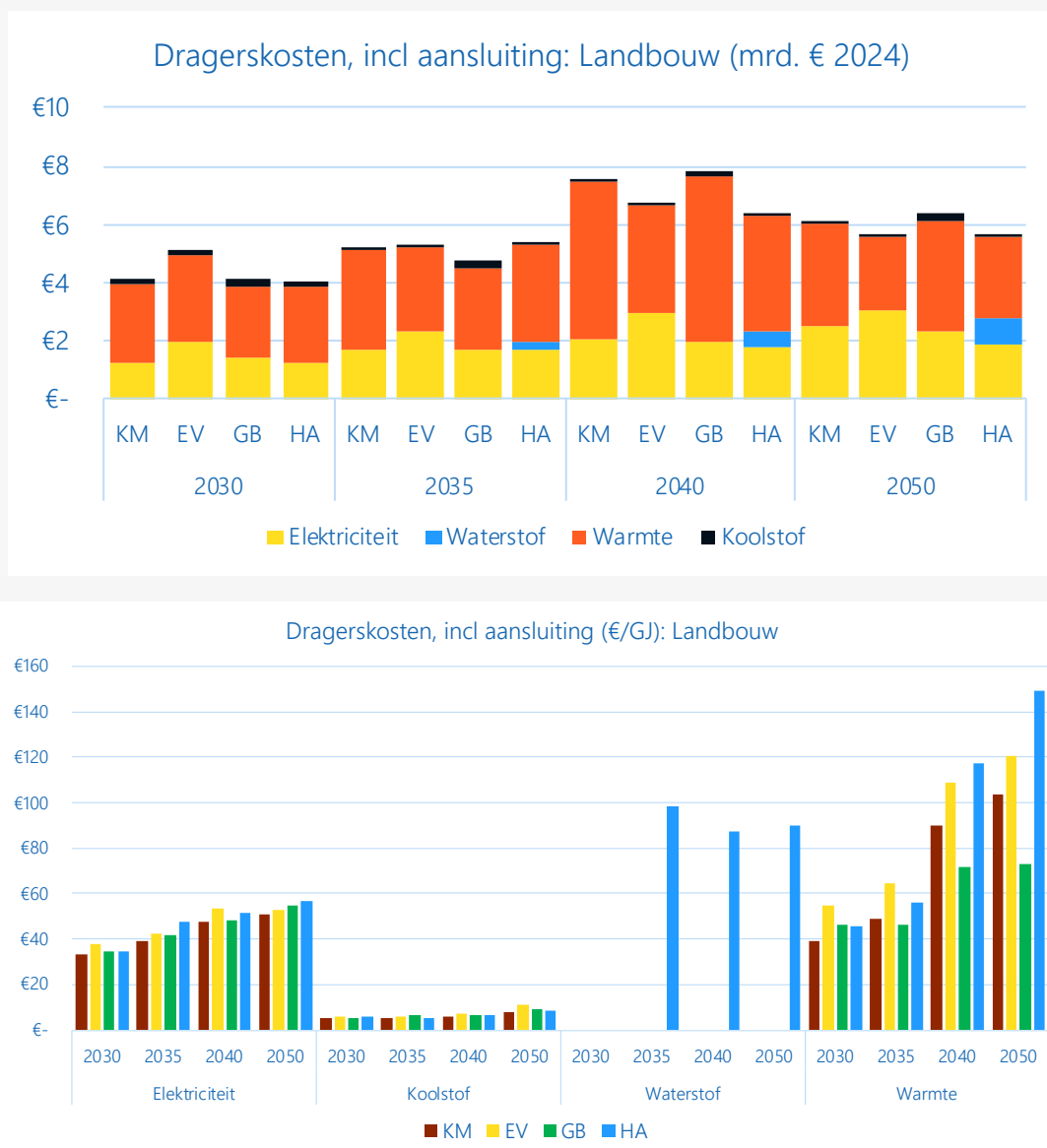
Als laatste vraagsector is er een kostenbeeld voor landbouw gegenereerd. Landbouw omvat w.b. energievraag met name energie voor de glastuinbouw. De WKKs uit de landbouw sector zijn in deze versie van INKTVIS bij de elektriciteitsketen geplaatst, welke over de jaren heen minder gebruikt worden. Onderstaande figuur toont de totale eindverbruikerskosten voor de landbouw. Opnieuw is deze met name bepaald door dragerskosten en aansluitingkosten. De CAPEX/OPEX groei komt met name door het groeiend gebruik van warmtepompen, als ook geothermie. Het EV scenario kent de gunstigste omstandigheden voor de omvang van de glastuinbouw, met relatief stabiel areaal. In het GB en KM scenario krimpt het areaal iets tot 2030, maar stabiliseert daarna. In het HA scenario neemt de omvang van de glastuinbouw wel af, doordat de energie-intensieve teelt verplaatst naar het buitenland. De exacte krimp van de sector is niet beschikbaar in het ETM. Daarnaast spelen er in scenario's meerdere factoren, naast omvang, die de energievraag bepalen. Daarom is ook een overzicht gegeven in onderstaande figuur van de totale netto energievraag, als ook vervolgens een overzicht van de dragerskosten.



Figuur 30: Eindverbruiker kosten voor de landbouw (glastuinbouw) (ná onderlinge verdeling van kosten tussen ketens), in 2024 euro's en met een WACC van 4/6,5% WACC. Kosten zijn zonder belastingen en subsidies.



Figuur 31: Netto energievraag van de landbouw (glastuinbouw) in PJ.



*Figuur 32: **Boven.** Draggerskosten incl. aansluitingskosten, voor Landbouw. Het aantal kilometers verplaatst/vervoerd is genormaliseerd naar het jaar 2030.*

***Onder.** Gewogen gemiddelde dragerskosten per dragersgroep voor Landbouw (€/GJ netto vraag aan energie, incl. aansluitkosten). Exacte berekening: Sommeer de kosten van dragersgroepen in een keten, deel dit door de totale netto energievraag van die dragersgroepen in de sector.*

Het beeld is ná onderlinge verdeling van kosten tussen ketens, in 2024 euro's en met een WACC van 4/6,5% WACC. Kosten zijn zonder belastingen en subsidies.

De landbouw laat een gemixt beeld zien w.b. netto energievraag, en in mindere mate ook voor de dragerskosten.

Het energieverbruik voor elektriciteit stijgt of krimpt lichtelijk, als gevolg van toename van elektriciteitsverbruik per m² kas en het stabiele (EV, KM, GB) of krimpende areaal (HA), waar in de

scenario's ook rekening is gehouden met energiebesparingen. De toenemende kosten voor de elektriciteitsketen per energie-eenheid drijven met name de kostengroei voor elektriciteit richting 2050. Daarnaast groeit in het HA scenario het aantal waterstof ketels. Hierbij kent de waterstofketen hogere kosten dan de koolstofketen, waardoor de kosten relatief toenemen voor HA. De koolstofketen is met name gedreven door gasvraag (als ook wat hout), hetzelfde als in de gebouwde omgeving, welke als drager lagen kosten is toegekend in de NBNL scenario's.

Aangezien de WKKs in de elektriciteitsketen zijn geplaatst, is er een grote netto warmtevraag in de verhaallijnen. De vraag naar warmte is hoger in het GB scenario, omdat er wordt uitgegaan van minder warmtebesparingen in de sector en een groter aandeel externe warmte geleverd (WKKs). In het KM en EV scenario is er een snellere afbouw van warmtevraag, ondanks dat het areaal aan glastuinbouw niet krimpt. Het HA scenario vlakkt de warmtevraag, waar warmtevraag extern geleverd doordat ook nog WKKs aanwezig zijn (op basis van waterstof). Doordat de kosten voor warmte per eenheid energie in het GB scenario lager liggen ten opzichte van andere scenario's in 2050 zijn de kosten voor warmte relatief beperkt ten opzichte van de grote energievraag. Dit lijkt verklaard doordat er in de NBNL scenario's lage kosten voor biomassa en -brandstoffen zijn gerekend, welke in het GB scenario waarschijnlijk meer gebruikt wordt ten behoeve van de warmteketen. Ondanks substantieel hogere totale energievraag zijn de kosten voor het GB scenario in 2050 dus niet veel hoger. Dit komt ook door de relatief goedkope koolstofketen met gas en biomassa.

Effect van belastingen en subsidies

De bovenstaande resultaten gaan over de kosten exclusief belastingen en subsidies. Omdat gas, stroom en motorbrandstoffen allen op verbruikbasis belast worden, zullen de kosten voor eindgebruikers hoger uitvallen. Daartegenover staan echter subsidies, waardoor de lasten weer verminderd worden. De netto verschuiving zal echter per eindgebruiker verschillen. In dit onderzoek zijn de effecten van belastingen en subsidies niet meegenomen doordat de veronderstelde aannames daaromtrent in INKTVIS nog werden gecorrigeerd voor de heffingen en voor subsidies niet voldoende uitgewerkt waren. We duiden daarom hieronder kwalitatief de effecten van de belastingen en subsidies. Omdat van subsidies niet zeker is of deze doorlopen richting 2050, zullen voor de meeste sectoren en eindgebruiker de kosten inclusief subsidies en heffingen hoger uitvallen dan zonder.

In de gebouwde omgeving gaat het om beprijzing via de energiebelasting alsook ETS2. Richting 2030 zijn er ook subsidies via de ISDE, maar daarvoor is nog geen dekking voor de jaren daarna. Indien deze niet gevonden wordt is het netto effect dat de eindgebruikerskosten voor alle verbruikers in de gebouwde omgeving hoger liggen dan hierboven gepresenteerd. Wel is het mogelijk dat sommige huishoudens minder energiebelasting gaan betalen richting 2050. Op energiebasis wordt aardgas minder belast dan stroom, maar door over te stappen op een (hybride)

warmtepomp daalt de finale energievraag sterk en zou de te betalen EB mogelijk dalen. De totale belastingen zouden verder dalen doordat er geen ETS2 heffing (op aardgasverbruik) betaald hoeft te worden.

Voor de sector mobiliteit worden brandstof accijnzen vermeden bij de overstap naar elektrisch vervoer, maar staat daar energiebelasting op elektriciteit tegenover. Laatstgenoemde zorgt voor lagere heffingen, ook omdat elektrische voertuigen veel efficiënter zijn. Mogelijk gelden er ook subsidies voor (tweedehands) elektrische voertuigen, maar daarvoor geldt ook dat deze nog niet vaststaan voor de lange termijn. De eindgebruikerskosten zullen met andere woorden in 2050 waarschijnlijk hoger uitvallen met heffingen en subsidies dan zonder, maar tegelijkertijd zullen er burgers en bedrijven zijn die hun uitgaven zullen zien dalen tussen 2030 en 2050.

Voor de industrie zijn de verschillen mogelijk groot per bedrijf. Er is sprake van energiebelasting (met grote verschillen tussen de schrijven) en CO2 beprijzing. De grote industrie valt reeds onder het ETS1 en de kleine industrie binnenkort onder het ETS2. In 2050 zullen er voor beide geen rechten meer zijn en zullen daarom de uitgaven aan CO2 beprijzing naar nul dalen. In de tussenperiode kan de industrie echter wel te maken krijgen met redelijk forse lasten die voortvloeien uit de CO2 belasting. Als voornaamste subsidie instrument staat daar de SDE++ tegenover. Ook hiervan is de openstelling niet zeker en zou er indien dit niet plaatsvindt geen subsidies meer uitgekeerd worden na 2050. In dit geval resteert in 2050 enkel de energiebelasting. Daarmee worden ook voor deze sector de kosten hoger met subsidies en heffingen dan zonder. Wel geldt ook hier dat er bedrijven zullen zijn die hun uitgaven aan EB zullen zien dalen door elektrificatie.

Voor de sector landbouw gelden er in de glastuinbouw speciale tarieven van de EB, maar ook CO2 beprijzing via een sectorsysteem en kan mogelijk ingezet worden op SDE++ subsidies. Er zal hier meer spreiding zijn in de effecten op bedrijven die met name afhankelijk zullen zijn van het wel of niet aanspraak kunnen maken op SDE++ subsidies.

Overheidsperspectief

De hiervoor genoemde belastingen en subsidies hebben niet alleen effect op eindgebruikers, maar werken ook direct door op de overheid. Heffingen vormen inkomsten voor de overheid en subsidies uitgaven. Om eerdere genoemde redenen was het niet mogelijk om dit financiële overheidsperspectief kwantitatief uit te werken, daarom doen wij hierbij een poging om kwalitatief de ontwikkeling te duiden.

Richting 2030 lopen de meeste bestaande subsidies nog door, maar voor de periode daarna is continuering niet gegarandeerd. Indien we dit niet veronderstellen zijn er na 2030 enkel nog heffingen.

De inkomsten uit heffingen zullen in eerste instantie toenemen met de introductie van ETS2 in 2028. Met oplopende CO2 prijzen van de ETS systemen zullen de inkomsten verder toenemen indien de prijstoenname de emissiereductie overstijgt – en dat is de verwachting. Richting 2050 zullen deze inkomsten verdwijnen doordat er geen emissies meer zijn. Voor de energiebelasting geldt dat de inkomsten in het basispad ongeveer vlak blijven – aardgas is op energiebasis lager belast dan stroom, maar elektrificatie zorgt voor een reductie van de finale vraag²¹. De inkomsten uit brandstofaccijnzen zullen teruglopen door de elektrificatie van het wagenpark.

Al met al zullen de inkomsten uit heffingen de eerste jaren wat oplopen, om uiteindelijk weer (sterker) te dalen tot een lager niveau door het teruglopen van accijnsinkomsten op brandstoffen en het uiteindelijk verdwijnen van de inkomsten uit CO2 heffingen.

Bovenstaande vormt een eerste beeld van de kwalitatieve verwachtingen op basis van de verst beschikbare EB tarieven en accijnzen en prognoses van de ETS prijzen uit de KEV2025. Bij wijzigingen van deze heffingen zullen de uitkomsten dan ook veranderen.

Gevoeligheidsanalyses

Er is binnen dit onderzoek geen ruimte geweest om een uitgebreide gevoeligheidsanalyse op de resultaten uit te voeren (nationaal en eindgebruikers). Wel zijn diverse risicofactoren reeds aangestipt en is er ook een eerste beeld van hun impact geschetst. De kostenonzekerheden zijn in algemene zin groot en diverse kostenparameters als energieprijzen maar ook investeringskosten voor technologieën als zon, wind en batterijen zouden reeds bij beperkte verschuivingen miljarden euro's aan nationale kosten doen wijzigen. Ook bij de WACC hebben we reeds gezien dat een verschuiving hiervan jaarlijkse kosten sterk beïnvloed.

Gegeven de vergelijkbare relatieve kostenopbouw van de elektriciteits- en waterstofketens zal een dergelijke gevoeligheidsanalyse niet per se resulteren in veel grotere kostenverschillen tussen de scenario's wat nationale kosten betreft. De kosten per eenheid vraag zijn immers doorgaans redelijk vergelijkbaar. De waterstofimport die een groter deel van de kosten uitmaakt in de laatste twee scenario's zou mogelijk wel verschillen kunnen doen vergroten. Vanuit een eindverbruikersperspectief zouden de verschillen tussen de scenario's mogelijk meer kunnen toenemen. Immers zien we bij de waardeketens enkel de totale volumes aan vraag, maar niet de mix van de vraag per eindverbruiker. Indien de industrie sterk inzet op elektriciteit in het ene scenario en op waterstof in het andere, zou een kostenwijziging van één van de twee ketenparameters de eindgebruikerskosten in het ene scenario sterker beïnvloeden dan in het andere.

²¹ Kalavasta (2025): Berekening milieu- en financiële effecten van klimaat- en energiemaatregelen

Conclusies

De kostenbeelden van de vier NBNL scenario's die met INKTVIS geanalyseerd zijn laten alle lopende kosten zien richting 2050. Kostenverschillen zijn in beginjaren beperkt tussen de scenario's, maar nemen eveneens toe richting 2050. De scenario's beschrijven echter energiesystemen met een andere inrichting en formaat..

Indien we verder inzoomen op de kosten onderscheiden naar CAPEX, OPEX en energiedragers, zien we dat er tussen nu en 2050 een verschuiving plaatsvindt van energiedrager gedomineerde kosten naar CAPEX gedomineerde kosten, in alle scenario's. De investeringen in het energiesysteem nemen dus toe, en de variabele lasten af. Het grootste deel van de jaarlijkse kosten aan CAPEX, de helft tot 60%, komt in 2050 van de elektriciteitsketen: elektriciteitsopwek, -opslag, en -infrastructuur. Zij maken verder 30% (HA) tot ongeveer 45% van de totale jaarlijkse kosten uit. De gebouwde omgeving maakt ook een substantieel deel van de CAPEX uit, gevolgd door de waterstofketen. Gezamenlijk zorgen deze twee ketens en eindverbruiksector voor 95% van de jaarlijkse CAPEX en 90% van de jaarlijkse kosten.

De warmte- en koolstofketen zijn samen verantwoordelijk voor de overige 5% van de jaarlijkse CAPEX en 10% van de jaarlijkse kosten. Voor de koolstofketen betreft dit weinig CAPEX, maar vooral uitgaven aan en inkomsten uit de handel van (bewerkte) fossiele, biogene en synthetische energiedragers. Indien enkel de kosten en niet ook de inkomsten van deze keten worden meegeteld zou deze keten voor veel hogere kosten zorgen (maar zouden anderzijds ook de kosten van de elektriciteits- en waterstofketen stijgen, alhoewel relatief minder hard).

De andere vraagsectoren (mobiliteit, landbouw en industrie) kennen haast verwaarloosbare kosten per jaar. Hier is er sprake van omissies van assets (wagenpark, technologieën en installaties die niet voor warmte of elektriciteitsopwekking worden ingezet) welke indien aangevuld de jaarlijkse CAPEX en kosten in bredere zin zouden doen stijgen.

We hebben de jaarlijkse kosten per waardeketen ook gerelateerd aan de respectievelijk vraag naar de betreffende energiedrager. Hierdoor is het mogelijk enerzijds kostenverschillen toe te kennen aan volumeverschillen en anderzijds aan inrichtingsverschillen, die zich vertalen in hogere of lagere kosten per eenheid vraag. Over het algemeen worden de kostenverschillen tussen de scenario's in deze kostenbeelden meer door volumeverschillen dan door inrichtingsverschillen bepaald. Er zijn op detailniveau verschillen aan te wijzen in de inrichting van de scenario's, maar deze vertalen zich niet altijd eenduidig naar kostenverschillen per eenheid vraag. Het hangt hierbij namelijk af welk grootheden gekozen worden – totale of finale vraag en totale of finale kosten.

Wat wel duidelijk wordt uit de scenario's, is dat de waterstofketen kosten per eenheid vraag in alle scenario's fors hoger, doorgaans een factor 2, liggen dan de stroomkosten per eenheid

vraag. Scenario's die meer inzetten op waterstof, zoals HA, zijn daarmee relatief duurder uit. Ook lijkt een overdimensionering van het aanbod (relatief veel totale vraag t.o.v. finale vraag) te leiden tot hogere kosten, zoals op te merken is in het EV scenario. De GB en met name KM scenario's lijken meer gebalanceerd en lagere nationale kosten te hebben, relatief aan hun vraag.

Het nationale kostenbeeld beschrijft de totale maatschappelijke kosten van verschillende energieketens. Ook is het eindverbruikersperspectief bekeken, welke de werkelijke financiële lasten voor individuele sectoren weergeeft. Het verschil tussen beide perspectieven zit in de gehanteerde rentevoet: waar het nationale kostenbeeld uitgaat van een maatschappelijke WACC van 2,25%, hanteert het eindverbruikersperspectief marktconforme rentelasten tussen 4 en 6,5%. Dit resulteert in ongeveer 10% hogere totale kosten in 2030 en 20-25% hogere kosten in 2050 vanuit eindverbruikersperspectief. De kostentoeename wordt voor meer dan de helft gedreven door investeringen in de elektriciteitsketen, aangevuld met investeringen bij eindverbruikers en in latere jaren in de waterstofketen.

De ontwikkeling van kosten per keten toont diverse dynamieken in het eindverbruikers perspectief. In de elektriciteitsketen stijgen de kosten door groeiende kosten per eenheid energie en groeiende energie vraag vanuit met name de industrie, gebouwde omgeving en wegtransport, waarbij kostenverschillen tussen scenario's voornamelijk door deze vraaggroei worden verklaard. De waterstofketen laat wisselende kosten zien: in vroege jaren vaak lager dan in het nationale kostenperspectief door inzet in van waterstof in andere ketens, in latere jaren hoger door toenemende elektriciteitsbenodigdheid voor elektrolyse en waterstof houdende draager omzetting. Het HA scenario kent de sterkste kostengroei voor de waterstofketen door hogere netto waterstofvraag in scheepvaart, industrie en groter wegtransport. De warmteketen toont hoge kosten per eenheid energie richting 2050, met het EV en KM scenario als duurste voor de gebouwde omgeving door meer warmtevraag via warmtenetten. De koolstofketen kent structureel hogere kosten in het eindverbruikersperspectief door het opnemen van dragers ten behoeve van raffinage. In latere jaren neemt de binnenlandse vraag naar koolstof af maar is er nog wel substantiele export door raffinagecapaciteit. Ook zijn de kosten voor import van biogene brand- en grondstoffen laag in de ETM scenario's, mede hierdoor vallen de kosten voor de keten in absolute zin waarschijnlijk laag uit.

Vanuit eindverbruikersperspectief ontstaat een gedifferentieerd beeld tussen scenario's en sectoren. Voor de gebouwde omgeving zijn de directe kosten voor investeringen en O&M tussen 2030 en 2050 met 60-80% gestegen, vooral door warmtepompen, airconditioning en isolatie, welke een gelijkwaardige stijging kent voor alle verhaallijnen door een gelijk tempo aan verduurzaming. Het wegtransport kent hogere kosten in het HA scenario door meer waterstofgebruik in groter vervoer. Voor de industrie liggen de kosten in het EV en KM scenario hoger door meer vraag naar olieproducten uit de chemie. De scheep- en luchtvaart tonen de hoogste kosten in het GB scenario, gedreven door meer energielevering aan de zeescheepvaart. De

landbouw (glastuinbouw) kent vergelijkbare kosten tussen scenario's, waarbij het EV scenario iets lager uitkomt door meer warmtebesparing en elektrificatie.

Naast onderlinge vergelijking van NBNL scenario's is er ook een vergelijking gemaakt met OPERA scenario's vanuit het nationale kostenperspectief. Hiervoor zijn de scenario's Koersvaste Middenweg, Eigen Vermogen, ADAPT en TRANSFORM geselecteerd, die zowel relatief gematigde als extremere veranderingen in gedrag en energiesysteemopzet representeren. De geobserveerde modelverschillen en verschillen in scenario-uitkomsten zijn aanzienlijk.

Richting 2050 neemt het kostenverschil toe, een verschil van tientallen miljarden euro's, terwijl in 2030 de nationale kosten vergelijkbaar zijn tussen de diverse scenario's. De onderliggende kostendrijvers verschillen echter sterk, ook al in 2030, en op detailniveau ontstaan grote discrepanties. De scope aan assets wijkt substantieel af tussen beide modellen. OPERA lijkt vollediger door meer installaties in industrie, glastuinbouw, landbouw en transport mee te nemen, wat tien(tallen) miljarden euro's verschil in jaarlijkse investering- en O&M kosten veroorzaakt richting 2050. Het ETM bevat daarentegen assets voor batterijopslag, airconditioning, waterstofdrager-omzetting en warmte-infrastructuur die niet in OPERA voorkomen, eveneens goed voor miljarden euro's verschil. Ook de eigenschappen van assets die in beide modellen voorkomen wijken af, zoals levensduur, vermogen per unit en vollasturen.

De dimensionering van opgesteld vermogen verschilt aanzienlijk tussen beide modelreeksen. De NBNL scenario's hebben substantieel meer vermogen opgesteld voor zon-PV, batterijopslag en andere assets. In 2030 ligt het opgestelde zon-PV vermogen in het Koersvaste Middenweg scenario ongeveer 50% hoger dan in het ADAPT scenario, een verschil van 20 GW dat miljarden euro's impact heeft. In 2050 bevatten NBNL scenario's meer dan 50 GW aan batterijopslag, tegenover minder dan 10 GW in OPERA scenario's, wat een jaarlijks kostenverschil van twintig miljard euro veroorzaakt. Daarnaast rekenen het ETM en OPERA fundamenteel anders uit voor bepaalde kostenposten. De isolatiekosten wijken bijvoorbeeld zodanig af dat al in 2030 miljarden euro's verschil ontstaan, terwijl de warmtevraag in de gebouwde omgeving dit niet verklaart.

In 2030 ontstaan reeds grote verschillen in energiestromen door uiteenlopende uitgangspunten, wat vergelijkbaarheid bemoeilijkt. De NBNL scenario's bevatten bijvoorbeeld al 70 PJ ammoniak-import voor scheepvaart, waar OPERA scenario's nog zware stookolie voor scheepvaart voorzien. Brandstofprijzen, investeringskosten en leercurves vormen een laatste belangrijke drijver, waarbij harmonisatie door gevoeligheidsanalyses mogelijk maar beperkt is door bijvoorbeeld beïnvloeding van Merit Order berekeningen. De NBNL scenario's bevatten deels zelf ingevulde en deels door het ETM berekende brandstofprijzen, terwijl OPERA scenario's onderling identieke brandstofprijzen hanteren die grotendeels zijn gekoppeld op de Klimaat en Energieverkenning van het PBL. De NBNL scenario's bevatten geen aannames over leercurves, die wel in

OPERA scenario's voorkomen, waardoor in laatstgenoemde investeringskosten met tientallen procenten kunnen dalen richting 2050 en nog sterkere afwijkingen ontstaan.

Hiermee ronden wij een eerste verkenning en vergelijking van de kostenbeelden van de NBNL scenario's met de INKTVIS tool af. We hebben laten zien dat we met deze tool op een gestructureerde manier kostenbeelden van ETM scenario's kunnen ontwikkelen en deze kunnen vergelijken. De methodiek die we hiervoor ontwikkeld en gedocumenteerd hebben kan (nadat deze compleet is gemaakt) vervolgens ook toegepast worden op andere ETM scenario's. Daarbij zal wel gekeken moeten worden naar de onderhoudbaarheid van deze analyse – zowel de tools als de scenario's worden geüpdatet en bijgesteld.

Met zowel deze analyse als methodiek hopen wij leerpunten en aanknopingspunten te bieden welke verder gebruikt kunnen worden om tot een beter begrip van de financiële consequenties van de energietransitie te komen. Daarbij is het wel zaak om de kostenhiaten en -verschillen die hier geïdentificeerd zijn te harmoniseren, zodat de diverse scenario's enerzijds beter begrepen kunnen worden en anderzijds beter gebruikt kunnen worden voor vervolganalyses.