



Analyse en doorrekening van invoedingstarief



Analyse en doorrekening van invoedingstarief

Dit rapport is geschreven door:
Lucas van Cappellen, Charley Bakker, Michiel Bongaerts en Nina Voulis

Delft, CE Delft, augustus 2024

Publicatienummer: 24.240100.102

Opdrachtgever: ACM
Uw kenmerk: 202312025

Alle openbare publicaties van CE Delft zijn verkrijgbaar via www.ce.nl

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij Lucas van Cappellen (CE Delft)

© copyright, CE Delft, Delft

Disclaimer

Alle aannames en keuzes in deze studie zijn indicatief. Bij een eventuele implementatie van een invoedingstarief dient de ACM zelf keuzes te maken over de vormgeving van het tarief. Er kunnen geen rechten ontleend worden aan de keuzes en aannames in deze studie. CE Delft draagt geen verantwoordelijkheid voor berekeningen over de impact op onder andere businesscase van invoeders, de eindrekening van afnemers, enz.

CE Delft

Committed to the Environment

CE Delft draagt met onafhankelijk onderzoek en advies bij aan een duurzame samenleving. Wij zijn toonaangevend op het gebied van energie, transport en grondstoffen. Met onze kennis van techniek, beleid en economie helpen we overheden, NGO's en bedrijven structurele veranderingen te realiseren. Al sinds 1978 werken betrokken en kundige medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken.

Inhoud

	Samenvatting	5
	Summary	8
1	Inleiding	11
	1.1 Doel studie	12
	1.2 Opbouw studie	12
	1.3 Leeswijzer	13
2	Aanpak studie	14
	2.1 Kosten netbeheerders in 2030	14
	2.2 Verdeling kosten tussen afnemers en invoeders	15
	2.3 Vormgeving varianten invoedingstarief	15
	2.4 Bepaling effecten invoedingstarief	16
	2.5 Effect op positie Nederland op internationale markten	17
	2.6 Effect invoedingstarief op elektriciteitsnet	18
	2.7 Effect invoedingstarief op energierekening afnemers	19
3	Uitwerking invoedingstarief	20
	3.1 Totale netbeheerdersinkomsten 2030	20
	3.2 Verdeling kosten afnemers en invoeders	22
	3.3 Cascadering	26
	3.4 Tariefdragers (kWmax, kWcontract en kWh)	28
	3.5 Varianten invoedingstarief	29
	3.6 Gevoeligheidsanalyses varianten invoedingstarief	38
4	Impact op kosten invoeders	41
	4.1 Illustratie kosten invoedingstarief voor invoeders	41
	4.2 Algemene inzichten gedragsverandering uit interviews	50
	4.3 Vaststellen scenario's gedragsverandering	52
	4.4 Reflectie grondslagerosie	57
5	Effecten op elektriciteitsprijzen, inkomsten invoeders en internationale markt	59
	5.1 Energiestromen en import/export	59
	5.2 Reflectie op veranderende businesscase na gedragsverandering	61
	5.3 Scenario 4: Mogelijk nieuw equilibrium na invoering invoedingstarief: gedempte gedragsverandering door inkomsten invoeders en/of beleid	62
	5.4 Reflectie op concurrentiepositie	65
	5.5 Conclusie: kortetermijneffect en nieuw equilibrium	66
6	Effect elektriciteitsnet	67
	6.1 Resultaten effecten invoedingstarief op elektriciteitsnet	67
	6.2 Kleinere stijging nettarieven door invoedingstarief	71



7	Effect energierekening afnemers	74
	7.1 Effect invoedingstarief op nettatarief	74
	7.2 Effect invoedingstarief op totale energierekening	76
	7.3 Energiekosten ontwikkeling door Scenario 4	79
8	Reflectie en conclusies	80
	8.1 Reflectie op vormgeving invoedingstarief en gevoeligheidsanalyses	80
	8.2 Reflectie op effectiviteit prikkels via invoedingstarief	81
	8.3 Reflectie op belangrijke aannames	83
	8.4 Reflectie op gevolgen invoedingstarief	84
	8.5 Reflectie op frequentie van aanpassing van tarieven	86
	8.6 Reflectie op Europese invoering invoedingstarief	86
	8.7 Vervolg vragen voor vormgeving invoedingstarief	86
	8.8 Limitaties en validatie studie	87
9	Beoordeling op criteria	89
	9.1 Criteria voor beoordeling	89
	9.2 Beoordeling varianten invoedingstarief	91
	9.3 Conclusie beoordeling varianten invoedingstarief	96
10	Referenties	97
A	Huidige tariefstructuur	99
	A.1 Beschrijving tariefstructuur	99
B	Algemene aannames	104
	B.1 Elektriciteitsprijzen PowerFlex	104
	B.2 Aannames opgesteld vermogen opwek berekening nettatarieven	104
	B.3 Aannames energielasting afnemers	105
C	Aannames tariefinkomsten en tarieven	106
	C.1 Totale inkomsten netbeheerders 2024 tot 2030	106
	C.2 Kosten binnen en buiten EU-grens	109
	C.3 Tarieven voor afname in 2030	110
	C.4 Regionalisatie	112
	C.5 Vormgeving tariefvarianten	113
D	Aannames casussen	120
	D.1 Effect businesscase van invoeders	120
	D.2 Kostenanalyse afnemers	124
E	Businesscase overige invoeders	127
	E.1 Wind op Zee	127
	E.2 Zon-pv met eigen verbruik	130
	E.3 Zon-pv	133
	E.4 Batterij	137



F	Energierkening overige afnemers	141
	F.1 Huishouden	141
	F.2 Mkb met zon-pv	142
	F.3 Industrie	143
G	Prijsscenario's na gedragsverandering	144
	G.1 Prijsscenario 1: Beperking groei van alle assets, geen verandering in marginale kosten	144
	G.2 Prijsscenario 2: Beperking groei niet-flexibele assets, stijging marginale kosten	145
	G.3 Prijsscenario 3: Sterke beperking groei van alle assets, geen verandering in marginale kosten	146
	G.4 Prijsscenario 4: Damping gedragsverandering door strategie invoeders vanwege hogere inkomsten, overheidsbeleid en/of instrumenten	147
H	Verwachte invoedingsverandering op stationsniveau door invoedingstarief	149

Samenvatting

CE Delft heeft in opdracht van de ACM kwantitatief onderzoek gedaan naar een mogelijke invoering van een invoedingstarief in Nederland. Voor het afnemen van elektriciteit van het net betaalt men op dit moment wel een transporttarief, maar voor het invoeden van elektriciteit niet. De transporttariefcomponent is de grootste kostenpost van de nettarieven voor afnemers. Alle aangeslotenen betalen daarnaast een aansluittarief voor het realiseren van de aansluiting, maar betalen niet voor de eventuele benodigde netverzwaring om transport van elektriciteit mogelijk te maken. Een invoedingstarief kan bestaan uit een jaarlijks te betalen transportafhankelijk nettariaf en/of van eenmalige aansluitkosten voor het publieke net dat bovenop de bestaande tarieven komt.

In dit onderzoek zijn zes varianten van een mogelijk invoedingstarief van elektriciteit onderzocht, die verschillen in tariefdrager (kWmax, kWcontract, kWh, aansluittarief) en in type prikkel (locatie, tijd). Deze zes varianten zijn niet alles omvattend, maar geven samen inzicht in de verschillende karakteristieken voor een invoedingstarief. Voor Varianten 1 tot en met 5 van het invoedingstarief houdt deze studie rekening met een gemiddeld bedrag van 2,50 €/MWh voor invoeders¹. Bij dit bedrag dragen de invoeders met grootverbruikersaansluiting 4% van de totale netbeheerderskosten. Er zijn daarnaast gevoeligheidsanalyses uitgevoerd met meer netkosten voor invoeders, met alleen een kWmax-tariefcomponent en een invoedingstarief waarbij het tarief ook negatief is in specifieke gebieden.

In deze studie is onderzocht wat het effect is van de varianten van een invoedingstarief op invoeders: wind op zee, wind op land, zon-pv met en zonder eigen verbruik, gascentrales, en batterijen. Daarnaast is gekeken naar de impact op de internationale energiemarkten, het elektriciteitsnet en de energierekening van afnemers. Daarnaast bevat deze studie een bredere reflectie op het ontwerp van een invoedingstarief en kwalitatieve beoordeling van de verschillende mogelijke varianten van een invoedingstarief.

Effect op netkosten invoeders

Met de interpretatie van deze studie van de EU-wetgeving is het gemiddelde invoedings-tarief 2,50 €/MWh¹. In de varianten met een kW-tariefcomponenten zien we dat batterijen relatief hogere kosten per MWh kennen, vanwege een beperkt aantal vollasturen. De overige technieken kennen vergelijkbare kosten. Bij differentiatie naar locatie zijn de kosten lager in gebieden met veel vraag (-1 €/MWh) en hoger in gebieden met veel aanbod van elektriciteit (-4 €/MWh). De variant met een kWh-tariefcomponent kent ook differentiatie naar tijd en locatie en zien we dezelfde spreiding afhankelijk van het project (1 tot 4 €/MWh). Variant 6 (aansluittarief) kent alleen hogere kosten voor alle nieuwe aangesloten, al zijn de exacte kosten afhankelijk van het ontwerp. Een tarief zonder EU-maximum leidt tot ongeveer vier- tot vijfmaal hogere kosten voor invoeders. Bij de gevoeligheidsanalyses met een negatief invoedingstarief en alleen kWmax-tariefdrager neemt de spreiding die individuele invoeders betalen toe.

¹ Onze aanname is dat alle invoeders gemiddeld € 0,50/MWh betalen voor de kosten die binnen een grens in de EU-wetgeving vallen, deze grens geldt formeel alleen voor aangesloten op het netwerk van de landelijke netbeheerder en het toerekenen van meer kosten aan aangeslotenen op het net van de regionale netbeheerder is wettelijk mogelijk. Met een 50/50%-verdeling van kosten die buiten de grens vallen is het totale gemiddelde bedrag € 2,50/MWh.



Effect op energiemix en concurrentiepositie

Marktpartijen hebben in interviews aangegeven dat een invoedingstarief ertoe zal leiden dat investeringen in nieuwe projecten in Nederland beperkter doorgaan. Met de interpretatie van die conclusies heeft CE Delft dit vertaald naar het verwachte directe effect (eerste orde). Daaruit blijkt dat een invoedingstarief naar verwachting leidt tot een stijging van de elektriciteitsprijzen van ongeveer 10%. Bij de kWh-variant komt die prijsstijging deels omdat partijen het invoedingstarief doorrekenen in hun marginale kosten en tegen een hogere prijs inbieden. Bij alle varianten van het invoedingstarief ontstaat de prijsstijging doordat er minder opgesteld vermogen is van (hernieuwbare) productiebronnen. Daarvoor vindt er meer import plaats en worden gascentrales meer ingezet, waardoor de elektriciteitsprijzen stijgen. Door dit effect nemen ook de inkomsten toe voor de invoeders die actief blijven.

Dit resulteert vervolgens tot een herstel van de markt en dit wordt versterkt door (mogelijke) compensatie van kosten van hernieuwbare opwek in de SDE++. Onze verwachting is daarom dat er een nieuw equilibrium ontstaat een periode na invoering van het invoedingstarief, waarbij de elektriciteitsprijs beperkt hoger is, geschat tot 1%. De nieuwe energiemix zal dan naar verwachting bestaan uit een beperktere hoeveelheid minder duurzame opwek, maar het werkelijke effect is afhankelijk van het overheidsbeleid op dit thema. Als Nederland een invoedingstarief invoert zijn de kosten hier hoger dan in omliggende landen. Het wordt dan aantrekkelijker voor partijen om in andere landen projecten te realiseren, al zijn deze keuzes ook van veel andere factoren afhankelijk.

Effect op netbelasting van elektriciteitsnet

Het effect op het elektriciteitsnet is in deze studie bepaald op basis van een analyse van de netbelasting van een aantal representatieve stations. De netbelasting verandert door een beperktere groei in nieuwe projecten en in geval van de variant 'tarief met locatieprikkel' door de verplaatsing van nieuwe projecten naar andere locaties. Dit resulteert in een lagere netbelasting in gebieden die gedomineerd worden door invoeding. Het effect is het grootste in gebieden waar de komende jaren veel nieuwe elektriciteitsproductie wordt gerealiseerd, met name voor zonneparken en wind op land.

We schatten een lagere netbelasting van 5 tot 15% in op die stations. Voor wind op zee en gascentrales hangt de netimpact sterk af van of individuele projecten doorgaan of niet. Als er door markteffecten of overheidsbeleid toch meer projecten gerealiseerd worden neemt de netimpact af. De netimpact zal dan vrijwel gelijk zijn aan de situatie zonder invoedingstarief in het geval van een tarief zonder locatiesturing, of als de locatiesturing financieel gecompenseerd wordt. Als de locatiesturing blijft bestaan, zal er wel een verlaging van de netimpact blijven bestaan.

Een verandering in netimpact kan resulteren in minder netverzwaring voor invoeding maar het is nog onzeker hoeveel omdat er geen doorrekening van het elektriciteitsnet is uitgevoerd. Het verwachte effect is dat andere netvlakken eerder verzwakt kunnen worden. In totaliteit verwachten we voor 2030 geen effect op de totale kosten van netbeheerders omdat er op maximaal tempo verzwakt wordt, maar zouden de gemiddelde tarieven wel kunnen dalen als er meer nieuwe partijen (afnemers) aangesloten kunnen worden.

Effect op energierekening afnemers

Met een ontwerp van het invoedingstarief, volgens de aannames in deze studie, wordt 4% van de totale netkosten in rekening gebracht bij invoeders. Hierdoor dalen de nettarieven voor afnemers dus ook met 4%. We verwachten dat als eerste orde-effect er minder vermogen gerealiseerd wordt, wat de elektriciteitsprijzen verhoogt. Doordat deze prijsstijging groter is dan de lagere nettarieven kunnen daarmee de totale elektriciteitskosten voor afnemers toenemen. Voor een huishouden met alleen huishoudelijk verbruik blijven de totale energiekosten gelijk, maar een huishouden met zon-pv, elektrische auto en warmtepomp zal in totaal (lager nettariaf maar hogere energiekosten) ongeveer 10-20% meer betalen. Voor bedrijven en industrie zien we een totale stijging van 5 tot 12%.

Naar verwachting vindt de markt een nieuw equilibrium, gedreven door potentiële hogere inkomsten voor verkoop van elektriciteit voor invoeders en overheidsbeleid voor duurzame opwek. Als er minder nieuwe projecten worden gerealiseerd zien we dat de totale energiekosten gelijk blijven voor afnemers met invoering van een invoedingstarief: de stijging van de kosten voor inkoop van elektriciteit zijn voor afnemers ongeveer gelijk aan de daling van de netkosten. De werkelijke effecten zijn afhankelijk van het overheidsbeleid en hoeveel nieuwe projecten daadwerkelijk worden gerealiseerd.

Reflectie op ontwerp tarieven en beoordeling op criteria

In de beoordeling zijn bredere maatschappelijke criteria opgenomen dan alleen de kwantitatieve aspecten uit de studie; zoals het niet-discriminatoire principe, kostenreflectiviteit en transparantie. In onze ogen biedt het invoedingstarief een potentiële verbetering op de aspecten kostenreflectiviteit en in beperkte mate op de netimpact. Het uniforme invoedingstarief en variant met differentiatie naar moment (Variant 1 en 2) scoren daarnaast goed op de criteria objectief, transparant en niet-discriminair. Een belangrijke onzekerheid is hoe de markt exact zal reageren op het invoedingstarief, ook sterk afhankelijk van het overheidsbeleid en subsidies voor duurzame opwek. In de beoordeling concluderen we dat er onzekerheid is over het effect op de energierekening van afnemers, maar dat met het verwachte beleid er netto beperkte verschillen zijn. Aandachtspunten zijn daarnaast nog leveringszekerheid, een gelijk speelveld met het buitenland en de uitvoerbaarheid bij de netbeheerders bij de meer complexe varianten van een invoedingstarief. Een eventuele invoering van het invoedingstarief op Europese schaal kan de aandachtspunten van gelijk speelveld en leveringszekerheid deels wegnemen.

De gemaakte afwegingen in deze studie, voorliggende keuzes bij een eventuele implementatie en reflectie op de onderzoeksresultaten, zijn aandachtspunten voor (verder onderzoek naar) implementatie van een invoedingstarief. Belangrijke onderwerpen daarin zijn cascadering, financiering van het net op zee, ontwerp van invoedingstarief voor net op zee, de EU-grens, en frequentie van vaststellen tarief aannames.

Deze studie is bedoeld als input voor de ACM om besluitvorming over een eventuele invoering van een invoedingstarief en het mogelijke ontwerp ervan te ondersteunen. De ACM kan een andere beoordeling van de criteria maken dan de beoordeling van CE Delft.

In deze studie heeft CE Delft verschillende aannames gemaakt over onder andere de vormgeving van de tarieven, toekenning van kosten aan invoeders en interactie met markt en beleid. Deze aannames zijn gemaakt met de best beschikbare kennis en onafhankelijk vastgesteld. De aannames zijn logischerwijs wel van invloed op de resultaten van deze studie.

Summary

At the request of the Netherlands Authority for Consumers & Markets (Autoriteit Consument & Markt, ACM), CE Delft conducted a quantitative study into the possible introduction of a feed-in tariff in the Netherlands. Customers currently pay a transmission tariff for the off-take of electricity from the grid, but not for the feed-in of electricity. The transmission tariff component is the largest cost component of grid tariffs for customers. All customers also pay a connection fee for establishing the connection, but do not pay for any grid reinforcement required to enable transmission of electricity. A feed-in tariff may consist of an annually payable transmission-dependent grid tariff and/or of a one-off connection fee for the public grid on top of existing tariffs.

This study examined six variants of a possible feed-in tariff for electricity, which differ in tariff carrier (kWmax, kWcontract, kWh, connection tariff) and type of incentive (location, time). These six variants are not all-encompassing, but when taken together they provide insight into the different facets of a feed-in tariff. In the case of variants 1 to 5 of the feed-in tariff, this study takes into account an average feed-in amount of 2.50 €/MWh². This amount involves customers with a large-volume connection feeding-in electricity bearing 4% of the total system operator costs. Sensitivity analyses were also carried out involving increased grid costs for those feeding-in electricity, with only a kWmax tariff component and a feed-in tariff where the tariff is also negative in specific respects.

This study also examined the impact of feed-in tariff variants on those feeding-in electricity: offshore wind, onshore wind, solar PV with and without self-consumption, gas plants, and batteries. It also considered the impact on international energy markets, the power grid and customers' energy bills. In addition, this study contains a broader reflection on the structure of a feed-in tariff and a qualitative assessment of the possible different variants of a feed-in tariff.

Impact on the grid costs of those feeding-in electricity

Based on this study's interpretation of EU law, the average feed-in tariff is 2.50 €/MWh¹. In the variants with kW tariff components, we observe that batteries have relatively higher costs per MWh, due to a limited number of full-load hours. The other techniques have similar costs. When differentiated by location, costs are lower in high electricity demand areas (-1 €/MWh) and higher in high electricity supply areas (-4 €/MWh). Similarly, the variant with a kWh tariff component also has differentiation by time and location, and we observe the same spread depending on the project (€1 to €4/MWh). Variant 6 (connection tariff) only has higher costs for all new connections, although the exact cost depends on how it is structured. A tariff without an EU cap leads to about four to five times higher costs for those feeding-in electricity. Only in the sensitivity analyses with a negative feed-in tariff and the kWmax tariff carrier does the spread of the amounts paid by individual consumers feeding-in electricity increase.

² Our assumption is that all customers feeding-in electricity pay an average of € 0.50/MWh for costs that fall within a cap imposed by EU legislation, however this cap formally only applies to those connected to the grid of the national grid operator and allocating more costs to connected to the grid of the regional grid operator is possible by law. Our assumption leads to a total average amount of € 2.50/MWh, with a 50/50% split of costs falling outside the cap.

Impact on energy mix and competitiveness

Market participants have indicated in interviews that a feed-in tariff will result in restrictions on investments in new projects in the Netherlands. CE Delft has translated these conclusions of market participants into the expected direct effect (first order). This shows that a feed-in tariff is expected to increase electricity prices by around 10%. In the kWh variant, this price increase is partly because parties pass on the feed-in tariff in their marginal costs and bid at a higher price. In all variants of the feed-in tariff, the price increase arises because there is less installed capacity of generation sources, including renewable generation sources. To that end, there is more import and more use is made of gas power plants, increasing electricity prices. This effect also increases revenues for those that continue to export to the grid.

This then results in a market recovery, which is reinforced by possible compensation for the costs of renewable electricity generation in the SDE++. Our expectation is therefore that a new equilibrium will emerge in the period after the introduction of the feed-in tariff, with the electricity price being marginally higher (estimated up to 1%). Although the new energy mix is then expected to consist of a more limited amount of renewable electricity generation, the actual effect will depend on government policy on this issue. If the Netherlands introduces a feed-in tariff, costs here will be higher than in neighbouring countries. It then becomes more attractive for parties to realise projects in other countries, although these choices also depend on many other factors.

Impact on the grid load of the electricity grid

In this study, we determined the impact on the electricity grid based on an analysis of the grid load of a number of representative stations. The grid load will change due to more limited growth of new projects and, in the case of the 'tariff with location incentive' variant, due to the relocation of new projects to other locations. This will result in a lower grid load in areas dominated by the feed-in of electricity. The impact will be greatest in areas where a lot of new electricity generation will be realised in the coming years, especially from solar farms and onshore wind.

We estimate a lower grid load of 5-15% at those stations. For offshore wind and gas plants, the grid impact depends heavily on whether or not individual projects go ahead. Nevertheless, if more projects are realised due to market effects or government policies, the grid impact will decrease. In that case, the grid impact will be almost identical to the situation without a feed-in tariff for a tariff without location control or if location control is financially compensated. If location control is maintained, there will be a reduction in grid impact.

Any change in grid impact may result in less grid reinforcement for feed-in but, but the exact amount is still uncertain as no recalculation of the electricity grid has been carried out. The anticipated effect is that other grid sections can be reinforced earlier. Overall, we do not foresee any impact on the total costs of grid operators for 2030 because grid reinforcement is taking place at maximum pace, but the average tariffs could fall if more new parties (customers) can be connected.

Impact on energy bill of customers

According to the assumptions in this study, the feed-in tariff could be structured so that 4% of total grid costs could be charged to those feeding-in electricity to the grid. As a result, grid tariffs for customers will also fall by 4%. We anticipate that as a first-order effect, less power will be realised which will raise electricity prices. Because this price increase is higher than the lower grid tariffs, this may increase the total cost of electricity for customers. While total energy costs will remain the same for a household with only domestic consumption, a household with solar PV, an electric car and a heat pump will pay about 10 to 20% more in total (lower net tariff but higher energy costs). For business and industry, we see an overall increase of 5 to 12%.

The market is expected to find a new equilibrium, driven by potential higher revenues for electricity sales and government policies for renewable generation. If fewer new projects are realised, the total energy costs will remain the same for customers after the introduction of a feed-in tariff: the increase in the cost of purchasing electricity is roughly equal to the decrease in grid costs for customers. The actual impact will depend on government policy and how many new projects are actually realised.

Reflection on the structure of tariffs and criteria assessment

Our assessment includes broader social criteria than merely the quantitative aspects of the study; such as the non-discriminatory principle, cost reflectivity and transparency. In our view, the feed-in tariff offers a potential improvement on the aspects of cost reflectivity and to a limited extent on grid impact. The uniform feed-in tariff and variant with differentiation by time (Variants 1 and 2) also score well on the criteria of objective, transparent and non-discriminatory. A key uncertainty is how exactly the market will react to the feed-in tariff, which is also heavily dependent on government policies and subsidies for renewable electricity generation. In the assessment, we conclude that there is uncertainty about the impact on customers' energy bills, but that there will be limited net differences with the anticipated policy. Other concerns are security of supply, a level playing field with other countries and the feasibility for grid operators to implement the more complex variants of a feed-in tariff. A possible introduction of the feed-in tariff on a European scale could partially address the concerns of a level playing field and security of supply.

The assessments made in this study regarding the choices for possible implementation and reflection on the findings of the study are focal points for further research on the implementation of a feed-in tariff. Key topics therein include cascading, offshore grid financing, structure of a feed-in tariff for an offshore grid, the EU legislation on the maximum cost allocation and the frequency of setting tariff assumptions.

This study is intended as input for the ACM to support decision-making on the possible introduction of a feed-in tariff and its possible structure. The ACM may make a different assessment of the criteria than CE Delft's assessment.

In this study, CE Delft made several assumptions, including on the structure of the tariff, the allocation of costs to those exporting to the grid and the interaction with market and policy. These assumptions were made with the best available knowledge and independently determined. It is logical that these assumptions will affect the results of this study. You buy me thi

1 Inleiding

Om de energietransitie te faciliteren moet het elektriciteitsnet in Nederland uitgebreid en versterkt worden. Hiervoor zijn grote investeringen nodig. De netbeheerders financieren deze werkzaamheden uit inkomsten van nettarieven. Deze tarieven worden gereguleerd door de Autoriteit Consument en Markt (ACM).

Door de energietransitie verandert het gebruik van het elektriciteitsnet en de rollen van verschillende aangeslotenen op het net. De ACM onderzoekt nu in de breedte of tarieven die aangeslotenen betalen aangepast moeten worden zodat ze beter aansluiten bij het veranderend netgebruik en de veranderende rollen. In een notitie heeft het de uitgangspunten voor de tariefstructuur elektriciteit en verschillende herzieningen die in gang zijn gezet of overwogen worden uiteengezet (ACM, 2024b).³

Zo overweegt de ACM de invoering van een invoedingstarief voor invoeders op een grootverbruikersaansluiting, zowel op regionaal als landelijk niveau. Dit invoedingstarief komt bovenop de al bestaande meet- en aansluittarieven.

In deze studie onderzoekt CE Delft de effecten van de invoering van een invoedingstarief. Deze studie geeft inzichten in wat het betekent voor invoeders, afnemers, het elektriciteitsnet en de positie van Nederland op de internationale markten. De ACM kan deze inzichten gebruiken in de besluitvorming over de invoering van een invoedingstarief.

Tekstkader 1 - Samenvatting huidige tarieven

Op dit moment betalen alle aangeslotenen op het elektriciteitsnet nettarieven. Voor invoeding geldt op dit moment een meettarief en aansluittarief voor de eigen aansluiting, maar geen transporttarief (transportafhankelijk tarief) of ander tarief dat kosten voor gebruik of aansluiting op het publieke net verrekent. Voor afname bestaan de nettarieven nu uit een meettarief, een aansluittarief en een transporttarief. Die laatste component is het grootste onderdeel qua kosten voor de afnemers.

Het transporttarief bestaat uit verschillende tariefdragers/tariefcomponenten. Afnemers betalen een jaarlijks bedrag gebaseerd op hun gecontracteerd vermogen (zogenaamde kWcontract). Daarnaast betalen afnemers kosten gebaseerd op de maandelijkse piekbelasting (zogenaamde kWmax). Aangeslotenen op lagere netvlakken betalen ook per afgenomen kWh elektriciteit.

Tekstkader 2 - Definitie invoedingstarief

Het **invoedingstarief** is een nettatarief dat in rekening gebracht wordt bij invoeders. Dit tarief kan de vorm hebben van een jaarlijks te betalen transportafhankelijk tarief en/of van eenmalige aansluitkosten voor het publieke net. De term producententarief wordt soms ook gebruikt, maar dekt de lading niet volledig omdat het tarief niet enkel voor producenten, maar bijvoorbeeld ook voor elektriciteitsopslag zou gelden. In dit onderzoek gebruiken we daarom de term invoedingstarief.

Dit is een lijvig rapport met veel detail om de herhaalbaarheid en validiteit van de conclusies te kunnen garanderen.

³ De notitie is te vinden via: [Uitgangspunten voor de tariefstructuur elektriciteit](#)

1.1 Doel studie

Het doel van dit onderzoek is om inzicht te krijgen in de effecten van de eventuele invoering van een invoedingstarief. Daarvoor worden verschillende varianten van het invoedingstarief onderzocht. De studie kwantificeert de volgende effecten van het invoedingstarief:

- de verandering in de netkosten en verkoop elektriciteit van invoeders;
- de positie van Nederland binnen de Europese elektriciteitsmarkt;
- het gebruik van het elektriciteitsnet;
- de energierekening van afnemers.

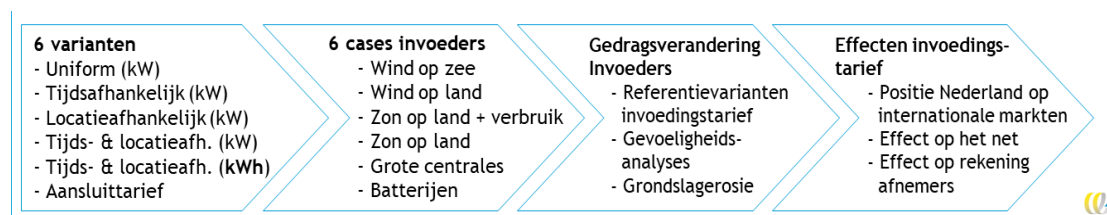
Naast de kwantificering van de effecten toetst deze studie ook de varianten op de wettelijke toetsingscriteria in een kwalitatieve criteria-beoordeling. De verdere juridische duiding is verder aan de ACM.

1.2 Opbouw studie

De studie is stapsgewijs opgebouwd. Figuur 1 geeft de opbouw van de studie schematisch weer. De achtereenvolgende stappen in de studie zijn:

1. Eerst werken we zes varianten van het invoedingstarief uit.
2. Vervolgens rekenen we de effecten van de zes varianten van het invoedingstarief door op de netbeheerderskosten en kosten en inkomsten van invoeders. Hierbij bepalen we de delta van de kosten en baten en geen volledige businesscasedoorrekening.
3. Op basis van de veranderingen in de businesscase bepalen we de mogelijke gedragsverandering van invoeders door de invoering van het invoedingstarief.
4. Uit de gedragsverandering van invoeders volgt een andere inzet van assets in Nederland en een verandering van de positie van Nederland op de internationale elektriciteitsmarkten.
5. Daarnaast bepalen we ook de verandering in het gebruik van het net op basis van de gedragsverandering van invoeders.
6. Ten slotte berekenen we het effect op de rekening van afnemers op basis van een andere kostenverdeling door de invoering van het invoedingstarief, de verandering in het netgebruik en de verandering in elektriciteitsprijzen.

Figuur 1 - Overzicht opbouw studie



De studie is uitgevoerd met 2030 als zichtjaar. In Hoofdstuk 2 lichten we deze aanpak verder toe.

1.3 Leeswijzer

Het rapport is opgebouwd volgens de stappen beschreven in Paragraaf 1.2.

- **Hoofdstuk 2 Aanpak** beschrijft de grote lijn van de aanpak van het onderzoek.
- **Hoofdstuk 3 Uitwerking invoedingstarief** gaat in detail in op de uitwerking van de zes varianten van een invoedingstarief.
- **Hoofdstuk 4 Impact op kosten invoeders** beschrijft het effect van het invoedingstarief op de netkosten van de invoeders en de gedragsverandering die daaruit volgt. Deze gedragsverandering verandert de marktprijzen en werkt daarmee door in de inkomsten van invoeders, wat verder wordt onderzocht in Hoofdstuk 5.
- **Hoofdstuk 5 Effecten op elektriciteits** gaat nader in op de verandering van de positie van Nederland op de internationale markten door de invoering van het invoedingstarief.
- **Hoofdstuk 6 Effect elektriciteitsnet**
 - beschrijft het effect van de gedragsverandering van invoeders op het elektriciteitsnet.
- **Hoofdstuk 7 Effect energierekening afnemers** geeft het overzicht van de effecten van de veranderde kostenverdeling, neteffecten en elektriciteitsprijzen op de energierekening van afnemers.
- **Hoofdstuk 8 Reflectie en conclusies** omvat een overzicht van reflecties op de uiteenlopende aspecten van de invoering van een invoedingstarief.
- **Hoofdstuk 9 Beoordeling op criteria** geeft een samenvattend overzicht van de beoordeling van de zes varianten van het invoedingstarief op verschillende criteria.

Dit rapport bevat ook een groot aantal bijlagen. De bijlagen beschrijven gedetailleerd de aannames en bevatten achtergrondinformatie voor specialisten en lezers die geïnteresseerd zijn in de details van de berekeningen.

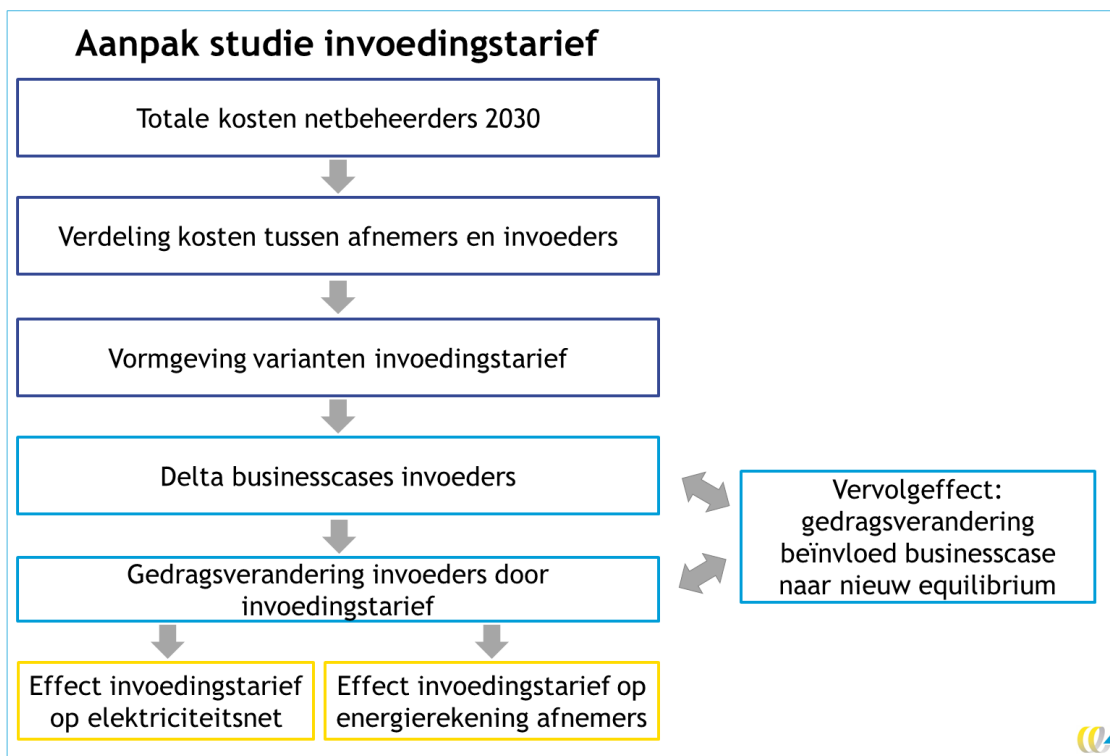
Disclaimer

Alle aannames en keuzes in deze studie zijn indicatief. Bij een eventuele implementatie van een invoedingstarief dient de ACM zelf keuzes te maken over de vormgeving van het tarief. Er kunnen geen rechten ontleend worden aan de keuzes en aannames in deze studie. CE Delft draagt geen verantwoordelijkheid voor berekeningen over de impact op onder andere de businesscase van invoeders, de eindrekening van afnemers, enz.

2 Aanpak studie

De aanpak van dit onderzoek is gevisualiseerd in Figuur 2. De paragrafen in dit hoofdstuk gaan in op de opeenvolgende stappen. Het zichtjaar voor de studie is 2030. Voor het duiden van de gedragsverandering zijn in totaliteit vier scenario's ontwikkeld, welke de dynamische ontwikkelingen die mogelijk ontstaan duiden.

Figuur 2 - Studieaanpak op hoofdlijnen



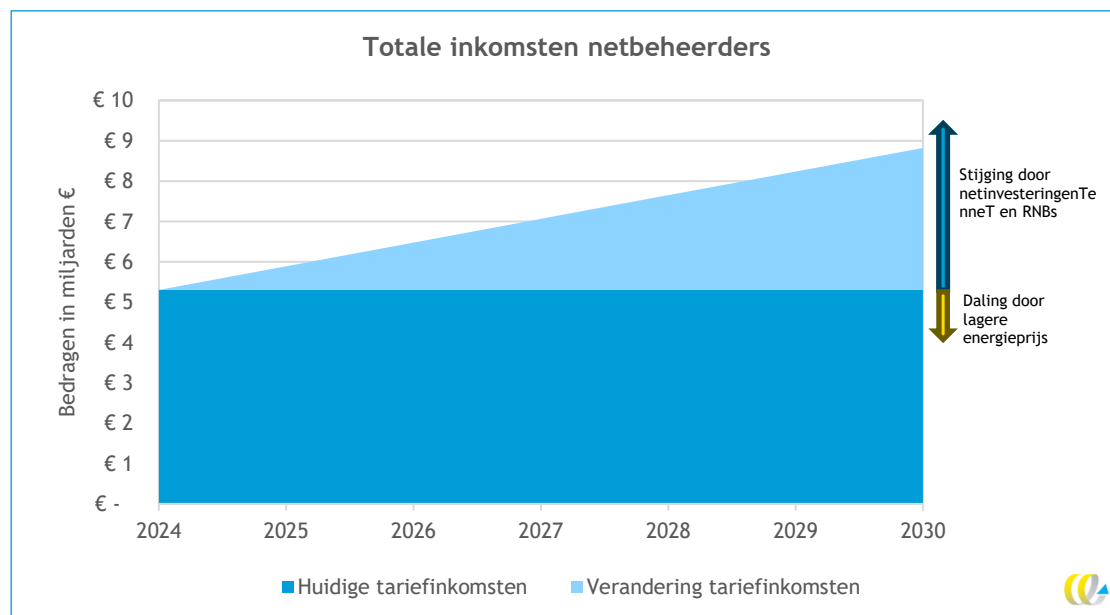
2.1 Kosten netbeheerders in 2030

In deze studie nemen we twee kostencomponenten van de netbeheerders mee. Figuur 3 illustreert de algemene verwachte ontwikkeling van beide componenten tussen 2024 en 2030. Deze componenten zijn:

1. **Operationele kosten:** Hieronder vallen kosten voor energieverlies, personeelskosten en kosten voor uitbesteed werk. TenneT maakt ook kosten voor de inkoop van balanceringsdiensten, oplossen transportbeperkingen, compensatie van blindvermogen en black-startcapaciteit. Richting 2030 dalen de energieprijzen ten opzichte van de huidige prijzen volgens onze aannames en elektriciteitsprijsmodellering.
2. **Kapitaalkosten:** Hier vallen de netinvesteringen onder. De netbeheerders investeren in hun elektriciteitsnetten, zodat ook meer invoeding van bijvoorbeeld wind op zee en zon op land mogelijk wordt. We nemen de netinvesteringen mee tot 2030 voor het net op land en net op zee. Deze kosten komen volgens de tariefprincipes vastgesteld in het methodebesluit terecht in de tarieven: de WACC en de afschrijftermijn.

Deze ontwikkelingen bepalen de totale kosten van de netbeheerders welke zij terugverdienen via de nettarieven. De tarieven zonder invoedingstarief vormen de referentie in deze studie. Deze referentie is gebaseerd op de berekende toegestane inkomsten van de netbeheerders en het verwachte aantal aangeslotenen in 2030.

Figuur 3 - Visualisatie ontwikkeling tariefinkomsten 2024 tot 2030



2.2 Verdeling kosten tussen afnemers en invoeders

Zowel afnemers als invoeders maken gebruik van het elektriciteitsnet. In de huidige praktijk betalen alleen afnemers een transportafhankelijk tarief. Voor dit onderzoek is het dus van belang om een verdeling te maken in de kosten tussen afnemers en invoeders. Deze bepalen namelijk de hoogte van de tarieven die in rekening gebracht worden. Deze afweging is uitgewerkt in Paragraaf 3.2

2.3 Vormgeving varianten invoedingstarief

Om verschillende aspecten van een invoedingstarief te kunnen analyseren, beschouwen we in dit onderzoek zes varianten van het invoedingstarief. Hier gaan we in detail op in Hoofdstuk 3. De tarieven worden zo bepaald dat de totale inkomsten van de netbeheerders overeenkomen met de toegestane inkomsten. De zes varianten zijn:

1. Uniform invoedingstarief waarbij invoeders ongeacht moment of locatie een vast tarief betalen, met kWmax en kWcontract als tariefdragers.
2. Invoedingstarief gedifferentieerd naar moment van gebruik van het net, met kWmax en kWcontract als tariefdrager.
3. Invoedingstarief gedifferentieerd naar gebruikslocatie, met kWmax en kWcontract als tariefdrager.
4. Invoedingstarief gedifferentieerd naar zowel moment van gebruik van het net als naar gebruikslocatie, met kWmax en kWcontract als tariefdrager.
5. Invoedingstarief met kWh als tariefdrager, gedifferentieerd naar zowel moment van gebruik van het net als naar gebruikslocatie.
6. Aansluittarief met als toevoeging beperkt diepe of diepe aansluitkosten.

Daarnaast worden verschillende gevoeligheidsanalyses gehanteerd. De eerste is de gevoeligheidsanalyse over een volledige 50/50%-verdeling van kosten tussen invoeders en afnemers zoals beschreven in Paragraaf 2.2. Daarnaast voeren we een gevoeligheidsanalyse voor Varianten 1 tot en met 4 uit waarbij de tariefdrager geen kWcontract-component bevat. Voor de varianten met locatiedifferentiatie (Varianten 3, 4 en 5) onderzoeken we ook het effect van een negatieve ondergrens van het invoedingstarief.

2.4 Bepaling effecten invoedingstarief

Een invoedingstarief heeft verschillende effecten op zowel invoeders als afnemers op het net. Om kwantitatief inzicht te bieden in deze effecten bepalen we achtereenvolgens de volgende aspecten:

- Delta businesscase invoeders zonder en met verschillende varianten van een invoedingstarief. Hiervoor modelleren we de inzet van de assets van invoeders.
- Effect op energiemix in Nederland en positie Nederland op internationale markten.
- Gedragsverandering van invoeders bij verschillende varianten van een invoedingstarief.
- Effect van het invoedingstarief op het net: invoeding zonder en met invoedingstarief.
- Effect van het invoedingstarief op de rekening van afnemers.

2.4.1 Delta businesscases invoeders

We illustreren het effect van een invoedingstarief op zes casussen, zes verschillende typen invoeders:

1. Zon-pv zonder eigen verbruik (bijvoorbeeld alleenstaand zonnepark).
2. Zon-pv met eigen verbruik (bijvoorbeeld zon op dak bij een bedrijf).
3. Wind op Land (WoL).
4. Wind op Zee (WoZ).
5. Gascentrale.
6. Batterij.

Deze vertegenwoordigen de belangrijkste typen invoeders in Nederland. Ze geven daarnaast een doorsnede van de aangesloten invoeders op verschillende netvlakken. Op basis hiervan kunnen we berekeningen doen voor de impact van een tarief op alle invoeders. De aannames voor de invoeders zijn opgenomen in Bijlage D.1.

We berekenen de nettarijfkosten van de aangeslotenen gebaseerd op het ontwerp van de tarieven. De berekening resulteert in de totale kosten en in kosten per MWh.

2.4.2 Modelleren inzet assets invoeders

Om de delta in de businesscases van verschillende invoeders te bepalen, modelleren we de inzet van de assets van verschillende invoeders. De elektriciteitsmarktprijs modelleren we met het Powerflex-model. Gebaseerd op aannames voor de ontwikkeling van de gas- en CO₂-prijs modelleren we uurlijkse prijzen voor 2030. Het model baseert zich op opgestelde vermogens van de verschillende productietechnieken. De inzet van zon en wind is gebaseerd op weerprofielen. Het model berekent de inzet van bijvoorbeeld gascentrales en batterijen zodat vraag en aanbod altijd gelijk zijn. Hieruit volgt dus de inzet (hoeveel invoeding per uur van het jaar) per bron. Uit het model volgt dus de day-ahead uurlijkse prijs én de inzet

per bron op de day-aheadmarkt. Deze uurlijkse inzet van assets vermenigvuldigd met de dagvoortprijs geeft een inschatting van de inkomsten door de verkoop van elektriciteit⁴.

2.4.3 Gedragsverandering invoeders

Aangezien veelvuldige iteraties van modellering en bepaling van gedragsverandering niet haalbaar zijn, nemen we een a priori gedragsverandering aan. We nemen a priori aan dat er 5% minder energie zal ingevoerd worden (met andere woorden grondslagerosie van 5%) door projecten die niet doorgaan en/of stoppen en curtailment. Na de interviews passen we zo nodig een correctie toe en reflecteren we op de resultaten, zoals beschreven in Paragraaf 4.3.3.

De resultaten van de bovenstaande modellering gebruiken we als uitgangspunt in interviews om met marktpartijen de gedragsverandering te bepalen door een invoedingstarief.

We voorzien daarbij drie mogelijke effecten:

1. Nieuwe projecten worden niet gerealiseerd en/of bestaande projecten worden stopgezet.
2. Nieuwe projecten worden gerealiseerd, maar op een andere locatie.
3. Inzet van nieuwe en/of bestaande projecten in de tijd verandert. Marktpartijen passen hun energieprofiel aan om tot lagere nettarieven te komen. Dit kan door een andere inzet van hun batterij of gascentrale, door curtailment van niet-stuurbare assets zoals zon-pv en windmolens, of door bijvoorbeeld extra voorzieningen achter-de-meter zoals vraagsturing of plaatsen van energieopslag.

Daarnaast is het mogelijk dat er geen gedragsverandering plaatsvindt, bijvoorbeeld omdat de prikkel niet opweegt tegen andere prikkels en/of overwegingen, omdat kosten doorberekend worden aan klanten, gecompenseerd worden door subsidies, enz.

Gedragsverandering die wel plaatsvindt heeft impact op de invulling van de elektriciteitsmix in Nederland en de netbelasting in relevante netvlakken. De gedragsverandering raakt ook de energieprijzen doordat 1) het de biedingsstrategie van partijen kan beïnvloeden, en 2) er mogelijk minder opgesteld vermogen is waardoor duurdere productie-installaties zijn voor de invulling van de elektriciteitsvraag die daarmee prijszettend worden.

2.5 Effect op positie Nederland op internationale markten

Door gedragsverandering van invoeders in Nederland kan de nationale energiemix verandering ondergaan. Daarnaast raakt het de concurrentiepositie van invoeders op de internationale markten; oftewel de energiemarkten waar Nederland interconnectie mee heeft. Dit kan een krimp of minder sterke groei versterken. We analyseren het effect op de concurrentiepositie en verwachte effect op de import en export van Nederland.

We analyseren daarbij het directe effect op de businesscase en energiemix. Naar verwachting zal daarna een nieuw equilibrium ontstaan. Een scenario dat dit benaderd is additioneel doorgerekend.

⁴ Het is op basis van publiek beschikbare data niet mogelijk om andere inkomstenstromen zoals vanuit lange-termijncontracten of termijnmarkten in te schatten. De inzet op basis van de dagvoortmarkt is daarom een benadering.

2.6 Effect invoedingstarief op elektriciteitsnet

Voor representatieve stations van de netbeheerder is een netdoorrekening uitgevoerd. Dit is gedaan voor verschillende type gebieden en verschillende varianten van een invoedingstarief. We differentiëren de gebieden als volgt: invoedinggedomineerd, afnamegedomineerd en gemend gebied. Binnen invoedinggedomineerd onderscheiden we de gebieden met vooral zon-pv, wind op land, wind op zee, en overig. We gebruiken hiervoor de prognoses van de netbeheerders bestaande uit de uurlijkse profielen van verschillende invoedingsbronnen. We bepalen een aangepast uurlijks profiel per productiebron bij het invoedingstarief gebaseerd op twee methodologieën:

1. Enerzijds vragen we het verwachte effect op de netimpact in internationale context uit tijdens de interviews met marktpartijen en reflecteren we op de input die we ophalen.
2. Anderzijds modelleren we verandering in (toekomstige) projecten en inzet van assets met PowerFlex (model van CE Delft van toekomstige day-aheadmarkt). We nemen om praktische redenen hierbij aan dat de vraag niet verandert. In de praktijk zou ook vraag aan de afnemerskant kunnen veranderen (bijvoorbeeld krimpen door hogere prijzen).

Hieruit volgt ook een nieuw netbelastingsprofiel voor de stations. Hiermee kan gekwantificeerd worden wat de netimpact is van het invoedingstarief voor representatieve station. Een volledige netdoorrekening van Nederland en/of kostenimpact bepalen is in deze studie niet mogelijk.

De netdoorrekening is bepaald voor acht stations, die zijn geselecteerd omdat ze type netgebieden goed representeren. De eigenschappen zijn weergegeven in Tabel 1.

Tabel 1 - Overzicht van de geselecteerde stations voor doorrekeningen netbelasting

Netbeheerder	Pseudonaam	Type	Dominantie	Aangesloten invoeders
TenneT	HS-station 1	150kV	Zon	Zon-pv, wind op land
TenneT	HS-station 2	150kV	Wind op land	Zon-pv, wind op land, batterijen
TenneT	HS-station 3	380kV	Wind op zee	Wind op zee
TenneT	HS-station 4	150kV	Gascentrale	Zon-pv, wind op land, een gascentrale
TenneT	HS-station 5	150kV	Afname	Zon-pv
Stedin	HS/MS-station 1	50 kV	Zon	Zon residentieel, zon op dak
Stedin	HS/MS-station 2	150 kV	Afname	
Stedin	HS/MS-station 3	150 kV	Wind op land	

Er zijn stations van TenneT en Stedin geselecteerd omdat daar de meest volledige onderliggende data voor beschikbaar is. Van andere regionale netbeheerders is ook data beschikbaar maar alleen totale netbelasting, waardoor ze niet geschikt zijn voor deze analyses. De resulterende netbelastingprofielen zijn echter welk vergelijkbaar gebaseerd op type aangeslotenen en daardoor is deze analyse ook representatief voor andere gebieden.

Het effect van deze scenario's is als voorbeeld weergegeven voor één station; het HS/MS-station 2 in Scenario 1 in Tabel 2. We bepalen dus een factor in veranderd totaal vermogen. Alle detailcijfers zijn opgenomen in Bijlage H.

Tabel 2 - Voorbeeld aannames Scenario 1 voor HS/MS-station 1

	Verandering in totaal vermogen in Scenario 1	Toelichting
Zon-pv huishoudelijk	0%	Geen gedragsverandering want geen invoedingstarief.
Zon-pv	-19%	Groei zonder invoedingstarief geschat op 54%, maar in zon-gedomineerd gebied schatten we in dat de groei na invoedingstarief slechts 25% is. Netto betekent dit een verandering van 19% ten opzichte van het geprognosticeerde vermogen.
Zon-pv met eigen verbruik	-5%	Groei zonder invoedingstarief geschat op 26%, maar in zon-gedomineerd gebied groei geschatte groei 19%.
Wind op land	-3%	Groei zonder invoedingstarief geschat op 25%, maar in zon-gedomineerd gebied groei geschatte groei 21%.

2.7 Effect invoedingstarief op energierekening afnemers

Voor afnemers geldt dat de nettatariefkosten dalen doordat een deel van de kosten worden betaald door invoeders. Invoeders gaan mogelijk wel hun biedingsstrategie aanpassen waardoor de uurlijkse elektriciteitsprijzen veranderen. Een invoedingstarief resulteert dus in lagere netkosten maar mogelijk hogere energiekosten voor afnemers. In dit werkpakket wordt voor vijf casussen het effect op de energierekening bepaald:

1. Huishouden met huishoudelijk verbruik van 3.500 kWh.
2. Geëlektrificeerd huishouden met een warmtepomp, elektrische boiler, kookstel, elektrische auto en hernieuwbare opwek met zon-pv-panelen. Het jaarlijkse netto verbruik is 10.000 kWh.
3. Mkb met zon-pv met een jaarlijks netto verbruik van 2.500 MWh. Het profiel is gebaseerd op een warmtepomp voor ruimteverwarming (percentage van jaarlijkse energieverbruik: 15%), tapwater verwarming (3%), kracht en licht utiliteiten (82%).
4. Fabriek met 20 MW aansluiting en 100.000 MWh verbruik, met het warmteprofiel van kleine industrie en overige nijverheid.
5. Industrie van 100 MW met een volledig constant afnameprofiel gedurende het hele jaar.

De aannames voor deze casussen zijn opgenomen in Bijlage D.2.

3 Uitwerking invoedingstarief

Dit hoofdstuk omvat de vormgeving van de varianten van het invoedingstarief. Dit hoofdstuk is als volgt opgebouwd:

- In Paragraaf A.1.1 beschrijven we het huidige EU en Nederlandse wettelijke kader.
- In Paragraaf 3.1 lichten we toe hoe de totale inkomsten van de netbeheerders in 2030 zijn berekend.
- In Paragraaf 3.2 het verdelen van totale kosten van netbeheerder aan afnemers en invoeders.
- In Paragraaf 3.3 staat een reflectie op cascadering, dit is de verdeling van kosten over netvlakken.
- In Paragraaf 3.4 beschrijft een reflectie op de tariefdragers in de tariefsystematiek, zijnde kWcontract, kWmax en kWh.
- In Paragraaf 3.5 volgt dan het ontwerp van de zes varianten van het invoedingstarief. Meer achtergrond daarbij is te vinden in Bijlage C.
- In Paragraaf 3.6 beschrijven we de gevoeligheidsanalyses.

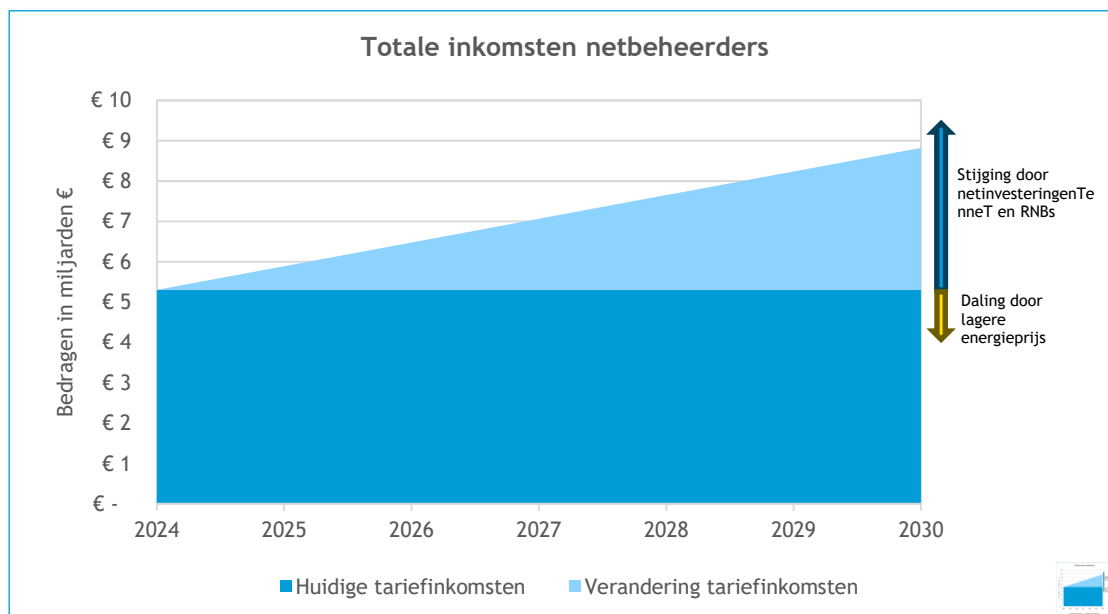
3.1 Totale netbeheerdersinkomsten 2030

In deze studie houden we rekening met de volgende twee aspecten die de netbeheerdersinkomsten bepalen: de toename in netinvesteringen en een verwachte daling van de energieprijzen richting 2030. We doen geen expliciete aannames over de toename in personeelskosten. We verwachten een totale groei van de toegestane netbeheerdersinkomsten van € 5,3 miljard in 2024 naar € 8,8 miljard in 2030. Deze stijging wordt veroorzaakt door hogere netuitbreidingen van het net op land door regionale en nationale netbeheerders (+ € 1,25 miljard), investeringen in net op zee⁵ (+ € 2,8 miljard) en dalende energiekosten (- € 0,6 miljard). Een uitgebreide toelichting hierop is opgenomen in Bijlage C.1.

Daarnaast spelen er ook andere aspecten mee die de inkomsten bepalen, zoals inflatie, renteontwikkeling, personeelskosten, etc. Ontwikkelingen in deze externe factoren laten we buiten beschouwing in deze studie. Voor de renteontwikkeling nemen we de WACC (weighted average cost of capital) uit het vernieuwde methodebesluit van de ACM binnen een nominaal afschrijvingsstelsel aan.

⁵ In deze studie nemen we de kosten van het net op zee mee in de totale netbeheerkosten. We nemen ook aan dat invoeders van wind-op-zee-energie meebetalen aan het invoedingstarief. Met de huidige wetgeving is dat niet voor de hand liggend. Zowel de Elektriciteitswet als de toelichting op de Energiewet stellen dat gebruikers van net op zee geen tarieven betalen en dat het net op zee bekostigd wordt uit algemene middelen. Kosten en tarieven van het net op zee verdienen een eigen onderzoek. De keuze om de kosten en tarieven mee te nemen in deze studie is een pragmatische keuze met voor- en nadelen en geen advies, noch vervangt het een eigen onderzoek.

Figuur 4 - Visualisatie ontwikkeling tariefinkomsten 2024 tot 2030



Deze studie gaat specifiek over een invoering van een invoedingstarief voor invoeders op een grootverbruikersaansluiting. Voor de verdeling over klein- en grootverbruikers nemen we aan dat deze verdeling van kosten gelijk is aan de huidige verhouding. Daarmee zouden kleinverbruikers € 5,1 miljard van de kosten dragen en grootverbruikers € 3,7 miljard. Mogelijk kan door een invoering van een invoedingstarief of herziening van tariefstructuur deze verdeling veranderen (dit is het resultaat van het cascaderingsprincipe).

Stijging nettarieven afnemers

De tarieven worden mede bepaald door de toename in rekenvolumina (oftewel de hoeveelheid aangesloten en hun gecontracteerde vermogen, dus zowel de gecontracteerde kWmax als kWh). Er is veel onzekerheid hierover, onder andere door netcongestie. We hebben aannames gebaseerd op de historische groei in de rekenvolumina omdat dit de best beschikbare data zijn. De stijging in netbeheerderskosten en rekenvolumina resulteert in de groei van tarieven zoals opgenomen in Tabel 3. De weergegeven cijfers zijn schattingen. De resulterende tarieven voor afnemers zijn opgenomen in Bijlage C.3.

Tabel 3 - Geschatte groei aangeslotenen en tarieven van 2024 naar 2030⁶

	Groei rekenvolumina (aantal aangeslotenen en vermogen)	Groei tarieven
Kleinverbruikers	10%	Circa 50%
RNB - grootverbruikers	13%	Circa 50%
TenneT - grootverbruikers	13%	Circa 33%

⁶ Deze studie is uitgevoerd voordat de 10-jaars prognose van de tarieven TenneT bekend is gemaakt ([Tienjaarsprognose voorspelt stijging transporttarieven vanaf 2027](#)). Daarin is richting 2030 een groei van de tarieven van circa 20% opgenomen, vooral lager door een sterkere verwachte groei van de rekenvolumina.

3.2 Verdeling kosten afnemers en invoeders

De eerste stap voor het vaststellen van de hoogte van een eventueel tarief voor invoeders is een verdeling van kosten over afnemers en invoeders. Doel is om een bedrag en corresponderend percentage vast te stellen hoe de totale inkomsten van de netbeheerders worden verdeeld over invoeders en afnemers, bijvoorbeeld 50/50% of 20/80%.

Dit bedrag zal gelijk zijn voor de vijf varianten van een invoedingstarief die een aanpassing in het transporttarief omvatten; de zesde variant omvat een aansluittarief waarbij de grens niet geldt. Bij een invoering van een invoedingstarief zal het vaststellen van deze verdeling gedetailleerd plaatsvinden als onderdeel van de Tarieencode Elektriciteit. In het Methodebesluit worden alleen de totale inkomsten vastgesteld, die vervolgens aan de hand van de Tarieencode verdeeld worden tussen afnemers en invoeders. In deze studie lichten we onze visie op de methode van verdeling van deze kosten toe in de volgende paragrafen.

3.2.1 Verdeling in relatie tot (interpretatie CE Delft) EU-grens

Voor de verdeling van de kosten tussen invoeders en afnemers geldt Europese wetgeving. Dit is een belangrijk perspectief voor de verdere keuzes in de verdeling van de kosten. Dit is toegelicht in Tekstkader 3.

Tekstkader 3 - EU-wetgeving over kosten invoedingstarief en keuze CE Delft-studie

Er is een Europees vastgestelde maximale grens (Verordening 838/2010) voor bepaalde kosten die in rekening gebracht mogen worden bij invoeders. Dit is een getal per MWh ingevoede elektriciteit en is een gemiddelde voor alle invoeders en ingevoede elektriciteit. Dit limiet geldt voor kosten die direct gekoppeld zijn aan de kosten van het net en geldt alleen voor de kosten van de nationale netbeheerders. De grens betekent dat deze specifieke kosten voor gemiddeld € 0,50 per MWh in rekening gebracht mogen worden.

Niet alle kosten vallen binnen de limiet aangezien sommige kostenposten uitgezonderd zijn: aansluittarief, ondersteunende diensten en systeemverliezen. De kosten zijn hoger door twee effecten. Ten eerste zijn er kosten van de landelijke netbeheerder buiten de EU-wetgeving die wel in rekening gebracht worden, zoals aansluitkosten, ondersteunende diensten en systeemverliezen (EU, 2010). Daarnaast geldt dat voor aangesloten op netwerken van de regionale netbeheerder dat ook kosten van de regionale netbeheerder in rekening gebracht kunnen worden.

Keuze CE Delft: We nemen in deze studie aan dat de gemiddelde kosten gelijk zijn voor alle invoeders. Dit betekent dat de totale kosten voor invoeders gemiddeld € 2,50/MWh zijn (totaal kosten binnen en buiten de grens). Het is mogelijk binnen de EU-wetgeving om meer kosten toe te rekenen aan invoeders, namelijk de kosten van de regionale netbeheerders. Dit zou betekenen dat de tarieven voor aangesloten op de netwerken van regionale netbeheerders een factor vier groter kunnen zijn. Met een andere interpretatie en verdeling van kosten is het potentieel ook mogelijk dat de kosten voor invoeders aangesloten op het netwerk van TenneT hoger zijn; zoals een andere verdeling van de kosten uitgezonderd van de EU-grens van € 0,50 /MWh.

Vertaling naar referentiescenario en gevoeligheidsanalyse

In deze studie gaan we uit van twee aannames voor de verdeling van de kosten:

1. Een uniforme verdeling gebaseerd op € 2,50 per MWh voor *alle aangeslotenen (landelijke en regionale netten)* voor de kosten die binnen de EU-grens vallen. Dit betekent dat ook aangeslotenen op de netten van regionale netbeheerders € 2,50 per MWh betalen voor de kosten binnen de grens, wat een aanname van CE Delft in deze studie is. De kosten buiten de grens worden 50/50%-verdeeld.
2. In een gevoeligheidsanalyse laten we deze aanname van € 2,50 per MWh los. Het uitvoeren van deze gevoeligheidsanalyse is bedoeld om een kwantitatieve vergelijking te kunnen maken en inzicht te bieden in de effecten van de Europese grens. Deze gevoeligheidsanalyse is niet bedoeld als advies of beoordeling van de Europese grens. Bij het loslaten van de grens gaan we uit van een a priori vastgestelde verdeling in de kosten tussen invoeders en afnemers. Deze verdeling kan bijvoorbeeld gemaakt worden op basis van kostentoekening of aangesloten vermogen. Data beschikbaar voor deze studie lieten echter niet toe deze verdeling kwantitatief te maken. Daarom gaan we in deze studie uit van een 50/50%-verdeling.

Belangrijk is om aan te geven dat dit percentage bepaalt hoeveel kosten er in totaal toegekend worden aan alle afnemers en invoeders. Het ontwerp van de tariefstructuur bepaalt welke aangeslotenen welke kosten betalen.

Het is dus noodzakelijk om de kosten te splitsen van TenneT die buiten en binnen de EU-wetgeving vallen. Daarom zijn deze kosten gesplitst voor de tarieven van TenneT van 2024. De resultaten gebaseerd op de rekenmodule tarievenbesluit zijn geaggregeerd weergegeven in Tabel 4.

Tabel 4 - Inschatting verdeling komsten TenneT 2024 aan transport- en systeemtaken

	Totale kostenverdeling
Binnen EU-wetgeving (transporttaak)	€ 0,9 miljard
Buiten EU-wetgeving (systeemtaak en energetisch)	€ 1,7 miljard
Totaal	€ 2,6 miljard

In de volgende paragrafen gaan we dieper in op de verdeling van de kosten binnen en buiten de EU-wetgeving en op welke gronden die verdeling kan plaatsvinden.

3.2.2 Toekennen kosten transporttaak

De transporttaak van de netbeheerders slaat op de plicht om elektriciteit van invoeders naar afnemers te transporteren. Hiervoor wordt een fysiek net bestaande uit netcomponenten onderhouden en gebouwd. Transport van elektriciteit schept een noodzakelijke randvoorwaarde voor invoeders om hun businesscase mogelijk te maken. Zonder het elektriciteitsnet zou elektriciteit niet naar afnemers getransporteerd kunnen worden en zou een businesscase onmogelijk zijn. Tegelijkertijd voorziet het net in de noodzakelijke behoefte van afnemers voor elektriciteit. Met andere woorden, zowel invoeders als afnemers maken gebruik van het net.

In dit onderzoek is gebleken dat een kostenverdeling van de investeringen in het net tussen afnemers en invoeders gebaseerd op een zuiver kostenveroorzakingsprincipe moeilijk is vorm te geven.

- Voor historische investeringen zijn de kosten niet met terugwerkende kracht onder te verdelen tussen invoeders en afnemers. Historisch werd het net aangelegd om elektriciteit die centraal geproduceerd werd naar de haarvaten van het net te transporteren, waar alleen afname plaatsvond. Een onderverdeling van de historische investeringen in netcomponenten voor afname of voor invoeding is daarom niet mogelijk.
- Voor toekomstige investeringen kan ook geen éénduidig onderscheid gemaakt worden tussen investeringen voor afname en voor invoeding. Een netcomponent kan voor beide gebruikt worden. In de investeringsplannen is wel sprake van typering van knelpunten, met name of een investering gemaakt wordt om een afname- dan wel een invoedingsknelpunt op te lossen. Echter, waar nu een afnameknelpunt bestaat kan in de toekomst een invoedingsknelpunt ontstaan en vice versa. Locaties kunnen dus in de tijd veranderen van typologie van afname- en invoedingsdominantie. Toekomstige investeringen kunnen daarom niet eenduidig verdeeld worden in investeringen ten behoeve van afname, of investeringen ten behoeve van invoeding.

Het toekennen van de kosten voor de transporttaak kan daarom niet uitgevoerd worden op basis van een kostenveroorzakersprincipe. De toekenning is daarom een beleidsmatige keuze. Deze keuze kan onderbouwd worden op basis van argumentatie. De toekenning blijft dus een beleidsmatige keuze.

Gezien het feit dat een onderbouwde verdeling niet mogelijk is, kiezen we in dit onderzoek voor een verdeling zonder waardeoordeel van 50/50% omdat zowel invoeders als afnemers voordelen ondervinden van het net. Deze verdeling is gebaseerd op energieverbruik (MWh): er worden evenveel MWh'ën afgenomen als ingevoerd. Een alternatieve basis is ook mogelijk, bijvoorbeeld het gecontracteerd vermogen (MW). Dat verschilt mogelijk tussen invoeding en afname. Tijdens de studie waren onvoldoende data beschikbaar om dit toe te passen.

De keuze voor een verdeling van 50/50% leidt naar verwachting tot hoge nettarieven bij invoeders en geeft inzichten in de effecten hiervan. Deze keuze is geen advies. Bij invoering van een invoedingstarief dienen beleidsmakers of de ACM een definitieve keuze voor de verdeling te maken.

3.2.3 Toekennen kosten systeemtaak en energiekosten

De systeemtaak voor TenneT bestaat uit verschillende taken zoals opgenomen in Artikel 16, tweede lid van de Elektriciteitswet. Het omvat het uitvoeren van systeemdiensten, zoals voldoende productiereservecapaciteit aanhouden om het balanceren van elektriciteit in het energiesysteem op een veilige en doelmatige wijze te waarborgen. TenneT berekent de onbalanskosten door aan de balansverantwoordelijke partijen. De kosten voor het contracteren van capaciteit wordt (via de tarieven) bij de aangeslotenen in rekening gebracht. Daarnaast hebben systeemkosten ook betrekking op het verstrekken van gegevens, samenwerking met andere netbeheerders, congestiemanagement uitvoeren en openbaar maken van informatie voor een efficiënte markt. De energiekosten van regionale en landelijke netbeheerders bestaan verder uit netverliezen en kosten voor congestiemanagement. TenneT heeft daarnaast nog kosten voor het beschikbaar houden van capaciteit om het systeem in geval van een black-out opnieuw op te kunnen starten.

Het verdelen van deze energiekosten tussen afnemers en invoeders is complex.

Grofweg bestaan er twee aspecten die de kosten opdrijven afhankelijk van het type kosten:

1. Netverliezen worden gedreven door de absolute afname en invoeding van energie, de afstand waarover energie wordt getransporteerd en de hoogte van de piekbelasting. Met toenemende belasting nemen de netverliezen kwadratisch toe.
2. Kosten door onbalans worden veroorzaakt door een mismatch tussen prognose en realiteit van zowel afname als (inflexibele) invoeding. Partijen die onbalans oplossen en hiervoor worden gecontracteerd door TenneT, verkrijgen hier ook inkomsten uit, of krijgen een vergoeding via de onbalansprijs.

Een éénduidige toedeling van de kostenverdeling tussen afnemers en invoeders voor de systeemtaak en energieverliezen is dus niet zomaar te maken. Uit gesprekken met netbeheerders is geconcludeerd dat er geen onderbouwde methode te ontwerpen is. Ook voor de systeemtaak en de energiekosten is de toekenning van kosten een beleidsmatige keuze. In dit onderzoek is gekozen voor een 50/50%-verdeling van deze kosten. Deze keuze is geen advies. Bij een eventuele invoering van een invoedingstarief dienen beleidsmakers en/of de ACM een keuze te maken voor de kostenverdeling.

3.2.4 Resultaten kostenverdeling inclusief en exclusief EU-grens

Naast de voorgenoemde overwegingen worden de kosten voor transport van elektriciteit op het transmissienet voor invoeders beperkt door EU-regelgeving. We rekenen met twee scenario's over de kostenverdeling:

1. **Kostenverdeling met uniforme grens van 2,50 €/MWh voor kosten binnen EU-wetgeving.** We nemen aan dat er voor alle aangeslotenen een tariefgrens geldt van 2,50 €/MWh voor de kosten binnen de wettelijke EU-grens. In deze studie nemen we aan dat deze grens uniform geldt voor TSO- en DSO-aangeslotenen. In werkelijkheid geldt de grens alleen voor de kosten op het net van TenneT, waardoor het mogelijk is om meer kosten toe te kennen aan invoeders. De weergegeven kosten met inachtneming van de EU-grens zijn dus niet de maximaal mogelijke kosten zonder loslaten van de grens. Een eventueel effect daarvan is beschreven in Tekstkader 4. De totale toegestane inkomsten met een tarief van 2,50 €/MWh is € 84 miljoen in 2030. Dit is gebaseerd op het verwachte opgesteld vermogen in 2030 voor verschillende type invoeders. Met de businesscasemodellering is berekend dat met een verdeling van € 84 miljoen over die aangeslotenen het gemiddeld gewogen tarief 2,50 €/MWh is. De kosten buiten de EU-grens zijn wel 50/50% verdeeld waardoor de totale toegestane inkomsten voor invoeders € 360 miljoen is. Dit zijn dus alleen de kosten voor grootverbruikers en komt overeen met 9,5% van de totale toegestane inkomsten van de netbeheerders bij grootverbruikers. De gemiddelde kosten per MW zijn daarmee ongeveer 2,50 €/MWh voor invoeders.
2. **Kostenverdeling zonder inachtneming grens van 2,50 €/MWh.** In deze studie voeren we een gevoeligheidsanalyse uit waarbij er geen EU-grens is en de kosten volledig 50%/50% verdeeld worden. Dit betekent dat de totale toegestane inkomsten bij invoeders € 1,9 miljard is.

Tabel 5 geeft een samenvatting weer van de twee scenario's. De tabel geeft de verwachte situatie in 2030. De tabel houdt rekening met de kosten van zowel de regionale netbeheerders als van TenneT (inclusief kosten voor net op zee, zie toelichting bij Paragraaf 3.1), en met de verwachte kostenstijging door investeringen tussen nu (2024) en 2030, zie hiervoor ook Paragraaf 3.1.

Tabel 5 - Resultaat verdeling kosten afnemers en invoeders voor 2030

Inkomsten netbeheerders grootverbruikers	Kosten binnen EU-grens	Kosten buiten EU-grens	Totaal	Aandeel kosten invoeders
Totale kosten grootverbruikers (TenneT en RNBs)	€ 3.195.000.000	€ 550.000.000	€ 3.745.000.000	
Kostenverdeling zonder grens - 50% invoeders	€ 1.595.000.000	€ 275.000.000	€ 1.870.000.000	50,0%
Kostenverdeling met uniforme grens van € 0,50/MWh voor kosten binnen EU-wetgeving	€ 85.000.000	€ 275.000.000	€ 360.000.000	9,5%

De verwachting bij de implementatie van een invoedingstarief is dat er grondslagerosie plaatsvindt. Dit betekent dat er minder rekenvolumina (invoeding in Nederland) zal zijn dan geprognosticeerd. Dit komt doordat partijen projecten niet realiseren, maatregelen nemen om netkosten te voorkomen zoals een lager aansluitvermogen of hun invoedingsprofiel veranderen om tot lagere netkosten te komen. Dit betekent dat de aangenomen tarieven in deze studie iets hoger liggen dan de ingeschatte toegestane kosten. Hiermee wordt voorgesorteerd op een gedragsverandering en dus grondslagerosie, zodat er gewaarborgd is dat de businesscaseanalyse geen onderschatting geeft. Er is een grondslagerosie van 5% aangenomen, dat betekent 5% minder invoedingsvolumes dan zonder invoedingstarief. Deze a priori schatting is gebaseerd op expert judgement en is op gereflekt na afronding van de analyses en interviews (zie Paragraaf 4.3.3).

Een implementatie van een invoedingstarief betekent ook dat de netkosten voor afnemers dalen. De lagere nettatarieven voor afname zijn onderdeel van de berekening van de energierekening van de afnemers (zie Hoofdstuk 7).

Tekstkader 4 - EU-grens met hogere kosten toekenning invoeders

De EU-grens van 3,50 €/MWh geldt formeel voor een gedeelte van de kosten van TenneT zoals beschreven in Paragraaf 3.2.1. Uitgangspunt van deze studie is dat deze grens ook gehanteerd wordt voor aangeslotenen op het net van de regionale netbeheerders en toekenning van specifieke kosten aan invoeders en afnemers. Het is echter mogelijk om een groter gedeelte van de regionale netbeheerderskosten toe te kennen aan invoeders en de verdeelsleutel tussen invoeders en afnemers anders vorm te geven. Een korte analyse is gedaan voor een verdeling van de kosten van de regionale netbeheerders met een 50/50%-verdeling tussen invoeders en afnemers. In dit geval betalen de invoeders in totaal 27% van alle kosten.

Voor aangeslotenen op het net van regionale netbeheerder gaan dan hogere tarieven gelden, een eerste schatting is dan zo'n 4 tot 5x hoger. Dit geldt dan voor vermogens onder ongeveer 80 MW, oftewel vooral voor zon-pv, wind op land en mogelijk wks en batterijen.

Voor bij TenneT-aangesloten invoeders kan een andere verdeling van de kosten tussen afnemers en invoeders mogelijk ook resulteren in hogere tarieven voor invoeders.

3.3 Cascadering

Cascadering omvat het principe dat netvlakken meebetalen aan de andere netvlakken waar zij kosten veroorzaken. Voor afname betekent dit dat bijvoorbeeld kleinverbruikers meebetalen aan het MS- en HS-netwerk. Het cascaderingsprincipe is gebaseerd op een verdeelsleutel. Voor netvlakken boven het MS-niveau geldt de kWmax als verdeelsleutel, zoals beschreven in Artikel 3.6.4 in Tarieencode elektriciteit (ACM, 2022). Voor een netvlak wordt bepaald hoeveel van de kWmax-belasting wordt veroorzaakt in het netvlak zelf en

welk deel door vraag in het lagere netvlak. Als deze verhouding 30/70% is worden de kosten ook 30/70% verdeeld. Voor netvlakken vanaf MS en lager wordt de verdeling gebaseerd op cascadering op het totale saldo van energie (kWh).

Voor invoeding dient ook de cascadering van de kosten in de verschillende netvlakken plaats te vinden. De bepaling van de cascaderingsmethodiek valt buiten de scope van dit onderzoek. Er was tijdens het onderzoek geen methode beschikbaar. We geven hierna een aantal mogelijkheden weer, waar verder eigen onderzoek voor nodig is:

- **Vast tarief voor alle aangeslotenen invoeders:** Onafhankelijk van het netvlak betalen alle partijen hetzelfde tarief per tariefdrager. Dus één universeel tarief voor de verschillende netvlakken.
- **Geen cascadering:** Aangeslotenen betalen alleen de gesocialiseerde kosten voor hun eigen netvlak en betalen dus niet mee aan andere netvlakken.
- **Cascadering volgens cascaderingsverhouding afnemers:** Er wordt geen nieuwe cascaderingsberekening vastgesteld, maar dezelfde verhouding gebruikt als bij afnemers.
- **Cascadering met eigen verdeling:** Verdeling van de kosten met nieuwe cascaderingsregels, eventueel gebaseerd op andere rekenregels en tariefdragers (kW/kWh).

Een complexiteit bij cascadering voor invoeding is dat de invoedingsstromen zowel van hoog naar laag als andersom lopen, maar op verschillende momenten. Tijdens de zomer zijn er momenten met extreme lokale opwek, die via hoger gelegen netvlakken in Nederland verbruikt worden. Er zijn richting 2030 bijvoorbeeld momenten waarbij het LS-net elektriciteit invoedt op het hogere netvlak volgens prognoses in het Energietransitiemodel. De stroom loopt dan van de lokale netten naar hoger gelegen netvlakken. Op momenten met weinig lokale opwek wordt er wel netto stroom verbruikt in het lokale LS- en MS-net welke wordt geleverd door de invoeders op het HS-net. Er stroomt dan dus elektriciteit van de hogere netvlakken naar de lagere netvlakken.

Ondanks deze complexiteit is het evident dat er voor een invoedingstarief een directe relatie tussen de verschillende netvlakken bestaat en dat cascadering terecht is. Hoe echter de cascadering plaatsvindt en via welke verdeelsleutel (kW en kWh) is niet eenvoudig. Ook voor afname speelt een bredere discussie over hoe cascadering plaats moet vinden en zijn er grote verschillen tussen Europese landen (ACER, 2023). De ACER doet hier ook een suggestie voor een verdere specificering van de cascaderingskosten afhankelijk van de impact van een aangeslotene op de hogere netvlakken.

Voor het invoedingstarief is er nu geen data publiekelijk beschikbaar of beschikbaar gesteld voor deze studie. Ook voor afname is geen (publieke) data beschikbaar ter onderbouwing van de cascadering van kosten om eventuele analyses op te baseren. Afhankelijk van hoe deze verhoudingen (in kW of kWh) tussen netvlakken zijn, worden de kosten verdeeld. Voor deze studie is aangenomen dat de cascadering gelijk is aan de afname nettarieven; oftewel de verhouding in tarieven tussen LS-, MS- en HS-aangesloten zijn gelijk voor invoeders als voor afnemers. De aanname is daarom gestoeld op het principe dat, net zoals voor afname, aangeslotenen het bovenliggende net nodig hebben. Een aangesloten invoeder op het MS-netvlak heeft hogere netvlakken nodig voor levering aan partijen buiten de directe omgeving en de hogere netvlakken zijn bijvoorbeeld ook nodig voor het handhaven van de balans tussen vraag en aanbod. Bij een eventuele invoering van het invoedingstarief kan ervoor gekozen worden een specifiekere analyse te doen voor het opstellen van een andere verdelingsleutel van de kosten via een cascaderingssystematiek.

3.4 Tariefdragers (kWmax, kWcontract en kWh)

De Nederlandse transporttarieven kennen voor afnemende grootverbruikers drie tariefdragers: het kW-contract voor je gecontracteerde waarde voor het hele jaar, de kWmax voor de gemeten piek per maand⁷ en een kWh per afgenomen hoeveelheid energie. Per tariefdrager geldt een bepaald tarief afhankelijk van het netvlak en de netbeheerder. De netkosten van de aangeslotenen worden bepaald door de tariefdragers te vermenigvuldigen met wat een aangesloten partij heeft afgenomen.

Voor afname geldt voor aangeslotenen boven het spanningsniveau 20 kV geen kWh tariefdrager. Op de netvlakken hieronder is deze kWh-tariefdrager er voor grootverbruikers wel en worden de totale kosten voor een groot gedeelte bepaald door deze tariefdrager. De onderliggende argumentatie is dat de netkosten in de hogere netvlakken veroorzaakt worden door de absolute piek (kW) terwijl de kosten in lagere netvlakken gedreven worden door de totale vraag (kWh).

Tabel 6 - Verdeling kosten tussen tariefdrager voor een MS- en HS-aangeslotenen (Tarievencode vanaf art.3.7.5.)

Tariefdrager	Afne­mers MS (incl. MS/LS)	Afne­mers HS (incl. TS, HS/MS en TS/MS)
kWcontract	25%	50%
kWmax	25%	50%
kWh	50% ⁸	0%

De vraag is of eenzelfde verhouding tussen deze drie tariefdragers terecht is bij een invoedingstarief. Een verdiepende analyse naar een eventuele verdeling tussen de drie tariefdragers is in deze studie niet opgenomen. In zijn algemeenheid is het van belang dat de tariefdragers ook de daadwerkelijke kosten reflecteren. De kWmax en kWcontract vertegenwoordigen de kosten die ontstaan door piekbelasting op het elektriciteitsnet en de vaste kosten die door het gecontracteerd vermogen veroorzaakt worden. Dit zijn bijvoorbeeld de vereiste infrastructuurkosten. De kWh-component kan deze ook weergeven als het totale energieverbruik als tariefbasis wordt aangenomen. Daarnaast kan beargumenteerd worden dat de kWh-tariefcomponent de onderdelen zou kunnen omvatten die vooral bepaald worden door het energieverbruik of -invoeding. Een voorbeeld is het netverlies, waarbij een directe link is tussen de totale afname en invoeding en de hoeveelheid netverlies.

Aangezien in deze studie geen analyse is opgenomen over de verdeling van de totale kosten over deze drie tariefdragers voor een invoedingstarief, is dezelfde verhouding aangenomen als bij afnemers.

⁷ Voor aangeslotenen met max. 600 vollasturen wordt rekening gehouden met de gemeten piek per week.

⁸ Percentage hier genoemd volgens tarievencode, wijkt af per aangeslotenen afhankelijk van het belastingsprofiel.

3.5 Varianten invoedingstarief

In deze studie zijn zes varianten ontworpen en doorgerekend van een invoedingstarief.

De zes varianten zijn:

1. Uniform invoedingstarief.
2. Invoedingstarief gedifferentieerd naar moment.
3. Invoedingstarief gedifferentieerd naar locatie.
4. Invoedingstarief gedifferentieerd naar moment en locatie met kWmax en kWcontract als tariefdragers.
5. Invoedingstarief gedifferentieerd naar moment en locatie met kWh als tariefdrager.
6. Aansluittarief met beperkt diepe en diepe netinvesteringen.

Er zijn meer varianten mogelijk. Deze zes varianten geven samen inzichten in de verschillende aspecten van een invoedingstarief en hun effecten. Hoewel de varianten zelf dus niet exhaustief zijn, kunnen op basis van deze zes varianten samen wel in de breedte inzichten en lessen getrokken worden.

Tekstkader 5 - Aannames tariefdifferentiatie voor het transporttarief

Een belangrijke eerste aanname is de differentiatie die gehanteerd wordt in de varianten. Het voorstel van Netbeheer Nederland voor het tijdsafhankelijke tarief gaat uit van alleen een differentiatie op de kWmax-tariefdrager. De laagste wegingsfactor is 0,6. Het kWcontract omvat ongeveer 50% van de nettarieven, wat betekent dat een wegingsfactor van 60% op de kWmax-tariefdrager betekent dat de totale wegingsfactor circa 80% is.

Voor invoeding zien we argumenten om tot een meer uitgesproken differentiatie te komen. De gelijktijdigheid van netbelasting is lager. In de varianten met een locatiedifferentie wordt gestuurd op zeer gunstige gebieden waar opwek tot geen of beperkte additionele kosten leidt. Daarom is een grotere differentiatie te beargumenteren. In zijn algemeenheid is een groter effect van een tarief te verwachten bij een grotere differentiatie en kan het effect van een invoedingstarief dus beter onderzocht worden met een grotere tariefdifferentiatie.

De kosten van de kWcontract vertegenwoordigen in principe de transportkosten voor de aansluiting op het net en de kWmax voor de kosten van transport. Het is de vraag of voor invoeding een differentiatie op alle tariefdragers te beargumenteren is of dat een andere verdeling over tariefdragers kostenreflectief is.

Het effect daarvan wordt onderzocht in een gevoeligheidsvariant waarin er alleen een kWmax-tariefdrager is en geen kWcontract.

3.5.1 Uniform invoedingstarief

In deze eerste variant betaalt elke invoeder een uniform tarief voor zowel kWmax als kWcontract. De kosten worden verdeeld tussen de afnemers en invoeders en bepalen daarmee de kosten voor het invoedingstarief. De tarieven zijn zo bepaald dat de totale inkomsten van de netbeheerders opgebracht door invoeders dus € 360 miljoen zijn in 2030.

Tabel 7 - Geschatte tarieven voor invoeders 2030 met uniform invoedingstarief rekening houdend met uniforme grens van € 0,50/MWh

Transporttarief componenten	Invoeders MS	Invoeders Trafo HS+TS/MS	Invoeders HS	Invoeders HS	Invoeders EHS	Eenheid
kWcontract per jaar	€ 2,26	€ 2,84	€ 1,46	€ 4,35	€ 3,59	€/kW/jaar
kWmax per maand	€ 0,27	€ 0,33	€ 0,15	€ 0,45	€ 0,41	€/kW/maand
kWh-tarief normaal	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€/kWh

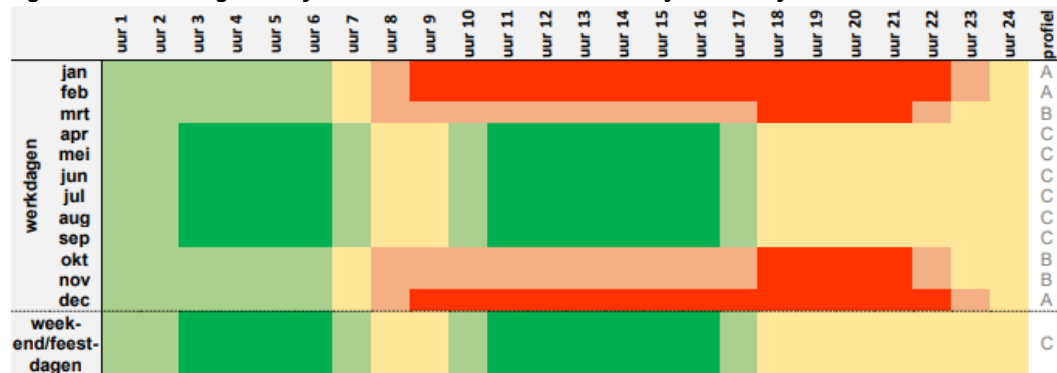
3.5.2 Invoedingstarief gedifferentieerd naar moment van gebruik

In deze variant wordt de tariefstructuur gebaseerd op het moment waarop de capaciteit gebruikt wordt. Dit geldt enkel voor de kWmax-component; de kWcontract-component is tijdsafhankelijk. Voor deze variant gelden dezelfde overwegingen als in het voorstel voor tijdsafhankelijke tarieven van Netbeheer Nederland voor afname (Netbeheer Nederland, 2023), toegelicht in Tekstkader 6.

Tekstkader 6 - Vormgeving tijdsafhankelijk transporttarief

Netbeheer Nederland heeft in 2023 een voorstel gedaan voor een tijdsafhankelijk tarief voor HS- en EHS-aangeslotenen. Dit voorstel omvat ‘kWmaxgewogen’ als nieuwe tariefdrager bepaald door een tijdsvenster en wegingsfactor. Er zijn vijf tarieftijdsvensters vastgesteld die gerelateerd zijn aan de verwachte netbelasting. Het tijdsvenster bepaalt een wegingsfactor van het gemeten vermogen. Tarieftijdsvenster 1 (rood) heeft een wegingsfactor 1. Tarieftijdsvenster 2 heeft een wegingsfactor van 0,9 waardoor het gemeten vermogen een factor $((1/0,9)-1)=11\%$ hoger mag liggen dan een piek in Tarieftijdsvenster 1. Een piek wordt dus vermenigvuldigd met de wegingsfactor van het moment, wat resulteert in het gewogen vermogen. Op basis van de gewogen piek wordt gefactureerd.

Figuur 5 - Vaststelling tarieftijdsvensters voorstel NBNL afname tijdafhankelijke tarieven



Bron: (Netbeheer Nederland, 2023).

Enkele keuzes en eigenschappen zoals toegelicht in het voorstel van Netbeheer Nederland zijn input voor keuzes in deze studie (Netbeheer Nederland, 2023):

Statisch: Dit tijdsafhankelijke tarief is statisch in plaats van dynamisch vanwege de uitvoerbaarheid en implementatiekosten bij de netbeheerder. Daarnaast is voor een dynamisering verdere digitalisering bij aangeslotenen vereist en zou er minder voorspelbaarheid zijn voor aangesloten op de langere termijn.

Locatie: Er is geen locatiedifferentiatie opgenomen vanwege hogere complexiteit, over het algemeen grote gelijktijdigheid in de afnamepieken op het net van TenneT, en omdat het op sommige netdelen vooral invoedingspieken veroorzaakt. Vanwege deze argumenten is er voor afname nettarieven geen aanleiding voor differentiatie vanuit het kostenveroorzakingsprincipe.

Frequentie herziening: De differentiatie en tijdsvensters worden vastgelegd in de Tarievcodes elektriciteit, waardoor er meerjarige zekerheid is over de vormgeving van de tariefstructuur.

Netvlakken EHS en HS: De nieuwe tariefsystematiek geldt alleen voor EHS en HS. Voor regionale netbeheerders geldt dit tarief nog niet om eerst inzicht te krijgen in de prikkel voor efficiënt netgebruik. Piekmomenten in regionale netten verschillen meer van moment tot moment en zijn lastiger te voorspellen, onzekerheid in regulering volumes bij regionale netbeheerders en onzekerheid over flexibiliteit bij RNB-aangeslotenen.



Voor deze studie is nagedacht over verschillende vormen van een invoedingstarief gedifferentieerd naar moment. Dit zijn:

1. Statische wegingsfactoren met differentiatie per uur op jaarniveau: De wegingsfactoren hebben één standaard profiel dat gelijk is voor elke dag.
2. Statische wegingsfactoren met differentiatie per uur op maandniveau: De wegingsfactoren hebben een maand hetzelfde profiel.
3. Dynamische prijzen per uur: Netbeheerder maakt prognoses day-ahead en stelt wegingsfactoren per uur daarop vast. Hierbij moet gelden dat zowel het netniveau waarop de klant is aangesloten én de bovenliggende netniveaus worden meegenomen, of er in ieder geval gewaarborgd wordt dat er niet nieuwe pieken ontstaan op hogere netvlakken.

De afweging van deze verschillende varianten gaat om verschillende factoren: uitvoerbaarheid netbeheerder, de netimpact en dat het transparant en toepasbaar is voor aangesloten. Aangezien dit één nationaal tarief is moet het tarief de juiste prikkel geven voor alle netvlakken. Voor afname heeft TenneT geconcludeerd dat er een profiel op te stellen is aangezien de netbelasting op de hoogste netvlakken op de meeste locaties een vergelijkbaar profiel heeft. Uit de profielen aangeleverd door de netbeheerders voor opwek zien we echter een zeer grote differentiatie in netbelasting, dit wordt verder toegelicht in Paragraaf 3.5.4. Dit maakt het erg lastig één uniform tarief vorm te geven.

Er is uiteindelijk gekozen om een tarief op te stellen met statische wegingsfactoren per uur met differentiatie per maand. Dit om te corrigeren voor maandelijkse verschillen maar wel een simpel tarief te ontwikkelen. Het uiteindelijke profiel is gebaseerd op de totale elektriciteitsproductie in Nederland van 2023 van ENTSO-E data (ENTSO-E, lopend). Deze methode komt overeen met hoe TenneT het profiel voor afname heeft opgesteld.

Het profiel is opgesteld door het gemiddelde te nemen van de minimale netbelasting van alle dagen in een maand, waarbij onderscheidt is gemaakt tussen week- en weekenddagen. Op weekenddagen is de vraag lager en is het netbelastingsprofiel dus anders. Het resulterende profiel is weergegeven in Tabel 8 en de wegingsfactoren in Tabel 9. Rood betekent momenten met veel invoeding en dus een hogere wegingsfactor, groen een lage hoeveelheid invoeding en dus een lagere wegingsfactor. De momenten met de meeste invoeding zijn in de wintermaanden op momenten met veel vraag en overdag in de zomer met momenten met veel zon-pv-productie.

Tabel 8 - Vormgeving invoedingstarief: invoedingstarief gedifferentieerd naar moment

Algemeen	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green
2	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green
3	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green
4	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green
5	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green
6	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green
7	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green
8	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green
9	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green
10	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green
11	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green
12	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green
Weekend	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green



Tabel 9 - Wegingsfactoren voor kWmaxgewogen voor invoedingstarief gedifferentieerd naar moment

Kleur	Wegingsfactor
	1,0
	0,8
	0,6
	0,4
	0,2

De vormgeving van dit tarief en de businesscaseanalyse van de invoeders is gebruikt om de hoogte van de nettarieven te bepalen zodat de totale inkomsten van de netbeheerders kloppen. De tarieven zijn hoger per kW dan bij een uniform invoedingstarief. Door de wegingsfactoren die op of onder de 1 liggen is de kWmaxgewogen lager voor veel invoeders in sommige maanden. Hierdoor zijn de 'rekenvolumina' (de totale hoeveelheid kWmax die de netbeheerder in rekening brengt) lager en dus het tarief hoger, aangezien de inkomsten gelijk moeten blijven.

Tabel 10 - Geschatte tarieven voor invoeders 2030 met tijdsgedifferentieerd invoedingstarief rekening houdend met EU-grens van 0,50 €/MWh

Transporttarief-componenten	Invoeders MS	Invoeders Trafo HS+TS/MS	Invoeders TS	Invoeders HS	Invoeders EHS	Eenheid
kWcontract per jaar	€ 2,46	€ 3,14	€ 1,61	€ 4,81	€ 3,96	€/kW/jaar
kWmax per maand	€ 0,29	€ 0,36	€ 0,17	€ 0,50	€ 0,45	€/kW/maand
kWh-tarief normaal	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€/kWh

We identificeren de volgende aandachtspunten bij (een eventuele invoering van) deze tariefvariant:

- Het invoedingspatroon kan veranderen door een ander vraagprofiel en door een andere energiemix. De vraag is of dit profiel toekomstbestendig is en hoeveel variatie er ontstaat. Deze variatie betekent ook iets voor op welk niveau het profiel van de wegingsfactoren wordt vastgelegd: in de Tarievencode of dat het jaarlijks in het tarievenbesluit wordt vastgesteld.
- Een andere afweging voor het niveau waar het profiel wordt vastgesteld is hoe veranderlijk het is voor aangeslotenen; zij zullen een voorkeur hebben voor een langjarig vaststaand profiel zodat er duidelijkheid is.

3.5.3 Invoedingstarief gedifferentieerd naar gebruikslocatie

In de derde variant is het tarief niet afhankelijk van de tijd waarop het net gebruikt wordt, maar van de locatie waarop wordt ingevoerd. Op locaties waar er een overschot aan afname bestaat geldt er een lager tarief. Omgekeerd geldt er voor locaties met een overschot aan invoeding een hoog tarief.

Een eerste ontwerpkeuze in deze variant van het tarief is op welke manier er differentiatie in locaties wordt gemaakt:

1. Differentiatie aangesloten netcomponent op invoeding, afname, beide.
2. Differentiatie aangesloten netcomponent op invoeding, afname, beide en rekening houden met de belastingsituatie: kosten variëren afhankelijk van het type belasting-dominantie.

3. Differentiatie naar typische invoedingsgebieden; dus ‘zon’, ‘wind op zee’, ‘wind op land’, ‘centrales’, ‘batterijen’. De prijsstelling zou dan per type gebied kunnen verschillen.
4. Differentiatie naar afstand dat elektriciteit getransporteerd moet worden.

Er is gekozen voor een tariefvariant in deze studie met differentiatie in drie gebieden: invoedinggedomineerd, afnamegedomineerd en beide. Het toedelen van gebieden naar deze categorieën is een uitdaging, een toedeling naar type invoeders is zeker meerjarig een uitdaging. Gebieden zijn ingedeeld gebaseerd op de piekbelasting. Als de piekbelasting voor invoeding 50% groter is dan voor afname, is een gebied ingedeeld als invoedinggedomineerd en andersom. Deze indeling is kwalitatief gekozen zodat voldoende onderscheid is tussen gebieden, en zodat de verdeling van invoeders tussen gebieden niet nul is. Er is voor 2030 een inschatting gemaakt van de totale hoeveelheid opgesteld vermogen per typering (meer informatie in Bijlage B.2).

De verhouding in tarieven over de drie type gebieden is:

- invoedinggedomineerd: 100% van het tarief;
- afnamegedomineerd: 20% van het tarief⁹;
- invoeding- en afnamegedomineerd: 60% van het tarief.

De hoogte van de tarieven zijn opgenomen in Tabel 11.

Tabel 11 - Ingeschatte tarieven per type gebied voor tarief met locatiedifferentiatie

Transporttarief-componenten		Invoeders MS	Invoeders Trafo HS+TS/MS	Invoeders TS	Invoeders HS	Invoeders EHS	Eenheid
Invoedingsgebied	kWcontract per jaar	€ 2,59	€ 3,30	€ 1,69	€ 5,05	€ 4,16	€/kW/jaar
	kWmax per maand	€ 0,31	€ 0,38	€ 0,18	€ 0,52	€ 0,47	€/kW/maand
	kWh-tarief normaal	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€/kWh
Afnamegebied	kWcontract per jaar	€ 0,52	€ 0,66	€ 0,34	€ 1,01	€ 0,83	€/kW/jaar
	kWmax per maand	€ 0,06	€ 0,08	€ 0,04	€ 0,10	€ 0,09	€/kW/maand
	kWh-tarief normaal	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€/kWh
Invoedings- en afnamegebied	kWcontract per jaar	€ 1,56	€ 1,98	€ 1,01	€ 3,03	€ 2,50	€/kW/jaar
	kWmax per maand	€ 0,19	€ 0,23	€ 0,11	€ 0,31	€ 0,28	€/kW/maand
	kWh-tarief normaal	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€/kWh

We identificeren de volgende aandachtspunten bij (een eventuele invoering van) deze tariefvariant:

- Een belangrijke keuze is voor welke termijn de classificering van een gebied wordt vastgesteld. Dit kan definitief in een Tarievenblad, periodiek in het Methodebesluit, tweejaarlijks via de scenario's van de investeringsplannen of jaarlijks bij het vaststellen van de tarieven. Dit is een afweging tussen de veranderende netsituatie en de zekerheid voor aangeslotenen.
- Sturing op locatie kan ook in een aansluittarief. Dit is als zesde variant opgenomen in deze studie.

⁹ In afnamegedomineerd gebied is de wegingsfactor niet nul omdat ook in een afnamegedomineerd gebied een invoeder gebruik maakt van het net en dus kosten veroorzaakt.

3.5.4 Invoedingstarief gedifferentieerd naar zowel moment van gebruik als gebruikslocatie

In de vierde variant worden Variant 2 en 3 gecombineerd, zodat de tarieven zowel tijds- als locatieafhankelijk zijn. Dezelfde voorwaarden gelden voor de differentiatie naar tijd en locatie zoals uitgewerkt voor Variant 2 en 3.

Uit een data-analyse van veel verschillende stations van regionale en landelijke netbeheerders blijkt een grote differentiatie in het profiel van de netbelasting. Dit is logischerwijs vooral afhankelijk van de opgestelde vermogens van de invoeders en afnemers. In deze variant nemen we dus aan dat de netbeheerders gebieden classificeren gebaseerd op de dominante techniek. De verschillende technieken hebben namelijk verschillende tijdsafhankelijke profielen. Afhankelijk van de classificatie van een gebied geldt een ander profiel van de wegingsfactoren. De profielen van deze wegingsfactoren zijn voor zon-pv en wind op land weergegeven in Tabel 12 en Tabel 13, de overige in Bijlage C.5.1.

Tabel 12 - Vormgeving invoedingstarief: invoedingstarief gedifferentieerd naar moment voor zon-pv-gebied

Zon-pv-gebied	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green
2	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green
3	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green
4	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green
5	Green	Green	Green	Green	Green	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green
6	Green	Green	Green	Green	Green	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Green	Green	Green	Green	Green	Green
7	Green	Green	Green	Green	Green	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Green	Green	Green	Green	Green	Green
8	Green	Green	Green	Green	Green	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Green	Green	Green	Green	Green	Green
9	Green	Green	Green	Green	Green	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Green	Green	Green	Green	Green	Green
10	Green	Green	Green	Green	Green	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Green	Green	Green	Green	Green	Green
11	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green
12	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green
Weekend	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red

Tabel 13 - Vormgeving invoedingstarief: invoedingstarief gedifferentieerd naar moment voor wind op land-gebied

WoL-gebied	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1	Red	Red	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
2	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
3	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
4	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
5	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
6	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
7	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
8	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
9	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
10	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
11	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
12	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red
Weekend	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red



De grenzen zijn bepaald afhankelijk van hoeveel netbelasting er is. In deze gebieden met wind op land is er dus op alle uren een relatief hogere netbelasting waardoor er nooit een donkergroen blok is. Het profiel is gebaseerd op meerdere stationsdata van verschillende netbeheerders.

Het tarief is op zo'n manier vastgesteld dat de totale inkomsten gelijk zijn aan de toegestane inkomsten bij invoeders en zijn weergegeven in Tabel 14.

Tabel 14 - Transporttarief voor invoedingstarief gedifferentieerd naar moment van gebruik en locatie

Transporttarief-componenten	Invoeders MS	Invoeders Trafo HS+TS/MS	Invoeders HS	Invoeders HS	Invoeders EHS	Eenheid
kWcontract per jaar	€ 2,41	€ 3,04	€ 1,56	€ 4,65	€ 3,84	€/kW/jaar
kWmax per maand	€ 0,29	€ 0,35	€ 0,16	€ 0,48	€ 0,44	€/kW/jaar

3.5.5 kWh-tarief gedifferentieerd naar moment van gebruik als gebruikslocatie

De vijfde variant kent sterke overeenkomsten met Variant 4, er is namelijk differentiatie in zowel tijd als locatie. Echter is er geen kWcontract- en kWmax-tariefdrager, maar alleen een kWh-tariefdrager. De rationale achter zo'n tariefvariant is dat het daarmee mogelijk is voor invoeders om deze tariefprikkel mee te nemen in de marginale prijzen, en de kosten makkelijker door te berekenen naar de klanten.

Er is voor gekozen het kWh-tarief te ontwerpen met zowel tijds- en locatiedifferentiatie. Hiervoor is gekozen omdat het logisch is een tijdsdifferentiatie plaats te laten vinden bij de kWh-tariefdrager zodat er sturing kan plaatsvinden. Er is daarnaast gekozen voor de complexere variant met locatieafhankelijkheid omdat in Variant 2 al geconcludeerd is dat een tijdsafhankelijk profiel lastig op te stellen is voor heel Nederland; er zijn te grote regionale verschillen zoals blijkt uit de zeer verschillende schema's met wegingsfactoren voor Variant 4.

Het tarief volgt dezelfde profielen als Variant 4. Er zijn daarbij vijf gebieden: zon-pv-gedomineerd, wind-op-landgedomineerd, wind-op-zeegedomineerd, overige gebieden en afnamegedomineerde gebieden. De profielen per typering zijn opgenomen in Bijlage C.5.1.

De tarieven zijn per wegingsfactor zo bepaald dat de totale geschatte inkomsten weer overeenkomen met de totale toegestane inkomsten. Hieruit volgen de tarieven zoals weergegeven in Tabel 15.

Tabel 15 - Prijsstelling per wegingsfactor voor kWh-tarief gedifferentieerd naar moment en locatie (alle netvlakken)

Wegingsfactor	Prijs per MWh
1	€ 2,86
0,8	€ 2,28
0,6	€ 1,71
0,4	€ 1,14
0,2	€ 0,57

3.5.6 Aansluittarief met diepe aansluitkosten

De zesde variant wijkt af van de overige varianten. De eerste vijf varianten omvatten het transporttarief, dit is het periodieke tarief voor het gebruik van het elektriciteitsnet. Daarnaast betalen aangeslotenen een ‘eenmalig aansluittarief’ op het moment dat hun aansluiting op het elektriciteitsnet wordt gerealiseerd. Voor aangeslotenen tot 10 MW is dit een gestandaardiseerd tarief. Voor aangeslotenen hierboven is dit een tarief gebaseerd op de daadwerkelijke kosten van het individuele project. In de huidige situatie betalen zowel afnemers als invoeders dit tarief.

Een éénmalig aansluittarief kan ook sturen op locatie en is een prijsprikkel op het moment dat een aangeslotene een keuze maakt voor de locatie van het project. Een locatieafhankelijk transporttarief is een prikkel tijdens het gebruik en raakt ook aangeslotenen die al gevestigd zijn op een locatie. Mogelijk is een locatieprikkel via het aansluittarief dus een directere en meer kostenreflectieve prikkel.

Het doel van een herziening van het aansluittarief is dat het beter de daadwerkelijke kosten reflecteert die gepaard gaan met het realiseren van de aansluiting. Nu worden alleen de aansluitkosten naar het dichtstbijzijnde netvlak in rekening gebracht. Het is echter ook mogelijk om ‘diepe’ aansluitkosten in een aansluittarief mee te nemen. Dit zijn verzwaringen in het net van de netbeheerder die vereist zijn om de aangeslotenen van transport te voorzien. Het effect van deze kosten overhevelen naar het aansluittarief is dat de netbeheerder op die manier een deel van zijn kosten direct terugverdient. De kosten voor netverzwaring worden nu eerst gesocialiseerd in het transporttarief. Met een aansluittarief worden ze niet langer gesocialiseerd. Hierdoor daalt het transporttarief voor alle aangeslotenen.

De Engelse toezichthouder maakt onderscheid in verschillende diepe netinvesteringen. Diepe netinvesteringen definieert we als de investeringen tot twee netvlakken hoger. Beperkt diepe netinvesteringen (shallowish) omvatten de netinvesteringen tot een netvlak hoger. Daarbij geldt een bepaalde limitering voor één component. Een aangeslotene betaalt dus niet voor een netverzwaring van bijvoorbeeld Limburg naar Rotterdam, maar alleen voor de eerste kabel en/of het eerste transformatorstation. Een keuze in tot welke diepte netinvesteringen worden meegenomen kan nog gemaakt worden in een later stadium. Het is daarbij onder andere van belang om te analyseren tot op welk niveau kosten daadwerkelijk toegekend kunnen worden aan de aangeslotenen op onderliggende netvlakken.

Een vraagstuk is het toekennen van de kosten van een netverzwaring naar de aangeslotenen. Een netverzwaring wordt niet uitgevoerd voor één partij, maar is een combinatie van alle huidige aangeslotenen, nieuwe en verwachte toekomstige aangeslotenen. Als een partij een 5 MW-aansluiting aanvraagt, verzwart de netbeheerder een onderstation met bijvoorbeeld 100 MW. Het is niet kostenreflectief om alle kosten van dat station in rekening te brengen bij de 5 MW-aangeslotenen. We nemen daarom aan dat deze partij 5/100 van de netverzwaring dient te betalen; de kosten die in verhouding staan met zijn aansluitcapaciteit. De netbeheerder heeft dan meer kosten gemaakt voor dat station en die kan hij niet op dat moment in rekening brengen, maar alleen als er meer transportvermogen wordt aangevraagd. Dit betekent dat er een omzetriscico is voor de netbeheerder en mogelijk een financieringsrisico voor netverzwaringen. Een mogelijkheid is dat het gedeelte van de netverzwaringen dat niet via het aansluittarief vergoed wordt, alsnog gesocialiseerd wordt in het transporttarief. Als er nieuw vermogen ‘verkocht’ wordt en de netbeheerder inkomsten verkrijgt via het aansluittarief, dan kan hiervoor een correctie in de tariefsystematiek opgenomen worden. Dit betekent een extra rekenstap in de jaarlijkse tarievenbesluit met additionele correcties.



De locatiesturing hangt dan vervolgens af van of er netverzwaring nodig is voor een partij. In deze studie nemen we aan dat de kostenverschillen afhankelijk zijn van of een partij zich in een invoeding-, afname- of gemend gebied wil vestigen. De aannames per gebied zijn:

- **Invoedingsgedomineerd gebied:** De volledige kosten van de diepe netinvesteringen worden toegekend aan de invoeder; het net wordt namelijk primair verzwaard voor invoeding.
- **Afnamegedomineerd gebied:** Geen kosten van de diepe netinvesteringen worden toegekend aan de invoeder; het net wordt namelijk primair verzwaard voor afname.
- **Gemengd gebied:** 50% van de kosten van de diepe netinvesteringen worden toegekend aan de invoeder; het net wordt verzwaard voor zowel afname als voor invoeding dus worden de kosten verdeeld.

Aannames studie over aansluittarief met diepe netinvesteringen

In deze studie is niet vast te stellen per project dat tot 2030 wordt gerealiseerd wat de daadwerkelijke kosten voor het aansluittarief zijn. We baseren ons daarom op kengetallen van netbeheerders voor netverzwaring. Bij een aanpassing van het aansluittarief kan ervoor gekozen worden om te rekenen met daadwerkelijke kosten of net zoals in deze studie met uniforme kengetallen. Er lijkt een voorkeur te zijn bij stakeholders voor dat tweede. De kengetallen die in deze studie zijn gehanteerd voor netverzwaringen zijn opgenomen in Tabel 16. De getallen per kW worden gebruikt om de totale diepe netinvesteringen te bepalen voor een aansluiting. Deze getallen zijn gevalideerd door de netbeheerders.

Tabel 16 - Investerings per netvlak, bewerking CE Delft gebaseerd op input netbeheerders

Investering per netvlak	Vermogen - indicatief (kW)	Investering - indicatief (€)	Investering per kW (€/kW)
EHS/HS-station	500.000	€ 130.000.000	€ 260
HS-kabel	500.000	€ 50.000.000	€ 100
HS/MS-station	200.000	€ 32.000.000	€ 160
MS-net	5.000	€ 1.700.000	€ 340

Per casus zijn aannames gemaakt welke netverzwaring onder ‘diepe’ en ‘beperkt-diepe’ netverzwaring vallen. Dit is afhankelijk van het aansluitpunt van de netaansluiting. Hieruit volgen de kosten per kW-aansluitvermogen voor de hogere netvlakken. De kosten per casus zijn weergegeven in Tabel 17. In welke mate deze kosten toegekend worden aan de invoeders hangt dus er dus vanaf of het gebied invoeding- of afnamegedomineerd is, zoals in voorgaande paragraaf beschreven.

Tabel 17 - Aannames over netverzwaring bij 'diepe' en 'beperkt diepe' netinvesteringen

Casus	Aansluitpunt van net-aansluiting	Beperkt diepe netinvesteringen (+1 netvlak)		Diepe netinvesteringen (+2 netvlakken)	
		Toegekende netverzwaring	Investerings per kW	Toegekende netverzwaring	Investerings per kW
Wind op zee	EHS-station	EHS-station bij aanlandingspunt	€ 260	EHS-station bij aanlandingspunt	€ 260
Wind op land	HS/MS-station	HS/MS-station	€ 160	HS/MS-station + HS-kabel + EHS/HS-station	€ 520
Zon op land + verbruik	MS-kabel	MS-kabel en HS/MS-station	€ 500	MS-kabel, HS/MS-station, HS-kabel en EHS/HS-station	€ 860
Zon op land	HS/MS-station	HS/MS-station	€ 160	HS/MS-station + HS-kabel + EHS/HS-station	€ 520
Gascentrale	EHS-station	EHS-station bij aansluitpunt	€ 260	EHS-station bij aansluitpunt	€ 260
Batterij	HS/MS-station	Lokaal HS/MS-station	€ 160	HS/MS-station, HS-kabel en EHS/HSstation	€ 520

Om het effect van het aansluittarief te vergelijken met de transporttariefvarianten worden de kosten bij de berekening van de businesscases (zie Hoofdstuk 4) vertaald naar jaarlijkse kosten en vervolgens naar jaarlijkse kosten per MWh. Hiervoor zijn een WACC en afschrijf-termijn per techniek aangenomen, weergegeven in Tabel 18.

Tabel 18 - Parameters voor vertaling aansluitkosten naar jaarlijkse kosten

Casus	WACC	Afschrijftermijn	Capital recovery factor (factor voor berekenen jaarlasten)
Wind op zee	5,80%	20	8,6%
Wind op land	5,80%	15	10,2%
Zon op land + verbruik	5,80%	15	10,2%
Zon op land	5,80%	15	10,2%
Gascentrale	5,80%	20	8,6%
Batterij	5,80%	10	13,5%

3.6 Gevoeligheidsanalyses varianten invoedingstarief

In deze studie zijn drie gevoeligheidsanalyses geanalyseerd. Deze analyses zijn uitgevoerd voor de eerste vijf varianten van het invoedingstarief; de varianten met een aanpassing in het transporttarief.

Alleen kWmax-tariefdrager

In de varianten van het invoedingstarief nemen we twee tariefdragers aan in lijn met huidige tarieven voor afnemers: kWcontract en kWmax. De kWcontract-tariefdrager wordt bepaald door het gecontracteerde transportvermogen. De kWmax-tariefdrager wordt bepaald door de maandelijkse vermogenspiek. Een scenario wordt doorgerekend met alleen een kWmax-tariefdrager waardoor deze kostencomponent dus groter is. Dit kan vooral voor

invoeders met verschillende piekvermogens per maand een verschil betekenen. De resulterende tarieven voor Variant 1 van het invoedingstarief zijn opgenomen in Tabel 19 en de overige resulterende tarieven zijn opgenomen in Bijlage C.5.4.

Tabel 19 - Tarieven voor referentiescenario en gevoeligheidsanalyse voor alleen kWmax-tariefdrager

	Invoeders MS	Invoeders Trafo HS+TS/MS	Invoeders TS	Invoeders HS	Invoeders EHS	Eenheid
Referentie: Uniform invoedingstarief - kWmax- en kWcontract-tariefdrager						
kWcontract per jaar	€ 1,76	€ 2,88	€ 1,48	€ 4,41	€ 3,63	€/kW/jaar
kWmax per maand	€ 0,21	€ 0,33	€ 0,15	€ 0,46	€ 0,41	€/kW/maand
kWh-tarief normaal	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€/kWh
Gevoeligheidsanalyse: Uniform invoedingstarief - kWmax-tariefdrager						
kWcontract per jaar	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€/kW/jaar
kWmax per maand	€ 0,377	€ 0,596	€ 0,275	€ 0,819	€ 0,742	€/kW/maand
kWh-tarief normaal	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€/kWh

Negatief nettatarief voor invoeders in afnamegebieden

Een mogelijkheid bij de invoering van het tarief is om de sturingsprikkel te vergroten door een grotere kostendifferentiatie. In de referentievarianten wordt gerekend met een prijsdifferentiatie van 0,2 tot 1,0. In deze gevoeligheidsanalyse wordt gerekend met een differentiatie van -0,6 tot 1,0. Hierbij wordt het verschil tussen de twee opeenvolgende stappen dubbel zo groot als bij de referentievarianten, met andere woorden stappen van 0,4 in plaats van 0,2 worden toegepast. Voor Variant 4 en 5 zijn de wegingsfactoren weer gegeven in Tabel 20. Voor Variant 2 geldt dan in gebieden met invoedingsgedomineerd de wegingsfactor 1 is, in gebieden die invoedings- en afnamegedomineerd is de wegingsfactor 0,2 en in gebieden die afnamegedomineerd zijn -0,6.

Tabel 20 - Wegingsfactoren gevoeligheidsanalyse voor Varianten 2, 4 en 5

Classificatie uren	Wegingsfactor - referentie	Wegingsfactor - gevoeligheidsanalyse
Rood	1,0	1,0
Oranje	0,8	0,6
Geel	0,6	0,2
Lichtgroen	0,4	-0,2
Donkergroen	0,2	-0,6

De exacte tarieven voor een invoedingstarief met negatieve prijzen zijn opgenomen in Bijlage C.5.4.

Verdeling kosten zonder EU-limiet

In Paragraaf 3.2 zijn onze aannames over de uitwerking van de totale kosten tussen invoeders en afnemers opgenomen. De kosten bij een verdeling van 50/50% over afnemers en invoeders aannemen, zoals beschreven in Paragraaf 3.2. Dit betekent dat de totale toegestane inkomsten € 1.870.000.000 zijn in plaats van € 360.000.000.

De tarieven zijn dus een factor 5 hoger. De tariefaanname voor de variant met een uniform tarief zijn als voorbeeld opgenomen in Tabel 21 en de overige tarieven voor deze gevoeligheidsvariant zijn opgenomen in Bijlage C.5.4.

Tabel 21 - Tarieven voor referentiescenario en gevoeligheidsanalyse voor alleen kWmax-tariefdraager

	Invoeders MS	Invoeders Trafo HS+TS/MS	Invoeders TS	Invoeders HS	Invoeders EHS	Eenheid
Referentie: Uniform invoedingstarief - kWmax- en kWcontract-tariefdraager						
kWcontract per jaar	€ 1,76	€ 2,88	€ 1,48	€ 4,41	€ 3,63	€/kW/jaar
kWmax per maand	€ 0,21	€ 0,33	€ 0,15	€ 0,46	€ 0,41	€/kW/maand
kWh-tarief normaal	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€/kWh
Gevoeligheidsanalyse: Uniform invoedingstarief zonder EU-grens						
kWcontract per jaar	€ 9,25	€ 15,14	€ 7,75	€ 23,16	€ 19,10	€/kW/jaar
kWmax per maand	€ 1,11	€ 1,75	€ 0,81	€ 2,40	€ 2,18	€/kW/maand
kWh-tarief normaal	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€/kWh

4 Impact op kosten invoeders

In dit hoofdstuk beschrijven we de effecten van verschillende varianten van een invoedingstarief op de netkosten van invoeders, veranderende inkomsten op energiemarkten en de gedragsverandering die daardoor plaatsvindt.

Het hoofdstuk is opgebouwd uit vier delen:

- Paragraaf 4.1 illustreert de kosten waarmee invoeders te maken krijgen bij invoering van verschillende varianten van een invoedingstarief. We illustreren de effecten in het hoofdrapport aan de hand van twee typen invoeders: wind op land en gascentrales. De beschrijving van de effecten op de businesscases voor andere typen invoeders is opgenomen in Bijlage E met hetzelfde detailniveau. Deze opsplitsing is gemaakt om de lengte van het hoofdrapport te beperken. In Paragraaf 4.1.2 beschrijven we de vergelijking tussen alle zes geanalyseerde typen invoeders.
- Paragraaf 4.2 beschrijft de resultaten van de interviews met marktpartijen.
- Paragraaf 4.3 beschrijft het vaststellen van scenario's gebaseerd op de interviews en additionele analyses.
- Paragraaf 4.4 sluit het hoofdstuk af met een reflectie op de grondslagerosie die optreedt door de gedragsverandering van invoeders.

4.1 Illustratie kosten invoedingstarief voor invoeders

Voor alle varianten, cases, gebieden en gevoeligheidsanalyses heeft CE Delft een inschatting gemaakt van de verandering (delta) in de businesscases van de invoeders. Hiervoor zijn de kosten van het invoedingstarief meegenomen en de opbrengsten door verkoop van elektriciteit op de day-aheadmarkt. De volgende figuren geven de resultaten grafisch weer. De resultaten van wind op land en gascentrales worden weergegeven in dit hoofdstuk, de andere cases staan in Bijlage E. Het zichtjaar is telkens 2030.

Interpretatie figuur

De tariefvarianten staan op de x-as. De y-as toont links de kosten in € per MWh en rechts de kosten als percentage van de inkomsten. Er is gerekend met productieprofielen en de verwachte hoogte van de tarieven, dit is om varianten en casussen te vergelijken vertaald naar een bedrag per MWh-ingevoede elektriciteit. De rechteras toont de relatieve kosten ten opzichte van de baten. De uurlijkse prijzen in 2030 zijn bepaald met een modellering van de day-aheadmarkt. Hieruit volgen de totale inkomsten voor een casus wat ook vertaald kan worden naar een bedrag per MWh. Het percentage kosten komt dus overeen met het bedrag per MWh op de linkeras.

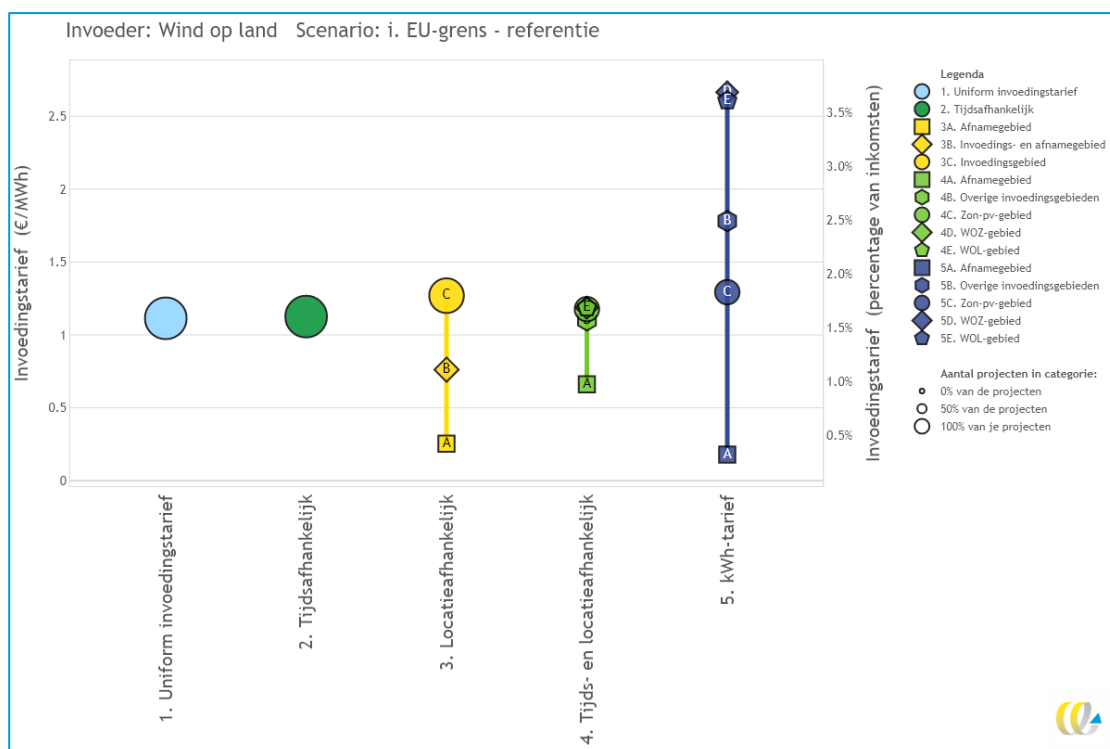
De gekleurde markers geven de gemiddelde kosten voor één jaar weer. In tariefvarianten met een locatieafhankelijkheid (Varianten 2, 4 en 5) geven de verschillende markers de kosten weer op verschillende locaties (bijvoorbeeld afnamegedomineerd, invoedinggedomineerd en beide). De grootte van de markers geeft aan welk aandeel van de assets naar onze schatting in elk van de typen locaties terechtkomt.

Resultaten

De belangrijkste resultaten uit Figuur 6 zijn:

- **Globaal beeld:** Het jaargemiddelde uniforme en tijdsafhankelijke tarief liggen dicht bij elkaar. Het locatieafhankelijke tarief heeft een enige spreiding, dus duidelijke verschillen in invoedingstarief per type locatie. De kWh-tariefvariant heeft een grotere spreiding dan de kW-tegenganger en valt voor invoedingsgebieden per MWh hoger uit.
- **Tijdsafhankelijkheid:** De maandelijkse variatie is groot door de variatie in de ingevoede MWh per maand (alle varianten) en voor tarieven met een tijdsafhankelijk component (Varianten 3, 4 en 5) door de variatie in kosten per maand door verschil in het aantal ingevoede kWmax. Voor de kWh-variant is de variatie klein, doordat het effect van het aantal ingevoede kWmax wegvalt.
- **Locatieafhankelijkheid:** Bij tariefvarianten met een locatieafhankelijkheid is er een duidelijke spreiding tussen de verschillende typen locaties. Gemiddelde jaarkosten in afnamegebieden zijn lager dan in andere gebieden. In Variant 4 zijn de verschillen tussen de verschillende subtypen invoedingsgebieden kleiner dan in Variant 5.

Figuur 6 - Vergelijking kosten (€/MWh en als percentage van inkomsten) van wind op land voor verschillende varianten van het invoedingstarief



Resultaten gevoeligheidsanalyses

Figuur 7 toont de vergelijking van de verschillende gevoeligheidsanalyses die we uitgevoerd hebben voor de verschillende varianten van het invoedingstarief.

Interpretatie figuur

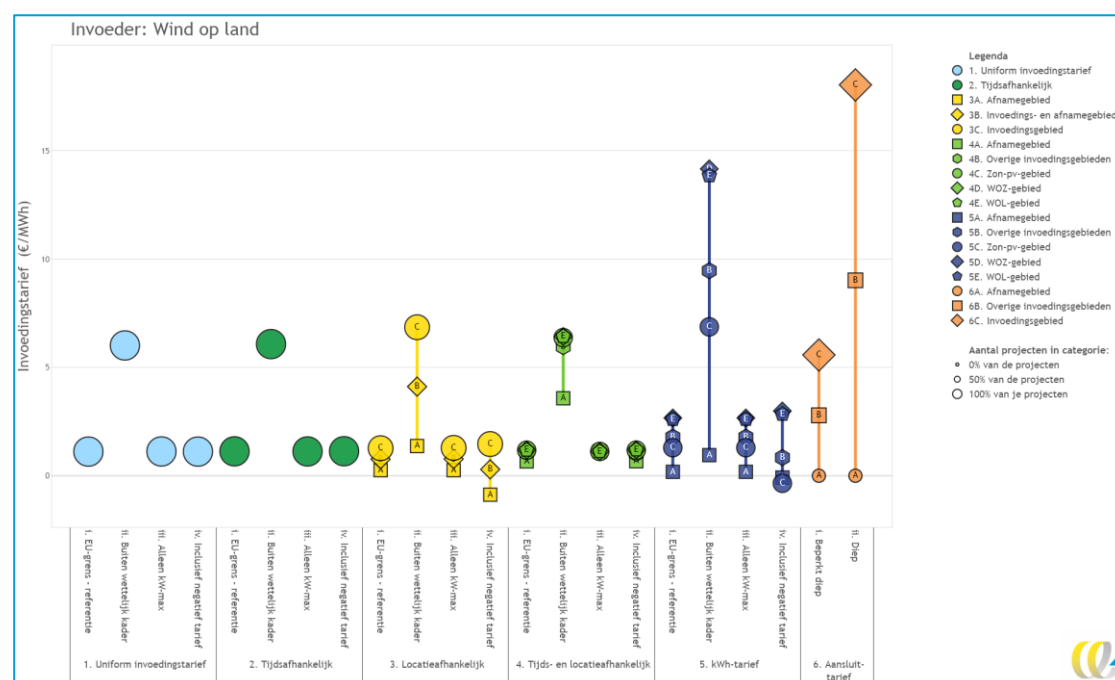
Figuur 7 is opgebouwd op dezelfde manier als Figuur 6. Per variant (kleursmarkers) zijn nu vier resultaten weergegeven: voor de referentie met de grens en drie gevoeligheidsanalyses. Voor leesbaarheid zijn de minima en maxima per maand niet weergegeven, alleen de jaargemiddelde kosten.

Resultaten

De belangrijkste resultaten uit Figuur 7 zijn:

- **Buiten wettelijk kader:** Bij de aannahme van het loslaten van de een uniform maximumbedrag van maximaal 0,50 €/MWh (plus wettelijke uitzonderingen) nemen we aan dat de kosten 50/50% tussen invoeders en afnemers verdeeld worden. Dit leidt tot aanzienlijk hogere kosten voor invoeders dan onder de EU-grens. Dit geldt voor alle varianten van het invoedingstarief.
- **Alleen kWmax:** In de referentie worden de tariefkosten verdeeld over een kWmax- en een kWcontract-component. Wanneer de kWcontract-component wordt losgelaten en alle kosten alleen via de kWmax-component verdeeld worden, leidt dit voor wind op land tot ongeveer gelijke jaarlijkse tarieven. Dit geldt voor alle tariefvarianten.
- **Inclusief negatief tarief:** Bij deze variant zijn de wegingsfactoren aangepast, waardoor de laagste wegingsfactor -20% is in plaats van 20%. Dit leidt zoals verwacht tot lagere gemiddelde jaarkosten in onder andere afnamegedomineerde gebieden. Het gemiddeld effect is echter beperkt.
- **Aansluittarief:** Als alternatief voor transportafhankelijke tarieven hebben we ook een (eenmalig) aansluittarief opgenomen. In de resultaten geven we twee subvarianten: aansluittarief waarbij beperkt diepe aansluitkosten in rekening gebracht worden, en een subvariant waarbij diepe aansluitkosten in rekening gebracht worden. In beide subvarianten vallen de kosten in de invoedingsgebieden en gemengde gebieden aanzienlijk hoger uit dan in andere tariefvarianten.

Figuur 7 - Vergelijking gevoeligheidsanalyses



Nettarief per MW-netaansluiting

In Tabel 22 is het nettatarief weergegeven per MW-netaansluiting. Voor de wind op land-casus zijn er veel verschillende varianten relevant, dit type invoeding kan in verschillende gebieden plaatsvinden. Het hoogste transportafhankelijk invoedingstarief komt voor bij de tijds- en locatieafhankelijke kWh-variant in een WoZ (aanlandings)gebied, namelijk 7.800 €/MW. Verder is te zien dat bij afnamegebieden de tarieven het laagst liggen. Transportonafhankelijke varianten komen ook per MW-netaansluiting aanzienlijk hoger uit dan transportafhankelijke varianten.

Tabel 22 - Het invoedingstarief per MW-netaansluiting van de wind op land-casus

Tariefvariant	Type gebied	Nettarief per MW (€ per MW per jaar)
1. Uniform invoedingstarief	Alle	3.300
2. Locatieafhankelijk	Invoedingsgebied (75%)	3.800
	Invoedings- /afnamegebied (17%)	2.300
	Afnamegebied (8%)	800
3. Tijdsafhankelijk	Niet-locatieafhankelijk	3.300
4. Tijds- en locatieafhankelijk	Afname (8%)	1.900
	Overige (24%)	3.200
	Zon-pv (38%)	3.500
	WoZ aanlandingsgebied (11%)	3.500
	WoL (19%)	3.500
5. kWh tijds- en locatieafhankelijk	Afname (8%)	500
	Overige (24%)	5.200
	Zon-pv (38%)	3.800
	WoZ aanlandingsgebied (11%)	7.800
	WoL (19%)	7.600
6A. Aansluittarief beperkt diep	Invoedingsgebied (75%)	16.400
	Invoedings- /afnamegebied (17%)	8.200
	Afnamegebied (8%)	0
6B. Aansluittarief diep	Invoedingsgebied (75%)	53.000
	Invoedings- /afnamegebied (17%)	26.500
	Afnamegebied (8%)	0

4.1.1 Illustratie 2: Gascentrales

Resultaten referentie (binnen huidige wettelijke EU-kader)

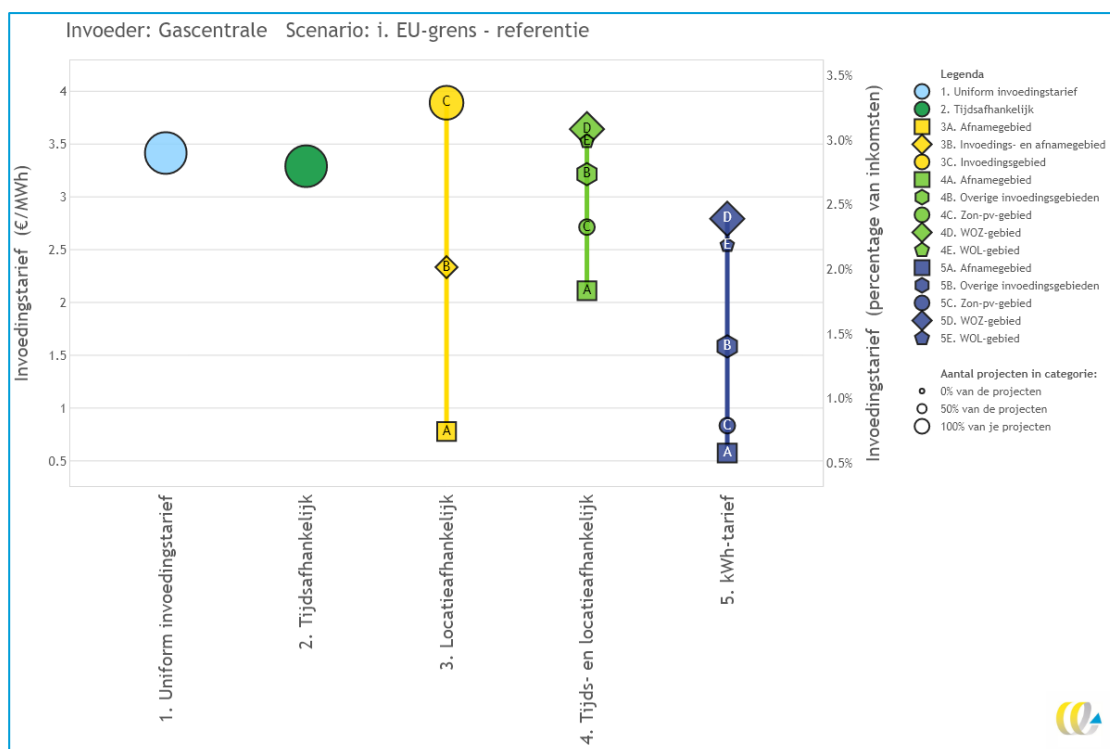
Fout! Verwijzingsbron niet gevonden. toont de vergelijking van de kosten van een invoedingstarief voor verschillende varianten van het invoedingstarief voor een gascentrale. In de figuur wordt het jaargemiddelde tarief getoond, maandelijkse variatie is dus niet zichtbaar in de figuur. De interpretatie is hetzelfde als voor Figuur 6.

Resultaten

De belangrijkste resultaten uit **Fout! Verwijzingsbron niet gevonden.** zijn:

- **Globaal beeld:** Het jaargemiddelde uniforme en tijdsafhankelijke tarief liggen dicht bij elkaar. Het locatieafhankelijke tarief heeft een grote spreiding, dus grote verschillen in invoedingstarief per type locatie. De kWh-tarief variant ligt lager dan de tijds- en locatieafhankelijke variant voor alle typen locaties.
- **Tijdsafhankelijkheid:** De maandelijkse variatie (niet zichtbaar in deze figuur) is groot door de variatie in de ingevoede MWh per maand (alle varianten) en voor tarieven met een tijdsafhankelijk component (Varianten 3, 4 en 5) door de variatie in kosten per maand door verschil in het aantal ingevoede kWmax. Voor de kWh-variant is de variatie klein, doordat het effect van het aantal ingevoede kWmax wegvalt en het aantal kWh relatief gelijkmatig verdeeld is over de maanden.
- **Locatieafhankelijkheid:** Bij tariefvarianten met een locatieafhankelijkheid is er een duidelijke spreiding tussen de verschillende typen locaties. Gemiddelde jaarkosten in afnamegebieden zijn aanzienlijk lager dan in andere gebieden. In Varianten 4 en 5 zijn de verschillen tussen de verschillende subtypen invoedingsgebieden kleiner.

Figuur 8 - Vergelijking kosten (€/MWh en als percentage van inkomsten) van gascentrale voor verschillende varianten van het invoedingstarief



Resultaten gevoeligheidsanalyses

Figuur 9 toont de vergelijking van de verschillende gevoeligheidsanalyses die we uitgevoerd hebben voor de verschillende varianten van het invoedingstarief.

Interpretatie figuur

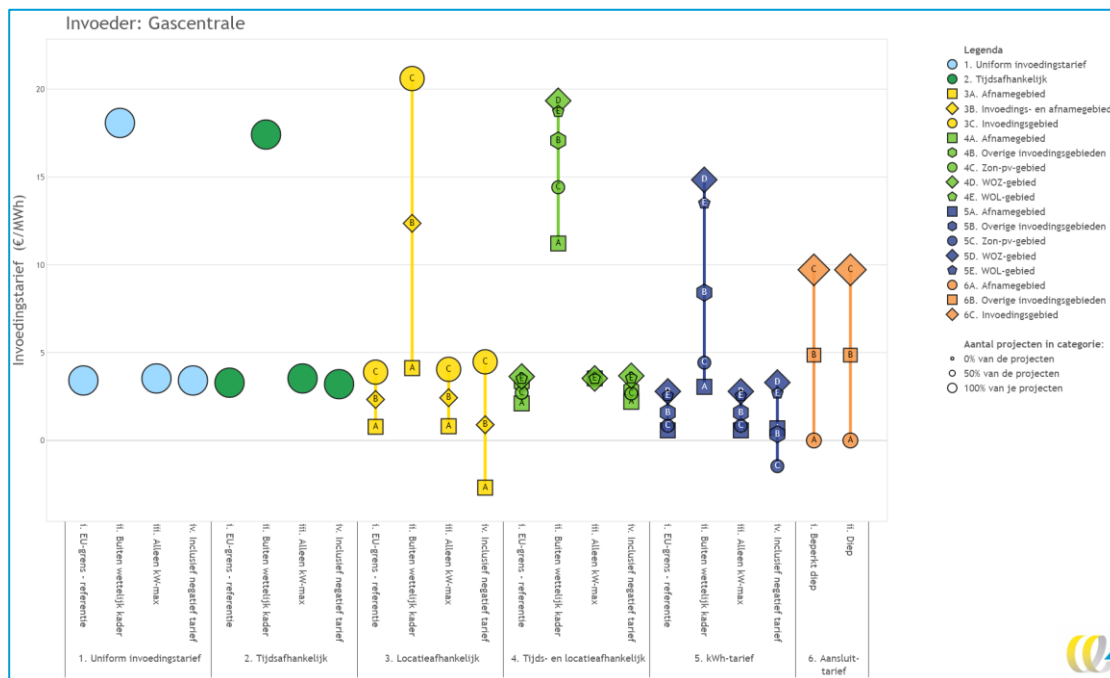
Figuur 9 is opgebouwd op dezelfde manier als Figuur 6 en **Fout! Verwijzingsbron niet gevonden..** Per variant (kleur-markers) zijn nu vier resultaten weergegeven: voor de referentie met de EU-grens en drie gevoeligheidsanalyses. Voor leesbaarheid zijn de minima en maxima per maand niet weergegeven, alleen de jaargemiddelde kosten.

Resultaten

De belangrijkste resultaten uit Figuur 9 zijn:

- **Buiten wettelijk kader:** Bij het loslaten van de Europese grens van maximaal 0,50 €/MWh (plus wettelijke uitzonderingen) nemen we aan dat de kosten 50/50% tussen invoeders en afnemers verdeeld worden. Dit leidt tot aanzienlijk hogere kosten voor invoeders dan onder de EU-grens. Dit geldt voor alle varianten van het invoedingstarief.
- **Alleen kWmax:** In de referentie worden de tariefkosten verdeeld over een kWmax- en een kWcontract-component. Wanneer de kWcontract-component wordt losgelaten en alle kosten alleen via de kWmax-component verdeeld worden, leidt dit voor de gas-centrale tot ongeveer gelijke jaarlijkse tarieven. Dit geldt voor alle tariefvarianten.
- **Inclusief negatief tarief:** Bij deze variant zijn de wegingsfactoren aangepast, waardoor de laagste wegingsfactor -20% is in plaats van 20%. Dit leidt zoals verwacht tot lagere gemiddelde jaarkosten in onder andere afnamegedomineerde gebieden. Het gemiddeld effect is echter beperkt.
- **Aansluittarief:** Als alternatief voor transportafhankelijke tarieven hebben we ook een aansluittarief opgenomen. In de resultaten geven we twee subvarianten: aansluittarief waarbij beperkt diepe aansluitkosten in rekening gebracht worden, en een subvariant waarbij diepe aansluitkosten in rekening gebracht worden. Beide varianten zijn qua hoogte in tarief gelijk aan elkaar. De diepe en beperkt diepe aansluitkosten komen voor gascentrales op hetzelfde neer omdat ze op het hoogspanningsnet worden aangesloten.

Figuur 9 - Vergelijking gevoeligheidsanalyses



Nettarief per MW-netaansluiting

In Tabel 23 is het nettatarief weergegeven per MW-netaansluiting. Voor de gascentrale zijn er veel verschillende varianten relevant, dit type invoeding kan in verschillende gebieden plaatsvinden. Het hoogste transportafhankelijke invoedingstarief komt voor bij de locatieafhankelijke variant in een invoedingsgebied, namelijk € 9.004/MW. Verder is te zien dat bij afnamegebieden de tarieven het laagst liggen. Transportonafhankelijke varianten komen ook per MW-netaansluiting aanzienlijk hoger uit dan transportafhankelijke varianten.

Tabel 23 - Het invoedingstarief per MW-netaansluiting van de gascentrale-casus

Tariefvariant	Type gebied	Nettarief per MW (€ per MW per jaar)
1. Uniform invoedingstarief	Alle	7.800
2. Locatieafhankelijk	Invoedingsgebied (71%)	9.000
	Invoedings-/afnamegebied (11%)	5.400
	Afnamegebied (18%)	1.800
3. Tijdsafhankelijk	Niet-locatieafhankelijk	7.600
4. Tijds- en locatieafhankelijk	Afname (18%)	4.900
	Overige (30%)	7.400
	Zon-pv (6%)	6.300
	WoZ (45%)	8.400
	WoL (1%)	8.100
5. kWh tijds- en locatieafhankelijk	Afname (18%)	1.300
	Overige (30%)	3.600
	Zon-pv (6%)	1.900
	WoZ (45%)	6.400
	WoL (1%)	5.800

Tariefvariant	Type gebied	Nettarief per MW (€ per MW per jaar)
6. Aansluittarief diep/beperkt diep	Invoedingsgebied (71%)	22.300
	Invoedings-/afnamegebied (11%)	11.200
	Afnamegebied (18%)	0

4.1.2 Vergelijking type invoeders

Figuur 10 en Figuur 11 tonen de vergelijking van de verschillende gevoeligheidsanalyses die we uitgevoerd hebben voor de verschillende invoeders. Figuur 10 doet dit voor Variant 4 (tijds- en locatieafhankelijk tarief met kW als tariefdrager). Figuur 11 toont Variant 5 (tijds- en locatieafhankelijk tarief met kWh als tariefdrager).

Interpretatie figuur

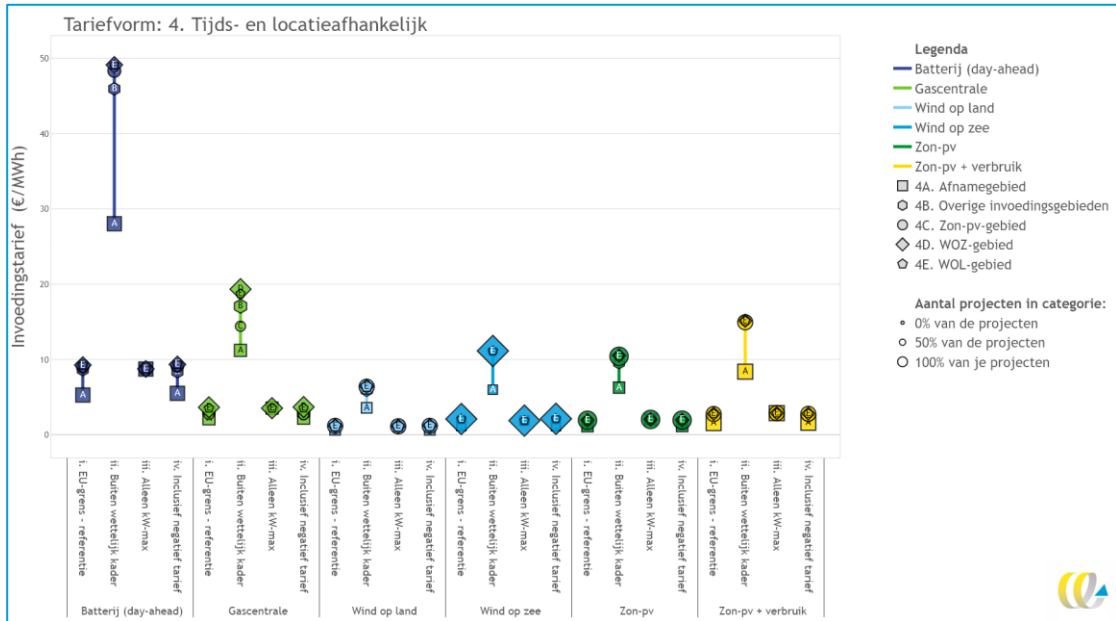
Figuur 10 en Figuur 11 zijn op een gelijkaardige manier opgebouwd als Tabel 8. In de x-as staan verschillende casussen invoeders, met per invoeder de resultaten van de gevoeligheidsanalyses (zoals ook in Figuur 9).

Resultaten

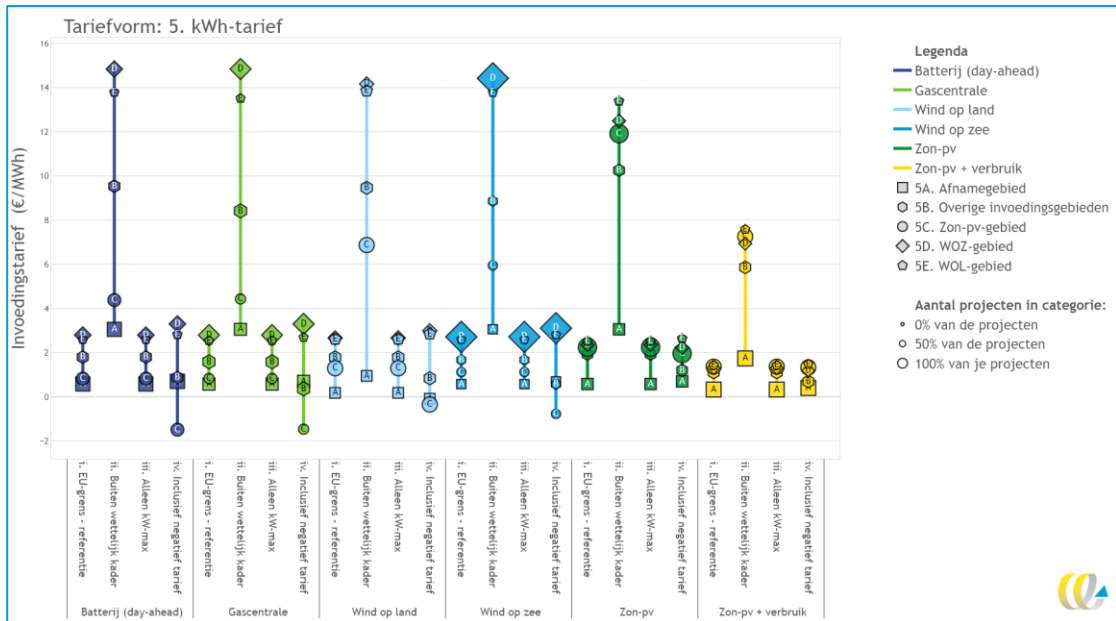
De belangrijkste resultaten uit Figuur 10 en Figuur 11 zijn:

- **Variatie tussen typen invoeders bij kW-tariefdragers:** Er is een duidelijke variatie in de resultaten voor de verschillende typen invoeders in Figuur 10. Batterijen (day-ahead-gestuurd) betalen per MWh aanzienlijk meer dan andere invoeders. Dat komt om twee redenen, ten eerste omdat we batterijsturing op dagvoortprijzen hebben aangenomen, zonder optimalisatie op invoedingstarieven. Ten tweede voeden batterijen relatief minder MWh in, waardoor de prijs per MWh hoger uitkomt aangezien deze berekend wordt op basis van kWmax en kWcontract in de tariefvariant in Figuur 10. Deze variatie is veel kleiner op basis van kWh als tariefdrager.
- **Trends gevoeligheidsanalyses vergelijkbaar tussen invoeders:** De resultaten van gevoeligheidsanalyses zoals hierboven beschreven gelden in grote lijnen voor alle casussen invoeders.

Figuur 10 - Vergelijking verschillende casussen invoeders voor één tariefvariant (voorbeeld Variant 4)



Figuur 11 - Vergelijking verschillende casussen invoeders voor één tariefvariant (voorbeeld Variant 5)



4.2 Algemene inzichten gedragsverandering uit interviews

Deze paragraaf geeft een samenvatting weer van de inzichten uit de interviews. De paragraaf geeft dus de input van marktpartijen weer, en niet per se de visie van CE Delft.

Om de gedragsverandering van invoeders bij verschillende varianten van het invoedingstarief te bepalen, hebben we in deze studie enerzijds interviews uitgevoerd met marktpartijen, en anderzijds een modellering toegepast. De interviews geven vooral inzicht in de gedragsverandering op locatieprikkel. De modellering geeft inzicht in gedragsverandering op de tijdsprikkel.

Tekstkader 7 - Geïnterviewde partijen

De interviews zijn gehouden met batterijexploitanten (Lion Storage, Semper Power), ontwikkelaars/beheerders van gascentrales (Engie, RWE), ontwikkelaars/beheerders van windparken op zee (RWE, Shell), ontwikkelaars/beheerders van windparken op land (Agrowind, Eneco) en ontwikkelaars/beheerders van zon-pv (Eneco, KiesZon).

Uit de interviews is herhaaldelijk naar voren gekomen dat projectontwikkelaars en investeerders de businesscase van een opwek- of opslagproject bekijken als één geheel. In zijn algemeenheid is het voor geïnterviewde partijen daarom moeilijk om de effecten van één factor - het invoedingstarief - afzonderlijk te analyseren. De meerderheid van de geïnterviewde partijen benoemen dat de context voor investeringen de afgelopen jaren verslechterd is, door onder andere stijgende materiaal- en energiekosten, onzekerheden in beleidsrichtingen en economische ontwikkelingen, stijging van rentes, enz. Aangezien een invoedingstarief extra kosten met zich meebrengt, wordt het in de bestaande context door veel partijen gezien als “de laatste druppel die een businesscase doet omvallen”. Daarnaast vinden de geïnterviewde partijen de zekerheid en duidelijkheid van een nieuw tarief van groot belang, ook ingegeven door de door hen beschreven onzekere investeringscontext.

De variant met het aansluittarief heeft daarom vaak de voorkeur boven de andere varianten, omdat bij deze variant er geen effect is op bestaande projecten en voor nieuwe projecten de kosten a priori duidelijk zijn, waarbij ze bovendien niet tijdens de looptijd van een project kunnen veranderen.

De geïnterviewde partijen bekijken de varianten en gevoeligheidsanalyses op een opvallend andere manier dan de karakteristieken die benadrukt worden door de vormgeving van de varianten zelf. De belangrijkste karakteristieken die uit meerdere interviews naar voren komen zijn:

- **Doorberekening invoedingstarief als marginale kosten:** De geïnterviewde invoeders maken een onderscheid tussen varianten met een kW-tariefdrager en het aansluittarief enerzijds en de variant met kWh als tariefdrager anderzijds. De variant met kWh als tariefdrager wordt gezien als operationele kosten. Deze kWh-kosten kunnen in sommige gevallen rechtstreeks doorgerekend worden naar de klant, bijvoorbeeld bij afsluiting van nieuwe contracten of als de invoeder prijszettend is op de markt. In andere gevallen, zoals bijvoorbeeld bij bestaande PPA's¹⁰, kan dat niet. De kosten van het invoedingstarief met kW als tariefdrager of vormgegeven als aansluittarief kunnen niet eenduidig per MWh uitgedrukt worden, en dus volgens de invoeders niet doorberekend

¹⁰ PPA's worden volgens ABN AMRO Research voor 5 à 20 jaar afgesloten, dus bestaande PPA's blijven doorwerken in het zichtjaar 2030. (ABN Amro, 2022)



worden als marginale kosten. Dit is het grootste onderscheid tussen de kW-tarieven en aansluittarief enerzijds, en het kWh-tarief anderzijds. Dit verschil overschaduwet daarmee ook veruit de verschillen tussen kW_{max} alleen en kW_{max} en kW_{contract} als tariefdragers.

- **Maximale kosten doorslaggevend:** Geïnterviewde partijen geven aan dat bij locatie-afhankelijke tariefvarianten met verschillende kosten voor verschillende typen gebieden, investeerders altijd kijken naar de worst case om risico's te minimaliseren. Ook voor projecten die in een goedkoper afnamegebied is het onzeker of het type gebied niet in de loop der tijd verandert, waardoor hogere tarieven betaald moeten worden. Dit zou voorkomen kunnen worden door gebieden of projecten definitief in een bepaalde categorie te plaatsen, dit resulteert echter in een minder sterke en mogelijk averechtse prikkel. Uitgaan van de hoogste variant reduceert daarom de onzekerheid. Om deze reden heeft de gevoeligheidsanalyse met een negatief invoedingstarief beperkt effect volgens de ontwikkelaars. Enkel bij de variant met een aansluittarief is bij de start van het project het type gebied duidelijk, en daarmee ook de kosten die het tarief met zich meebrengt voor het project.
- **Hoogste tarieven maken businesscases onmogelijk:** De hoogste tarieven uit het onderzoek zijn de tarieven die voorkomen bij het loslaten van de EU-grens en in veel gevallen de aansluitvariant met diepe investeringen. Bij deze hoogste tarieven is het algemene beeld dat zowel bestaande projecten failliet gaan als een volledige stopzetting van de ontwikkeling van nieuwe projecten moet plaatsvinden. Dit beeld maakt het daarom niet wenselijk en noodzakelijk om deze hoogste varianten verder door te rekenen.
- **Compensatie voor gestegen kosten:** Zon-pv-projecten en wind-op-landprojecten ontvangen in veel gevallen subsidie om hun businesscases rond te krijgen. Ontwikkelaars van zon-pv- en wind op landprojecten benadrukken dat hun businesscase zal afhangen van de vraag of de SDE++ of een ander mechanisme zal compenseren voor de gestegen kosten. Ontwikkelaars van gascentrales en wind-op-zee-projecten ontvangen geen SDE++-subsidies, maar stellen ook de vraag of het invoedingstarief gecompenseerd zou worden door andere mechanismes, of verrekend zou kunnen worden. Afhankelijk van de compensatie zijn volgens de invoeders de effecten op de businesscase en de daaruit volgende gedragsverandering groter (zonder compensatie) of kleiner (met compensatie). Gedragsverandering door locatiegedifferentieerd tarief.

Voor gedragsverandering door locatieafhankelijke varianten van het invoedingstarief maken we gebruik van de inzichten uit de interviews om vervolgens onze eigen inschatting te formuleren.

Inzichten uit de interviews

We bespreken hieronder de terugkoppeling van verschillende typen invoeders over hun mogelijke verwachte gedragsverandering bij sturing op locatie:

- **Batterijen:** Batterijen betalen in de huidige tariefstructuur al afnametarieven. Deze tarieven zijn één tot bijna twee ordegrottes groter dan de invoedingstarieven. Bij de invoering van een invoedingstarief gaan de afnametarieven weliswaar naar beneden, maar blijven aanzienlijk hoger en bepalend voor batterijen. Het invoedingstarief heeft daarom een relatief beperkte prikkel (bij het behouden van de EU-grens). Er ontstaat daarom nauwelijks tot geen gedragsverandering bij sturing op locatie. Bij het loslaten van de EU-grens verschuiven voor batterijen de netkosten van afnametarieven naar invoedingstarieven en hangt het nettoresultaat af van de specifieke implementatie van de tarieven en de inzet van de batterij.
- **Gascentrales:** De locaties van gascentrales worden wettelijk bepaald, met name door het Besluit algemene regels ruimtelijke ordening (Barro). Ook andere factoren,

zoals aanwezigheid van koelwater, mogelijkheid tot verbinding met een toekomstige waterstofpijplijn en/of een CO₂-leiding voor CO₂-opslag spelen een belangrijke rol. Een invoedingstarief zal voor gascentrales daarom nauwelijks tot geen sturing geven voor locaties van (nieuwe) centrales. Bestaande centrales zullen niet van locatie veranderen.

- **Wind op zee:** De locatie van aanlanding van wind-op-zeeprojecten wordt wettelijk bepaald door aanwijzingen vanuit onder andere het ‘Programma Verbindingen Aanlanding Wind op Zee’ en het ‘Programma Energiehoofdstructuur’. Ontwikkelaars van projecten schrijven in op tenders waarbij de aanlanding zowel in vorm als in locatie al vaststaat. Een invoedingstarief zal daarom geen invloed hebben op de locatie van aanlanding.
- **Wind op land en zon:** De locaties van wind-op-land- en zonprojecten worden ook door meerdere factoren bepaald, waaronder regionale plannen, vergunningen, afstand tot bebouwing voor wind, aanvragen van klanten voor zon-op-dak, relaties met lokale stakeholders, beschikbaarheid van aansluiting, enz. Een invoedingstarief zal, bij invoering, een extra factor in de lijst van bestaande factoren worden. Het effect ervan zal samenhangen met de effecten van de andere factoren. Sommige projecten zullen daardoor niet op de voorziene locatie doorgaan. Een deel van deze projecten zou op een andere locatie gerealiseerd kunnen worden. Een ander deel zal niet vervangen worden. In beide gevallen is dit afhankelijk van het samenspel van de andere factoren. Een invoedingstarief zal dus beperkt sturend zijn.

Samenvattend is het beeld dat sturing op locatie door een invoedingstarief slechts beperkt effect heeft voor sommige typen invoeders. Voor alle typen invoeders kunnen er tegenstrijdigheden ontstaan door prikkels vanuit onder andere ruimtelijke ordening en prikkels door een invoedingstarief.

4.3 Vaststellen scenario’s gedragsverandering

De interviews zijn input voor CE Delft voor het vaststellen van scenario’s voor gedragsverandering. Daarnaast zijn ten eerste berekeningen uitgevoerd over de reactie van marktpartijen om een tijdsprikkel in Paragraaf 4.3.1. Vervolgens bepalen we de scenario’s voor gedragsverandering in Paragraaf 4.3.2.

4.3.1 Modellerings: Gedragsverandering door tijdsgedifferentieerd tarief

Voor gedragsverandering door een tijdsgedifferentieerd tarief hebben de geïnterviewde partijen aangegeven dat zij hun gedrag zouden bepalen en aanpassen op basis van een doorrekening met een marktmodel. In essentie bepaalt de verhouding tussen de kosten van het invoedingstarief en de marktprijs op een gegeven uur de overweging of het kosten-effectiever is om te curtailen of om te blijven produceren. Daar komt wel bij dat er praktische en technische beperkingen zijn aan de mogelijkheden om te curtailen. Bijvoorbeeld, wind op zee heeft een jaarlijkse productiedoelstelling, waarbij curtailment ook toegepast wordt op uren dat er onderhoud gepleegd wordt en de mogelijkheden voor curtailment op andere uren daarbij beperkt worden. Bijplaatsen van batterijen of een andere vorm van systeemintegratie wordt volgens de geïnterviewde partijen niet of beperkt gestimuleerd door het invoedingstarief. Dit komt doordat het tarief extra kosten met zich meebrengt waardoor die middelen, gegeven ook de huidige investeringscontext, niet kunnen worden gebruikt voor systeemintegratie.

Voor deze studie hebben we daarom zelf de inschatting gemaakt van gedragsverandering voor een tijdsgeïndifferentieerd invoedingstarief. Dit is gedaan door de kosten en de baten in te schatten voor curtailment bij verschillende tariefvarianten. Tabel 24 geeft de opbrengsten na aftrek van netbeheerkosten voor twee tarieven weer: de tijds- en locatieafhankelijke varianten met enerzijds kWmax en kWcontract als tariefdrager en anderzijds met kWh als tariefdrager. In de voorbeelden in de tabel wordt rekening gehouden met curtailment in uren met wegingsfactor hoger dan 0,8 en een maximale curtailment van 40%. Tabel 24 geeft inzicht in de invoedingsgebieden waarbij voor elke respectievelijke invoeder de hoogste invoedingstarieven gelden, met andere woorden de grootste prikkel bestaat om te curtailen.

Tabel 24 - Opbrengsten na aftrek netkosten voor verschillende invoeders bij curtailment voor uren met wegingsfactor hoger dan 0,8 met een maximale curtailment van 40% bij aanhouden van EU-grens

Invoeder	Invoedingsgebied	Tijds- en locatieafhankelijk tarief met kWmax en kWcontract als tariefdrager		Tijds- en locatieafhankelijk tarief met kWh als tariefdrager	
		Geen gedragsverandering	Met gedragsverandering	Geen gedragsverandering	Met gedragsverandering
Wind op zee	WoZ-gebied	€ 338.000.000	€ 297.000.000	€ 335.700.000	€ 197.000.000
Wind op land	WoL-gebied	€ 4.100.000	€ 2.700.000	€ 4.000.000	€ 2.700.000
Zon met eigen verbruik	Overige gebieden	€ 19.000	€ 15.000	€ 20.000	€ 16.000
Zon zonder eigen verbruik	Zon-pv-gebied	€ 420.000	€ 340.000	€ 420.000	€ 350.000
Batterij	WoZ-gebied	€ -4.800.000	€ -11.000.000	€ -4.200.000	€ -10.500.000

Uit Tabel 24 blijkt dat voor geen enkele invoeder bij de aannames in de tabel de opbrengsten na aftrek van de netbeheerkosten hoger zijn met curtailment dan zonder curtailment (aangegeven in rood). Dat betekent dat het voor invoeders financieel onaantrekkelijk is om te curtailen. Ook als vanaf alleen de hoogste wegingsfactor 1 wordt gecurtailed en in hogere mate (80% in plaats van 40%) gelden dezelfde conclusies (zie Tabel 25), met uitzondering van zon met eigen verbruik (aangegeven in groen) voor de variant met kW- en kWh-tariefdragers. Hier zijn de opbrengsten na aftrek netkosten ongeveer gelijk door curtailment. Voor andere gevoeligheidsanalyses waarbij de wegingsfactor en/of mate van curtailment worden aangepast bij aanhouden van EU-grens, blijft curtailment financieel onaantrekkelijk.

Tabel 25 - Opbrengsten na aftrek netkosten voor verschillende invoeders bij curtailment voor uren met wegingsfactor hoger dan 1, met een maximale curtailment van 80% bij aanhouden van EU-grens.

De gedragsverandering is hier curtailment gedurende uren boven een bepaalde wegingsfactor

Invoeder	Invoedingsgebied	Tijds- en locatieafhankelijk tarief met kWmax en kWcontract als tariefdrager		Tijds- en locatieafhankelijk tarief met kWh als tariefdrager	
		Geen gedragsverandering	Met gedragsverandering	Geen gedragsverandering	Met gedragsverandering
Wind op zee	WoZ-gebied	€ 338.000.000	€ 210.000.000	€ 336.000.000	€ 302.000.000
Wind op land	WoL-gebied	€ 4.100.000	€ 3.900.000	€ 4.000.000	€ 3.800.000
Zon met eigen verbruik	Overige gebieden	€ 19.000	€ 19.000	€ 20.000	€ 20.000
Zon zonder eigen verbruik	Zon-pv-gebied	€ 420.000	€ 410.000	€ 420.000	€ 410.000
Batterij	WoZ-gebied	€ -4.800.000	€ -6.400.000	€ -4.200.000	€ -5.800.000

Ook bij het loslaten van de EU-grens (Tabel 26) leidt curtailment niet tot meer opbrengsten na aftrek van netkosten, met wederom de uitzondering van de zon + verbruik-casus bij de tijds- en locatieafhankelijke variant met kWmax- en kWcontract-tariefdragers (aangeven in groen). Indien negatieve tarieven (Tabel 27) mee worden genomen blijft de conclusie hetzelfde. Indien andere grenzen voor de wegingsfactor worden aangenomen, of andere mate van curtailment, blijft het algemene beeld hetzelfde: curtailment leidt niet tot netto meer opbrengsten na aftrek netkosten.

Tabel 26 - Opbrengsten na aftrek netkosten voor verschillende invoeders bij curtailment voor uren met wegingsfactor hoger dan 1, met een maximale curtailment van 80% bij loslaten van EU-grens

Invoeder	Invoedingsgebied	Tijds- en locatieafhankelijk tarief met kWmax en kWcontract als tariefdrager		Tijds- en locatieafhankelijk tarief met kWh als tariefdrager	
		Geen gedragsverandering	Met gedragsverandering	Geen gedragsverandering	Met gedragsverandering
WoZ	WoZ-gebied	€ 300.000.000	€ 270.000.000	€ 286.000.000	€ 257.000.000
WoL	WoL-gebied	€ 3.800.000	€ 3.600.000	€ 3.400.000	€ 3.200.000
Zon + verbruik	Overige invoedingsgebieden	€ 9.300	€ 10.100	€ 16.600	€ 16.500
Zon	Zon-pv-gebied	€ 352.000	€ 349.000	€ 338.000	€ 334.000
Batterij	WoZ-gebied	€ -8.600.000	€ -9.700.000	€ -5.300.000	€ -6.800.000

Tabel 27 - Opbrengsten na aftrek netkosten voor verschillende invoeders bij curtailment voor uren met wegingsfactor hoger dan 1, met een maximale curtailment van 80% bij includeren negatieve tarieven

Invoeder	Invoedingsgebied	Tijds- en locatieafhankelijk tarief met kWmax en kWcontract als tariefdrager		Tijds- en locatieafhankelijk tarief met kWh als tariefdrager	
		Geen gedragsverandering	Met gedragsverandering	Geen gedragsverandering	Met gedragsverandering
WoZ	WoZ-gebied	€ 339.000.000	€ 305.000.000	€ 334.000.000	€ 301.000.000
WoL	WoL-gebied	€ 4.100.000	€ 3.900.000	€ 4.000.000	€ 3.800.000
Zon + verbruik	Overige invoedingsgebieden	€ 19.200	€ 19.300	€ 20.700	€ 20.600
Zon	Zon-pv-gebied	€ 420.000	€ 410.000	€ 420.000	€ 410.000



Batterij	WoZ-gebied	€ -4.800.000	€ -6.400.000	€ -4.250.000	€ -5.900.000
----------	------------	--------------	--------------	--------------	--------------

Samenvattend besluiten we dat de kostenprikkel door het invoedingstarief te laag is in vergelijking met de prijsprikkel op de elektriciteitsmarkten om gedragsverandering van invoeding in de tijd teweeg te brengen. Bovendien wordt slechts een minderheid van de elektriciteit verkocht op de kortetermijnmarkten. Het grootste deel wordt verkocht via langlopende contracten, zoals power purchase agreements. Bij dergelijke contracten dient een invoeder contractueel te voldoen aan de gemaakte afspraken met een afnemer. Gemaakte contracten kunnen vaak niet gewijzigd worden.

Bij nieuwe contracten kan een invoeder de extra kosten van een tijdsafhankelijk tarief mogelijk meenemen. Daarbij schat een invoeder in of andere invoeders de invoedingstarieven ook inprijzen, en hoe zijn werkelijke productie van de toekomstige jaren (mogelijk tot 20 jaar (ABN Amro, 2022)) en de wegingsfactoren van een tijdsafhankelijk tarief zich tot elkaar zullen verhouden. Dergelijke inschattingen zijn in de praktijk inherent gebaseerd op incomplete informatie en beperkte voorspelbaarheid. Doordat het tijdsafhankelijke tarief meegenomen kan worden in een PPA naar verwachting, dempt dit het effect van het tijdsafhankelijke tarief.

4.3.2 Inschatting gedragsverandering door locatieprikkel

Op basis van de inzichten uit de interviews hebben we een eigen inschatting gemaakt van de gedragsveranderingen door de locatieprikkel. Dit is een expert judgement van de informatie uit de interviews. Dit kent echter wel behoorlijke onzekerheid. Daarom zijn er drie scenario's van gedragsverandering vastgesteld, zoals beschreven in Paragraaf 4.3.3. Tabel 28 geeft dit samenvattend weer. We maken een onderscheid tussen projecten die verplaatst worden naar een andere locatie (binnen Nederland) en projecten die niet gerealiseerd worden.

Tabel 28 - Ingeschatte effecten nieuwe projectontwikkelingen. Alles met een '**' is een inschatting van

Type invoeder	Hoogte invoedingstarief	Nieuwe projecten die naar een andere locatie binnen Nederland gaan	Nieuwe projecten die <i>niet</i> gerealiseerd zullen worden
Eenheid	€/MWh	Min. % - max. %	Min. % - max. %
Batterijen	0-10	Weinig impact door hoge afnametarieven.	Weinig impact door hoge afnametarieven.
Gascentrale	0-2,5	Weinig tot matige impact.	Weinig tot matige impact.
	2,5-3,5	Door vele randvoorwaarden niet waarschijnlijk dat projecten elders heen gaan. 0%	Heeft impact op businesscase. Voor gascentrales gaat dit om nieuwe centrales en investeringen in major onderhoud die iedere 4-5 jaar moeten plaatsvinden. 10%* - 25%*
	>20	Alle centrales gaan uit. 0%	Alle centrales gaan uit. 100%
WoZ	0-2	Weinig tot matige impact.	Weinig tot matige impact.
	2-10	Onwaarschijnlijk doordat WoZ bijna altijd bij invoedingsgebieden zit, en de locatie bepaald wordt door andere factoren. 0%	Deel van de projecten zal niet meer doorgaan. 25%* - 50%*
	>10	- 0%	Grote impact op businesscase. 75%* - 100%*



Type invoeder	Hoogte invoedingstarief	Nieuwe projecten die naar een andere locatie binnen Nederland gaan	Nieuwe projecten die <i>niet</i> gerealiseerd zullen worden
Eenheid	€/MWh	Min. % - max. %	Min. % - max. %
WoL	0-0,5	Weinig tot matige impact.	Weinig tot matige impact.
	2,5-6	Deel dat niet doorgaat zal meestal ook niet verschuiven binnen Nederland door meerdere andere randvoorwaarden. 0%	Deel kan niet worden gerealiseerd. 25%* - 50%*
	>6	- 0%	Groot deel gaat niet door. 90% - 100%
Zon-pv	0-1	Weinig tot matige impact.	Weinig tot matige impact.
	1-3	We verwachten dat ongeveer de helft van alle projecten die niet door kunnen gaan toch een andere bestemming binnen Nederland kunnen vinden bijv. door in gebieden te gaan zitten met lagere invoedingstarieven. 25%*	50% van de projecten zal opnieuw bekeken moeten worden. 25%*
	3-8	Dezelfde argumentatie als hierboven. 25%-50%	Groot deel gaat niet meer door (50%-100%). 25% - 50%
	>8	0%	100%, hiermee reken je de businesscase niet meer rond.
Zon-pv met eigen gebruik	0 -1	Weinig tot matige impact.	Weinig tot matige impact.
	1-3	We verwachten dat ongeveer de helft van alle projecten die niet door kunnen gaan toch een andere bestemming binnen Nederland kunnen vinden bijv. door in gebieden te gaan zitten met lagere invoedingstarieven. 10%* - 15%*	25% van de bestaande projecten rekt met een aantal € per MWh niet meer rond. 10%* - 15%*
	3-10	Dezelfde argumentatie als hierboven. 10%* - 45%*	Deel van de projecten zal niet kunnen doorgaan (totaal 90%-100%). 15%* - 45%*
	>10	0%	Bij meer dan 10 €/MWh zal ongeveer alle projecten niet meer rendabel maken. 90% - 100%

4.3.3 Scenario's voor gedragsverandering

De interviews en analyses voor gedragsverandering zijn met expert judgement door CE Delft vertaald naar scenario's voor gedragsverandering. Dit zijn de onderliggende scenario's die input zijn voor de energiemix, energieprijzen, netimpact en energierekening van de afnemers. De scenario's zijn gekoppeld aan de verschillende varianten van een invoedingstarief en zijn:

1. **kWmax-tarief - Minder groei van alle assets:** Deze variant is gebaseerd op de varianten van een invoedingstarief met aanpassing van het transporttarief gebaseerd op vermogen (kW) binnen de EU-grens.
2. **kWh-tarief - Minder groei van de niet-flexibele assets, beperkte afname centrales:** Deze variant gaat uit van de kWh-tariefvariant van het invoedingstarief.

3. **Aansluittarief - sterke verminderde groei van alle assets:** Dit scenario gaat uit van het aansluittarief, wat hogere kosten kent en daardoor een sterkere afname van de groei.

De drie scenario's zijn het resultaat van de directe kostenstijging door een invoedingstarief. We verwachten dat daarna een stabilisatie in de markt ontstaat resulterende in een vierde scenario:

4. **Nieuw equilibrium na invoering invoedingstarief:** naar verwachting ontstaat er na het directe effect van het invoedingstarief een nieuw markt equilibrium door vervolgcacties van marktpartijen en mogelijk overheidsbeleid (Paragraaf 5.3).

Dit is vertaald naar kwantitatieve scenario's in Tabel 29. Per scenario zijn twee effecten weergegeven: het aantal nieuwe projecten dat niet doorgaat en het aantal projecten dat op een andere locatie gerealiseerd zal worden volgens de aannames van het scenario. De verdeling van de nieuwe projecten over verschillende type gebieden is opgenomen in Bijlage H.

Tabel 29 - Uitwerking scenario's gedragsverandering

	Scenario 1: kWmax-tarief - Minder groei van alle assets		Scenario 2: kWh-tarief - Minder groei van de niet- flexibele assets, beperkte afname centrales		Scenario 3: Aansluittarief - Sterke verminderde groei van alle assets		Scenario 4: Nieuw markt equilibrium	
	Nieuwe projecten gaan niet door	Locatie- effect	Nieuwe projecten gaan niet door	Locatie- effect	Nieuwe projecten gaan niet door	Locatie- effect	Nieuwe projecten gaan niet door	Locatie- effect
Batterijen	-0%	0%	-0%	0%	-0%	0%	-0%	-
Gascentrales	-20%*	0%	-5%*	0%	-5%	0%	-0%	-
Zon-pv	-20%	20%	-25%	25%	-40%	40%	-5%	-
Zon-pv met eigen verbruik grootschalige daken **	-5%	5%	-15%	7,5%	-55%	27,5%	-3%	-
Zon-pv met eigen verbruik huishoudens **	-0%	0%		0%		0%		-
WoZ	-30%	0%	-35%	0%	-30%	0%	-0%	-
WoL	-15%	0%	-25%	0%	-20%	1%	-5%	-

* Heeft betrekking op vroegtijdige sluiting van gascentrales.

** Merk op dat huishoudens geen invoedingstarief gaan betalen waardoor de verwachte groei voor die sector niet afneemt. Dit is de verandering in groei voor grootverbruikers zon met eigen verbruik.

4.4 Reflectie grondslagerosie

Grondslagerosie betekent dat er minder inkomsten gerealiseerd worden doordat de grondslag (datgene waarover inkomsten gemaakt wordt) minder wordt. De invoering van een invoedingstarief vindt plaats met een bepaald tarief, daardoor komt er echter mogelijk minder opgesteld vermogen. Het invoedingstarief staat echter vast, waardoor als de grondslag (gecontracteerd en afgenomen vermogen) daalt ook de gerealiseerde inkomsten dalen. Bij het ontwerp van de tarieven kan er rekening gehouden worden met de verwachte

grondslagerosie. Vooraf is aangenomen dat er 5% grondslagerosie plaatsvindt, oftewel dat er 5% minder opgesteld vermogen gerealiseerd zou worden dan in het aangenomen scenario origineel was geprognosticeerd. Vooraf was het nodig om een percentage in te schatten om berekeningen te kunnen uitvoeren en hier met partijen het gesprek over aan te kunnen over wat de daadwerkelijke gedragsverandering zou zijn.

Voor de drie scenario's met gedragsverandering, zoals bepaald in Paragraaf 4.3, zijn de inkomsten van de netbeheerders bepaald. De inkomsten die in deze studie zijn toegekend aan de invoeders met de EU-grens is € 360 miljoen. In deze studie zijn de tarieven ontworpen met een totaalbedrag van 5% hoger, oftewel € 375 miljoen. Dit betekent dat als er 5% grondslagerosie plaats zou vinden (minder kWmax en kWcontract) door invoering van het invoedingstarief, de totale inkomsten gelijk zijn aan de toegestane inkomsten. De tarieven worden dus iets hoger vastgesteld dan toegestaan, omdat ervan uitgegaan wordt dat er iets minder projecten gerealiseerd zullen worden en/of projecten minder transportvermogen gebruiken.

Met de scenario's voor gedragsverandering, zoals weergegeven in Tabel 1, zijn de totale ingeschatte gerealiseerde inkomsten bepaald. Deze zijn vergeleken met de toegestane inkomsten. Hieruit blijkt dat in Scenario 1 en 2 er een grondslagerosie plaatsvindt van 19% en in Scenario 3 van 15%. Dit is dus een hoger percentage dan vooraf aangenomen.

Het effect hiervan is dat de netbeheerder wellicht in het eerste jaar minder inkomsten realiseert, maar binnen de tariefssystematiek ook dat de tarieven verhoogd zullen worden. Het kan ook betekenen dat bij een betere doorrekening van de gedragsverandering de tarieven direct hoger ingesteld zullen worden. Voor de Scenario's 1 tot 3 betekent dit dat dezelfde kosten verdeeld worden over minder aangeslotenen, waardoor de tarieven voor invoeders hoger zullen zijn met zo'n 20 tot 25%. Dit heeft mogelijk ook weer een versterkend effect: nog minder (nieuwe) projecten en daarmee hogere tarieven voor de invoeders die er wel zijn.

In Scenario 4, waarin de markt een groot gedeelte van het geplande vermogen alsnog realiseert door marktdynamiek. In dit geval zouden de inkomsten van de netbeheerder hoger zijn dan toegestaan met onze aannames van tarieven doordat er minder grondslagerosie is dan verwacht. Dit toont een bepaalde onzekerheid in het ontwerp van de tarieven en vaststellen van de exacte hoogte. De tariefvorming zal ook een iteratief proces zijn waarbij ze jaarlijks vastgesteld worden afhankelijk van de verwachte rekenvolumina, waardoor een loop kan ontstaan richting de éénjarige situatie die hier benaderd is voor 2030.

Tabel 30 - Inkomsten met aangenomen 5% grondslagerosie en scenario's voor gedragsverandering

	Totale waarde	Verandering t.o.v. totale inkomsten binnen EU-budget
Inkomsten binnen EU-grens	€ 360.000.000	
Inkomsten binnen EU-grens met 5% grondslagerosie (aanne studie)	€ 375.000.000	
Inkomsten gedragsverandering - Scenario 1	€ 290.000.000	81%
Inkomsten gedragsverandering - Scenario 2	€ 290.000.000	81%
Inkomsten gedragsverandering - Scenario 3	€ 305.000.000	85%
Inkomsten gedragsverandering - Scenario 3	€ 370.000.000	104%

5 Effecten op elektriciteitsprijzen, inkomsten invoeders en internationale markt

Een invoedingstarief kan leiden tot veranderende kosten voor invoeders en gedragsverandering. Dit leidt tot een andere energiemix en de positie van Nederlandse invoeders ten opzichte van het buitenland verandert. Dit raakt daarmee de Nederlandse elektriciteitsvoorziening als geheel en verandert de import- en exportstromen. Deze effecten zijn bepaald voor de volgende vier scenario's (zie Paragraaf 4.3 en Bijlage G):

1. **kWmax-tarief - Minder groei van alle assets:** Deze variant is gebaseerd op de varianten van een invoedingstarief met aanpassing van het transporttarief gebaseerd op vermogen (kW) binnen de EU-grens.
2. **kWh-tarief - Minder groei van de niet-flexibele assets, beperkte afname centrales:** Deze variant gaat uit van de kWh-tariefvariant van het invoedingstarief.
3. **Aansluittarief - sterke verminderde groei van alle assets:** Dit scenario gaat uit van het aansluittarief, wat hogere kosten kent en daardoor een sterkere afname van de groei.

De drie scenario's zijn het resultaat van de directe kostenstijging door een invoedingstarief. We verwachten dat daarna een stabilisatie in de markt ontstaat resulterende in een vierde scenario:

4. **Nieuw evenwilibrium na invoering invoedingstarief:** naar verwachting ontstaat er na het directe effect van het invoedingstarief een nieuw markt equilibrium door vervolgcacties van marktpartijen en mogelijk overheidsbeleid (Paragraaf 5.3).

5.1 Energiestromen en import/export

De energiestromen in de referentie (zonder invoedingstarief) en de effecten van de drie gevoeligheidsscenario's van de impact van invoedingstarief zijn weergegeven in Tabel 31. We zien dat in de scenario's de hoeveelheid productie van zon en wind afneemt gebaseerd op het opgesteld vermogen. Interessant is dat de productie van zon in Gevoeligheids-scenario 1 en 2 toeneemt. Dit komt doordat er minder wind productie is en daardoor minder curtailment is van zonne-energie. Daar nemen dus het aantal vollasturen (geleverde MWh per MW) toe.

Gascentrales vervullen de resterende rol in het energiesysteem. In de scenario's is er respectievelijk 20%, 5% en 5% minder opgesteld vermogen van gascentrales. Voor Scenario 2 en 3 hebben we dit percentage gelijk gehouden, met als reden dat voor Scenario 2 de gascentrales een deel van de extra kosten (als gevolg van het invoedingstarief) kunnen doorrekenen in de marginale kosten, en voor Scenario 3 het aansluittarief alleen invloed zal hebben op de ontwikkeling van nieuwe gascentrales. Doordat in deze scenario's er minder opgesteld vermogen is van zon en wind, vindt er ook een toename plaats van de totale productie uit gascentrales. De CO₂-intensiteit van de elektriciteitsmix neemt dus ook toe in deze scenario's. Daarnaast is er een toename in de import van elektriciteit. De relatieve tekorten die ontstaan door minder zon, wind en gascentrales wordt daar dus ook mee ingevuld.

Tabel 31 - Resulterende energiestromen na gevoeligheidsscenario's voor gedragsverandering bij invoeders. Elektriciteitsvraag is gelijk in alle scenario's

	Referentie	Scenario 1: kWmax-tarief - Minder groei van alle assets	Scenario 2: kWh-tarief - Minder groei van de niet-flexibele assets, beperkte afname centrales	Scenario 3: Sterke verminderde groei van alle assets	Eenheid
Wind					
Productie wind	100,0	84,0	80,9	83,8	TWh
Vershil t.o.v. referentie	0,0	-16,0	-19,1	-16,2	TWh
Zon					
Productie zon	32,1	32,9	32,8	31,2	TWh
Vershil t.o.v. referentie	0,0	0,8	0,7	-0,9	TWh
Gascentrales					
Inzet gascentrales	48,4	52,8	52,6	55,1	TWh
Vershil t.o.v. referentie	0,0	4,4	4,2	6,7	TWh
Import/export					
Import/exportbalans ¹¹	2,8	-7,0	-9,5	-6,3	TWh
Vershil t.o.v. referentie	0,0	-9,7	-12,2	-9,0	TWh

De gemiddelde elektriciteitsprijs neemt toe in deze gevoeligheidsscenario's, zoals weer-gegeven in Tabel 32. De reden hiervoor is een afname in het opgesteld vermogen; hierdoor zijn er minder uren met overschotten van duurzame elektriciteit. Daarmee stijgt het aantal uren dat gescentralen de prijszettende centrales zijn, het aantal uur dat een bepaalde hoeveelheid vermogen gascentrales actief is neemt met zo'n 400 tot 600 uur toe in de drie scenario's. Het verschil tussen de varianten is enigszins beperkt. Opvallend is dat ook de variant met een kWh-tarief (Gevoeligheidsscenario 2) daarmee dus hetzelfde effect heeft. Bij deze variant bieden partijen een hoger bedrag in per MWh. Er is dan echter ook meer opgesteld vermogen, waardoor deze twee effecten gezamenlijk leiden tot een vergelijkbare prijsstijging als de andere scenario's voor gedragsverandering.

Tabel 32 - Gemiddelde elektriciteitsprijs in referentie en gevoeligheidsscenario's voor gedragsverandering

	Referentie	Scenario 1: kWmax-tarief - Minder groei van alle assets	Scenario 2: kWh-tarief - Minder groei van de niet-flexibele assets, beperkte afname centrales	Scenario 3: Sterke verminderde groei van alle assets	Eenheid
Gemiddelde prijs	€ 88,7	€ 99,8	€ 98,1	€ 97,4	€/MWh
Vershil t.o.v. referentie	€ -	€ 11,2	€ 9,5	€ 8,8	€/MWh

5.1.1 Geschatte CO₂-emissies effect

De toename van de inzet van gascentrales heeft een direct CO₂-effect binnen de Nederlandse grenzen. Daarnaast zal ook de geïmporteerde elektriciteit mogelijk additionele CO₂-uitstoot realiseren.

¹¹ Positief betekent netto export over het hele jaar, negatief netto import.

In Nederland is de toename in inzet van gascentrales 4,2 tot 6,7 TWh extra. De geschatte gemiddelde emissiefactor van elektriciteit uit een gascentrale is 0,32 kg CO₂/kWh geleverde elektriciteit. Dit betekent dat deze hoeveelheid extra inzet van gascentrales resulteert in 1,3 tot 2,1 Mton CO₂-uitstoot. De hoeveelheid verandering bij import is nog significant groter, waarbij de vraag is of deze productie plaatsvindt door bronnen met of zonder CO₂-emissies.

5.1.2 Invoedingstarief en export

Met een invoedingstarief kunnen in principe kosten van de Nederlandse elektriciteitsnet neergelegd worden bij buitenlandse afnemers. Dit geldt vooral als het invoedingstarief onderdeel wordt van de biedingsstrategie van invoeders, oftewel voor de variant met een kWh-tariefcomponent.

Voor 2030 zien we in de drie scenario's dat Nederland netto importeur is. Echter op jaar-basis zijn er wel momenten dat we exporteren. De totale export in de scenario's is tussen de 9 en 10 TWh, wat overeenkomt bij een gemiddeld bedrag van € 2,50/MWh in € 22 tot € 26 miljoen in 2030. Dit geldt echter alleen als de tarieven ook onderdeel kunnen zijn van de biedingsstrategie van bedrijven; dit geldt voornamelijk voor tarieven met een kWh-tariefcomponent.

Met de groei van duurzame opwek (vooral na 2030 nog sterke groei van wind op zee) stijgen de hoeveelheden export van Nederland. Daardoor zullen buitenlandse afnemers meebetalen aan het Nederlandse elektriciteitsnet op land en zee, waar ze dus ook gebruik van maken. Dit vergroot de kostenreflectiviteit.

Bij een eventuele invoering van een invoedingstarief op Europees niveau of in buurlanden verandert dit effect aangezien Nederlandse afnemers dan ook over import een invoedingstarief zullen betalen.

5.2 Reflectie op veranderende businesscase na gedragsverandering

De effecten van een lager opgesteld vermogen op de inkomsten van producenten door een invoedingstarief zijn niet in detail doorgerekend. Uit de PowerFlex-berekening volgen resultaten op een hoger geaggregeerd niveau die wel gebruikt kunnen worden voor een ordegrrootte inschatting als er zo veel minder vermogen opwek gerealiseerd wordt.

De hogere elektriciteitsprijs resulteert logischerwijs in een hogere prijs per MWh (zogenaamde capture price) voor zowel zon en wind. Bij gascentrales stijgt de capture price ook, maar valt ook op dat het aantal vollasturen sterk toeneemt. Dit betekent dat de inkomsten per MW voor de resterende gascentrales stijgen. Hierin is ook al meegenomen dat een er meer elektriciteit geïmporteerd wordt.

Gevoeligheidsscenario 2 omvat een kWh-tarief, waarbij ervan uit is gegaan dat dit direct doorwerkt in de biedingsprijs op de day-aheadmarkt. Dit is dus een direct prijsopdrijvend effect. Het netto verschil met de andere scenario's is echter beperkt, kijkend naar de gemiddelde prijs in Tabel 32 en captureprijzen in Tabel 33, doordat er in de andere scenario's ook minder opgesteld vermogen is.



Tabel 33 - Inkomsten productiebronnen bij verschillende gedragsveranderinggevoeligheidsscenario's.
Kosten voor invoedingstarief zijn hier niet opgenomen

		Wind (zee en land)	Zon-pv	Gascentrale
Referentie	Vollasturen	3.850	1.030	2.250
	Inkomsten per MW	€ 295.000	€ 57.000	€ 270.000
	Inkomsten per MWh	€ 76	€ 55	€ 120
Scenario 1: kWmax-tarief - Minder groei van alle assets	Vollasturen	3.790	1.080	3.080
	Inkomsten per MW	€ 332.000	€ 65.000	€ 409.000
	Inkomsten per MWh	€ 90	€ 60	€ 130
Scenario 2: kWh-tarief - Minder groei van de niet-flexibele assets, beperkte afname centrales	Vollasturen	3.780	1.090	2.540
	Inkomsten per MW	€ 337.000	€ 67.000	€ 321.000
	Inkomsten per MWh	€ 90	€ 60	€ 130
Scenario 3: Sterke verminderde groei van alle assets	Vollasturen	3.790	1.090	2.720
	Inkomsten per MW	€ 331.000	€ 69.000	€ 340.000
	Inkomsten per MWh	€ 85	€ 60	€ 125

De kosten per MW zijn zo'n 8.000 €/MW voor gascentrales, batterijen en wind op zee tot 1.500 €/MW voor zon-pv en wind op land. De stijging van de inkomsten is groter dan de additionele kosten van een invoedingstarief. Dit betekent dat er een toename in rentabiliteit is bij invoeders, waardoor er mogelijk weer additioneel vermogen gerealiseerd wordt. Dit is geschetst in het Scenario 4 in de volgende paragraaf.

Het invoedingstarief lijkt dus bij deze scenario's te resulteren in een duurder energiesysteem: er is minder zon en wind en daardoor wordt de prijs vaker gesteld door duurdere gascentrales en import. Er is wel een sterke afhankelijkheid in hoeverre deze geprognosticeerde afname in de groei van zon en wind projecten ook daadwerkelijk voorkomt. Ook dit is aanleiding van het Scenario 4.

5.3 Scenario 4: Mogelijk nieuw equilibrium na invoering invoedingstarief: gedempte gedragsverandering door inkomsten invoeders en/of beleid

De modellering gehanteerd is gebaseerd op vastgestelde input van vermogen van technieken, waarvoor vervolgens de elektriciteitsprijzen worden bepaald aan de hand van de inzet van die bronnen. Daaruit volgt dat door het lagere opgestelde vermogen in Scenario 1 tot 3 de inkomsten toenemen. Daarnaast resulteert het invoedingstarief volgens ontwikkelaars in minder nieuwe projecten in zon en wind.

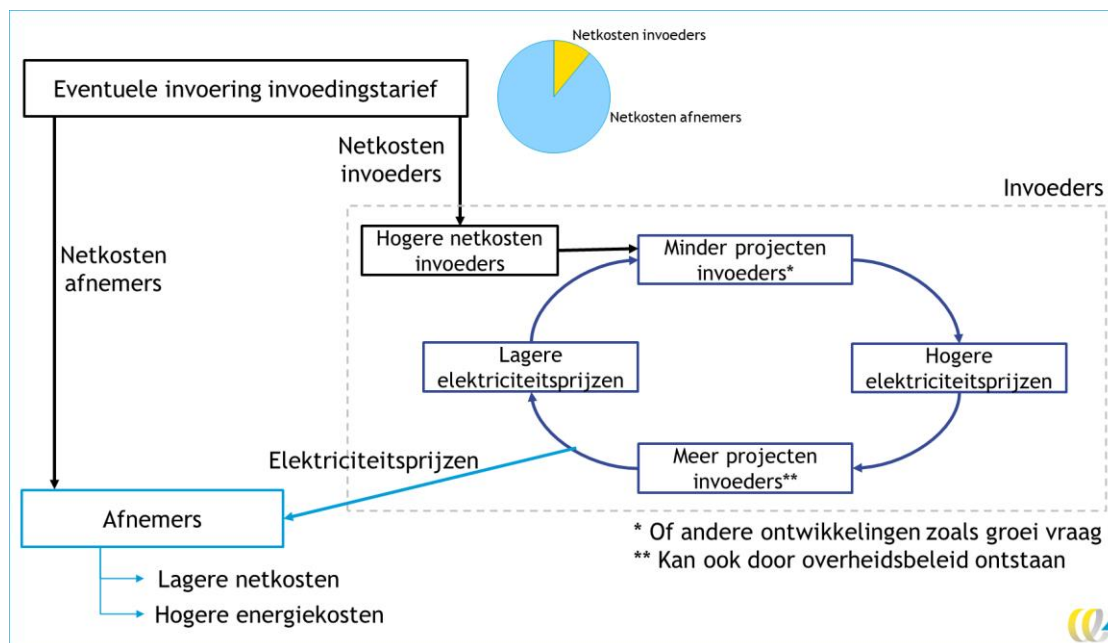
Deze ontwikkelingen kennen een bepaald tweede-orde-effect:

- De overheid zal sturen op haar doelstellingen voor duurzame opwek en er zijn nu al instrumenten (zoals SDE++) die sturen op de realisatie van voldoende duurzame opwek. Er zal dus mogelijk extra beleid komen voor hernieuwbare opwek.
- Marktpartijen spelen in op (toekomstige) veranderende marktomstandigheden. Als de marktomstandigheden zoals verwacht in Scenario 1 tot 3 zullen plaatsvinden, gaan marktpartijen daarop inspelen en mogelijk additionele investeringen realiseren.

Dit effect is weergegeven in Figuur 13. Door het invoedingstarief worden invoeders geconfronteerd met hogere kosten zoals beschreven in Hoofdstuk 4. Dit leidt tot hogere elektriciteitsprijzen zoals berekend in dit hoofdstuk, wat ook businesscases weer interessanter maakt. Samen met overheidsbeleid kan dit resulteren in meer projecten en

opgesteld vermogen en daardoor weer lagere prijzen. Marktpartijen zullen op deze ontwikkelingen inspelen, waardoor het systeem zich uiteindelijk stabiliseert. Dit vierde scenario zal in onze ogen dit nieuwe evenwilibrium wat gerealiseerd wordt benaderen.

Figuur 12 - Effecten invoedingstarief op netkosten afnemers en elektriciteitsvoorziening



De aannames in die scenario zijn dat nieuwe projecten van zon-pv met eigen verbruik 3% minder doorgaan en nieuwe projecten zon-pv zonder eigen verbruik, en wind op land 5% minder doorgaan. Gascentrales, wind op zee en batterijen blijven gelijk aan de vermogens in het referentiescenario.

In dit scenario gaan we uit van een tarief met kW-tariefcomponenten en niet een kWh-variant. Dit betekent dat we aannemen dat partijen deze kW-tariefcomponent niet meenemen in de hun biedingsstrategie.

5.3.1 Resultaten voor Scenario 4

Het vierde scenario heeft een beperkt effect op de hoeveelheid duurzame invoeding, zoals weergegeven in Tabel 34. Dit wordt voornamelijk ingevuld door additionele inzet van gascentrales en beperkte additionele import. De additionele inzet van gascentrales zou resulteren in 0,25 Mton additionele CO₂-emissies.

Het netto exportsaldo in Nederland is geschat op 2,7 TWh in 2035 na invoering van een invoedingstarief. Op jaarbasis export Nederland 14,8 TWh, naast 12,1 TWh import. Bij een bedrag van € 2,5/MWh en 14,8 TWh export zou dit gaan om een bedrag van ongeveer € 37 miljoen.

Tabel 34 - Resultaten energiemix vierde gevoeligheidsscenario

	Referentie	Scenario 4: Nieuw equilibrium na invoering invoedingstarief	Vershil	Eenheid
Wind	100,0	99,6	-0,4	TWh
Zon	32,1	31,9	-0,2	TWh
Gascentrales	48,4	49,2	+0,8	TWh
Import/export	2,8	2,7	-0,1	TWh
Elektriciteitsprijs	88,7	89,1	+0,4	€/MWh

Daarnaast heeft dit weer een effect op de businesscases. Scenario 1 tot 3 resulteerde in hogere inkomsten van 10 tot 25%. Het is aannemelijk dat er dan dus extra projecten gerealiseerd worden. De resulterende businesscases als die additionele projecten gerealiseerd worden zijn weergegeven in Tabel 35. De getallen zijn afgerond, waardoor kleinere verschillen niet blijken uit de cijfers. We zien echter dat de inkomsten van Gevoeligheidsscenario 4 in lijn zijn met de eerdere referentie.

Daarbij is het van belang om op te merken dat de kosten wel toenemen door de invoering van een invoedingstarief. Het nettoresultaat voor verkoop op de day-aheadmarkt neemt dus af. De kosten per MW zijn zo'n € 8.000/MW voor gascentrales, batterijen en wind op zee tot € 1.500/MW voor zon-pv en wind op land. Netto daalt daarmee dus de totale rentabiliteit van de technieken.

Tabel 35 - Resultaten inkomsten productietechnieken

		Wind (zee en land)	Zon-pv	Gascentrale
Referentie	Vollasturen	3.850	1.030	2.250
	Inkomsten per MW	€ 295.000	€ 57.000	€ 270.000
	Inkomsten per MWh	€ 76	€ 55	€ 121
Scenario 4	Vollasturen	3.850	1.020	2.285
	Inkomsten per MW	€ 295.000	€ 57.000	€ 280.000
	Inkomsten per MWh	€ 77	€ 56	€ 121

5.3.2 Effect bij opnemen invoedingstarief in SDE++

Een (eventuele) compensatie van het invoedingstarief betekent een stijging van het basisbedrag van duurzame opwek en daarmee de onrendabele top. Dit effect is weergegeven in Tabel 36 voor een tarief van 2,50 €/MWh. Dat is indicatief aangezien het invoedingstarief kan verschillen per jaar, per project en ontwerp van het tarief. De onrendabele top van zon-pv gebouwgebonden neemt 13 €/ton CO₂ toe, voor zon-pv grondgebonden 32 €/ton CO₂ en voor wind op land met 23 €/ton CO₂. Dit betekent daarmee dat duurzame opwek qua onrendabele top hoger is en dus soms andere technieken eerder gesubsidieerd zullen worden. Het aantal technieken en effect op de onrendabele top is echter relatief beperkt.

Tabel 36 - Effect SDE++ van invoedingstarief met als voorbeeld waarde van 2,50 €/MWh

	Huidig		Invoedingstarief 2,50 €/MWh	
	Basisbedrag (€/kWh)	Onrendabele top (€/ton CO ₂)	Basisbedrag (€/kWh)	Onrendabele top (€/ton CO ₂)
Zon-pv 15 kWp tot 1 MWp gebouwgebonden	0,0791	6	0,0816	19
Zon-pv >1 MWp, grondgebonden	0,0663	-146	0,0687	-114
Wind op land 8 tot 8,5 m/s	0,0504	-137	0,0529	-114

Naast het effect op de onrendabele top zien we de volgende effecten:

- Een hogere subsidie-intensiteit betekent dat er minder duurzame projecten gerealiseerd kunnen worden met hetzelfde SDE++-budget.
- Het SDE++ kent het principe dat de daadwerkelijke kosten vergoed worden. Dit betekent dat er mogelijk een differentiatie gemaakt worden in de SDE++ als er ook tariefdifferentiatie ontstaat; zoals verschillende tarieven afhankelijk van invoeding- en afnamedominante gebieden. Dit kan het aantal categorieën of de uitvoerbaarheid van de SDE++ bepalen. Een andere optie is de SDE++ ontwerpen op het ‘hoogste’ tarief waardoor projecten met lagere nettatarieven goedkoper kunnen inbieden.
- De SDE++ neemt niet een stijging (of verandering) van tarieven mee, dit blijft dus een risico voor projectontwikkelaars.
- Er is een relatie tussen de prikkel van het invoedingstarief en de SDE++. Als alle kosten worden vergoed, is er geen prikkel meer om bijvoorbeeld te vestigen op locaties met een lagere netimpact tot gevolg.
- Als het budget van de SDE++ wordt vergroot om evenveel projecten te realiseren dan worden het invoedingstarief volledig vergoed uit de subsidie. Dit zal betekenen dat er meer overheidsinkomsten gerealiseerd moeten worden.
- Als er minder projecten van zon en wind niet doorgaan, komt er meer subsidie beschikbaar voor andere (duurdere) projecten. Dit betekent dat er minder CO₂ gereduceerd wordt met het subsidiebudget.

Naar verwachting gelden deze conclusies op hoofdlijnen ook voor nieuwe instrumenten, zoals een eventuele contract-for-difference.

5.4 Reflectie op concurrentiepositie

Uit onze analyses blijkt dat het importsaldo van Nederland toeneemt. De Nederlandse elektriciteitsprijzen stijgen. De impact op de concurrentiepositie verschilt wel per type invoedingstarief:

- **Transporttarief met kW-componenten:** Deze kosten zijn onderdeel van de jaarlijkse kosten en kunnen niet direct doorberekend worden in de elektriciteitskosten. Het raakt de businesscase en investeringsbeslissing zoals eerder beschreven. Daardoor wordt vestigen in het buitenland ten opzichte van Nederland aantrekkelijker dan zonder invoedingstarief. We verwachten dat de effect op de biedingsstrategie op de elektriciteitsmarkten voor deze tariefvariant beperkt zal zijn.
- **Transporttarief met kWh-component:** De kWh-component wordt wel onderdeel van de biedingsstrategie op de day-aheadmarkt. In het geval van bijvoorbeeld een gemiddeld tarief van zo’n 3,50 €/MWh zal de biedingsprijs dus met dat bedrag toenemen. Dit betekent dat de kans dat een buitenlandse partij tegen een lagere prijs kan inbieden toeneemt.

- **Aansluittarief:** Het aansluittarief geldt alleen op het moment dat een partij zicht vestigt. Vestiging van nieuwe projecten in het buitenland wordt aantrekkelijker gezien kosten daar lager zijn. Deze kosten zijn wel onderdeel van groter gedeelte van de overwegingen van een project over waar ze zich vestigen.

5.5 Conclusie: kortetermijneffect en nieuw equilibrium

In deze studie zijn dus verschillende scenario's doorgerekend met daarin vastgestelde vermogens van productiebronnen. In realiteit ontstaat een systeem en wordt gedrag continu beïnvloed; het is niet één momentopnamen. Dit effect is geschetst door het doorrekenen van de vier scenario's.

We voorzien dat de invoering van een invoedingstarief resulteert in een directe toename van de kosten van invoeders, zoals berekend in Hoofdstuk 4. Het hangt van de tariefvorm af in hoeverre ze dit kunnen meenemen in de biedingen in de energieprijzen en deze kosten dus terugverdiend kunnen worden. We voorzien dat als er na invoering van een invoedingstarief significant minder nieuwe projecten gerealiseerd wordt, marktpartijen daar extra winsten door kunnen realiseren en later stadium nieuwe projecten gerealiseerd worden. Voor duurzame opwek geldt daarnaast dat het kosteneffect mogelijk wordt gesubsidieerd via bijvoorbeeld de SDE++ of toekomstige contract-for-difference. Als dat niet gebeurt is er wel een significant risico dat er minder zonnepanelen en windmolens gerealiseerd wordt vanwege hogere kosten en grotere risico's.

Het effect van een invoedingstarief op de energiemix in Nederland (en daarmee energieprijzen en netcongestie) is daarmee sterk onderhevig hoe duurzame opwek gesubsidieerd/gerealiseerd wordt. Het sterkste effect ontstaat op de energiemix en prijzen ontstaat door lagere opgestelde vermogens zonnepanelen en windmolens (zie Gevoeligheid 1 tot 3). De sterke driver om dit effect te niet te doen is.

6 Effect elektriciteitsnet

De netimpact is bepaald voor drie scenario's uit Paragraaf 4.3 en in detail beschreven in Bijlage H. De drie scenario's zijn:

1. **kWmax-tarief - Minder groei van alle assets en verplaatsing:** Deze variant is gebaseerd op de varianten van een invoedingstarief met aanpassing van het transporttarief gebaseerd op vermogen (kW) binnen de EU-grens.
2. **kWh-tarief - Minder groei én verplaatsing van de niet-flexibele assets, beperkte afname centrales:** Deze variant gaat uit van de kWh-tariefvariant van het invoedingstarief.
3. **Aansluittarief - sterke verminderde groei van alle assets en grotere hoeveelheid verplaatsing:** Dit scenario gaat uit van het aansluittarief, wat hogere kosten kent en daardoor een sterkere afname van de groei en verplaatsing.

De doorrekening is uitgevoerd voor acht stations die de typen stations reflecteren zoals toegelicht in de methode in Paragraaf 2.6.

6.1 Resultaten effecten invoedingstarief op elektriciteitsnet

6.1.1 Effect elektriciteitsnet per station

Voor de acht stations zijn de drie scenario's doorgerekend. Vervolgens is het effect op de verwachte piekbelasting voor invoeding en afname bepaald en de procentuele verandering ten opzichte van het referentiescenario. De resultaten zijn hieronder weergegeven per station en worden onder de tabel toegelicht per station.

Tabel 37 - Resulterende netbelasting met scenario's

Station	Scenario	Piek invoeding		Piek afname	
		Vermogen (MW)	Verandering t.o.v. referentie	Vermogen (MW)	Verandering t.o.v. referentie
HS-station 1 (zon-dominant)	Referentie	-78		30	
	Scenario 1	-70	-10%	30	0%
	Scenario 2	-68	-13%	30	0%
	Scenario 3	-64	-19%	30	0%
HS-station 2 (WoL-dominant)	Referentie	-639		162	
	Scenario 1	-608	-5%	162	0%
	Scenario 2	-577	-10%	162	0%
	Scenario 3	-598	-6%	162	0%
HS-station 3 (WoZ-dominant)	Referentie	-1.928		460	
	Scenario 1	-1.496	-22%	460	0%
	Scenario 2	-1.424	-26%	460	0%
	Scenario 3	-1.496	-22%	460	0%
HS-station 4 (gascentrale)	Referentie	-519		39	
	Scenario 1	-518	0%	39	0%
	Scenario 2	-517	0%	39	0%
	Scenario 3	-517	0%	39	0%

Station	Scenario	Piek invoeding		Piek afname	
		Vermogen (MW)	Verandering t.o.v. referentie	Vermogen (MW)	Verandering t.o.v. referentie
HS-station 5 (afname)	Referentie	20		69	
	Scenario 1	19	-3%	69	-0,01
	Scenario 2	19	-5%	68	-0,01
	Scenario 3	19	-4%	69	-0,01
HS/MS-station 1 (Zon)	Referentie	-142		46	
	Scenario 1	-132	-7%	46	0%
	Scenario 2	-129	-9%	46	0%
	Scenario 3	-125	-12%	46	0%
HS/MS-station 2 (afname)	Referentie	-42		153	
	Scenario 1	-44	4%	153	0%
	Scenario 2	-45	6%	153	0%
	Scenario 3	-44	3%	153	0%
HS/MS-station 3 (WoL)	Referentie	-461		35	
	Scenario 1	-458	-1%	35	0%
	Scenario 2	-454	-1%	35	0%
	Scenario 3	-456	-1%	35	0%

HS-station 1 (zon-gedomineerd): Er wordt in het referentiescenario een additionele piekbelasting van zon-pv van 98 MW verwacht (groei ten opzichte van huidige netbelasting en dus vermogen zon-pv), daarnaast is een zeer kleine groei in vermogen wind op land in de prognoses van TenneT. De verschillende scenario's resulteren in een lagere groei van zon-pv (8, 10 en 15% respectievelijk) als categorie, bestaande uit zon-pv op huishoudens, grootverbruikers met eigen verbruik en grootverbruikers zonder eigen verbruik. Daarnaast daalt de groei van vermogen van wind op land met 3 tot 6%. Dit resulteert in een lagere netbelasting van 10 tot 19%.

HS-station 2 (wind op land-gedomineerd): Bij dit station wordt er volgens de prognoses additionele wind op land gerealiseerd, resulterend in een extra netbelasting van 650 MW. Door een invoedingstarief daalt dit vermogen met 5, 10 en 7% respectievelijk per scenario. Daarnaast daalt de piekbelasting zon beperkt. Dit resulteert in een afname van de piekbelasting op de stations van 5, 10 en 6% respectievelijk. De procentuele reductie is iets kleiner omdat er ook een wkk en batterij in de prognoses opgenomen zijn, welke ook elektriciteit invoeden.

HS-station 3 (wind op zee-gedomineerd): Er wordt op dit station 2 GW wind op zee aangesloten. Daarnaast is er alleen vraag. De scenario's gaan uit van een lagere realisatie WoZ, waardoor de piekbelasting lager wordt. De vraag is of dit voor deze stations realistisch is. De tenders voor wind op zee bestaan uit grootschalige projecten via een tendersystematiek. Het is realistischer dat een wind op zee project of volledig wel of niet doorgaat. Daarmee is er dus ook wel of niet een volledige invoedingspiek van 2 GW.

HS-station 4 (overige invoeding-gedomineerd): Op dit station is een gascentrale aangesloten (~500 MW), wind op land (piekbelasting 60 MW), en zon-pv (piekbelasting 55 MW). Het invoedingstarief resulteert in een andere inzet van de gascentrale en beperkt lager vermogen van zon en wind. In totaliteit daalt het vermogen gascentrales met 5 of 20% in de scenario's. De netimpact zal dus sterk afhangen of deze specifieke centrale blijft bestaan. Echter zijn het bestaande centrales, er hoeft dus geen netverzwaring voor plaats te vinden.

HS-station 5 (afnamegedomineerd): Dit station heeft een piekvraag voor afname van 72 MW en invoedingspiek van zon-pv van 12 MW. In de scenario's wordt er meer zon gerealiseerd in gebieden met afnamenetcongestie, door het invoedingstarief is dat immers goedkoper.

De scenario's omvatten een groei van zon-pv van respectievelijk 14, 22 en 18% ten opzichte van het referentiescenario. Nog steeds is er op geen enkel moment een invoedingspiek, oftewel er is altijd meer vraag. De piekbelasting van de vraag daalt met 1% door de additionele zon-pv in alle drie de scenario's.

HS/MS-station 1 (zon-gedomineerd): De netbelasting op dit station wordt veroorzaakt door zon op residentieel dak (34 MW), zon op commercieel dak (17 MW), zon op land (47 MW), en wind op land (17 MW). Zon op residentieel dak blijft gelijk, maar zon op commercieel dak daalt met 5, 7 en 14% per respectievelijk scenario. Voor zon op land is de verschuiving nog groter met 19, 24 en 31%. Wind op land kent een kleine verandering van enkele procenten. Al deze effecten bij elkaar opgeteld resulteren in de verandering van de netbelasting, vooral door een afname van zon op land. De netbelasting verandert 7, 9 en 12% respectievelijk.

HS/MS-station 2 (afnamegedomineerd): Dit station kent een piek in de vraag van 160 MW met daarbij zon op residentieel dak (39 MW), zon op commercieel dak (27 MW), zon op land (4 MW), en wind op land (2 MW). Er vindt een sterke groei plaats in de scenario's van zon-pv op land in dit type afname-gebieden van 25, 41 en 27% respectievelijk. In dit gebied is echter weinig vermogen zon op land. Daarnaast is een beperkte groei van zon op commercieel dak en wind op land van een paar procent. Dit resulteert in een iets hogere invoedingspiek (+3 tot 6%), echter blijft de afnamepiek duidelijk dominant.

HS/MS-station 3 (wind op land-gedomineerd): Dit gebied kent al veel wind op land, waardoor de huidige invoedingspiek al 340 MW is. De afnamepiek is slechts 35 MW. Daarbij komt tot 2030 een additioneel piekvermogen van zon op residentieel dak (28 MW), zon op commercieel dak (18 MW), zon op land (19 MW), en wind op land (74 MW). Alleen deze nieuwe projecten worden volgens onze aannames geraakt door het invoedingstarief, bestaande projecten blijven bestaan en veranderen niet van locatie. Voor WoL-dominante gebieden nemen we aan dat wind op land verminderd met 5, 10 en 7% respectievelijk, en zon-pv beperkt daalt met maximaal 4%.

6.1.2 Netimpact bij Scenario 4

Het scenario vier voor gedragsverandering staat beschreven in Paragraaf 5.3. Het gaat uit van een groei in vermogen ten opzichte van Scenario 1 tot 3 vanwege een verbetering van de businesscases doordat er minder vermogen gerealiseerd wordt (anticiperen markt op andere marktomstandigheden) en overheidsbeleid rond duurzame opwek (subsidie en doelstellingen). De netimpact hangt af van:

- Mate van herstel van groei van nieuwe projecten: Hoeveel projecten exact doorgaan is nog zeer onzeker en hangt af van de inschatting van marktpartijen en de exacte vormgeving van overheidsbeleid. Naar verwachting worden een beperkt aandeel minder nieuwe projecten gerealiseerd, dit scenario omvat een 1/8 effect van scenario één tot drie. Dit zou betekenen dat de netimpact van minder nieuwe projecten dus ook 1/8 is van de gemodelleerde netimpact.
- Interactie met locatieprikkel: De locatieprikkel zal naar verwachting alleen effect hebben op nieuwe projecten en logischerwijs als een tarief met locatiecomponent wordt ingevoerd. Voor wind op zee en batterijen is gebleken in de interviews dat er weinig prikkel uitgaat van een invoedingstarief maar dat andere factoren zwaarder

wegen. Voor zon en wind op land heeft de locatieprikkel wel effect. De vraag is welk effect het beleid exact gaat hebben. Dit hangt af van:

- Als het tarief op projectniveau exact vergoed wordt (via subsidie of bijvoorbeeld PPA) is er geen locatieprikkel meer. De partijen betalen dan dezelfde netkosten onafhankelijk van de locatie. Er is dan geen locatieprikkel meer waardoor de netimpact door locatiesturing verdwijnt.
- Er kan ook op een algemene manier kosten gecompenseerd worden. Bijvoorbeeld dat in de SDE++ het maximum invoedingstarief wordt opgenomen. Het biedt dan een voordeel voor projecten om in gebieden met lage nettarieven te vestigen, zodat ze een lagere subsidie-intensiteit kennen en sneller subsidie krijgen. De duurzame elektriciteitsproductie projecten kennen echter al een lage subsidie-intensiteit wat de kans groot maakt dat de prikkel beperkt is; ze krijgen zeer waarschijnlijk toch wel subsidie.

De manier waarop de locatieprikkel de grootste impact zal hebben is als partijen alleen de kosten van het laagste nettatarief in rekening kunnen brengen; bijvoorbeeld in een PPA. Dan worden het laagste nettatarief vergoed en is het eventuele additionele tarief voor vestigen in bijvoorbeeld opwekgedomineerd gebied voor rekening van het project. Dit kan ontstaan als er bijvoorbeeld veel onderlinge concurrentie is tussen projecten voor het sluiten van PPAs. Binnen de SDE++-subsidie is dit naar verwachting niet mogelijk vanwege de systematiek.

Het overheidsbeleid en gedrag van bedrijven beïnvloed dus de exacte netimpact. Vanwege onzekerheid over de exacte ontwikkelingen is dit niet vast te stellen. Wat we in ieder geval verwachten is dat het aantal projecten dat niet doorgaat beperkt is (tot ongeveer 1/8^{ste} van Scenario 1 tot 3). Dit zou betekenen dat de verwachte netimpact grofweg halveert. Als de locatieprikkel (bij een eventuele variant met locatieprikkel) volledig gecompenseerd wordt, is de netimpact zeer beperkt. Als de locatieprikkel niet gecompenseerd wordt verwachten we dat de netimpact qua locatiesturing blijft bestaan.

6.1.3 Conclusies netimpact

De netdoorrekeningen hebben plaatsgevonden voor een beperkt aantal stations. Deze stations zijn zo gekozen dat ze de reële verscheidenheid van stations in de praktijk reflecteren en daarom conclusies in de breedte mogelijk maken. Vanwege capaciteitsbeperkingen bij de netbeheerders is het niet mogelijk gebleken een grotere doorrekening door hen te laten uitvoeren tijdens de looptijd van deze studie.

De doorrekeningen uit deze analyse bieden de eerste inzichten, al zal een bredere of volledige doorrekening natuurlijk meer inzicht bieden. De resultaten voor de drie eerste scenario's zijn:

- In deze scenario's voor gedragsverandering door het invoedingstarief is de grootste verandering opgenomen voor zon zonder eigen verbruik (zon op land), gevolgd door wind op land en zon met eigen verbruik. De netimpact is dan ook het grootste in gebieden waar nog veel additionele zon-pv en wind op land gerealiseerd worden, zoals HS-station 1 en HS/MS-station 1. De reductie in netbelasting is dan zo'n 10% in zon-pv-gebieden en 5% in wind op land-gebieden. In gebieden waar al veel hernieuwbare opwek geplaatst is en beperkt opwek bijkomt, verandert de invoedingspiek logischerwijs weinig. Dit zien we terug in bijvoorbeeld HS/MS-station 3, waar de verandering slechts 1% is.
- Voor gascentrales en wind op zee geldt een andere dynamiek doordat de netbelasting vaak wordt bepaald door één project. Het invoedingstarief resulteert op landelijk niveau in een procentuele verandering maar qua lokale netimpact naar verwachting in een binaire beslissing; het project is er wel of niet in 2030 op die locatie. De netimpact

is daardoor ook binair. Voor wind op zee zijn vaak netverzwaring vereist. Voor gascentrales wordt verwachting richting 2030 weinig nieuw vermogen gebouwd en is er daarvoor dus ook geen netverzwaring vereist. Bij wind op land en zeker bij zon-pv gaat het om meerdere projecten en kan een project eventueel ook anders/kleiner gerealiseerd worden.

- In gebieden met afname wordt extra hernieuwbare opwek gerealiseerd. Echter was in de door ons onderzochte gebieden in verhouding zoveel afname, dat er geen nieuwe invoedingspieken ontstonden. De additionele opwek resulteert in beperkte lagere afnamepieken (-1%), maar dit effect is beperkt aangezien de additionele invoeding niet gelijktijdig is met de momenten met de afnamepiek.

Het is met deze beperkte analyse niet te zeggen in welke mate een invoedingstarief netverzwaring kan voorkomen. Voor verschillende stations met invoedingsnetcongestie zal gelden dat de invoedingspieken significant hoger zijn dan de reductie die door een invoedingstarief gerealiseerd zou kunnen worden. In gebieden waar de invoedingspiek beperkt hoger is dan de beschikbare netcapaciteit, kan een invoedingstarief helpen om congestie te voorkomen, de noodzaak voor netverzwaringen te verminderen of netverzwaringen uit te stellen. Het uitstellen van netcongestie draagt ook positief bij aan het verkleinen van het maakbaarheidsprobleem van de elektriciteitsinfrastructuur.

Reflecterend op de effecten van de netimpact zien we dat er maatschappelijke waarde is als projecten gerealiseerd worden op andere locaties. Er zijn veel afnamegedomineerde gebieden waar nog veel ruimte op het net is voor additionele invoeding. Er zijn echter veel meer eisen voor de realisatie van een project in die gebieden, zoals beschikbaarheid van ruimte. Het is discutabel of er maatschappelijke waarde zit in het realiseren van minder opwek. Dit resulteert ook in een lagere netimpact maar heeft ook mogelijke nadelige effecten zoals minder CO₂-reductie, minder relatief goedkope elektriciteit en minder beschikbare elektriciteit.

Scenario 4 reflecteert een situatie waarin er in de loop van de tijd meer projecten gerealiseerd worden. De netimpact zal dan afnemen, aangezien deze voor een deel afhankelijk is van de hoeveelheid gerealiseerde projecten. Het hangt echter ook sterk af of er nog locatiesturing aanwezig is.

6.2 Kleinere stijging nettarieven door invoedingstarief

Een mogelijk effect van het invoedingstarief is een daling van de nettarieven voor alle gebruikers. Dit kan door vier effecten worden veroorzaakt:

1. Er hoeven minder netinvesteringen plaats te vinden waardoor de totale kosten lager uitvallen.
2. Andere gebieden kunnen verzwared worden, daardoor is er meer aangesloten vermogen en lagere tarieven. Dit kan ook leiden tot lagere kosten voor congestiemanagement.
3. Kosten in rekening brengen bij invoeders via aansluittarief met diepe netkosten.
4. Het buitenland betaalt mee aan de kosten van het elektriciteitsnet als de kosten van een invoedingstarief onderdeel worden van de energieprijzen.

Deze effecten worden hierna toegelicht.

Lagere nettarieven door lagere kosten netverzwaring

Een andere optie is dat het net minder verzaamd wordt; er worden investeringskosten uitgespaard. Kijkend naar de netimpact zoals beschreven in Paragraaf 6.1 is er op stations gedomineerd door zon-pv en wind op land een verlaging van de netbelasting van 5 tot 15% te verwachten. De netimpact van stations van wind op zee en centrales is onzeker. Het invoedingstarief kan dus vooral netverzwaring voorkomen in stations gedomineerd door zon en wind, waar ook de netbelasting beperkt hoger is dan de transportcapaciteit. Uit de regionalisatie (zie Bijlage C.4) blijkt dat dit gaat om zo'n 90 gemeenten (ongeveer 25%) van Nederland maar wel om grote percentages van de hoeveelheid zon-pv (54%) en wind op land (75%).

We voeren een rekenvoorbeeld uit om een eventueel effect van minder netverzwaring op de totale tarieven te duiden. Als rekenvoorbeeld van de effecten is aangenomen dat er 10% netverzwaring minder nodig is door het invoedingstarief. Dit is een subjectief getal, mogelijk aan de hoge kant. De kosten voor netverzwaring werken door in de nettarieven in 2030 met € 590 miljoen door investeringen van de regionale netbeheerder en € 653 miljoen door investeringen van TenneT voor het net op land, zoals toegelicht in Bijlage C.1. Een besparing van 10% op beide betekent dus een totale kostenbesparing van € 125 miljoen in de totale kosten van de netbeheerders in 2030. De totale geschatte tariefinkomsten zijn geschat op € 8,8 miljard in 2030, oftewel een besparing € 125 miljoen is gelijk aan 1,4%. Dit betekent dat 10% minder netverzwaring zal leiden tot 1,4% lagere nettarieven. Dit komt doordat de meeste kosten bestaan uit historische netinvesteringen (€ 3,6 miljard), TenneT systeemtaken (€ 1,7 miljard), en kosten voor het net op zee (€ 2,8 miljard). De kosten voor het net op zee veranderen alleen bij een invoedingstarief als de plannen en realisatie van wind op zee veranderen.

We verwachten dus dat het effect van een invoedingstarief op de totale netbeheerkosten beperkt is. Er is wel een mogelijke kostenbesparing als er andere netverzwaringen gerealiseerd worden, waardoor er additioneel (afname) klanten aangesloten kunnen worden en de totale kosten dus over meer aangeslotenen verdeeld wordt.

Lagere nettarieven door meer aangeslotenen

Op dit moment kunnen de netbeheerders het vereiste tempo van verzwaren niet realiseren. Als er door een invoedingstarief minder verzaamd hoeft te worden, betekent dit dat er andere gebieden eerder verzaamd kunnen worden. De netinvesteringen dalen dan niet of beperkt. Er kunnen dan wel echter extra partijen aangesloten worden. Daardoor is er in totaal meer gecontracteerd vermogen, en zijn de kosten per aangeslotenen lager. Dit geldt zeker als er afname-aangeslotenen zijn, omdat zij relatief meer nettatarief betalen; ook na de invoering van een invoedingstarief. Het voorkomen van netverzwaring voor invoeders kan ook op die manier leiden tot lagere nettarieven voor alle aangesloten, ook al blijven de totale kosten gelijk.

Meer aangeslotenen leidt door netverzwaring

Een opvolgende effect als er meer netverzwaring voor afnemers gerealiseerd wordt is dat de kosten van congestiemanagement kunnen dalen. De netverzwaring wordt dan meer gericht op de probleemgebieden, waardoor die kosten voor het oplossen van congestie niet meer vereist zijn. Dit effect versterkt een mogelijke kostendaling maar is nu niet te voorspellen. Kijkend naar het aandeel van de congestiemanagementkosten van de totale tariefkosten, verwachten we dat dit effect minder sterk is dan het hiervoor beschreven effect van meer aangeslotenen om de totale kosten te dragen.

Kosten toerekenen aan invoeders via diepe aansluitkosten

Variant 6 omvat een aansluittarief met diepe netkosten voor het realiseren van de aansluiting. Dit betekent dat niet de totale netinvesteringen onderdeel worden van de tariefkosten, maar dat deze direct in rekening gebracht worden bij de aangeslotenen. Dit zou een direct effect zijn van deze variant. Ook hier geldt dezelfde verhouding als hierboven; als bijvoorbeeld 10% van de kosten direct in rekening gebracht kan worden zullen de tarieven met 1,4% dalen. Het is zeer onzeker met een aansluittarief hoeveel nieuwe aansluitingen voor invoeding nog gerealiseerd worden en welke keuzes gemaakt worden in het ontwerp van een aansluittarief (zoals welke kosten worden toegekend); een inschatting van het effect op de tarieven is daarom nu nog onzeker.

Kosten elektriciteitsnet doorbelasten naar buitenland

In de toekomst wordt Nederland netto-exporteur van elektriciteit. Dit betekent dat een invoedingstarief er mogelijk toe leidt dat een deel van de netkosten betaald worden door buitenlandse afnemers, mits het nettatarief vertaald wordt naar de elektriciteitskosten.

Een nettatarief-variant met een kWh-tariefdrager zal direct resulteren in een hogere elektriciteitsprijs. Daarnaast zien we dat ook kW-tariefvarianten kunnen resulteren in hogere energiekosten, mits dit opgenomen kan worden in de biedingsstrategie. Als het invoedingstarief opgenomen wordt in de biedingsstrategie én Nederland elektriciteit exporteert dan resulteert dit wel in het neerleggen van kosten bij buitenlandse partijen.

Uit onze analyse blijkt dat dit in 2030 gaat om een bedrag tussen de € 22 en 37 miljoen, wat mogelijk verder toeneemt in de toekomst als Nederland meer exporteert. Bij een eventuele invoering van een invoedingstarief op Europees niveau of in buurlanden verandert dit effect aangezien Nederlandse afnemers dan ook over import een invoedingstarief zullen betalen.

7 Effect energierekening afnemers

De vijf onderzochte casussen zijn huishouden met huishoudelijk verbruik, geëlektrificeerd huishouden met zon-pv, warmtepomp en elektrische auto, mkb met zon-pv, fabriek en industrie. Dit hoofdstuk laat het effect op de netkosten zien voor afnemers in 2030 met en zonder het invoedingstarief. De resultaten van de casussen 'Geëlektrificeerd huishouden' en 'Fabriek 20 MW' staan weergegeven in dit hoofdstuk, de andere casussen staan in Bijlage F. Paragraaf 7.1 laat het effect zien op de netkosten en Paragraaf 7.2 laat het effect zien van het invoedingstarief op de totale energierekening (nettarief + energiekosten).

We nemen in deze analyse mee:

- lagere nettarieven doordat netkosten gedeeltelijk bij invoeders in rekening gebracht worden;
- stijging energieprijzen en daarmee energiekosten voor afnemers zoals bepaald in Hoofdstuk 5.

7.1 Effect invoedingstarief op nettatarief

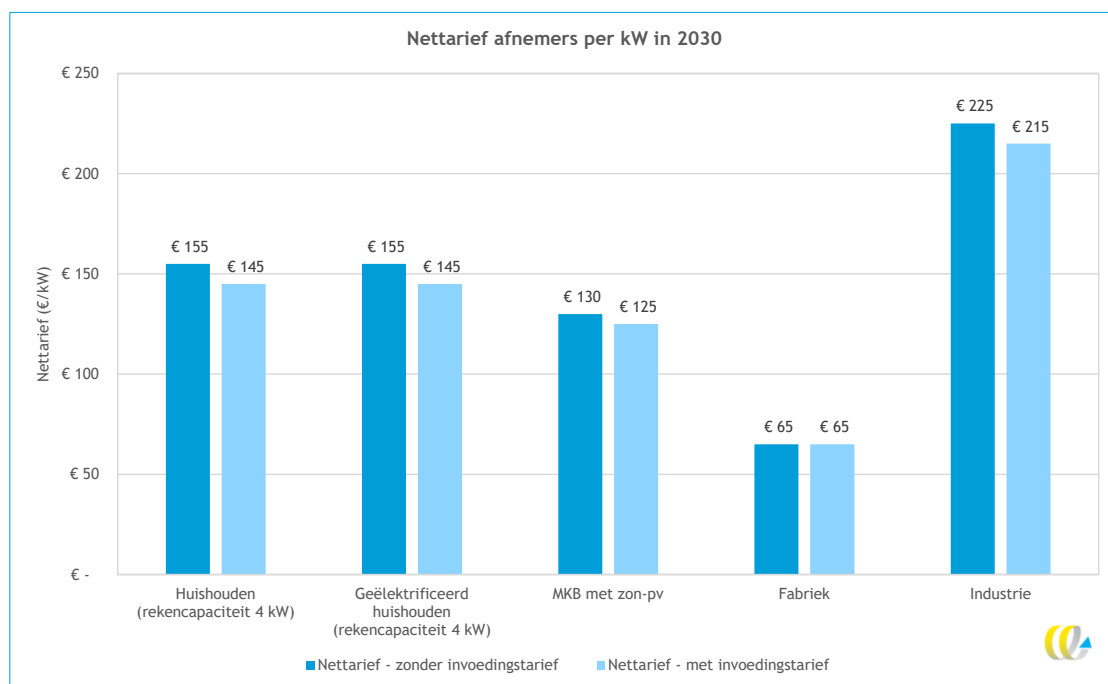
7.1.1 Nettatarief per kW

Voor afnemers neemt het nettatarief per kW af bij invoering van het invoedingstarief. In Figuur 13 is het nettatarief per kW weergegeven. Hierbij is uitgegaan van het referentiescenario voor het invoedingstarief waarbij er rekening wordt gehouden met de een van 0,50 €/MWh voor invoeders (exclusief kosten buiten de EU-kaders, dit is een aanname van CE Delft zie Paragraaf A.1.1). De aannames voor de casussen en afnameprofielen zijn onderbouwd in Bijlage D.2.

De industrie heeft met en zonder het invoedingstarief het hoogste nettatarief van alle casussen. Deze casus representeert moeilijk regelbare industrie zoals staalproductie en de chemische industrie, waarvoor een constant afnameprofiel is aangenomen. De fabriek heeft de laagste netkosten, ruim drie keer zo laag als de industrie. Dit komt enerzijds omdat de nettarieven (kWcontract en kWmax) voor afnemers met een netaansluiting van 100 MW grofweg drie keer zo hoog liggen als voor afnemers met een netaansluiting van 20 MW (zie Tabel 54 in de bijlage). Anderzijds heeft de fabriek een wisselend afnameprofiel door het jaar heen, welke voor een aanzienlijk gedeelte afhankelijk is van een warmtepomp, waardoor het kWmax-tarief hoger is in de winter- dan in de zomermaanden. Het nettatarief zonder invoedingstarief voor de fabriek is enkele euro's hoger dan met het invoedingstarief, echter is de figuur afgerond op 5 euro's waardoor dit verschil niet te zien is.

Voor de huishoudens casussen (beide met een aansluiting van 3x25A) is er een daling te zien van het nettatarief als gevolg van het invoedingstarief, die € 10 bedraagt.

Figuur 13 - Het nettarief voor afnemers weergegeven per kW. De onderliggende aannames voor de casussen staan in Bijlage D.2. Getallen afgerond per € 5



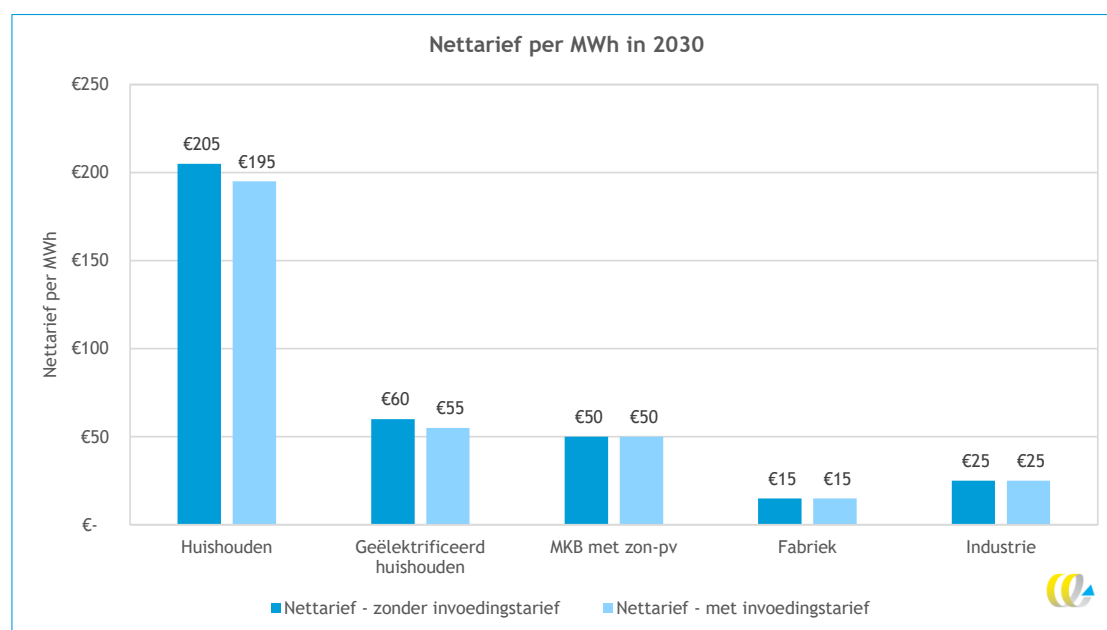
7.1.2 Nettarief per MWh-afname

Het nettarief per MWh afname van een zestal casussen is weergegeven in Figuur 14 met en zonder het invoedingstarief. Het nettarief voor kleinverbruikers met invoedingstarief is lager dan zonder het invoedingstarief. Het huishouden met normaal huishoudelijk verbruik betaalt per MWh de hoogste nettarieven. Het nettarief van een geëlektrificeerd huishouden neemt relatief af ten opzichte van een normaal huishouden, doordat er meer elektriciteit wordt verbruikt met gelijke netaansluitingskosten.

De netkosten van kleinverbruikers in 2030 is berekend op basis van een verwacht groei-percentage van de huidige tarieven. Een mogelijk effect van het invoedingstarief zou kunnen zijn dat de totaal vereiste kosten voor netverzwaring afnemen, waardoor ook kleinverbruikers minder netkosten zouden gaan betalen. In dat geval kan het groeipercentage lager uitvallen dan nu is aangenomen.

De andere casussen met grotere netaansluiting betalen relatief minder dan huishoudens. Er zijn kleine verschillen (enkele euro's) voor de nettarieven van de grootverbruikers met en zonder het invoedingstarief. Dit detailniveau is echter niet te zien in Figuur 17 aangezien is afgerond op 5 euro's. Van de grootverbruikers is de fabriek de laagste netkosten per MWh. Dit komt omdat de fabriek zelden zijn volle netcapaciteit van 20 MW benut. De fabriek verbruikt slechts 62 uren per jaar meer dan 19 MW. Het jaarlijks gemiddelde verbruik van de fabriek is 12 MW. De industrie daarentegen benut zijn gehele netaansluiting (100 MW) maximaal gedurende het hele jaar. Het mkb-bedrijf met een netaansluiting van 1 MW heeft de hoogste kosten van de grootverbruikers, terwijl de transporttarieven lager zijn dan die van de industrie-casus (zie Tabel 54). Dit komt door een hoger aantal vollast-uren van de industrie-casus.

Figuur 14 - Nettarief per MWh met en zonder het invoedingstarief. De onderliggende aannames voor de casussen staan in Bijlage D.2. Getallen afgerond per € 5



7.2 Effect invoedingstarief op totale energierekening

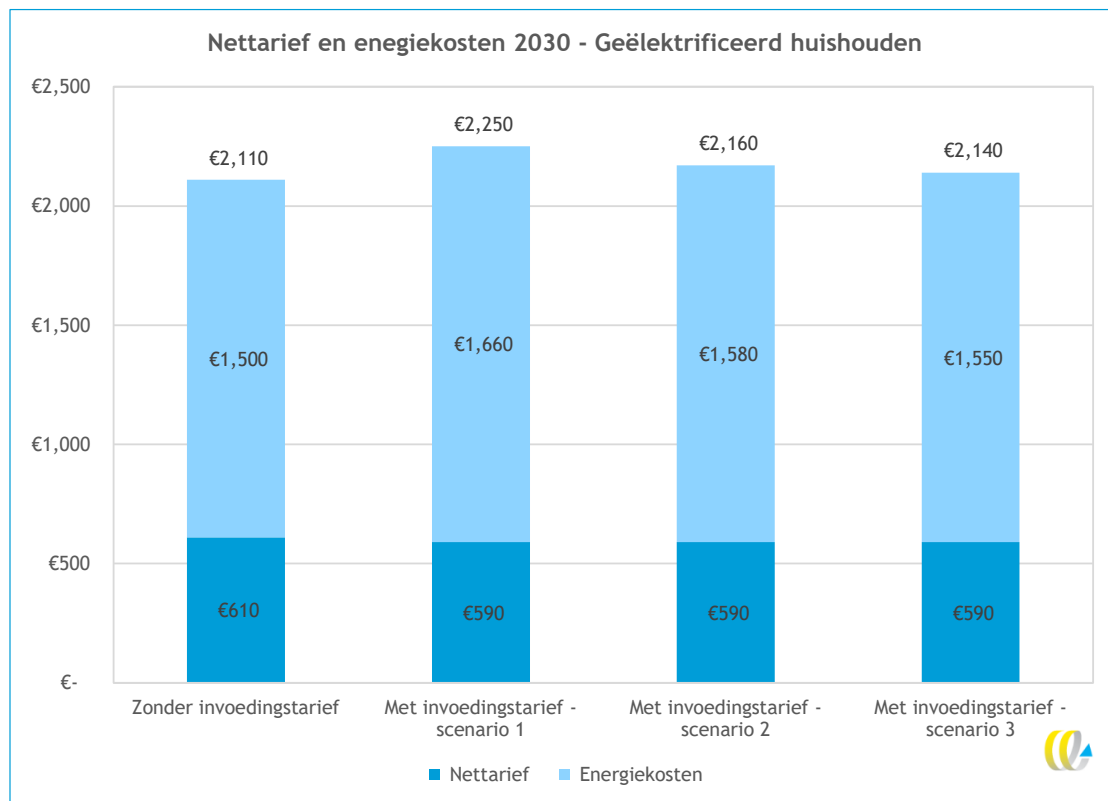
De energierekening (kosten voor netbeheerder en energieleverancier) van de casussen 'Geëlektrificeerd huishouden' en 'Fabriek 20 MW' zijn weergegeven in respectievelijk Figuur 15 en Figuur 16. De andere casussen zijn weergegeven in Bijlage F.

Uit Figuur 15 blijkt zonder het invoedingstarief de energiekosten lager zijn dan met een invoedingstarief. Het nettarief is met een invoedingstarief daarentegen lager dan zonder invoedingstarief. Met het invoedingstarief stijgen de energiekosten, afhankelijk van het prijsscenario. De scenario's implementeren verschillende gedragsverandering van invoeders en hebben invloed op de elektriciteitsprijs:

- Scenario 1: Beperking groei van alle assets, geen verandering in marginale kosten.
- Scenario 2: Beperking groei niet-flexibele assets, stijging marginale kosten.
- Scenario 3: Sterke beperking groei van alle assets, geen verandering in marginale kosten.

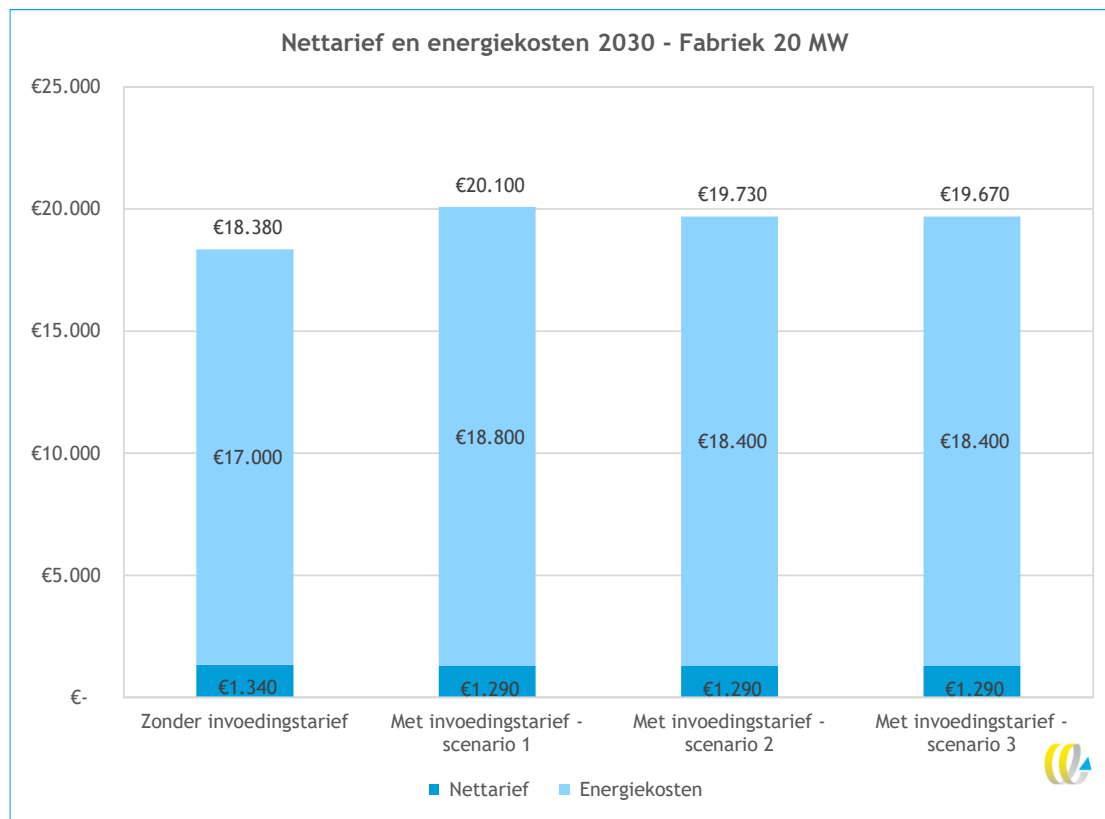
Scenario 1 leidt tot de hoogste energierekening voor geëlektrificeerde huishoudens in 2030 gevolgd door Scenario's 2 en 3. Voor alle scenario's geldt dat de energierekening toeneemt ten opzichte van de situatie zonder invoedingstarief. In alle gevallen is het nettarief ongeveer 28% van de totale energierekening.

Figuur 15 - Nettarief en energiekosten van de casus 'Geëlektrificeerd huishouden'. Afgerond op tiental euro's



Voor de casus 'Fabriek 20 MW' bestaat de energierekening voor een relatief kleiner gedeelte nettarief dan voor het geëlektrificeerde huishouden. Het nettarief is in alle gevallen ongeveer 7% van de totale energierekening, ten opzichte van 28% bij het geëlektrificeerde huishouden. De scenario's geven eenzelfde soort beeld voor de energierekening bij de casus fabriek als bij het geëlektrificeerde huishouden: alle scenario's leiden tot een toename van de energierekening en een lichte daling van het nettarief.

Figuur 16 - Nettarief en energiekosten van de casus 'Fabriek 20 MW'. Afgerond op tental euro's



In Tabel 38 zijn de resultaten weergegeven van het effect van het invoedingstarief op de totale energierekening van de casussen. Bij alle casussen en voor elk scenario neemt de energierekening toe. De kleinste toename is bij het huishouden met normaal huishoudelijk verbruik. De energiekosten voor het huishouden nemen toe door hogere energieprijzen, maar het nettatarief neemt af. De energierekening neemt hierdoor tot 2% toe bij de invoering van het invoedingstarief.

De hoogste relatieve toename is bij de fabriek. Daar neemt de energierekening met 7 tot 9% toe. De relatieve toenames bij de andere grootverbruikers zijn grofweg gelijk.

Tabel 38 - Het effect van het invoedingstarief op de energierekening en procentuele toename t.o.v. de energierekening zonder invoedingstarief

Casus	Zonder invoedings-tarief	Scenario 1: effect invoedingstarief		Scenario 2: effect invoedingstarief		Scenario 3: effect invoedingstarief	
	Energie-rekening (€/jaar)	Energie-rekening (€/jaar)	Toename (%)	Energie-rekening (€/jaar)	Toename (%)	Energie-rekening (€/jaar)	Toename (%)
Huishouden	€ 1.240	€ 1.270	2%	€ 1.260	2%	€ 1.260	2%
Geëlektrificeerd huishouden	€ 2.100	€ 2.200	5%	€ 2.200	5%	€ 2.100	0%
Mkb met zon-pv	€ 617.000	€ 669.000	8%	€ 651.000	6%	€ 647.000	5%
Fabriek	€ 18.380.000	€ 20.100.000	9%	€ 19.730.000	7%	€ 19.670.000	7%
Industrie	€ 164.800.000	€ 177.200.000	8%	€ 175.600.000	7%	€ 175.000.000	6%



7.3 Energiekosten ontwikkeling door Scenario 4

De energierekening (netbeheer- en energiekosten) zijn bepaald voor Scenario 4 (zie Tabel 39). Dit scenario gaat ervan uit dat er een gedempte gedragsverandering is van invoeders, nadat een nieuw evenwicht ontstaan volgend op de eerste drie scenario's. Uit de modellering blijkt dat het lagere vermogen uit de eerste drie scenario's resulteert in hogere inkomsten van de invoeders. In werkelijkheid zal dit een veel meer fluïde proces zijn waarbij marktpartijen inspelen op deze verwachte ontwikkeling en (vroegtijdig) additionele projecten realiseren. Daarnaast is er sturing vanuit (bestaand) overheidsbeleid op bijvoorbeeld behalen duurzaamheidsdoelstellingen. Dit betekent dat er (in 2030 of later moment) alsnog meer vermogen gerealiseerd wordt dan aangenomen in de andere drie scenario's.

Scenario 4 zorgt voor een gelijke of lagere energierekening voor de casussen dan de situatie zonder invoedingstarief, echter zijn de verschillen zeer klein (-2% tot 0%). Het gedempte effect van de gedragsverandering door invoedende partijen, wanneer vergeleken met Scenario's 1 t/m 3, leidt tot een afname in de totale energierekening. In Scenario 4 is de aanname dat nieuwe projecten van zon-pv met eigen verbruik 3% minder doorgaan en nieuwe projecten zon-pv zonder eigen verbruik en wind op land 5% minder doorgaan. Gascentrales, wind op zee en batterijen blijven gelijk aan de vermogens in het referentiescenario. Dit gedempte effect resulteert in lagere energiekosten voor Scenario 4 dan voor Scenario's 1 t/m 3. De netkosten van alle scenario's zijn gelijk voor de afnemers en daardoor daalt de totale energierekening van Scenario 4 ten opzichte van de andere Scenario's 1 t/m 3.

Tabel 39 - De energierekening van de verschillende afnemers casussen

Casus	Zonder invoedingstarief	Scenario 4: effect invoedingstarief	
	Energirekening (€/jaar)	Energirekening (€/jaar)	Verandering (%)
Huishouden	€ 1.240	€ 1.210	-2,5%
Geëlektrificeerd huishouden	€ 2.100	€ 2.100	0%
Mkb met zon-pv	€ 617.000	€ 613.000	-0,5%
Fabriek	€ 18.380.000	€ 18.390.000	0%
Industrie	€ 164.800.000	€ 164.400.000	0%

We verwachten dat het invoedingstarief resulteert in hogere kosten voor invoeders op korte termijn en mogelijk minder projecten. Dit leidt tot hogere energieprijzen waardoor de totale kosten voor afnemers toenemen. De markt 'herstelt' daarna en er worden naar verwachting weer additionele projecten gerealiseerd. Dit heeft tot resultaat dat de energieprijzen en daarmee energiekosten van afnemers dalen. Bij dit nieuwe equilibrium zien we dat het invoedingstarief een neutraal effect heeft op de energierekening. Het is wel de vraag hoe dit equilibrium er exact uit ziet, aangezien dit onder andere afhankelijk is welk overheidsbeleid wordt gevoerd.

8 Reflectie en conclusies

8.1 Reflectie op vormgeving invoedingstarief en gevoeligheidsanalyses

8.1.1 Tariefdragers

In deze studie is in het referentiescenario aangenomen dat alle aangeslotenen tarieven betalen over de tariefdragers kWcontract en kWmax (50/50%-verdeling) in de eerste vier varianten en met kWh als tariefdrager in Variant 5. Daarnaast is in een gevoeligheidsanalyse het effect onderzocht van alleen kWmax als tariefdrager.

Uit de studie blijkt dat de effecten verschillen afhankelijk van de tariefdrager. De kWmax-tariefdrager geeft een mogelijke prikkel voor gedragsverandering gedurende het jaar, de varianten met kWcontract geeft een meer algemene prikkel en vaak zelfs éénmalig bij de realisatie van het project. In deze studie is aangenomen dat er vrijstelling wordt toegepast op de kWcontract-tariefdrager. Een andere verhouding tussen de kWmax en kWcontract-tariefdrager resulteert dan ook in een andere sterkte van de gedragsprikkel. In zijn algemeenheid dient deze verhouding de daadwerkelijke kosten te reflecteren en zou een afweging tussen deze twee tariefdragers onderdeel kunnen zijn van een bredere tariefevaluatie.

De kWh-tariefdrager heeft significant andere effecten. Het wordt dan onderdeel van de biedingsstrategie van invoeders; dit heeft een direct prijsverhogend effect op de elektriciteitsprijzen. Echter is het totale effect vergelijkbaar met de andere varianten van het invoedingstarief, daar wordt de hogere prijs vooral gedreven door minder opgesteld vermogen van hernieuwbare opwek. Een kWh-tarief kan eenvoudiger zijn voor aangeslotenen om mee te nemen in de businesscase, het kan echter ook onzekerder zijn voor de netbeheerder wat de exacte inkomsten zullen zijn.

8.1.2 Beprijzen van nieuwe aansluiting of transport

In deze studie zijn vijf varianten van een transporttarief onderzocht en een zesde variant die bestond uit een aansluittarief met diepe aansluitkosten. Uit deze studie komen we tot de volgende reflectiepunten gerelateerd aan de vergelijking tussen een transport- en aansluittarief:

- Een aandachtspunt is of het terecht is dat bestaande klanten dienen te betalen afhankelijk van de lokale situatie; bijvoorbeeld of hun project gerealiseerd is in een opwekgedomineerd gebied. Bij eventuele koppeling aan de congestiesituatie geldt hetzelfde.
- Een aansluittarief geeft sturing op het moment dat partijen een keuze maken. Voor bestaande aangeslotenen is er dus geen prikkel, voor nieuwe aangeslotenen is er een directere prikkel.
- Een aandachtspunt is of dat het terecht is dat alleen nieuwe aangeslotenen een tarief voor diepe aansluitkosten betalen, terwijl huidige aangeslotenen dat niet hebben hoeven doen.
- Een transporttarief geeft ook een prikkel voor bestaande aangeslotenen. Ook nieuwe aangesloten zullen het meenemen in de afweging over waar te vestigen. Er zijn signalen dat financiers uit zullen gaan van de slechtst mogelijke situatie, waardoor de locatieprikkel verdwijnt of beperkt is. Dit zal niet zo zijn als er garanties zijn dat tarief geldt voor de volledige looptijd.



- Een aansluittarief leidt tot kosten per MWh die hoger zijn dan de kosten binnen de EU-grens (in ieder geval zoals geïnterpreteerd in deze studie). Dit betekent dat er grotere gedragseffecten zijn door het aansluittarief dan door de andere tarieven zoals vormgegeven in deze studie.

8.1.3 Loslaten EU-grens

In deze studie is de EU-grens vertaald naar één uniform bedrag voor alle aangesloten (zie voor deze aannames in Paragraaf 3.2). In realiteit geldt dit alleen voor kosten van TenneT en kan er dus bij aangesloten op het net van de regionale netbeheerders (en mogelijk aangesloten op het landelijke net) in rekening gebracht worden. Op deze interpretatie reflecteren we in Paragraaf 8.3.3.

Er is ook een gevoeligheidsvariant opgenomen waarbij de kosten volledig 50/50% verdeeld worden en kosten dus boven de EU-grens uit komen. Bij het loslaten voor alle aangesloten van de EU-grens zal het invoedingstarief significant toenemen. Daardoor is de verwachte gedragsverandering bij aangesloten groter; oftewel projecten die niet doorgaan of vestigen op andere locatie. Daarmee verwachten we een groter effect op de verschillende onderzochte aspecten (netimpact, energiemix en energierekening).

8.1.4 Grondslagerosie

Gebaseerd op interviews met marktpartijen en businesscaseanalyses is ingeschat dat er 15 tot 20% grondslagerosie kan plaatsvinden. Dit betekent dat er minder rekenvolumina is dan vooraf ingeschat (oftewel gecontracteerd vermogen en kWmax). Bij het ontwerp van de tarieven kan hier rekening mee gehouden worden door te rekenen met lagere rekenvolumina, of er kunnen het jaar na invoering correcties doorgevoerd worden. Er is mogelijk wel een versterkend effect; als de tarieven hoger ingesteld worden omdat er grondslagerosie verwacht wordt is er kans dat er meer projecten niet doorgaan vanwege de hogere tarieven.

8.1.5 Tarief met negatieve ondergrens

Het nettatarief met een negatieve ondergrens betekent dat de spreiding in kosten groter wordt in netkosten en daarmee de prikkel vergroot. Door de verdeling is dit effect ook groter dan anders mogelijk binnen de EU-grens. Marktpartijen konden het exacte effect lastig duiden, behalve dat ze een groter effect verwachtte. We voorzien vooral een sterke locatiesturing naar locaties met negatieve nettatarieven, oftewel gebieden met afname. Er is wel een groter risico op grondslagerosie; oftewel dat er meer aangesloten in afnamedominante gebieden gevestigd worden waardoor er minder inkomsten zijn. Dit kan er dan weer toe leiden dat (ook bestaande) aangesloten significant meer gaan betalen.

8.2 Reflectie op effectiviteit prikkels via invoedingstarief

In deze studie geven verschillende varianten van het invoedingstarief een locatie- en/of een tijdsprikkel voor invoeders. Hierna reflecteren we op beide prikkels afzonderlijk.

8.2.1 Reflectie op locatieprikkel

De varianten van het invoedingstarief met locatiedifferentiatie geven invoeders de prikkel om nieuwe projecten te ontwikkelen in afnamegedomineerde gebieden. De prikkel van het invoedingstarief is echter niet de enige locatiegerelateerde prikkel die invoeders zien. Ze hebben ook te maken met andere aspecten. Vergunningen spelen voor nagenoeg alle typen invoeders een rol, maar zijn van bijzonder belang voor gascentrales (die gebonden

zijn aan Barro-locaties). Voor wind op zee zijn de aanlandlocaties bepaald door de overheid en maken ze onderdeel uit van de tender. Voor wind op land, zonneparken, zon op dak en batterijen zijn vergunningen ook van belang, naast andere aspecten zoals lokale windsnelheden en afstand tot omwonenden voor windprojecten, beschikbaarheid van dakoppervlakte en behoefte van klanten voor zon op dakprojecten, beschikbaarheid van ruimte, lokale publieke opinie, lokale kennis en netwerk, beschikbaarheid van het net op moment van initiatie van een project, enz.

De prikkel van een locatieafhankelijk invoedingstarief moet in de praktijk gezien worden als één van meerdere prikkels die invoeders zien en waarop ze reageren. Deze verschillende prikkels kunnen ook tegenstrijdig aan elkaar werken. Een mogelijk voorbeeld is een ontwikkelaar van zon op dakprojecten wiens klanten geclusterd zitten in een gebied met invoedingsdominantie. De ontwikkelaar heeft zijn lokaal netwerk in dat gebied, mogelijk ondersteund door de plannen van de gemeente, maar zijn projecten krijgen te maken met hogere tarieven. De complexiteit van de energietransitie en het aantal factoren dat medebepalend is voor de ontwikkeling van projecten beperken de theoretische effectiviteit van de locatieprikkel van een invoedingstarief met locatiedifferentiatie.

Een invoedingstarief met een locatieprikkel heeft dus effect, echter dat effect beperkt zich tot invoeders wiens (invoedings)locatie niet puur bepaald wordt door vergunningen. Deze invoeders hebben bovendien te maken met andere prikkels waardoor ook voor hen gedragswijzigingen door een invoedingstarief relatief beperkt blijken.

8.2.2 Reflectie op tijdsprikkel

De tijdsprikkel in de varianten van het invoedingstarief met tijdsdifferentiatie is gebaseerd op een statische methode met differentiatie per uur en per maand. De overwegingen voor de keuze van deze methode zijn beschreven in Paragraaf 3.5.2. Kort samengevat is voor deze optie gekozen omdat het een middenweg biedt tussen voorspelbaarheid voor invoeders en benadering van de realiteit.

Ook de tijdsafhankelijke prikkel staat niet los van andere prikkels in de praktijk. Voor invoeders zijn vooral de marktprijzen en de contractafspraken de belangrijkste andere prikkels. Uit de analyses blijkt dat de marktprijzen een sterkere prikkel vormen voor invoeders dan de invoedingstarieven in de varianten met behoud van de EU-grens. Dit betekent dat invoeders in de praktijk hun gedrag zullen (blijven) laten leiden door de marktprijzen.

Echter, slechts een minderheid van de elektriciteit wordt verkocht op kortetermijnmarkten. Een belangrijk aandeel wordt verkocht via langlopende contracten, zoals power purchase agreements. Bij dergelijke contracten dient een invoeder contractueel te voldoen aan de gemaakte afspraken met een afnemer. Gemaakte contracten kunnen vaak niet gewijzigd worden. Bij nieuwe contracten kan een invoeder de extra kosten van een tijdsafhankelijk tarief mogelijk meenemen. Daarbij schat een invoeder in of andere invoeders de invoedingstarieven ook inprijzen, en hoe zijn werkelijke productie van de toekomstige jaren (mogelijk tot 20 jaar (ABN Amro, 2022)) en de wegingsfactoren van een tijdsafhankelijk tarief zich tot elkaar zullen verhouden. Dergelijke inschattingen zijn in de praktijk inherent gebaseerd op incomplete informatie en beperkte voorspelbaarheid. Dit zorgt ervoor dat de effecten van een tijdsprikkel in de praktijk ook bij langetermijncontracten beperkt worden.

Een zuivere tijdsprikkel zonder locatiedifferentiatie heeft om bovenstaande redenen daarom weinig effect in de praktijk.

8.2.3 Reflectie op samenhang locatie- en tijdsprinkel

In deze studie hebben we één variant met een locatieonafhankelijke tijdsprinkel (Variant 2) en twee varianten met een locatieafhankelijke tijdsprinkel (Varianten 4 en 5, die verschillen in de tariefdrager, niet in de vormgeving van de locatieafhankelijke tijdsprinkel). Uit de analyse is gebleken dat een tijdsgeïndifferentieerd invoedingstarief dat niet afhankelijk is van de locatie (dus één set wegingsfactoren heeft voor heel Nederland) een nihil effect heeft op het gedrag van invoeders om de redenen beschreven in de vorige paragraaf.

Bij een locatie- en tijdsgeïndifferentieerd invoedingstarief heeft de locatieprikkel de overhand. Marktpartijen veranderen hun gedrag met name door nieuwe projecten (deels) op een andere locatie te realiseren, of niet te realiseren op duurdere locaties. De tijdscomponent van een locatie- en tijdsgeïndifferentieerd invoedingstarief kan een meerwaarde hebben omdat het relatief meer reflectief is voor de kosten van netgebruik in de tijd. Echter, brengt het ook bijkomende complexiteit met zich mee.

8.3 Reflectie op belangrijke aannames

8.3.1 Kosten en nettarieven net op zee

We hebben aangenomen dat de kosten van net op zee onderdeel blijven van de nettarieven. Dit is de huidige methodiek, maar reflecteert ook een groot gedeelte van de stijging van de nettarieven. Een andere keuze in de bekostiging van het net op zee zou dus leiden tot andere tarieven en mogelijk andere uitkomsten.

Daarnaast is aangenomen dat wind op zee onderdeel is van het normale invoedingstarief, dat dus ook geldt voor aangeslotenen op land. De eigenschappen van het net op zee zijn echter wel significant anders; zo wordt het (nu volledig) uitgerold voor invoeding en kent het relatief veel hogere kosten per MW en per MWh. Er kan dus ook een aparte tarief-systematiek gehanteerd worden voor wind op zee.

Hierbij speelt dat financiering van het net op zee ook Europees speelt. Nederland zal een steeds groter deel van haar wind op zee-elektriciteit exporteren naar het buitenland. Europees spelen daarom discussies of en hoe importerende landen meebetalen aan die infrastructuur. Een invoedingstarief kan een van de methodes daarvoor zijn. Een Europese invoering van het invoedingstarief zal implicaties hebben op de beoordeling van het invoedingstarief, zoals beschreven in Hoofdstuk 9.

8.3.2 Cascadering

Cascadering omvat de verdeling van kosten over aangeslotenen op de verschillende netvlakken, specifiek nog de verdeling van kosten van één netvlak over aangeslotenen op dat netvlak en aangeslotenen op lagere netvlakken. In deze studie is een analyse geschreven over hoe deze kosten verdeeld kunnen worden, maar er was onvoldoende informatie beschikbaar op de juiste termijn voor een kwantitatieve analyse. Daarom is de verdeling van kosten over de netvlakken aangehouden van afnemers.

In werkelijkheid kan de verhouding tussen aangeslotenen op de verschillende netvlakken verschillen tussen invoeders en afnemers. Het zou in onze ogen dus logisch zijn het cascadeprincipe opnieuw toe te passen op de kosten toegekend aan invoeders. De tarieven per netvlak kunnen dan verschillen ten opzichte van de tarieven zoals gehanteerd in deze studie. Daarnaast is er een verschuiving in de tijd mogelijk, bijvoorbeeld als er grote vermogens wind op zee aangesloten worden op het EHS-netvlak.

8.3.3 Vertaling EU-grens

In deze studie is aangenomen dat de EU-grens van 0,50 €/MWh geldt voor alle aangesloten, zie hiervoor de aanname van CE Delft voor deze studie in Paragraaf 3.2. In de aannames van de studie is het dus zo dat er gemiddeld slechts een beperkt prijsverschil is tussen aangesloten op het landelijke netbeheerder-netwerk ten opzichte van aangesloten op lagere netvlakken. We hebben dus bepaald welke kosten er in rekening gebracht mogen worden als het tarief (voor de kosten die binnen de grens vallen) voor alle aangesloten 0,50 €/MWh is.

De grens geldt echter alleen voor kosten van de landelijke netbeheerder. Het is dus naar verwachting mogelijk binnen de EU-grens om meer kosten in rekening te brengen bij aangesloten op het RNB-netwerk (en mogelijk aangesloten op het net van de landelijke netbeheerder, afhankelijk van hoe de kosten doorwerken). De effecten op invoeders zullen dan groter zijn voor aangesloten op het RNB-netwerk zoals zon-pv-, wind op land-, en kleine batterij- en gasprojecten.

8.4 Reflectie op gevolgen invoedingstarief

8.4.1 Onzekerheid ontwikkeling investeringen door ontwikkelaars

Uit interviews en businesscaseanalyses van marktpartijen blijkt dat ze vrezen voor de businesscase van invoedingsprojecten. Uitzondering daarin zijn batterijen, voornamelijk doordat de nettarieven voor afname een ordegrrootte hoger zijn. Voor de overige projecten geven marktpartijen aan dat de businesscase krap is en een invoedingstarief een additionele kostenpost en een kostenpost is met onzekerheid over de toekomstige ontwikkeling. In deze studie is geen complete businesscaseanalyse uitgevoerd vanwege de scope van de studie, maar alleen de verandering in kosten en baten vastgesteld in 2030. Om te komen tot het effect op investeringen is een meerjarige businesscaseanalyse nodig en inzicht in de investeringszekerheid; oftewel de risico's die er zijn in verschillende scenario's. De marktpartijen hebben in de interviews (en deels onderbouwd met doorrekeningen) aangegeven dat ze minder investeringen in nieuwe projecten voorzien. Bij een aansluit-tarief of het loslaten van de EU-grens is dit effect groter, vanwege de hogere kosten.

Uit onze modellering blijkt echter ook dat er een bijzondere uitwerking is als er minder projecten gerealiseerd worden; er is minder opgesteld vermogen waardoor de energieprijzen stijgen en de businesscase van opgesteld vermogen dat er wel komt verbeterd. Het invoedingstarief resulteert daarmee dus in directe kosten, maar ook mogelijk via die weg in extra inkomsten voor het resterende opgestelde vermogen.

Het nieuwe equilibrium dat ontstaat, wat benaderd is met Scenario 4, is nog wel onzeker. Het heeft een sterke afhankelijkheid van hoe marktpartijen de verwachte marktontwikkelingen beoordelen, hoe het overheidsbeleid zich ontwikkelt (bijvoorbeeld hoe het invoedingstarief mee wordt genomen in de subsidie-instrumenten) en of er nieuw beleid ontwikkeld wordt.

8.4.2 Effect op leveringszekerheid

Het effect op leveringszekerheid was een beperkt kwantitatief onderdeel van deze studie en verdient additionele aandacht bij een eventuele invoering van het tarief. Uit deze studie blijkt dat invoeders verwachten minder assets te zullen realiseren en dat er mogelijk zelfs productievermogen uit de markt genomen zal worden. Het effect op de Nederlandse energiemix is dat er meer import plaatsvindt en gascentrales meer vollasturen zullen maken. De exacte effecten voor leveringszekerheid (kunnen voorzien van stroom op ieder moment) zijn niet gemodelleerd in deze studie.

8.4.3 Relatie met subsidieregelingen en energiecontracten

Invoeders kunnen inkomsten verwerven via verkoop van elektriciteit via de day-aheadmarkt, via subsidies zoals SDE++ en via langetermijncontracten zoals PPA (power purchase agreements). In de day-aheadmarkt kunnen partijen flexibel hun biedingsstrategie aanpassen. Het ontwerp van het invoedingstarief en strategie van andere nationale en internationale invoeders bepalen in hoeverre het ook mogelijk is het invoedingstarief via de day-aheadmarkt terug te verdienen.

De flexibiliteit in subsidies en contracten/PPA's is onzekerder. De SDE++ is onderhevig aan overheidsbeleid en dus kan er een keuze gemaakt worden om een invoedingstarief mee te nemen in de kostenberekening in de SDE++. Daarnaast kan er een correctie doorgevoerd worden voor historische projecten. De vraag daarbij is wel hoe dit gedaan moet worden en of de prikkel van een invoedingstarief dan blijft bestaan. Stel dat alle kosten gesubsidieerd worden, dan is er geen prikkel meer om op momenten of locaties met een lage netimpact in te voeden. De verdere relatie met de SDE++, zoals gerealiseerde projecten en budget, is toegelicht in Paragraaf 5.3.2.

Voor contracten geldt dat deze niet zomaar gecorrigeerd kunnen worden voor hogere kosten zoals het invoedingstarief, normaliter is één prijs vastgesteld en zal er opnieuw onderhandeld moeten worden. Voor de afnemende partij is dat financieel nadelig, maar zijn er ook nadelige consequenties als er geen elektriciteit geleverd kan worden doordat het project onrendabel wordt en stopt.

8.4.4 Effecten op netbeheerders

Voor netbeheerders vereist de invoering van een invoedingstarief een implementatieslag. In deze studie is gebleken dat data voor een invoedingstarief vaak nog (gedeeltelijk) ontbreekt voor het ontwerp en implementatie van een tarief. De eenvoudigere varianten van een invoedingstarief (zoals een uniform invoedingstarief) vragen in de uitvoering weinig additionele werkzaamheden. Complexere varianten zoals een locatie- en tijdsafhankelijk tarief kunnen meer complex zijn. Onze inschatting is wel dat de vereiste werkzaamheden bij de netbeheerders voor zo'n tarief geen argument zouden moeten zijn tegen een invoering, aangezien het naar onze inschatting niet te extreem is én ook kan bijdragen aan een efficiënter gebruik van de elektriciteitsnetten.

8.5 Reflectie op frequentie van aanpassing van tarieven

In het onderzoek hebben we een statisch beeld in 2030 onderzocht. Echter, de frequentie waarmee tarieven (typering van locaties, wegingsfactoren, enz.) aangepast worden heeft een effect op het gedrag van invoeders.

- Indien tarieven (typering van locaties, wegingsfactoren, enz.) voor langere tijd vaststaan, biedt dat meer zekerheid en dus minder risico's voor marktpartijen. Tegelijkertijd ontstaat er in dit geval ook meer verschil tussen tarieven en de werkelijkheid.
- Indien tarieven (typering van locaties, wegingsfactoren, enz.) voor kortere tijd vaststaan, biedt dat juist minder zekerheid en dus meer risico's voor marktpartijen. Tegelijkertijd ontstaat er in dit geval juist minder verschil tussen tarieven en de werkelijkheid.

De frequentie van aanpassing van tarieven moet deze twee tegenstrijdigheden balanceren. Deze vraag lag buiten de scope van dit onderzoek, maar is een belangrijk aspect voor vervolgonderzoek bij de vormgeving van een invoedingstarief.

8.6 Reflectie op Europese invoering invoedingstarief

Deze studie omvat een analyse van invoering van een invoedingstarief in Nederland. Op Europees niveau kan ook een invoedingstarief geïmplementeerd worden, waardoor een (vorm van een) invoedingstarief gaat gelden voor alle invoeders. Bij een Europese variant van het invoedingstarief verandert de concurrentiepositie tussen Nederlandse en buitenlandse projecten niet of minder afhankelijk van hoe het tarief wordt ingevoerd. Daarmee verandert voornamelijk het aantal projecten dat niet doorgaat. Daarnaast zal het verschillen in biedingsstrategie tussen flexibel en regelbaar vermogen verkleinen. De locatiesturing zal nog wel plaatsvinden als dat onderdeel is van het tariefontwerp.

8.7 Vervolg vragen voor vormgeving invoedingstarief

In dit onderzoek zijn een aantal pragmatische keuzes gemaakt om een kwantitatieve doorrekening mogelijk te maken. In de bovenstaande reflectie hebben we de mogelijke impact van deze keuzes beschreven. Bij verdere overwegingen van de invoering van een invoedingstarief is nader onderzoek nodig naar:

- de omgang met kosten van het net op zee;
- de omgang met cascadering van kosten voor invoeding;
- de juridische ruimte voor implementatie van de EU-grens, met name de vraag of de grens ook doorgevoerd wordt voor aangesloten bij RNBs;
- de wisselwerking van een invoedingstarief met andere bestaande instrumenten zoals vergunningen, subsidies (met name de SDE++) en prijsinstrumenten zoals bijvoorbeeld contracts for difference;
- een diepgaandere kwantificering van de gevolgen van een invoedingstarief en de gedragsverandering van invoeders op de leveringszekerheid;
- een gedetailleerde netdoorrekening door netbeheerders om het volledig effect van een invoedingstarief op het net te bepalen.

8.8 Limitaties en validatie studie

De vervolgvragen beschreven in de vorige paragraaf zijn gerelateerd aan de limitaties van de voorliggende studie. Een invoering van een invoedingstarief en de effecten ervan staan niet los van andere vragen en ontwikkelingen zoals cascadering, omgang met kosten van net op zee, regelgeving en vergunningen, andere markt- en prijsprikkels, enz. De belangrijkste limitatie van deze studie, en nagenoeg elke individuele studie, is dat het niet mogelijk is om de complexiteit van alle ontwikkelingen in één onderzoek te vatten. Daarom moeten de resultaten van deze studie in samenhang beschouwd worden met inzichten uit andere studies.

De validatie van een onderzoekstudie gebeurt typisch via vergelijking met gelijkaardige studies uitgevoerd door andere partijen. Voor het invoedingstarief zijn in het verleden een aantal studies uitgevoerd.

We vatten hieronder de vergelijkingen beknopt samen:

- In 2012 heeft toenmalig ECN een studie uitgevoerd naar de effecten van de invoering van een invoedingstarief, dat een producententarief genoemd wordt in de studie (ECN, 2012). Uit deze studie bleek ook dat de invoering van een invoedingstarief leidt tot een verlaging van de elektriciteitsproductie in Nederland, en daarmee samenhangende verhoging van import en gemiddelde elektriciteitsprijzen. De effecten waren volgens de studie beperkt omdat de studie rekening hield met een tarief van maximaal € 1,00 per MWh. De effecten in deze studie zijn uitgesprokener omdat de doorgerekende tarieven hoger liggen. De algemene richting van de effecten in de twee studies ligt wel met elkaar in lijn.
- In 2018 heeft de werkgroep Tarieven van de Overlegtafel Energievoorziening een rapport uitgebracht over de belemmeringen in nettarieven (Overlegtafel Energievoorziening, 2018). Het rapport beschrijft een kwalitatieve analyse van een producententarief (zowel kW- en kWh-tariefdragers als een aansluitvariant) met een focus op de effecten op de flexibiliteitsmarkt. Het rapport stelt dat het logisch is om invoeders ook te belasten met een kostengebaseerd transportafhankelijk tarief met als doel sturen op efficiënt netgedrag. Een aantal aandachtspunten die in het rapport van de werkgroep genoemd worden, zijn ook in deze studie benoemd zoals de uitdagingen van subsidiebeschikkingen van bestaande projecten en de een toegenomen complexiteit van de marktwerking bij invoering van een invoedingstarief. Het rapport concludeert dat bij de invoering van een invoedingstarief een afweging ten grondslag ligt tussen een gelijk speelveld op de internationale elektriciteitsmarkt en een gelijk speelveld voor de flexibiliteitsmarkt en de wenselijkheid van prikkels tot efficiënt netgedrag van invoeders. Deze conclusie duidt op een tegenstelling tussen beide. Deze tegenstelling is ook uit de analyses van de voorliggende studie naar voor gekomen. Het invoeren van een invoedingstarief leidt tot (deels) ander gedrag van invoeders met (licht) positieve effecten op het net, maar resulteert ook in een verslechtering van de positie van Nederlandse invoeders op de internationale markten.
- Recent (2023) heeft ACER een rapport uitgebracht over tariefstructuren in Europa (ACER, 2023). Het rapport is met name gericht op toezichthouders, zoals de ACM in Nederland. Het bevat een overzicht van de aanpakken in de verschillende Europese landen en advies aan de toezichthouders over de karakteristieken van tarieven waarmee ze rekening moeten houden. Het rapport bevat geen advies over een voorkeursvormgeving van tarieven. ACER besteedt wel aandacht aan onderwerpen zoals cascadering en frequentie van aanpassingen van tarieven. Het belang van deze onderwerpen voor toekomstig onderzoek is ook in deze studie aangegeven. Daarnaast beschrijft ACER de complexiteit van relaties tussen verschillende tariefdoelstellingen, zoals kostenreflectiviteit, efficiëntie, non-discriminatie, transparantie, eenvoud, stabiliteit, voorspelbaar-

heid en duurzaamheid. Deze complexiteit en tegenstellingen zijn ook in deze studie belicht.

Samenvattend, verdiept en actualiseert deze studie de inzichten uit eerdere studies naar het invoedingstarief in Nederland. Vergelijkbare resultaten en conclusies van deze studie liggen globaal genomen in lijn met de inzichten uit eerdere studies.



9 Beoordeling op criteria

In dit hoofdstuk geven we een kwalitatieve samenvattende beoordeling van de onderzochte varianten van het invoedingstarief en de huidige referentiesituatie weer. We definiëren eerst de criteria voor de beoordeling, en beschrijven vervolgens hoe de varianten scoren op de criteria. Deze beoordeling gaat uit van een implementatie van het invoedingstarief in Nederland, dus niet een invoering in alle Europese landen. Dit hoofdstuk bevat geen totale eindbeoordeling of aanbevelingen. De weging van criteria en beoordeling is aan de ACM.

9.1 Criteria voor beoordeling

Tabel 40 geeft een overzicht van de criteria met definities en de uitersten van de beoordelingsaanpak. We gaan bij de beoordelingsaanpak uit van vijf kwalitatieve gradaties, waarbij de twee uiterste gradaties in de tabel weergegeven zijn. De tussenliggende gradaties zijn weergegeven in Tabel 41 met een voorbeeld.

De criteria in Tabel 40 omvatten de criteria waarop de ACM de tarieven toetst, met name objectiviteit, transparantie, non-discriminatoir karakter en kostenreflectiviteit. Efficiënt netgebruik is in deze beoordeling weergegeven als netimpact. Daarnaast zijn in deze studie bijkomende criteria geanalyseerd, met name energierekening van de afnemers, gelijk speelveld voor de invoeders, leveringszekerheid in Nederland, werkzaamheden van netbeheerders en samenhang met andere instrumenten. Deze criteria zijn niet uitputtend, ook andere criteria kunnen meegewogen worden, waaronder totale maatschappelijke kosten, externe effecten, effect op duurzaamheid van het energiesysteem, enz. Deze effecten zijn geen onderdeel geweest van de studie en zijn daarom niet opgenomen in de beoordeling.

Maatschappelijke kosten en baten als criteria?

De totale maatschappelijke kosten en baten kunnen een criteria zijn voor de bredere afweging. In deze studie hebben we gezien dat er mogelijke maatschappelijke baten zijn zoals lagere netkosten, en maatschappelijke kosten zoals extra werkzaamheden en additionele CO₂-uitstoot. In deze studie is geen volledige maatschappelijke kosten-batenanalyse uitgevoerd en zijn verschillende aspecten niet onderzocht. Daardoor is een beoordeling op dit criteria niet gepast.

Tabel 40 - Overzicht criteria met definities en beoordelingsaanpak (uitersten)

criterium	Definitie	Beoordeling
Objectief	Gebaseerd op feitelijke informatie, niet beïnvloed door gevoel of vooroordelen.	-- Niet of moeilijk te baseren op feitelijke informatie
		++ Sterk of eenvoudig te baseren op feitelijke informatie
Transparant	Informatie over de hoogte van tarieven en de rekenmethodes die van toepassing zijn op het eigen netgebruik is duidelijk voor de aangeslotenen. De informatie is eenvoudig te vinden. De tariefstructuur is goed te begrijpen.	-- Informatie is niet duidelijk, niet goed te vinden en niet goed te begrijpen
		++ Informatie is duidelijk, goed te vinden én goed te begrijpen



criterium	Definitie	Beoordeling
Niet-discriminatoir	Geen onderscheid makend tussen gelijke aangesloten- en, noch onderscheid makend in prikkels voor gelijke technieken, inclusief de gevallen waarbij gelijke aangesloten- of gelijke technieken zich op verschillende distributie- en transmissieniveaus bevinden, tenzij een verschil in behandeling objectief gerechtvaardigd is.	-- Wel onderscheid makend tussen gelijke aangesloten- en/of technieken, zonder objectieve rechtvaardiging
		++ Geen onderscheid makend tussen gelijke aangesloten- en/of technieken, of het onderscheid is sterk gerechtvaardigd
Kostenreflectief	Een afspiegeling vormend van de werkelijk gemaakte kosten van netgebruik door een aangeslotene, in absolute termen en/of relatief ten opzichte van andere aangesloten- en.	-- Geen of moeilijk om afspiegeling te maken voor de werkelijke kosten en kosten relatief ongelijk verdeeld tussen verschillende typen aangesloten- en
		++ Wel of eenvoudig om afspiegeling te maken voor de werkelijke kosten én kosten relatief gelijk verdeeld tussen verschillende typen aangesloten- en
Netimpact	Effect op pieken in invoeding (in tijd en ruimte) op netcomponenten.	-- Sterk negatief effect op pieken (pieken vergroten)
		++ Sterk positief effect op pieken (pieken verlagen)
Energierkening	Effect op de energierekening van afnemers.	-- Energierkening is veel hoger
		++ Energierkening is veel lager
Gelijk speelveld	Effect op concurrentiepositie van Nederlandse invoeders op internationale markten.	-- Concurrentiepositie sterk verslechterd
		++ Concurrentiepositie sterk verbeterd
Leveringszekerheid	Effect op de leveringszekerheid op het Nederlandse grondgebied. Dit criterium is gerelateerd aan het vorig criterium Gelijk speelveld.	-- Leveringszekerheid sterk afgenomen
		++ Leveringszekerheid sterk toegenomen
Werkzaamheden netbeheerders	Noodzaak voor extra administratieve taken en/of extra doorrekeningen voor het toekennen van kosten aan individuele aangesloten- en door netbeheerders.	-- Administratieve en doorreken- werkzaamheden sterk toegenomen
		++ Administratieve en doorreken- werkzaamheden sterk genomen
Aanvullend op andere instrumenten	Relatie tussen prikkels door het invoedingstarief en prikkels door andere instrumenten, met name vergunningen, prijsinstrumenten zoals contracts-for- difference en non-firm aansluitingen, en subsidies (met name SDE++).	-- Sterk tegenstrijdige prikkels met andere instrumenten en geen aanvulling t.o.v. andere instrumenten
		++ Prikkels werken goed samen met prikkels andere instrumenten en geven een duidelijke aanvulling

Tabel 41 - Toelichting gradaties beoordeling met voorbeeld. De huidige situatie dient in alle gevallen als referentie

Gradatie	Beoordeling	Voorbeeld
--	Sterk negatief effect, zeer moeilijk te bepalen, zeer moeilijk te onderbouwen, enz.	Concurrentiepositie sterk afgenomen
-	Negatief effect, moeilijk te bepalen, moeilijk te onderbouwen, enz.	Concurrentiepositie enigszins afgenomen
0	Neutraal effect, even moeilijk te bepalen als referentie, even moeilijk te onderbouwen als referentie, enz.	Geen effect op concurrentiepositie
+	Positief effect, eenvoudig te bepalen, eenvoudig te onderbouwen, enz.	Concurrentiepositie enigszins verbeterd
++	Sterk positief effect, zeer eenvoudig te bepalen, zeer eenvoudig te onderbouwen, enz.	Concurrentiepositie sterk verbeterd



9.2 Beoordeling varianten invoedingstarief

CE Delft heeft haar eigen beoordeling gemaakt gebaseerd op de bij haar bekende informatie. De ACM zal bij een eventuele keuze voor (een vorm van) een invoedingstarief haar eigen beoordeling, afweging en interpretatie uitvoeren.

De beoordeling is in zoverre mogelijk in absolute termen uitgevoerd, zowel voor de zes onderzochte varianten als voor de huidige referentie zonder invoedingstarief. Voor een aantal criteria is een absolute beoordeling binnen de scope van dit onderzoek niet mogelijk, in dat geval is de beoordeling ten opzichte van de referentie gedaan en heeft de referentie een beoordeling [?] gekregen.

De beoordeling van CE Delft is opgenomen in Tabel 42 met daaronder een toelichting. Er is geen weging gegeven aan de criteria en deze studie omvat geen interpretatie en advies over de invoering van een invoedingstarief en zo ja, welke variant. Die keuze is uiteindelijk aan de ACM.

Tabel 42 - Beoordeling varianten invoedingstarief op bredere criteria - Scenario gedragsverandering 1 tot 3

	0. Referentie	1. Uniform invoedingstarief	2. Differentiatie naar moment	3. Differentiatie naar locatie	4. Differentiatie naar locatie en moment (kW)	5. Differentiatie naar locatie en moment (kWh)	6. Aansluittarief met (beperkt) diepe kosten
Objectief	-	++	+	+	+	+	+
Transparant	++	++	+	+	+	+	+
Niet-discriminair	++	++	++	+	+	+	+
Kostenreflectief	--	-	0	++	++	++	+
Netimpact	0	0	0	0/+	0/+	0/+	+
Energierkening	0	-	-	-	-	-	-
Gelijk speelveld	0	-	-	-	-	-	0/--
Leveringszekerheid	0	0/-	0/-	0/-	0/-	0/-	0/-
Werkzaamheden netbeheerders	0	0	0	-	-	-	--
Aanvullend op andere instrumenten	0	-	0	0	0	0	-

Objectief: Alle varianten zijn objectief uit te werken. De referentiesituatie waarbij invoeders geen transporttarief betalen is historisch ontstaan en niet hard onderbouwd door feiten, daarom wordt het met [-] beoordeeld. Er is namelijk geen objectieve koppeling tussen netkosten en nettarieven. Het uniforme capaciteitstarief is rechtlijnig en objectief toe te kennen aan alle invoeders op basis van hun piekverbruik [++]. De andere varianten zijn ook objectief toe te kennen op basis van de tariefdragers of aansluitkosten. Echter, bij Varianten 2 tot en met 6 speelt de prognose van netbeheerders een rol in de toekenning van kosten. Het gaat bij de prognose om een inschatting van de weegfactoren voor tijds-differentiatie of voor de onderverdeling van locaties naar afname, invoedingsgedomineerde en gemengde gebieden. Een prognose is inherent minder feitelijk dan een rechtlijnige toekenning zoals in Variant 1, daarom worden Varianten 2 tot en met 6 met een [+] beoordeeld.

Transparant: Voor alle varianten geldt in onze ogen dat het goed duidelijk is te maken hoe de tarieven worden berekend. Dit geldt ook voor de huidige referentiesituatie zonder invoedingstarief. Voor alle varianten van het invoedingstarief kan de informatie beschikbaar gesteld worden. Een aandachtspunt voor varianten met locatiedifferentiatie is hoe vaak de tariefconfiguratie voor een gebied verandert, zoals toegelicht in Paragraaf 8.5. Stel dat jaarlijks vastgesteld wordt of een gebied opwek- of afnamegedomineerd is, zal dit proces minder transparant zijn. Die keuze bepaalt mede het niveau van transparantie en daarom zijn varianten met locatiedifferentiatie beoordeeld met [+], andere varianten en de referentie met een [++].

Niet-discriminatoir: Voor dit criterium houden we rekening met een aantal subcriteria (zoals beschreven in de definitie) die we samenvoegen, waarbij de slechtste score doorslaggevend is:

- **Onderscheid tussen gelijke aangeslotenen en gelijke technieken:** In de referentiesituatie zonder invoedingstarief worden alle aangeslotenen gelijk behandeld, de referentie is daarom met [++] gescoord. Ook voor de varianten uniform capaciteitstarief en tarief met differentiatie naar moment worden alle aangesloten gelijk getarifeerd [++]. Alle aangeslotenen worden gelijk behandeld gebaseerd op hun gecontracteerd en maandelijkse (piek)vermogen. De andere varianten brengen meer differentiatie aan gebaseerd op de lokale netsituatie van de aangeslotenen. Er wordt daarin dus wel onderscheid gemaakt tussen partijen gebaseerd op locatie, maar dit is objectief verdedigbaar omdat er objectieve verschillen zijn in de lokale netsituatie (bijvoorbeeld in een afnamegebied of een gebied gedomineerd door wind-op-land). Partijen in elk van de typen gebieden worden wel gelijk behandeld. Aandachtspunt hierbij is wel dat gevestigde partijen geen invloed hebben kunnen uitoefenen op die lokale situatie. We beoordelen deze varianten lager op het criteria niet-discriminatoir dan de andere twee varianten [+].
- **Onderscheid tussen netvlakken.** De vijf transportafhankelijke varianten in deze studie zijn op dezelfde manier ontworpen voor aangeslotenen op distributie- en transmissienetten. Hierbij worden gelijke aangeslotenen dus gelijk behandeld [++]. Bij het aansluittarief met diepe netinvesteringen speelt cascadering een rol. Aangeslotenen op lagere netvlakken moeten meebetalen voor hogere netvlakken. Aangeslotenen op het hoogste netvlak betalen alleen voor dat netvlak. Er kan echter wel objectief onderbouwd worden dat deze partijen ook leiden tot hogere kosten in die netten; er zijn objectieve verschillen vast te stellen. Daarom wordt het aansluittarief beoordeeld met [+].

Kostenreflectief: Voor dit criterium houden we rekening met een twee onderdelen van het criterium (zoals beschreven in de definitie) die we samenvoegen, waarbij tegengestelde scores elkaar opheffen:

- **Kostenreflectief kosten toekennen tussen invoeders/afnemers:** We beoordelen eerst de kostenverdeling tussen invoeders en afnemers. Het invoedingstarief zorgt voor meer kostenreflectiviteit tussen invoeders en afnemers door een deel van de kosten bij de invoeders te leggen in plaats van alleen bij de afnemers. In de referentiesituatie zonder invoedingstarief is dat niet het geval, en wordt deze daarom met een [-] beoordeeld. Bij de Varianten 1 tot en met 5 is in deze studie gebleken dat het moeilijk is om in de praktijk een methode op te stellen die de kosten die een exacte afspiegeling van de werkelijke kosten weergeeft tussen de invoeders en afnemers. Er is wel een verbetering ten opzichte van de referentiesituatie omdat kosten tussen invoeders en afnemers verdeeld worden. Varianten 1 tot en met 5 scoren we daarom met een [+]. Voor het aansluittarief is er een directe koppeling met vereiste verzwarende van de infrastructuur op het moment van aansluiting. Echter, het aansluittarief reflecteert niet de totale kosten, maar alleen de lokale netverzwarende. Daarnaast zijn de kosten een moment-

opname en nemen ze dus eventuele hogere kosten (transport, maar ook systeem) niet mee. Mochten in de toekomst kosten toenemen voor de aansluiting, wordt daar met alleen een aansluittarief dus niet voor betaald door de invoeder. Om deze redenen scoort het aansluittarief een [0].

- **Kostenreflectief kosten toekennen voor invoeders onderling:** De referentie realiseert geen verdeling van kosten aangezien er geen invoedingstarief is [--]. Bij Variant 1 worden kosten wel toegekend aan invoeders en zijn kosten afhankelijk van hun kWmax en kWcontract, maar is er geen verder onderscheid. Dit zien we als een lichte verbetering [-]. Bij Variant 2 met tijdsafhankelijkheid weegt het moment van invoeding, gekoppeld aan de gemiddelde nationale netbelasting, ook mee waardoor dit beter beoordeeld wordt. Echter is dit profiel niet altijd representatief voor de daadwerkelijke kosten in het netvlak van de aangeslotenen, daarom scoort het een [0]. De varianten met een locatie component (2, 3 en 4) reflecteren beter de lokale netsituatie en wegen deze mee in de toegerekende kosten, ze zijn daarom kostenreflectief [++]. Ook het aansluittarief is kostenreflectief omdat partijen die aangeslotenen zijn in gebieden met een hogere netimpact ook meer betalen [++].

Het totaalbeeld van dit criterium is dat een invoering van een invoedingstarief meer kostenreflectief is dan de huidige situatie. De invoering van het invoedingstarief zorgt voor verbetering van de kostenreflectiviteit. Daarbij geldt ook dat in de toekomst na 2030 er een groter gedeelte van de kosten gedragen wordt door buitenlandse partijen als er elektriciteit wordt geëxporteerd. Dit geldt zeker voor de varianten met een kWh-tariefcomponent maar kan ook bij de andere varianten plaatsvinden.

Netimpact: In de huidige situatie ontstaan er pieken op het net door zowel invoeding als afname. De huidige situatie wordt als neutraal ten opzichte van invoeders (referentie) beschouwd en daarom met [0] beoordeeld. Bij een invoering van een invoedingstarief zal de verwachte netimpact verbeteren doordat projecten verplaatsen naar locaties met een lager nettarief, oftewel gekoppeld aan plekken met ruimte op het net voor additionele invoeding. Dit effect is er niet bij de varianten zonder locatiedifferentiatie (Varianten 1 en 2). Omdat er geen effect is op de pieken, zijn deze varianten met [0] beoordeeld. In de varianten met sturing op locatie is er een beperkt effect op de pieken. De hoogte van het effect is sterk locatieafhankelijk. Omwille van de beperkte netimpact worden Varianten 3 tot en met 5 beoordeeld met een 0/+. De tariefkosten en dus de prikkel zijn groter bij een aansluittarief waardoor een groter effect wordt ingeschat [+].

Energier rekening: Voor alle onderzochte typen afnemers¹² geldt dat alle varianten van het invoedingstarief resulteren in een toename van de totale energierekening. Doordat invoeders een deel van de netkosten dragen, dalen de nettarieven voor de afnemers. De stijging van de energiekosten is echter groter dan de daling van de tarieven. Dit komt door minder opgesteld vermogen, waardoor duurdere assets vaker ingezet worden en daarmee de elektriciteitsprijzen stijgen. We beoordelen ten opzichte van de referentie (energier rekening zonder invoedingstarief in 2030) die daarom een [0] krijgt. De totaalbeoordeling voor alle varianten en voor alle afnemers is daarom een [-].

Gelijk speelveld: *Deze beoordeling gaat uit van een invoering van invoedingstarief in Nederland. Een eventuele invoering van een invoedingstarief (later) in Europa zal leiden tot een gelijk(er) speelveld.*

Het is binnen de scope van deze studie niet mogelijk om op een absoluut niveau de concurrentiepositie van Nederlandse invoeders ten opzichte van invoeders in Europa te bepalen. Daarom scoren we dit criterium relatief. De huidige referentiesituatie krijgt een

¹² Huishouden, geëlektrificeerd huishouden, mkb, fabriek en grote industrie.

[0]-beoordeling. Een invoedingstarief is altijd kostenverhogend ten opzichte van de referentie, waardoor de relatieve kosten voor invoeders veranderen ten opzichte van het buitenland. De daadwerkelijke verhoudingen zijn afhankelijk van veel meer criteria die in totaliteit het vestigingsklimaat bepalen. Logischerwijs leiden extra kosten niet tot een verbetering van die concurrentiepositie. Variant 5 met een kWh-variant resulteert direct in een ander level playing field doordat de biedingsprijs verandert. De totale kosten voor invoeders en de stijging in elektriciteitsprijs blijven echter gelijk, waardoor alle varianten gelijk beoordeeld zijn [-]. Het aansluittarief kent wel hogere kosten, maar raakt alleen nieuwe aangeslotenen. Voor huidige aangesloten is er dus geen effect [0], maar voor nieuwe aangeslotenen juist een groter effect [--].

Leveringszekerheid: In deze studie is leveringszekerheid globaal onderzocht. Uit onze scenario's over mogelijke veranderingen in het energiesysteem blijkt dat er minder opgesteld vermogen gerealiseerd is in 2030 ten opzichte van de situatie zonder invoedingstarief. De referentiesituatie is met een [0] beoordeeld. Er is geen duidelijk antwoord te geven op wat het effect is op leveringszekerheid zonder diepgravendere analyses van bijvoorbeeld TenneT. Toch zijn er twee indicaties dat de leveringszekerheid mogelijk verslechtert: er wordt minder opgesteld vermogen van flexibele bronnen (vooral gascentrales) en andere productie verwacht en er is meer afhankelijkheid van import. Daarmee verwachten we een afname in leveringszekerheid, al dient dit effect verder onderzocht te worden. We scoren alle varianten van het invoedingstarief beperkt negatief ten opzichte van de referentie, dus met een [-].

Werkzaamheden netbeheerders: In de huidige situatie hebben de netbeheerders geen werkzaamheden om kosten toe te kennen aan invoeders. Deze situatie krijgt een [0]-beoordeling. Het uniforme tarief en differentiatie in moment zijn eenvoudige tarieven met weinig bijkomende implementatiewerkzaamheden voor de netbeheerders. Beide varianten gelden voor alle aangesloten op dezelfde manier. Er is geen noodzaak voor administratieve werkzaamheden of doorrekeningen per project door de netbeheerders. De werkzaamheden blijven grofweg gelijk ten opzichte van de huidige situatie [0]. Voor de andere varianten zijn meer werkzaamheden van de netbeheerders nodig zoals per project/gebied aanwijzen wat voor type gebied het is (afname/opwek/beide) en profielen vastgesteld moeten worden. Dit vereist werkzaamheden bij de netbeheerder. De varianten met locatie-differentiatie vereisen werkzaamheden per gebied, dit zal naar verwachting bijvoorbeeld jaarlijks vastgesteld worden en dan gaan gelden voor de nieuwe projecten. Het aansluittarief vereist werkzaamheden per project. Daarom scoren ze respectievelijke [-] en [--].

Aanvullend op ander instrumenten: Voor dit criterium houden we rekening met een aantal subcriteria (zoals beschreven in de definitie) die we samenvoegen¹³:

- **Relatie tussen invoedingstarief en vergunningen.** Met vergunningen (en daaraan gekoppeld bijvoorbeeld de RES'en) wordt ook gestuurd op de locatie van bijvoorbeeld duurzame opwek. Het invoedingstarief stuurt niet noodzakelijkerwijs deze (locatie) prikkels dan vergunningen. Deze prikkels zijn niet op elkaar afgestemd in de vormgeving van tarieven zoals beschreven in deze studie. Vergunningen gaan uit van andere gronden dan netimpact, zoals veiligheid, afstandsregels, zonering, enz. Daarom zijn tegenstrijdige prikkels te voorzien. We scoren de relatie tussen invoedingstarief en vergunningen in de breedte [-].

¹³ Drie gelijke gradaties leveren een extremere totale beoordeling op (bijvoorbeeld drie [-]'en leveren een [--] als totaalbeoordeling). Twee tegengestelde gradaties leveren een middengradatie als totaalbeoordeling op (bijvoorbeeld een [-] en een [+] leveren een [0] op).



- **Relatie tussen invoedingstarief en prijsinstrumenten:** Het invoedingstarief en prijsinstrumenten zoals contracts-for-difference (CfDs) hebben verschillende doelen en sturen daarom verschillende prikkels. CfDs stimuleren investeringen in duurzame opwek en flexibele technologieën door prijsrisico's te beperken. Het invoedingstarief introduceert een bijkomende complexiteit en daarmee onzekerheid wat risico's verhoogt. Deze prikkels liggen niet in lijn met elkaar. Deze worden voor alle varianten met een [-] beoordeeld.
- **Prikkel in alternatieve contractvormen:** Alternatieve transportrechten maken flexibele toegang tot het net mogelijk. De prikkels van non-firm aansluitingen en Varianten 2 tot en met 5 van het invoedingstarief liggen in principe meer in lijn met elkaar omdat ze pieken op het net beperken. De prikkels van een non-firm contract zijn meer dynamisch dan de prikkels van de varianten van het invoedingstarief in deze studie. De huidige situatie, Variant 1 en Variant 6 hebben geen aansluiting bij de alternatieve transportrechten [--]. Variant 2 met alleen tijdsturing en Variant 3 met alleen locatiesturing geven een zeer globale prikkel om aan te sluiten bij de lokale netsituatie, waar alternatieve transportrechten wel op sturen [0]. Variant 4 en 5 sluiten goed aan bij alternatieve transportrechten [++].
- **Relatie tussen invoedingstarief en subsidies, met name SDE++:** Het is nog niet zeker of en hoe de SDE++-subsidie rekening zal houden met een eventuele invoering van een invoedingstarief. Als er geen rekening gehouden wordt met de tarieven, kan het leiden tot minder projecten met duurzame opwek en dus daarvoor minder SDE++-aanvragen. Als de SDE++ het volledige tarief compenseert, verdwijnen de prikkels uit de tariefvorm en is er geen sturing in de locatie en tijd. Bij subsidiering van deze kosten betekent dit dat duurzame elektriciteit projecten een hogere subsidie-intensiteit kennen en het subsidiebudget mogelijk eerder uitgeput is. Op dit moment kan er nog geen eenduidige beoordeling gemaakt worden in de relatie tussen het invoedingstarief en de subsidie.

De huidige situatie is als referentie met een [0] beoordeeld. De totaalbeoordeling op de relatie tussen het invoedingstarief en andere instrumenten is voor Variant 1, 2 en 6 een [-] omdat er in de breedte tegenstrijdige prikkels kunnen optreden, terwijl synergie tussen de prikkels niet vooraf duidelijk is. De Varianten 2, 3, 4 en 5 kunnen resulteren in tegenstrijdige prikkels bij sommige instrumenten maar ook instrumenten versterken. Daarom zijn deze beoordeeld met [0]. Bij invoering van een invoedingstarief is hier verder onderzoek naar nodig, omdat deze instrumenten in grote mate beïnvloeden wat de daadwerkelijke effectiviteit van een invoedingstarief is.

Tekstkader 8 - Europese invoering invoedingstarief

Een Europese invoering van het invoedingstarief zal de effecten van een invoedingstarief veranderen. Daarbij voorzien we dat er minder vermogen niet gerealiseerd zal worden, aangezien de concurrentiepositie minder verslechterd. Bij een heterogene invoering blijft het level playing field dan dus ook gelijk aan de huidige situatie. Er zijn dan naar verwachting ook kleinere effecten van de invoering op Europees niveau dan alleen op Nederlands niveau op deze aspecten.

9.2.1 Beoordeling Scenario gedragsverandering 4

Naar verwachting ontstaat door invoering van een invoedingstarief een nieuw equilibrium in de markt. Dit wordt veroorzaakt doordat de markt anticipeert op de marktontwikkelingen na invoering van een invoedingstarief en dat de overheid stuurt op de realisatie van duurzame opwek via onder andere de SDE++-subsidie. Exact hoe dit equilibrium er uit zal zien is onzeker en is primair afhankelijk van het overheidsbeleid.

Een vierde scenario voor gedragsverandering reflecteert dit equilibrium en resulteert in een andere beoordeling op verschillende criteria. Daarom is een losse beoordeling opgenomen van deze criteria voor deze variant: netimpact, energierekening, gelijk speelveld en leveringszekerheid.

Tabel 43 - Beoordeling varianten invoedingstarief op bredere criteria - Scenario gedragsverandering 1 tot 3

	0. Referentie	1. Uniform invoedingstarief	2. Differentiatie naar moment	3. Differentiatie naar locatie	4. Differentiatie naar locatie en moment (kW)	5. Differentiatie naar locatie en moment (kWh)	6. Aansluittarief met (beperkt) diepe kosten
Netimpact	0	0	0	?	?	?	?
Energier rekening	0	0	0	0	0	0	0
Gelijk speelveld	0	-/0	-/0	-/0	-/0	-/0	-/0
Leveringszekerheid	0	0	0	0	0	0	0

De **netimpact** is afhankelijk of de locatieprikkel blijft bestaan in dit scenario. Als de daadwerkelijke kosten vergoed worden is er geen locatieprikkel meer en daardoor ook geen positieve netimpact. Het hangt dus af van het aanpalende beleid wat hier de beoordeling is.

De **energierekening van afnemers** scoort een [0] aangezien uit de doorrekening van dit scenario is gebleken dat de totale kosten gelijk blijven: de lagere netkosten en stijgende energiekosten zijn gelijk.

Het **gelijke speelveld** voor batterijen en gascentrales wordt niet beïnvloed, aangezien deze niet onderhevig zijn aan de huidige financiële instrumenten. Dit blijft [-] voor projecten. Voor projecten die wel subsidie ontvangen kan dit criteria neutraal worden als het invoedingstarief wordt vergoed [0].

Uit dit scenario blijkt dat grofweg dezelfde hoeveelheid vermogen in Nederland blijft bestaan. Dit zou betekenen dat de **leveringszekerheid** gelijk blijft [0].

9.3 Conclusie beoordeling varianten invoedingstarief

Om een totaalbeoordeling te kunnen formuleren op basis van de verschillende criteria moeten de criteria impliciet of expliciet ten opzichte van elkaar gewogen kunnen worden. Hier is geen absolute weging voor mogelijk. De beoordeling van de criteria en de weging is aan de ACM zelf, de beoordeling in deze studie reflecteert dus niet per se de beoordeling van de ACM. Daarnaast kan de ACM nog additionele criteria meenemen in de beoordeling van het invoedingstarief die geen onderdeel waren van deze studie.

Omdat het niet aan CE Delft is om een definitieve beoordeling of weging van de verschillende criteria uit te voeren, doen we in dit rapport ook geen uitspraken over de totaalbeoordeling van een invoedingstarief in zijn algemeenheid, noch over de varianten onderling.

10 Referenties

- ABN Amro. (2022). *The rise of Power Purchase Agreements (PPAs)*.
<https://www.abnamro.com/research/en/our-research/the-rise-of-power-purchase-agreements-ppas>
- ACER. (2023). *Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe*.
https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER_electricity_network_tariff_report.pdf
- ACM. (2021). *Methodebesluit regionaal netbeheer elektriciteit 2022 - 2026*.
- ACM. (2022). *Tarievencode Elektriciteit*. <https://wetten.overheid.nl/BWBR0037951/2022-05-18>
- ACM. (2024a). *Tarievenbesluit TenneT 2024*.
<https://www.acm.nl/system/files/documents/tarievenbesluit-tennet-2024.pdf>
- ACM. (2024b). *Uitgangspunten voor de tariefsstructuur elektriciteit*.
<https://www.acm.nl/system/files/documents/uitgangspunten-voor-de-tariefsstructuur-elektriciteit.pdf>
- CBS. (2024). *Statline: Eindverbruikersprijzen aardgas en elektriciteit*.
- CE Delft. (2022). *Tariefstelsel energienetten en energietransitie. Analyse van knelpunten en effecten voor eindgebruikers*.
- ECN. (2012). *Effecten invoering producententarief*.
<https://publicaties.ecn.nl/PdfFetch.aspx?nr=ECN-E--12-032>
- ENTSO-E. (lopend). *Transparency Platform: Dashboard*. <https://transparency.entsoe.eu/>
- EU. (2010). Verordening (EU) nr. 838/2010 van de Commissie van 23 september 2010 betreffende de vaststelling van richtsnoeren met betrekking tot het vergoedingsmechanisme voor elektriciteitsstromen tussen transmissienetbeheerders en een gemeenschappelijke regelgevingsaanpak voor de transmissietarifiering Voor de EER relevante tekst. *Publicatieblad van de Europese Unie*, L 250(24.9.2010), 5-11. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/?uri=CELEX%3A32010R0838>
- Liander. (2024). *Soorten aansluitingen*. <https://www.liander.nl/aansluitingen/soorten-aansluitingen>
- Ministerie van EL&I. (2014). *Regeling van de Minister van Economische Zaken, Landbouw en Innovatie van 16 november 2010, nr. WJZ/10167427, houdende regels voor de meettarieven van netbeheerders van elektriciteits- en gasnetten (Regeling meettarieven)*.
- Netbeheer Nederland. (2023). *Voorstel Netbeheer Nederland tijdsafhankelijke tarieven*.
<https://www.acm.nl/system/files/documents/voorstel-netbeheer-nederland-voor-tijdsafhankelijke-tarieven.pdf>
- Netbeheer Nederland. (2024). *De financiële impact van de energietransitie voor netbeheerders*. https://www.netbeheernederland.nl/sites/default/files/2024-02/investeringsprognoses_tot_2030.pdf
- Overlegtafel Energievoorziening. (2018, mei 2018). *Belemmeringen in nettarieven*. Netbeheer Nederland.
https://www.netbeheernederland.nl/_upload/Files/OTE_Rapport_Belemmeringen_in_nettarieven_127.pdf
- Quintel. (2024). *Energy Transition Model*. Retrieved september from <https://quintel.com/etm>
- Rijksoverheid. (1998). *Wet van 2 juli 1998, houdende regels met betrekking tot de productie, het transport en de levering van elektriciteit (Elektriciteitswet 1998)*.
<https://wetten.overheid.nl/BWBR0009755/2024-01-01>



Rijksoverheid. (2023). *Voortgang realisatie windenergie op zee.*

https://www.tweedekamer.nl/kamerstukken/brieven_regering/detail?id=2023Z17486&did=2023D42409



A Huidige tariefstructuur

Deze informatie is grotendeels gebaseerd op een eerdere studie voor de Algemene Rekenkamer over de tariefstructuur voor onder andere elektriciteit (CE Delft, 2022).

A.1 Beschrijving tariefstructuur

A.1.1 Huidige wettelijke kader

EU-wetgeving

De EU definieert als randvoorwaarden dat de tarieven non-discriminatoir, kostendekkend, kostenreflectief, transparant en handel- en concurrentiebevorderend zijn. De EU-wetgeving staat de invoering van een invoedingstarief toe (EU, 2010). Op grond van Verordening 838/2010 geldt een maximum voor het gemiddelde transmissietarief voor invoeders van € 0,50 per MWh van kosten van de nationale netbeheerder. Dit bedrag is de totale jaarlijkse betaalde tarieven gedeeld door de totale ingevoede energie, dus rekening houdend met netverliezen, alsook met import en export. Voor individuele invoeders of voor energie op specifieke momenten kan het bedrag dus significant hoger zijn. Daarnaast zijn enkele componenten uitgesloten van dit bedrag waardoor het totale tarief kan oplopen:

- de verbinding met het systeem (oftewel het aansluittarief);
- ondersteunende diensten¹⁴;
- systeemverliezen.

Bovendien geldt de Europese grens alleen voor landelijke netbeheerders. Kosten gemaakt op het net van regionale netbeheerders vallen niet onder de grens. In deze studie nemen we aan dat een grens van € 0,50 per MWh wordt toegepast voor aangesloten op netten van regionale en landelijke netbeheerders. Het is echter mogelijk om meer kosten toe te kennen van de kosten van regionale netbeheerders.

Deze interpretatie is dus van CE Delft, zoals beschreven in Paragraaf 3.2.1. De uiteindelijke beslissing hierin is aan de ACM. Samenvattend betekent dit dat er in totaal een hoger tarief in rekening gebracht kan worden, zowel door extra kostencomponenten als door een andere aanname over de doorwerking van de kosten op regionale netten mogelijk.

Elektriciteitswet

In de huidige Elektriciteitswet is een invoedingstarief niet expliciet opgenomen. Wel stelt Artikel 29 dat:

“Bij algemene maatregel van bestuur kan worden bepaald dat het tarief tevens in rekening wordt gebracht bij iedere afnemer die elektriciteit invoedt op een net dat wordt beheerd door een netbeheerder. In dat geval kan het tarief tevens verschillen voor het ontvangen of het invoeden van elektriciteit.”.

¹⁴ Zie beschrijving van de ondersteunende diensten door TenneT: www.tennet.eu/nl/de-energie-transportmarkt/ondersteunende-diensten-nederland

Een invoedingstarief wordt dus mogelijk gemaakt in de Elektriciteitswet, maar niet verplicht of vormgegeven. Dit dient dan eventueel vormgegeven te worden in een algemene maatregel van bestuur (AMvB) en daarna verwerkt te worden in de tarievenscode.

Echter heeft het Europees hof aangegeven dat alleen de toezichthouder (ACM in Nederland) over de tarieven gaat, niet de nationale wetgever. Het is dus aan de ACM om te bepalen of er wel of geen invoedingstarief komt. Dit kan dan worden opgenomen in de Tarievenscode Elektriciteit. De Europese wetgeving, met name de Elektriciteitsverordening bepalen verder dat de tarieven objectief, transparant, niet-discriminatoir en kostenreflectief moeten zijn.

Energiewet

De Energiewet is nog niet ingevoerd. Op dinsdag 4 juni 2024 is de nieuwe Energiewet aangenomen door de Tweede Kamer. De Energiewet moet nog door de Eerste Kamer aangenomen worden. Het wetsvoorstel van 9 juni 2023 beschrijft in Artikel 3.106 de uitgangspunten en tariefstructuur. Daarin is opgenomen dat de bij een algemene maatregel van bestuur de nadere regelingen worden opgesteld voor het onderscheiden van tarieven en toedelen van kostensoorten, daarmee rekening houdend met Europese wetgeving. Hierin wordt geen uitspraak gedaan over invoeders en afnemers en dus zal dit in een AMvB verder vormgegeven kunnen worden.

A.1.2 Juridische context

Europese wet- en regelgeving: De tariefregulering voor het energienetbeheer is gebaseerd op het beleid van de Europese Unie (EU) om te komen tot een concurrerende interne markt voor energie. In 1996 heeft de EU bepaald dat netbeheer moest worden afgesplitst van commerciële activiteiten (productie levering). Het Europees kader met betrekking tot de netwerktarieven is opgenomen in Verordening 2019/943 (EU, 2019). De EU definieert als randvoorwaarden dat de tarieven non-discriminatoir, kostendekkend, kostenreflectief, transparant, en handel en concurrentie bevorderend zijn.

Nederlandse wet- en regelgeving: De tarieven in Nederland zijn op verschillende niveaus in de wet- en regelgeving opgenomen. Ten eerste in de Elektriciteitswet in Artikel 40 en 41. Een verdere uitwerking van de structuur vindt plaats in het methodebesluit. Een methodebesluit geldt voor één reguleringsperiode van drie tot vijf jaar vaststelt. Ieder jaar stelt ACM in een tarievenbesluit de maximale netwerktarieven vast op basis van het geldende methodebesluit. In de Elektriciteitswet is opgenomen dat de tarieven objectief, transparant, niet-discriminatoir zijn en de kosten weerspiegelen.

Werking op hoofdlijnen: ACM stelt de inkomsten van de landelijke netbeheerder vast gebaseerd op maatstafregulering en omzetregulering. De inkomsten van de regionale netbeheerders is volledig gebaseerd op maatstafregulering. Maatstafregulering betekent dat de omzet gebaseerd is op een vergelijking (maatstaf) met andere netbeheerders. De omzetregulering verzekert TenneT dat een vooraf gestelde omzet wordt behaald, wat vereist is omdat de volumes die via de netwerken van TenneT worden getransporteerd zeer verschillen. Jaarlijks mag TenneT het verschil tussen de vooraf vastgestelde omzet en de gerealiseerde omzet verrekenen. De maximale inkomsten van de regionale netbeheerders zijn gebaseerd op het maatstafprincipe. ACM schat in en controleert of met deze tarieven en het verwachte volume de inkomsten niet hoger zijn dan de maximaal toegestane inkomsten. Als de verwachte totale inkomsten hoger zijn dan de maximale inkomsten, verlaagt ACM de tarieven van de netbeheerder. De tarieven in Nederland zijn op verschillende niveaus in de wet en regelgeving opgenomen. Ten eerste in de Elektriciteitswet in Artikel 40 en 41. Een verdere uitwerking van de structuur vindt plaats

in het methodebesluit. Een methodebesluit geldt voor één reguleringsperiode van drie tot vijf jaar. Ieder jaar stelt ACM in een tarievenbesluit de maximale netwerktarieven vast op basis van het geldende methodebesluit.

De doelen van netwerktarieven zijn volgens de ACM dat:

- de tarieven die netgebruikers betalen voor de uitvoering van de wettelijke taken door netbeheerders de verwachte efficiënte kosten inclusief een redelijk rendement weer spiegelen;
- een netbeheerder voldoende ruimte heeft om te investeren in (i) doelmatige transportkwaliteit, (ii) voorzieningszekerheid en (iii) duurzaamheid.

De netvlakken die de Tarievencode Elektriciteit, Artikel 3.2.3, identificeert zijn: extra hoogspanning (EHS), hoogspanning (HS), tussenspanning (TS), transformator HS+TS naar MS, middenspanning (MS), transformator MS naar LS en laagspanning (LS).

Methodebesluit: Voor één reguleringsperiode stelt ACM een methodebesluit vast. ACM heeft in 2021 de methodebesluiten van 2022-2026 vastgesteld. ACM beslist voor welke periode de methode wordt vastgesteld.¹⁵ Jaarlijks geeft ACM concreter invulling aan het methodebesluit in een tariefbesluit die de toezichthouder vaststelt per netbeheerder. Voor elektriciteit bestaan vier methodebesluiten: regionale netbeheerders, TenneT Net op Zee, TenneT Systeemtaken en TenneT Transporttaken (op land). ACM stelt de methodebesluiten zelf vast, in overleg met een klankbordgroep van belanghebbenden en een publieke consultatie in lijn met de uniforme openbare voorbereidingsprocedure.

Tarievenbesluit: In de jaarlijkse tarievenbesluiten stelt ACM vast welke inkomsten de netbeheerders mogen verdienen gebaseerd op het methodebesluit en x-factorbesluit. De netbeheerder stellen hun tarieven voor en ACM controleert deze. Als ACM verwacht dat de inkomsten uit de tarieven groter zijn dan de toegestane inkomsten, stelt ACM de tarieven naar beneden bij.

A.1.3 Opbouw tariefstructuur

De jaarlijkse elektriciteitstarieven bestaan uit drie componenten: een meettarief, een periodiek aansluittarief en een transporttarief. Grootverbruikers kennen geen meettarief maar zijn zelf verantwoordelijk voor het meten van hun elektriciteitsstromen en contracteren hier een meetbedrijf voor in. Daarnaast bestaat er een eenmalig aansluittarief, voor de realisatie van een nieuwe aansluiting. Afnemers van elektriciteit betalen het aansluittarief, meettarief, transportonafhankelijk tarief en transportafhankelijk tarief. Producenten van elektriciteit betalen het aansluittarief, meettarief en transportonafhankelijk tarief maar geen transportafhankelijk transporttarief voor invoeding. De Europese wetgeving beperkt het gemiddelde transmissietarief voor producenten (ook wel producententarief) van 0,50 €/MWh.¹⁶ In Nederland is er op dit moment geen producententarief op grond van Artikel 29, tweede lid, van de Elektriciteitswet. In de huidige Elektriciteitswet is opgenomen dat een AMvB (Algemene Maatregel van Bestuur) hier verandering in kan brengen.¹⁷ Partijen die zowel stroom afnemen als produceren, zoals

¹⁵ In de eerste klankbordgroep voor het Methodebesluit 2022-2026 is uitgebreid gesproken over de lengte van de reguleringsperiode. Dit geeft inzicht in de argumentatie voor en tegen een lengte van drie tot vijf jaar.

[Agendapunt twee](#)

¹⁶ Dit zijn alle tarieven excl. periode aansluitvergoeding, tarieven voor ondersteunende diensten en tarieven voor systeemverliezen. [Verordening 838:2010, Bijlage B, Lid 1](#)

¹⁷ [Elektriciteitswet, Artikel 29, lid 2](#)

prosumers¹⁸, betalen alle tariefcomponenten. De netkosten zijn overeenkomstig voor deze partijen met de normale systematiek en dus alleen afhankelijk van de netaansluiting of maximale belasting gedurende één jaar.

Meettarief: Het meettarief geldt dus alleen voor kleinverbruikers. De regionale netbeheerder kent als wettelijke taak om “... zorg te dragen voor het beheer en onderhoud van de bij afnemer geïnstalleerde meetinrichting.” (Rijksoverheid, 1998).¹⁹ Daarvoor mag het een tarief in rekening brengen voor het beheer van de meetinrichtingen en verschaffen van toegang tot de meetgegevens. De Regeling Meettarieven geeft de methodiek vorm in detail (Ministerie van EL&I, 2014). Grootverbruikers met een aansluiting boven de 10 MVA²⁰ kennen geen meettarief maar dienen een commercieel meetbedrijf te contracteren.

Periodiek aansluittarief: Een vast jaarlijks bedrag voor het behoud en beheer van de aansluiting. De grootte van de aansluiting bepaalt dit tarief. Dit tarief noemt men ook wel het vastrecht aansluiting of aansluitdienst.

Transporttarief: Het transporttarief bestaat uit verschillende componenten. Dit zijn:

- **Vastrecht transport:** Een vast jaarlijks bedrag dat de kosten voor onder andere het aansluitregister, factureren, klantenservice, verwerking meetgegevens dekt.
- **Transportafhankelijk tarief:** Het transporttarief weerspiegelt de kosten voor het transport van elektriciteit door de verschillende netvlakken. Dit bedrag reflecteert de kosten van het netwerk zoals jaarlijkse afschrijvingen en vermogenskosten op geïnvesteerd vermogen (Overlegtafel Energievoorziening, 2018). Het transportafhankelijke tarief is de grootste component. De tariefmethodiek verschilt voor kleinverbruikers en grootverbruikers:
 - **Kleinverbruikers:** Voor kleinverbruikers (aansluiting kleiner dan 3x80A) geldt een vast invoedingstarief afhankelijk van de afsluitingscapaciteit. De rekencapaciteit om per type aansluiting het tarief te bepalen is gebaseerd op de gemiddelde effectieve kosten (€/kW) vermenigvuldigd met een rekenfactor. Deze rekenfactor is ongeveer de gemiddelde verwachte piekbelasting per type aansluiting. Voor een aansluiting tot 3x25A is dit bijvoorbeeld nu 4 kW. De totale netkosten worden verdeeld gebaseerd op het rekenvermogen per type aansluiting.
 - **Grootverbruikers:** Het transportafhankelijke tarief is afhankelijk van het netgebruik. Grootverbruikers op netvlakken boven MS betalen tarieven gebaseerd op twee parameters: het maximale afgenomen vermogen per maand en gecontracteerd vermogen per jaar. Dit noemt men ook wel kWmax-contracten. Voor aangeslotenen op MS- en LS-netvlak geldt ook een kWh-tarief.

In de paragraaf ‘Transportafhankelijk tarief: in detail en per eindgebruiker’ lichten we de methodiek verder toe.

¹⁸ Prosumer is een individu die zowel energie produceert en gebruikt, oftewel levert en afneemt van het netwerk. Een voorbeeld is een huishouden met zonnepanelen.

¹⁹ Elektriciteitswet, Artikel 16: [Elektriciteitswet, Artikel 16](#)

²⁰ MVA betekent Mega Volt Ampère en is ongeveer gelijk aan 10 MW, afhankelijk van de status van het netwerk.

Eenmalige aansluittarief: De toezichthouder stelt de maximale eenmalige aansluittarief/ aansluitvergoeding vast per type standaardaansluiting. Aansluitingen groter dan 10 MVA zijn maatwerkaansluitingen en kennen geen gereguleerde tarieven maar moeten wel gebaseerd zijn op voor calculatorische projectkosten. Deze partijen mogen hun netaansluiting laten realiseren door de netbeheerder of een commerciële partij.

Een afnemer betaalt additionele kosten per meter als de nieuwe aansluiting verder dan 25 meter van het openbare net ligt. Een nieuwe aansluiting ver van het netwerk kost dus wel meer. Naast dat de netbeheerders verplicht zijn partijen aan te sluiten is er ook een maximale aansluittermijn. Deze termijn is nu 18 weken voor aansluitingen onder de 10 MVA.

Er is beperkte interactie tussen de energietransitie en het meettarief, de periodieke aansluitvergoeding en het eenmalige aansluittarief. De kosten zullen beperkt veranderen door de energietransitie. Vooral het transportafhankelijke tarief wordt beïnvloed door de energietransitie.

B Algemene aannames

B.1 Elektriciteitsprijzen PowerFlex

Voor de modellering van de day-aheadmarkt is het model 'Powerflex' gebruikt²¹. Dit model berekent de prijs van de day-ahead-elektriciteitsmarkt per uur, gebaseerd op verschillende aannames.

Voor de modellering van de elektriciteitsprijzen per uur hanteren we het PowerFlex-model. De inputs daarvoor zijn het opgesteld vermogen van verschillende productiebronnen (gas, kolen, zon, wind, kernenergie) en de energieprijzen. De aangenomen energieprijzen zijn weergegeven in Tabel 44.

Tabel 44 - Aannames PowerFlex-modellering

Commodity	Eenheid	2030		
		Laag	Midden	Hoog
Gas	€/MWh	€ 20	€ 35	€ 60
CO ₂	€/ton	€ 90	€ 120	€ 150

B.2 Aannames opgesteld vermogen opwek berekening nettarieven

De waarden voor opgesteld vermogen van opwek zijn overgenomen uit het Energy Transition Model uit het scenario 'Investeringsplan 2024 - scenario Klimaatambitie 2030' (Quintel, 2024). Er zijn vervolgens percentages ingeschat van het gecontracteerd vermogen ten opzichte van het opgesteld vermogen. Dit is vereist als check om te bepalen voor het ontwerp van een invoedingstarief en of er binnen de maximale gereguleerde inkomsten van de netbeheerders gebleven wordt.

Tabel 45 - Opgesteld vermogen uit scenario 'IP2024 - Klimaatambitie' (Quintel, 2024) met gecontracteerd vermogen (inschatting CE Delft uit businesscaseberekening - Bijlage D)

Type		Opgestelde vermogen	Gecontracteerd vermogen
Gascentrales	STEG	9.243	100%
	STEG wkk	1.730	100%
	Gasmotor wkk	144	100%
	Gas conventioneel	81	100%
Kerncentrales	Borssele	485	100%
Wind	Op land	6.100	100%
	Aan kust	300	100%
	Op zee	21.500	100%
Zon	Op huishouden	14.511	70%
	Gebouwen	16.702	50%
	Land	13.700	60%
	Land met batterij	5.900	60%

²¹ Voor meer informatie: <https://ce.nl/publicaties/het-powerflex-model/>

Type		Opgestelde vermogen	Gecontracteerd vermogen
Biomassa	Biomassa wkk	297	100%
	wkk	118	100%
Waterstof	Waterstof WEG	0	100%
Batterij	Grootschalige batterijen	3.000	100%

B.3 Aannames energiebelasting afnemers

Er zijn aannames beschikbaar vanuit eerdere studies over de verwachte ontwikkeling van energiebelasting richting 2030. Dit is input voor de berekening van de energiekosten van de afnemers en zijn weergegeven in Tabel 46.

Tabel 46 - Aannames energiebelasting elektriciteit in 2030

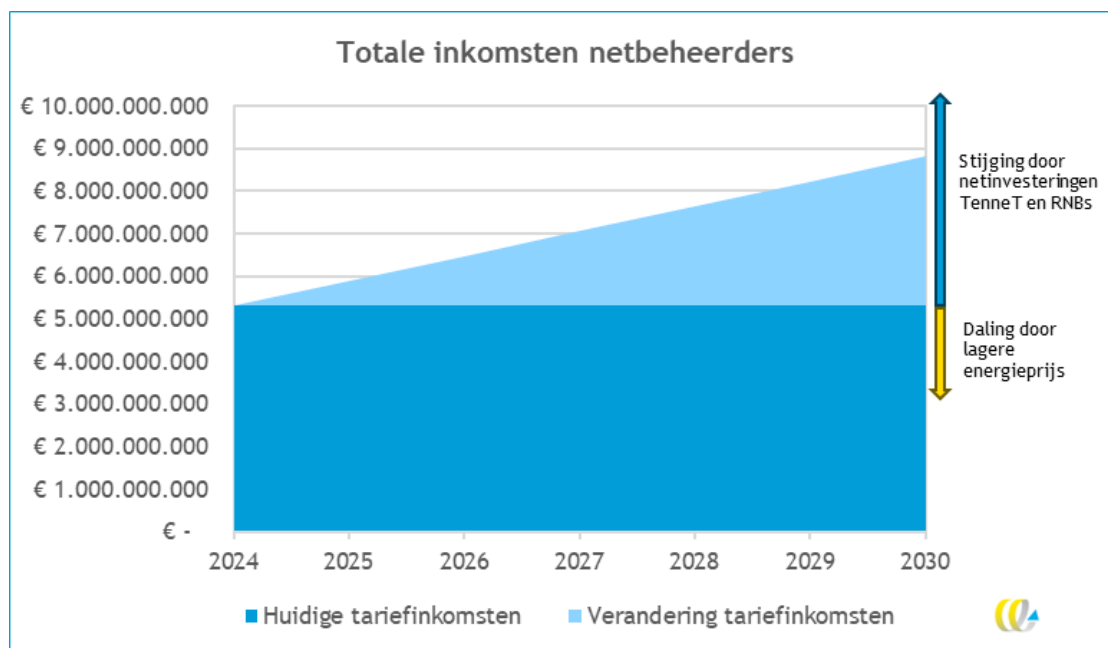
Elektriciteitsverbruik	Energiebelasting (€/kWh)
0 t/m 10.000 kWh	0,0785
10.001 t/m 50.000 kWh (waarde 2030 is volume afhankelijk)	0,075
50.001 t/m 10 miljoen kWh (waarde 2030 is volume afhankelijk)	0,04
Meer dan 10 miljoen kWh particulier (waarde 2030 is volume afhankelijk)	0,0027
Meer dan 10 miljoen kWh zakelijk (waarde 2030 is volume afhankelijk)	0,0027

C Aannames tariefinkomsten en tarieven

C.1 Totale inkomsten netbeheerders 2024 tot 2030

Voor deze studie bepalen we welke inkomsten van de netbeheerders toegekend worden aan invoeders en aan afnemers. Daarvoor bepalen we eerst de totale toegestane inkomsten van de netbeheerders in 2030. We baseren ons hierbij op de totale toegestane inkomsten van de netbeheerders in 2024 en bepalen de groei van de totale inkomsten door verschillende effecten. De tarievenontwikkelingen bestaat uit investeringen van RNBs en TenneT die onderdeel worden van de nettarieven en de kosten voor energie (onder andere netverlies, congestiemanagement en inkoop balanceringsdiensten). In de tarieven zijn de kosten opgenomen van de afgelopen 45 jaar, dit is namelijk de afschrijftermijn van investeringen. Extra investeringen nu resulteren dus niet direct in hetzelfde bedrag hogere netkosten maar worden verdeeld over de komende 45 jaar. De kosten voor energie worden verwerkt in de tarieven 2 jaar nadat de kosten voor energie hebben plaatsgevonden. Dit omvat het verschil tussen de vooraf geschatte en daadwerkelijke energiekosten.

Figuur 17 - Visualisatie ontwikkeling tariefinkomsten 2024 tot 2030



Om de stijging van de totale inkomsten van de netbeheerders te bepalen zijn de volgende vier stappen doorlopen:

1. **Splitsen van totale kosten van TenneT naar systeem- en transportkosten:**

De ontwikkeling van de transportkosten wordt grotendeels bepaald door de additionele investeringen in het net terwijl de systeemkosten beïnvloed worden door de elektriciteitsprijs. Door deze splitsing door te voeren kunnen verschillende ontwikkelingen van de kostencomponenten bepaald worden.

2. **Voorkomen van dubbeltellingen:** De regionale netbeheerders betalen inkoopkosten aan TenneT, voor gebruik van het TenneT-net. Deze worden afgetrokken van totale kosten van regionale netbeheerders om dubbeltellingen te voorkomen.
3. **Bepaling van de ontwikkeling van de kostencomponenten tussen 2024 en 2030:** Om de ontwikkelingen van verschillende kostencomponenten voor de RNBs en voor TenneT te bepalen gaan uit van:
- **Regionale netbeheerders:** Om de totale investeringen in 2030 van de RNBs te bepalen, nemen we zowel vervangingsinvesteringen als uitbreidingsinvesteringen mee.
Voor de **vervangingsinvesteringen** is onze aanname dat deze reguliere investeringen gelijk blijven over de jaren, daardoor resulteren ze niet in hogere totaal toegestane inkomsten. In de periode 2022 tot de prognose voor 2026 is er in de investeringsplannen een lichte stijging zichtbaar in de vervangingsinvesteringen, maar dit effect lijkt beperkt. We nemen in 2030 aan dat de totale toegestane inkomsten niet stijgen door vervangingsinvesteringen. Voor 2030 nemen we daarom dezelfde waarde aan als voor 2024.
Voor de **uitbreidingsinvesteringen** bepalen we de investeringen die resulteren in de hogere tariefinkomsten in de periode 2024 tot 2029. Dit zijn *additionele investeringen*, dus investeringen die resulteren in hogere totale toegestane tariefinkomsten. De uitbreidingsinvesteringen voor 2024 tot 2026 volgen uit de investeringsplannen van de respectievelijke vier netbeheerders. Deze kosten vertalen we naar een stijging van de toegestane transportkosten. We hanteren daarbij een WACC van 1,9% met een gemiddelde afschrijftermijn van 45 jaar (ACM, 2021).²² Enexis heeft in haar investeringsplan opgenomen dat het gewenste verzwaringstempo hoger is dan de gerealiseerde verzwaringen, namelijk 18%. We nemen voor de vier regionale netbeheerders aan dat de netinvesteringen 18% hoger zijn in de jaren 2027 tot 2029 ten opzichte van het gemiddelde van 2025 en 2026, in lijn met de data van Enexis. De additionele investeringen van de regionale netbeheerders en TenneT per jaar zijn opgenomen in Tabel 47.
 - **TenneT net op land:** De investeringen van TenneT zijn bekend tot 2029 in het investeringsplan. Voor TenneT net op land rekenen we met een WACC van 2,8% en afschrijvingstermijn van 45 jaar. Ook deze investeringen zijn opgenomen in Tabel 47.
 - **TenneT net op zee:** Deze investeringen baseren we op een Kamerbrief over het net op zee (Rijksoverheid, 2023). Hierin is opgenomen dat de totale kosten € 3,6 miljard per jaar zijn, op basis van de tarieven voor net op zee. We nemen aan dat in 2030 dit bedrag € 3,0 miljard is. De kosten voor wind op zee kennen we toe in lijn met de huidige verdeling van de kosten over regionale en nationale netbeheerders.
 - **Een dalende energieprijs:** We bepalen de tariefverandering van 2024 tot 2030. De inkoopkosten energie werken twee jaar later door in de nettarieven, dus de energieprijs van 2022 relateert aan de nettarieven in 2024. In 2022 was de gemiddelde energieprijs 131 €/MWh (CBS, 2024). Voor 2030 volgt uit onze PowerFlex-modellering voor deze studie een gemiddelde elektriciteitsprijs van 88 €/MWh. Dit betekent een daling van 33%, wat we aannemen als de factor voor de daling van de energie-inkoopkosten van de netbeheerders. De kosten die beïnvloed worden door de energieprijzen komen (bijna één-op-één) overeen met de kosten buiten de

²² Er is inmiddels een hersteld methodebesluit vastgesteld waarbij de gehanteerde WACC voor regionale netbeheerders is bijgesteld naar 2,8%. Dit betekent dat de totale kosten die de netbeheerders in rekening mogen brengen hoger uit zullen vallen dan aangenomen in deze studie. Voor het referentiescenario heeft dit geen impact omdat de maximale kosten voor invoeders beperkt is door de EU-grens. Het scenario zonder EU-grens zou betekenen dat de kosten in totaliteit beperkt hoger zouden uit vallen met 1,05%.

wettelijke grens van 0,50 €/MWh. De berekeningen welke kosten binnen en buiten deze grens vallen zijn bepaald en beschreven in Paragraaf C.2.

Een overzicht van deze aannames voor de stijging van de inkomsten via tarieven is opgenomen in Tabel 48. Deze gegevens zijn gevalideerd met een inschatting van de netbeheerders zelf.

4. **Bepalen tariefinkomsten per netvlak:** Alle voorgenoemde kosten zijn toegerekend aan de aangeslotenen bij TenneT, regionale netbeheerders grootverbruikers en regionale netbeheerders kleinverbruikers. Aangezien deze studie gaat om een invoedingstarief voor grootverbruikers en we aannamen dat de kosten tussen afnemers en invoeders gelijk blijft, is het kostendeel voor kleinverbruikers niet relevant. Uit deze analyse volgt dus de stijging van de totale tariefkosten per netvlak. De kosten per aansluiting zijn afhankelijk van de toename van het aantal aangeslotenen. De toename van tariefkosten is weergegeven in Tabel 49 en de tarieven voor afname zonder invoedingstarief zijn bepaald in Bijlage C.2.

Tabel 47 - Additionele investeringen in netuitbreiding van 2024 tot 2030 (in miljoenen €), reële prijzen 2024

Investerings IP2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
TenneT	€ 2.100	€ 2.900	€ 3.500	€ 2.350	€ 2.750	€ 3.000	€ 2.200
Enexis - uitbreiding	€ 842	€ 1.009	€ 1.186	€ 1.300	€ 1.300	€ 1.300	€ 1.300
Westland - uitbreiding	€ 24	€ 24	€ 24	€ 28	€ 28	€ 28	€ 28
Stedin - uitbreiding	€ 508	€ 607	€ 738	€ 797	€ 797	€ 797	€ 797
Liander - Uitbreiding	€ 884	€ 967	€ 1.020	€ 1.177	€ 1.177	€ 1.177	€ 1.177

Tabel 48 - Stijging tariefinkomsten door netinvesteringen

	Regionale netbeheerders	TenneT net op land	TenneT net op zee	Eenheid
WACC	1,90%	2,80%		%
Afschrijftermijn	45	45		Jaar
Cost of capital	3%	4%		%
Investering 2024-2029	€ 17.738.000.000	€ 16.600.000.000		Totaal investeringen 2024 tot 2029
Jaarlasten 2030 in tariefinkomsten	€ 589.945.158	€ 653.367.820	€ 3.000.000.000 ²³	Jaarlasten
Toename kosten	22%	70%	1630%	%

Tabel 49 - Totale tariefkosten voor TenneT-aangeslotenen en grootverbruikers in netten regionale netbeheerders. Kleinverbruikers zijn niet opgenomen in deze tabel want buiten scope van deze studie

Totale tariefinkomsten voor aangeslotenen op netvlak	2024	2030	Groei totale tariefkosten
Regionale netbeheerders - grootverbruikers	€ 1.882.705.625	€ 3.154.600.000	68%
TenneT-aangeslotenen	€ 386.720.031	€ 593.200.000	53%

Deze kosten vertalen we naar de tarieven voor afname in Paragraaf C.2

²³ Huidige kosten voor net op zee fase II zijn € 173.289.737 in nettarieven 2024.

C.2 Kosten binnen en buiten EU-grens

De kosten binnen en buiten de grens zijn bepaald gebaseerd op het tarievenbesluit van TenneT (ACM, 2024a). De rekenmodule omvat een bepaling van de totale inkomsten voor 2024 met een onderverdeling in verschillende posten. Per post is bepaald welk deel binnen en buiten de EU-grens van 0,50 €/MWh. De kosten buiten de grens zijn:

- de verbinding met het systeem (oftewel het aansluittarief);
- ondersteunende diensten²⁴;
- systeemverliezen.

Het aansluittarief is buiten beschouwing van deze scope. Voor de totale kosten van de ondersteunende diensten en systeemverliezen is een bedrag ingeschat van € 1,7 miljard. De kosten binnen de grens zijn daarmee ongeveer € 0,9 miljard. De vastgestelde tariefontwikkelingen in de vorige paragraaf resulteren dan in de verwachte kosten voor 2030 voor beide posten.

Tabel 50 - Totaal verdeling kosten/inkomsten binnen en buiten 0,50 €/MWh-grens voor TenneT voor klein- en grootverbruikers

Kosten TenneT binnnen en buiten EU-grens	2024		2030	
Binnen grens	€	867.900.000	€	1.520.000.000
Buiten grens	€	1.704.000.000	€	1.140.000.000
Totaal	€	2.571.897.857	€	2.660.000.000

De kosten van TenneT worden betaald door TenneT aangesloten, grootverbruikers bij de regionale netbeheerders en kleinverbruikers bij de regionale netbeheerders. Bijvoorbeeld de kosten buiten de EU-grens van € 1.140 miljoen worden voor € 540 miljoen gedragen door grootverbruikers (TenneT en regionale netbeheerders) en voor € 600 miljoen door kleinverbruikers.

Toegestane inkomsten invoeders/afnemers - met en zonder EU-grens

De businesscaseberekening (onder andere toegelicht in Hoofdstuk 4 en Bijlage D) resulteert in de nettarijfkosten voor verschillende invoeders. Dit is gebaseerd op hun invoedingspatroon en de hoogte van de tarieven. De totale inkomsten van de netbeheerders worden vervolgens bepaald door de som van de nettarijven van alle invoeders. Vanuit de EU is er een grens opgelegd van 0,50 €/MWh voor een gedeelte van het invoedingstarief²⁵. Met ons businesscasemodel is de waarde vast te stellen waarmee het invoedingstarief leidt tot gemiddeld 0,50 €/MWh. Dit bepaalt dan hoeveel van de kosten die gelden binnen de grens bij invoeders gelegd kan worden.

²⁴ Zoals gedefinieerd door TenneT: <https://www.tennet.eu/nl/de-elektriciteitsmarkt/ondersteunende-diensten-nederland>

²⁵ Deze grens geldt formeel alleen voor een gedeelte van de kosten van de landelijke netbeheerder. We nemen aan dat dit gemiddelde ook geldt voor alle aangeslotenen, waarvoor een grond gevonden kan worden vanuit het non-discriminatoire principe. Er kunnen meer kosten toegekend worden aan invoeders als deze grens niet aangenomen wordt voor DSO-aangeslotenen. Met een andere interpretatie van de kostenverdeling tussen invoeders en afnemers kunnen mogelijk ook meer kosten toegekend worden aan invoeders op het landelijke netwerk. Een keuze hiervoor is aan de ACM.

Uit deze doorrekening volgt dat bij een totale kosten van € 70 miljoen in 2030 de gemiddelde kostprijs per MWh-ingevoede energie 0,50 €/MWh is. Dit bedrag is vastgesteld voor Variant 1 van het invoedingstarief, het uniforme invoedingstarief. Het vastgestelde bedrag is vervolgens gehanteerd voor het ontwerp van de andere invoedingstariefvarianten. De kosten die buiten de EU-grens vallen en voor rekening zijn van grootverbruikers zijn in totaal € 540 miljoen en worden wel 50% toegekend aan de invoeders. Daarmee worden het totale bedrag voor invoeders € 360.000.000 (9,5% van totale inkomsten voor grootverbruikers). Het gemiddelde tarief per MWh wordt daarmee 2,50 €/MWh. Dit is logisch doordat het tarief binnen de EU grens nu 20% is van de totale kosten van € 360 miljoen.

Tabel 51 - Totale toegestane inkomsten grootverbruikers regionale netbeheerders en TenneT

		Invoeders	Afneemers
Geen EU-grens	Verdeling	50%	50%
	Bedrag binnen EU-grens	€ 1.600.000.000	€ 1.600.000.000
	Bedrag buiten EU-grens	€ 270.000.000	€ 270.000.000
	Bedrag totaal	€ 1.870.000.000	€ 1.870.000.000
Binnen EU-grens	Bedrag binnen EU-grens	€ 85.000.000	€ 3.110.000.00
	Bedrag buiten EU-grens	€ 270.000.000	€ 270.000.000
	Bedrag totaal	€ 360.000.000	€ 3.390.000.00
	Verdeling totaal	9,5%	90,5%

C.3 Tarieven voor afname in 2030

De tarieven voor afname worden toegepast voor het berekenen van het effect van een invoedingstarief op de afneemers. We nemen aan dat de tarievencomponenten gelijk blijven, de huidige geldende tariefssystematiek gehanteerd wordt (dus geen tijdsafhankelijk tarief voor TenneT-aangesloten of alternatieve transportrechten) en de cascadering gelijk blijft (dit is de verdeling van totale kosten over netvlakken).

Huidige nettarieven afneemers

De huidige tarieven voor 2024 voor Liander zijn weergegeven in Tabel 48 als voorbeeld van tariefopbouw van regionale netbeheerders en in Tabel 49 voor TenneT-aangeslotenen. Deze tarieven worden als uitgangspunt gehanteerd voor de groei van de tarieven richting 2030.

Tabel 52 - Voorbeeld tarieven regionale netbeheerder Liander voor transporttaak 2024

Transporttarief componenten	Afneemers MS	Afneemers Trafo HS+TS/MS	Afneemers HS	Eenheid
Vastrecht	441	2.760	2.760	€/jaar
kWcontract per jaar	26,76	43,80	22,44	€/kW/jaar
kWmax per maand	3,2	5,06	2,33	€/kW/jaar
kWh-tarief normaal	0,0195	-	-	€/kWh

Tabel 53 - Tarieven landelijke netbeheerder voor transporttaak 2024

Transporttarief componenten	Afnemers HS	Afnemers EHS	Eenheid
Vastrecht	2760,00	12.478,96	€/jaar
kWcontract per jaar	73,52	60,65	€/kW/jaar
kWmax per maand	7,62	6,91	€/kW/jaar

Tarieven 2030 zonder invoedingstarief

De totale kosten worden verdeeld over meer aangeslotenen. Netbeheer Nederland schat in dat er 840.000 kleinverbruikers bij komen (Netbeheer Nederland, 2024), ten opzichte van de 8.224.371 aansluitingen in 2024²⁶. Hierbij is niet gespecificeerd welk type kleinverbruikers. Dit betekent een stijging van 10%. Met een berekende stijging van de totale kosten van 68% betekent dit een netto stijging van 52%. Hiermee neemt het invoedingstarief toe voor Liander-klanten van € 400,90 in 2024 tot € 610,84 in 2030. Bij invoering van een invoedingstarief is het nieuwe tarief daarmee € 585,03.

Voor de groei van grootverbruikers is gekeken naar historische data van 2021 tot 2024. De toekomstige groei is echter wel onzeker vanwege netcongestie en netverzwaringen die uitgevoerd worden én de elektrificatie die op gang komt. Kijkend naar de groei van transportvermogen en aangesloten in de periode 2021 tot 2024 is vooral een schokkerig patroon te zien bij zowel regionale als de nationale netbeheerders. Bij beide zien we door de oogbaren een jaarlijkse groei van 2%. Dit betekent een groei van 12,6% over de periode 2024 tot 2030.

Tabel 54 - Transporttarieven 2030 zonder invoedingstarief

	Transporttarief componenten	Afnemers MS	Afnemers Trafo HS+TS/MS	Afnemers HS	Afnemers HS	Afnemers EHS
	Vermogen	50 kW tot 1 MW	1 tot 10 MW	10 tot 80 MW	80 tot 200 MW	> 200 MW
2024	Vastrecht	441	2.760	2.760	2.760	12.479
	kWcontract per jaar	27	44	22	74	61
	kWmax per maand	3	5	2	8	7
	kWh-tarief normaal	0,0195	0	0	0	0
Groei	Groei kosten 2024 tot 2030	68%	68%	68%	53%	53%
	Groei aangesloten vermogen	12,6%	12,6%	12,6%	12,6%	12,6%
	Netto groei per aangesloten	49%	49%	49%	36%	36%
2030	Vastrecht	656	4.106	4.106	3.759	16.998
	kWcontract per jaar	40	65	33	100	83
	kWmax per maand	5	8	3	10	9
	kWh-tarief normaal	0,0290	0	0	0	0

²⁶ Dit is de som uit de tarievenbladen van de regionale netbeheerders van 2024.

Tarieven afnemers met verdeling met EU-grens

De totale kosten die aan invoeders toegekend wordt is € 360 miljoen. De resulterende lagere kosten voor alle aangeslotenen wordt verdeeld over alle aangeslotenen (zowel klein- en grootverbruikers). De verlaging voor alle afnemers is daarmee 4%.

Het capaciteitstarief voor kleinverbruikers is zonder invoedingstarief geschat op € 610,84 in 2030. Bij invoering van een invoedingstarief is het nieuwe tarief daarmee € 585,03. De tarieven voor grootverbruikers met deze verlaging van 4% zijn opgenomen in Tabel 55.

Tabel 55 - Transporttarieven 2030 met invoedingstarief binnen EU-grens

	Transporttarief componenten	Afnemers MS	Afnemers Trafo HS+TS/MS	Afnemers HS	Afnemers HS	Afnemers EHS
	Vermogen	50 kW tot 1 MW	1 tot 10 MW	10 tot 80 MW	80 tot 200 MW	> 200 MW
2030	Vastrecht	656	4.106	4.106	3.759	16.998
	kWcontract per jaar	40	65	33	100	83
	kWmax per maand	5	8	3	10	9
	kWh-tarief normaal	0,0290	0	0	0	0

C.4 Regionalisatie

Om de totale opbrengsten voor de netbeheerder te berekenen moeten we voor de locatieafhankelijke variant (Variant 2) en de tijds- en locatieafhankelijk (Variant 4 en 5) een inschatting maken van hoe vaak iedere subvariant zich voordoet in Nederland in het jaar 2030. Bijvoorbeeld, als we kijken naar Variant 2, dan wordt er gedifferentieerd naar drie typen gebieden: afnamegedomineerd, invoedinggedomineerd en beiden. Omdat de invoedingstarieven per subvariant verschillen heeft het relatieve voorkomen van iedere subvariant invloed op de totale inkomsten voor de netbeheerder.

Het relatieve voorkomen van ieder subvariant hebben we bepaald op gemeenteniveau, door per gemeente de (voorspelde) vraag en aanbod van energie op te tellen (Quintel, 2024). Hiervoor hebben we het 'II3050 Nationaal Leiderschap'-scenario gebruikt. Het resulterende profiel geeft inzicht door wat de dominante belasting op het net is. Deze classificatie is als volgt gedaan:

- er is sprake van 'invoedinggedomineerd' als de maximale invoedingspiek over het gehele jaar 33% groter is dan de maximale afnamepiek over het gehele jaar;
- er is sprake van 'afnamegedomineerd' als de maximale afnamepiek over het gehele jaar 33% groter is dan de maximale invoedingspiek over het gehele jaar;
- als geen van de bovenstaande situaties zich voordoen, dan wordt de locatie geclassificeerd als 'beiden/overig'.

In geval van invoedinggedomineerd, kan ook worden nagegaan welke energiebron/techniek de invoedinggedomineerd veroorzaakt. Dit is vastgesteld door te kijken naar de verhouding van de invoedingspieken afkomstig van iedere techniek die aanwezig zijn in de desbetreffende gemeente. De volgende technieken zijn in deze analyse meegenomen: zon-pv, windenergie op land, windenergie op zee, overige bronnen (zoals nucleair en biomassa), en batterijen.

Deze classificatie is als volgt gedaan:

- indien er **twee** technieken aanwezig zijn (in die gemeente), wordt een techniek als dominant geclassificeerd als de invoedingspiek van die techniek meer dan 66% van de totale invoedingspiek veroorzaakt;

- indien er drie technieken aanwezig zijn (in die gemeente), wordt een techniek als dominant geclassificeerd als de invoedingspiek van die techniek meer dan 45% van de totale invoedingspiek veroorzaakt;
- indien er vier technieken aanwezig zijn (in die gemeente), wordt een techniek als dominant geclassificeerd als de invoedingspiek van die techniek meer dan 40% van de totale invoedingspiek veroorzaakt;
- indien er vijf technieken aanwezig zijn (in die gemeente), wordt een techniek als dominant geclassificeerd als de invoedingspiek van die techniek meer dan 30% van de totale invoedingspiek veroorzaakt.

Voor 355 gemeenten hebben we het type dominantie bepaald, waardoor op nationaal niveau het relatieve voorkomen van iedere subvariant bepaald is. Tabel 56 en Tabel 57 geven de percentages weer van iedere subvariant voor de locatieafhankelijke variant (Variant 2) en de tijds- en locatieafhankelijk (Variant 4) respectievelijk.

Tabel 56 - Locatieafhankelijk invoedingstarief (Variant 2)

2030 - percentages	Invoedings-dominantie veroorzaakt door	Overig	Zon-pv zonder eigen verbruik	Zon-pv met eigen verbruik	Wind op land	Wind op zee	Batterijen
Invoeding	N.v.t.	71%	72%	46%	75%	95%	53%
Afname	N.v.t.	18%	13%	37%	8%	0%	31%
Beiden	N.v.t.	11%	15%	18%	17%	5%	16%

Tabel 57 - Tijds- en locatieafhankelijk invoedingstarief (Variant 4)

2030 - percentages	Invoedings-dominantie veroorzaakt door	Overig	Zon-pv zonder eigen verbruik	Zon-pv met eigen verbruik	Wind op land	Wind op zee	Batterijen
Afname	N.v.t.	18%	13%	37%	8%	0%	31%
Beiden	N.v.t.	11%	15%	18%	17%	5%	16%
Invoeding	Zon	6%	58%	37%	38%	0%	23%
Invoeding	Wind op land	1%	4%	2%	19%	0%	3%
Invoeding	Geen duidelijke dominante techniek	1%	0%	0%	0%	0%	1%
Invoeding	Wind op zee	45%	6%	4%	11%	95%	22%
Invoeding	Overig (nucleair, biomassa etc.)	18%	4%	3%	6%	0%	4%

C.5 Vormgeving tariefvarianten

C.5.1 Differentiatie naar moment en locatie

Voor het invoedingstarief dat gedifferentieerd is naar locatie en tijd (Variant 4) wordt de kW_{\max} gewogen door de invoedingspiek per uur van de dag en maand te vermenigvuldigen met een wegingsfactor tussen 0,2 en 1. Als over het algemeen er sprake is van relatief veel invoeding op een bepaald uur en maand dan is deze wegingsfactor 1, en als er relatief weinig invoeding is dan is deze wegingsfactor 0,2 (referentiescenario). Merk op, dat in de gevoeligheidsscenario's ook andere wegingsfactoren worden meegenomen.

Voor het tijds- en locatieafhankelijke invoedingstarief maken we een onderscheid tussen vijf type gebieden. Ieder type heeft unieke wegingsfactoren per uur en maand:

1. **Zongedomineerde gebieden:** de wegingsfactoren volgen uit de analyse van belastingsprofielen van stations in zon gedomineerde gebieden (zie Tabel 60).
2. **Afnamegedomineerde gebieden:** in gebieden met afname nemen we aan dat de minimale wegingsfactor 0,2 geldt.
3. **WoZ-gedomineerde gebieden:** de wegingsfactoren volgen uit de analyse van belastingsprofielen van stations in wind op zee gedomineerde gebieden (zie Tabel 62).
4. **WoL-gedomineerde gebieden:** de wegingsfactoren volgen uit de analyse van belastingsprofielen van stations in wind op land gedomineerde gebieden (zie Tabel 61).
5. **Overige:** voor overige gebieden met invoedingsdominantie worden dezelfde wegingsfactoren genomen als in het tijdsafhankelijke invoedingstarief (zie Tabel 64).

Voor de zon-, wind op zee- en wind op land invoedinggedomineerde gebieden hebben we de wegingsfactoren voor kW_{max} als volgt bepaald:

1. Bepaal de netbelasting voor een station in 2030. CE Delft heeft van netbeheerders TenneT, Liander en Stedin prognoses ontvangen van verschillende stations met verschillende dominante belasting voor het jaar 2030. Daar zijn de prognoses uit het ETM nog aan toegevoegd op gemeenteniveau (zie Tabel 58). Dit is dus niet gekoppeld aan een bepaald netvlak maar aan de totale elektriciteitsvraag en -aanbod.
2. Bepaal per station, per maand en uur van de dag de maximale invoedingspiek voor een gegevens station.
3. Bepaal per station, de maximale invoedingspiek van het station voor het gehele jaar, en deel de maximale invoedingspiek per uur en maand door dit maximum. Dit resulteert in een percentage die per uur en maand de relatieve invoedingsbelasting aangeeft. Op de uren dat er geen invoedingspiek is, dan stellen we dit percentage op 0%.
4. Per type invoedingsgebied, worden van alle stations met hetzelfde type invoeding alle percentage uit Stap 3 gemiddeld. Hierdoor ontstaat er een gemiddeld belastingsprofiel per uur en per maand, per type invoeding.
5. Deze percentages (per uur en maand) worden vertaald naar een van de vijf wegingsfactoren zoals weergegeven in Tabel 59.

De resulterende wegingsfactoren per uur en maand voor zon-, wind op zee- en wind op land invoedinggedomineerde gebieden zijn weergegeven in Tabel 60, Tabel 61 en Tabel 62. Merk op, dat deze wegingsfactoren op een beperkt aantal stations en weerjaren zijn gebaseerd.

Tabel 58 - Overzicht van het aantal stations die zijn gebruikt voor het bepalen van de wegingsfactoren

Bron	Zon-pv-gedomineerd	WoL-gedomineerd	WoZ-gedomineerd
Tennet	5	3	3
Liander	3	0	0
Stedin	5	0	0
ETM (op gemeenteniveau)	0	4	3
Totaal	13	7	6

Tabel 59 - Wegingsfactoren met bijbehorende (relatieve) invoedingspieken (%).
Deze wegingsfactoren zijn voor het referentiescenario

Percentage van maximale invoedingspiek	Wegingsfactor
< 20%	0,2
< 40%	0,4
< 60%	0,6
< 80%	0,8
> 80%	1

Resulterende vormgeving van profielen wegingsfactoren

In de volgende tabellen zijn de profielen van de wegingsfactoren voor de verschillende gebiedsclassificaties opgenomen. Sommige gebieden kennen vaker hoge wegingsfactoren doordat de netbelasting hier dus meer uren per jaar hoog is; in die gebieden is er dus meer bijdrage aan netbelasting en dus grotere kans op een hoger tarief.

Tabel 60 - Wegingsfactoren voor een zon-pv-gedomineerd gebied

Wegingsfactor zon-pv-gebied	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,4	0,6	0,8	0,8	0,8	0,6	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,4	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,6	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,4	0,8	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	0,8	0,8	0,6	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
5	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,8	0,6	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
6	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,8	0,6	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
7	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,8	0,6	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
8	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	0,8	0,8	0,6	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
9	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,4	0,6	0,8	0,8	1,0	0,8	0,8	0,6	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
10	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,4	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,6	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
11	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,4	0,4	0,4	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
12	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,4	0,4	0,4	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Weekend	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,6	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,8	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2

Tabel 61 - Wegingsfactoren voor een WoL-gedomineerd gebied

Wegingsfactor WoL-gebied	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1	1,0	1,0	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,8
2	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	1,0	0,8	0,8	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,8	0,8
3	0,8	0,8	0,8	0,6	0,6	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,6	0,8	0,8	0,6	0,8
4	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	1,0	1,0	1,0	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
5	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
8	0,8	0,8	0,8	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	1,0	0,8	1,0	0,8	1,0	1,0	0,8	0,8	0,8	1,0	1,0	0,8	0,8	0,8	0,8
10	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	1,0	0,8	0,8	0,8	1,0	0,8	1,0	1,0	1,0	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
11	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,8
12	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Weekend	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0



C.5.2 Gevoeligheidsanalyse: alleen kWmax-tariefdrager

De tarieven voor de varianten met deze gevoeligheidsanalyse zijn hierna opgenomen. De toelichting is opgenomen in Paragraaf 3.5.

Tabel 65 - Geschatte tarieven voor invoeders 2030 met tijdsgeïndifferentieerd invoedingstarief rekening houdend met EU-grens van 0,50 €/MWh en gevoeligheidsanalyse met alleen kWmax-tariefdrager

Transporttarief-componenten	Invoeders MS	Invoeders Trafo HS+TS/MS	Invoeders HS (10 tot 80 MW)	Invoeders HS (80 tot 200 MW)	Invoeders EHS	Eenheid
kWcontract per jaar	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€/kW/jaar
kWmax per maand	€ 0,443	€ 0,701	€ 0,323	€ 0,962	€ 0,873	€/kW/maand
kWh-tarief normaal	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€/kWh

Tabel 66 - Ingeschatte tarieven per type gebied voor tarief met locatie-differentiatie en gevoeligheidsanalyse met alleen kWmax-tariefdrager

Transporttariefcomponenten		Invoeders MS	Invoeders Trafo HS+TS/MS	Invoeders HS (10 tot 80 MW)	Invoeders HS (80 tot 200 MW)	Invoeders EHS	Eenheid
Invoedingsgebied	kWcontract per jaar	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€/kW/jaar
	kWmax per maand	€ 0,43	€ 0,68	€ 0,31	€ 0,93	€ 0,84	€/kW/maand
	kWh-tarief normaal	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€/kWh
Afnamegebied	kWcontract per jaar	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€/kW/jaar
	kWmax per maand	€ 0,09	€ 0,14	€ 0,06	€ 0,19	€ 0,17	€/kW/maand
	kWh-tarief normaal	€ 0,00	€ -	€ -	€ -	€ -	€/kWh
Invoedings- en afnamegebied	kWcontract per jaar	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€/kW/maand
	kWmax per maand	€ 0,26	€ 0,41	€ 0,19	€ 0,56	€ 0,51	€/kW/jaar
	kWh-tarief normaal	€ 0,00	€ -	€ -	€ -	€ -	€/kWh

Tabel 67 - Transporttarief voor invoedingstarief gedifferentieerd naar moment van gebruik en locatie en gevoeligheidsanalyse met alleen kWmax-tariefdrager. Bij deze varianten bepalen de patronen zoals weergegeven in Paragraaf C.5.1

Transporttarief componenten	Invoeders MS	Invoeders Trafo HS+TS/MS	Invoeders HS (10 tot 80 MW)	Invoeders HS (80 tot 200 MW)	Invoeders EHS	Eenheid
kWcontract per jaar						€/kW/jaar
kWmax per maand	€ 0,43	€ 0,67	€ 0,31	€ 0,92	€ 0,84	€/kW/jaar
kWh-tarief normaal	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€/kWh

C.5.3 Gevoeligheidsanalyse: Inclusief negatief invoedingstarief

De tarieven voor de varianten met deze gevoeligheidsanalyse zijn hierna opgenomen. De toelichting is opgenomen in Paragraaf 3.6.

Tabel 68 - Geschatte tarieven voor invoeders 2030 met tijdsgedifferentieerd invoedingstarief rekening houdend met EU-grens van 0,50 €/MWh en inclusief negatief invoedingstarief

Transporttarief-componenten	Invoeders MS	Invoeders Trafo HS+TS/MS	Invoeders HS	Invoeders HS	Invoeders EHS	Eenheid
kWcontract per jaar	€ 2,09	€ 3,42	€ 1,75	€ 5,23	€ 4,31	€/kW/jaar
kWmax per maand	€ 0,25		€ 0,18	€ 0,54	€ 0,49	€/kW/maand
kWh-tarief normaal	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€/kWh

Tabel 69 - Ingeschatte tarieven per type gebied voor tarief met locatie-differentiatie en inclusief negatief invoedingstarief

Transporttariefcomponenten		Invoeders MS	Invoeders Trafo HS+TS/MS	Invoeders HS	Invoeders HS	Invoeders EHS	Eenheid
Invoedingsgebied	kWcontract per jaar	€ 2,34	€ 3,82	€ 1,96	€ 5,85	€ 4,82	€/kW/jaar
	kWmax per maand	€ 0,28	€ 0,44	€ 0,20	€ 0,61	€ 0,55	€/kW/maand
	kWh-tarief normaal	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€/kWh
Afnamegebied	kWcontract per jaar	€ -1,40	€ -2,29	€ -1,18	€ -3,51	€ -2,89	€/kW/jaar
	kWmax per maand	€ -0,17	€ -0,26	€ -0,12	€ -0,36	€ -0,33	€/kW/maand
	kWh-tarief normaal	€ 0,00	€ -	€ -	€ -	€ -	€/kWh
Invoedings- en afnamegebied	kWcontract per jaar	€ 0,47	€ 0,76	€ 0,39	€ 1,17	€ 0,96	€/kW/maand
	kWmax per maand	€ 0,06	€ 0,09	€ 0,04	€ 0,12	€ 0,11	€/kW/jaar
	kWh-tarief normaal	€ 0,00	€ -	€ -	€ -	€ -	€/kWh

Tabel 70 - Transporttarief voor invoedingstarief gedifferentieerd naar moment van gebruik en locatie en inclusief negatief invoedingstarief

Transporttarief-componenten	Invoeders MS	Invoeders Trafo HS+TS/MS	Invoeders HS	Invoeders HS	Invoeders EHS	Eenheid
kWcontract per jaar	€ 2,09	€ 3,42	€ 1,75	€ 5,23	€ 4,31	€/kW/jaar
kWmax per maand	€ 0,25	€ 0,39	€ 0,18	€ 0,54	€ 0,49	€/kW/jaar
kWh-tarief normaal	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€/kWh

C.5.4 Gevoeligheidsanalyse: zonder EU-grens

De tarieven voor de varianten met deze gevoeligheidsanalyse zijn hierna opgenomen. De toelichting is opgenomen in Paragraaf 3.6.

Tabel 71 - Geschatte tarieven voor invoeders 2030 met tijdsgedifferentieerd invoedingstarief rekening houdend met EU-grens van 0,50 €/MWh en gevoeligheidsanalyse zonder EU-grens

Transporttarief-componenten	Invoeders MS	Invoeders Trafo HS+TS/MS	Invoeders HS	Invoeders HS	Invoeders EHS	Eenheid
kWcontract per jaar	€ 10,09	€ 16,51	€ 8,46	€ 25,26	€ 20,84	€/kW/jaar
kWmax per maand	€ 1,21	€ 1,91	€ 0,88	€ 2,62	€ 2,37	€/kW/maand
kWh-tarief normaal	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€/kWh

Tabel 72 - Ingeschatte tarieven per type gebied voor tarief met locatie-differentiatie en gevoeligheidsanalyse zonder EU-grens

Transporttariefcomponenten		Invoeders MS	Invoeders Trafo HS+TS/MS	Invoeders HS	Invoeders HS	Invoeders EHS	Eenheid
Invoedingsgebied	kWcontract per jaar	€ 10,59	€ 17,34	€ 8,88	€ 26,53	€ 21,88	€/kW/jaar
	kWmax per maand	€ 1,27	€ 2,00	€ 0,92	€ 2,75	€ 2,49	€/kW/maand
	kWh-tarief normaal	€ 10,59	€ 17,34	€ 8,88	€ 26,53	€ 21,88	€/kWh
Afnamegebied	kWcontract per jaar	€ 2,12	€ 3,47	€ 1,78	€ 5,31	€ 4,38	€/kW/jaar
	kWmax per maand	€ 0,25	€ 0,40	€ 0,18	€ 0,55	€ 0,50	€/kW/maand
	kWh-tarief normaal	€ 0,00	€ -	€ -	€ -	€ -	€/kWh
Invoeding- en afnamegebied	kWcontract per jaar	€ 6,36	€ 10,40	€ 5,33	€ 15,92	€ 13,13	€/kW/maand
	kWmax per maand	€ 0,76	€ 1,20	€ 0,55	€ 1,65	€ 1,50	€/kW/jaar
	kWh-tarief normaal	€ 0,00	€ -	€ -	€ -	€ -	€/kWh

Tabel 73 - Transporttarief voor invoedingstarief gedifferentieerd naar moment van gebruik en locatie en gevoeligheidsanalyse zonder EU-grens

Transporttarief-componenten	Invoeders MS	Invoeders Trafo HS+TS/MS	Invoeders HS	Invoeders HS	Invoeders EHS	Eenheid
kWcontract per jaar	€ 9,88	€ 16,17	€ 8,28	€ 24,74	€ 20,41	€/kW/jaar
kWmax per maand	€ 1,18	€ 1,87	€ 0,86	€ 2,56	€ 2,33	€/kW/jaar
kWh-tarief normaal	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€/kWh

D Aannames casussen

D.1 Effect businesscase van invoeders

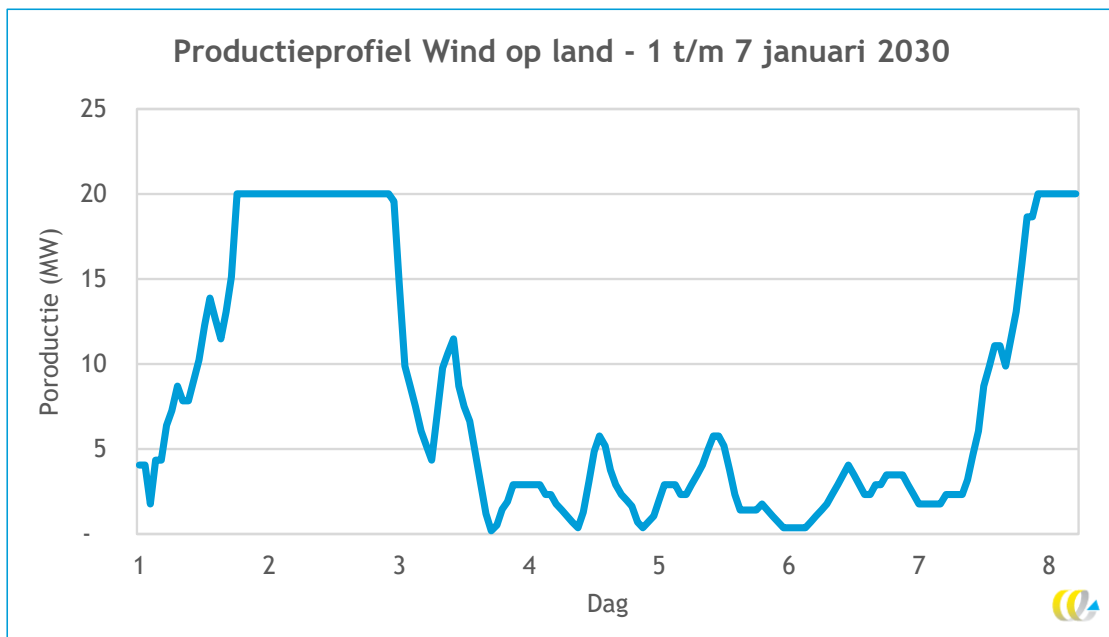
D.1.1 Wind op land

Het opwekprofiel voor 'Wind op land' is gebaseerd op profielen uit het ETM-model (Quintel, 2024) met weerjaar 2015. Met deze uitgangspunten worden zo'n 2.936 vollasturen realiseert door de casus voor 'Wind op land'. Voor de businesscaseanalyse is een windpark op land beschouwd, met tien windmolens van ieder 2 MW. Het totaal vermogen van het windpark is dus 20 MW. Bij negatieve prijzen op de APX-markt, stopt het windpark met stroomlevering.

Tabel 74 - Aannames wind op land voor businesscaseanalyses

	Waarde	Eenheid	Bron
Opgesteld vermogen	20	MW	Aanname
Vollasturen	2.936	Uren	Profiel uit ETM (Quintel, 2024)

Figuur 18 - Productieprofiel van wind op land in de eerste week van januari 2030. Dit productieprofiel is geconstrueerd op basis van weerjaar 2015



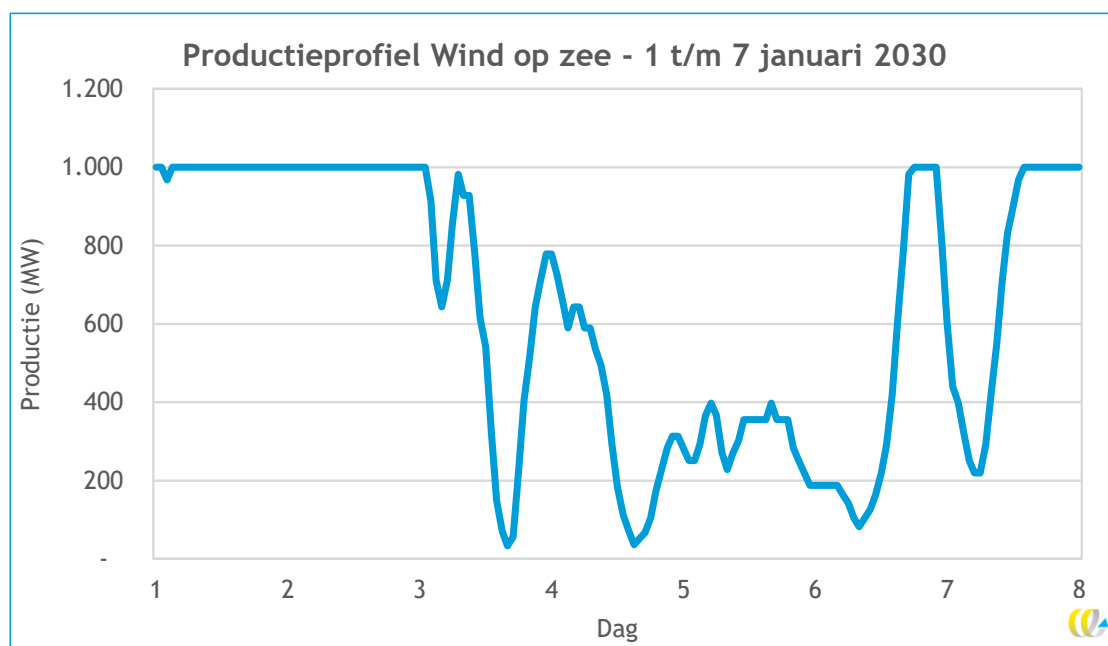
D.1.2 Wind op zee

Voor wind op zee hebben we een windpark gemodelleerd van 1.000 MW. Het profiel is opnieuw gebaseerd op het ETM-model (Quintel, 2024) en kent 4.319 vollasturen.

Tabel 75 - Aannames wind op zee voor businesscaseanalyses

	Waarde	Eenheid	Bron
Opgesteld vermogen	1.000	MW	Aanname
Vollasturen	4.319	Uren	Profiel uit ETM (Quintel, 2024)

Figuur 19 - Productieprofiel van wind op zee in de eerste week van januari 2030. Dit productieprofiel is geconstrueerd op basis van weerjaar 2015



D.1.3 Zon-pv en verbruik

De profielen van zon-pv-opwek en het eigen verbruik komen uit het ETM-model (Quintel, 2024). Het verbruikersprofiel is een gemiddeld verbruiksprofiel van de gebouwde omgeving in Nederland, waarbij het verbruik is geschaald naar 43% van de jaarlijks opgewekte zonnestroom. Dit is volgens het RVO het typische deel eigen verbruik (getal aangeleverd intern door RVO). De zon-pv-installatie heeft een opgesteld vermogen van 0,7 MW, met een net-aansluiting van 0,50 MW. De netkosten worden bepaald over het deel wat aan het net geleverd wordt. Er wordt van uitgegaan dat er behalve een netaansluiting, ook een directe lijn aanwezig is tussen de zon-pv en de afnemer van de elektriciteit. Het eigen verbruik kan dus zorgen voor een lagere (invoedings)netbelasting, wat kan resulteren in lagere invoedingsnetkosten.

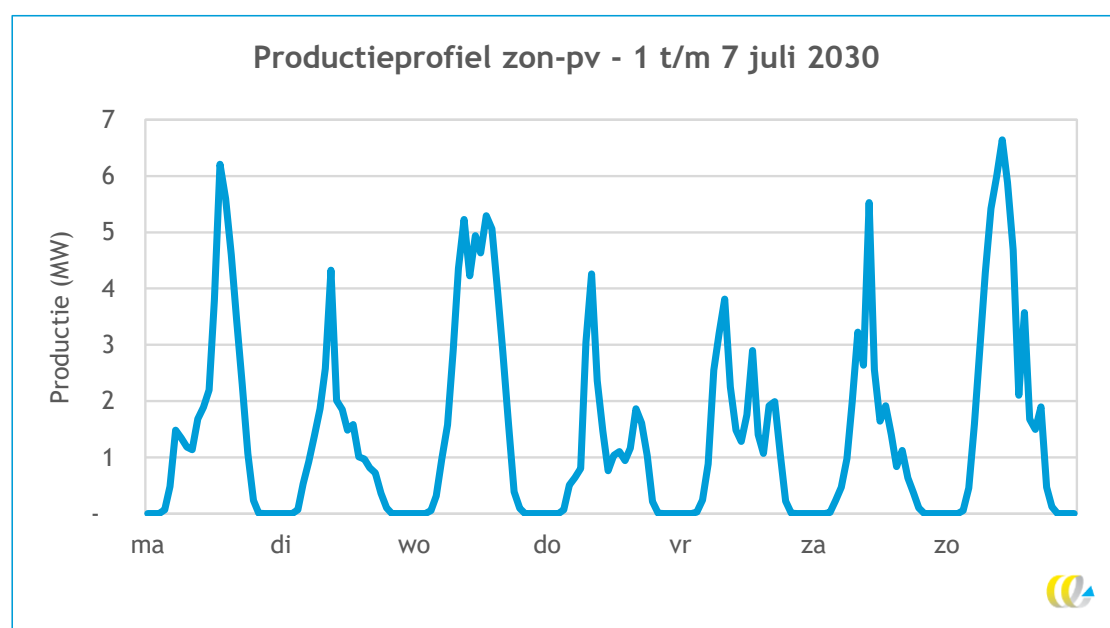
Tabel 76 - Aannames zon-pv voor businesscaseanalyses

	Waarde	Eenheid	Bron
Netaansluiting	0,5	MW	Aanname
Opgesteld vermogen zon-pv	0,7	MW	Aanname
Vollasturen	1.174	Uren	Profiel uit ETM (Quintel, 2024)

D.1.4 Zon-pv

Het zon-pv-profiel is opgehaald uit het ETM-model (Quintel, 2024) met weerjaar 2015. We beschouwen een 10 MW zonnepark die al zijn opgewekte stroom aan het net levert. Bij negatieve APX-prijzen schakelt het zonnepark af.

Figuur 20 - Visualisatie profiel zon-pv, nog zonder aftopping op 50%



D.1.5 Gascentrale

Het vermogen van Nederlandse aardgascentrales varieert van 25 MW (Centrale Helmond) tot 1.750 MW (Eemscentrale). Het gemiddelde vermogen van een aardgascentrale in Nederland is circa 500 MW. We rekenen met dit vermogen voor de analyses die betrekking hebben op de businesscase van een gascentrale.

Tabel 77 - Aannames gascentrale voor businesscaseanalyses

	Waarde	Eenheid	Bron
Vermogen	500	MW	Gemiddelde vermogen van centrales in Nederland
Vollasturen	2.295	Uren	Volgt uit inzet PowerFlex

D.1.6 Batterij

Tabel 78 laat een overzicht zien van bestaande of startende batterijprojecten en configuraties van commerciële batterijen. Voor de analyses die betrekking hebben op de businesscase gaan we uit van een batterij met een vermogen van 100 MW en een capaciteit van 200 MWh. Met deze configuratie zitten we tussen het lage en hoge segment in, waardoor we naar een gemiddelde businesscase voor grootschalige batterijopslag kijken.

Tabel 78 - Een overzicht van een aantal batterijprojecten en commerciële batterijen

Project/ productienaam	Bedrijf	Locatie	Vermogen	Capaciteit	Bron
Holland Battery 1	Tomorrow Energy	Eemshaven, NL	180 MW	360 MWh	https://recharged.nl/energieopslag/to-morrow-energy-heeft-vergunning-binnen-voor-realiserie-megabatterij
-	RWE	Eemshaven, NL	35 MW	41 MWh	https://recharged.nl/energieopslag/to-morrow-energy-heeft-vergunning-binnen-voor-realiserie-megabatterij
-	RWE	Lingen, DE	45 MW	49 MWh	https://www.rwe.com/en/press/rwe-generation/2023-01-09-rwe-completes-megabattery-in-lingen-and-werne/
-	RWE	Werne, DE	72 MW	79 MWh	https://www.rwe.com/en/press/rwe-generation/2023-01-09-rwe-completes-megabattery-in-lingen-and-werne/
-	RWE	Hamm, DE	140 MW	151 MWh	https://www.rwe.com/en/press/rwe-generation/2023-05-31-rwe-starts-construction-of-large-scale-battery-storage-project/
-	RWE	Neurath, DE	80 MW	84 MWh	https://www.rwe.com/en/press/rwe-generation/2023-05-31-rwe-starts-construction-of-large-scale-battery-storage-project/
Rhino	Giga Storage	-	12 MW	7,5 MWh	https://giga-storage.com/projecten/rhino/
Buffalo	Giga Storage	-	25 MW	48 MWh	https://giga-storage.com/projecten/buffalo/
Leopard	Giga Storage	-	300 MW	1.200 MWh	https://giga-storage.com/projecten/leopard/

Tabel 79 - Aannames batterij voor businesscaseanalyses

	Waarde	Eenheid	Bron
Vermogen	100	MW	Zie Tabel 79
Capaciteit	200	MWh	Zie Tabel 79
Round-trip-efficiëntie	85	%	
Vollasturen (alleen ontladen)	1.125	Uren	Volgt uit modellering

Energiebelasting en btw

We nemen aan dat er voor grootschalige energieopslag geen energiebelasting hoeft worden betaald²⁷. We nemen aan dat de btw op de afgenomen elektriciteit aftrekbaar is, waardoor er netto geen btw wordt betaald hierover.

Handel op de day-aheadmarkt

De inzet van de batterij wordt bepaald door een algoritme die de winst optimaliseert op basis van de day-aheadprijzen. Op momenten met lage elektriciteitsprijzen laadt de batterij op, en ontladst op moment met hoge elektriciteitsprijzen. Op deze manier kunnen opbrengsten gegenereerd worden. Tijdens het bepalen van de inzet van de batterij nemen we aan dat de batterijexploitant geen energiebelasting en btw betaalt.

D.2 Kostenanalyse afnemers

D.2.1 Gemiddeld huishouden

Het gemiddelde huishouden bestaat uitsluitend uit normaal huishoudelijk verbruik zoals licht, (af)wasmachine en andere elektriciteitsvraag. Verwarming vindt plaats met aardgas. De netaansluiting is 3x25A wat overeenkomt met een vermogen van 17 kW (Liander, 2024). In totaal gaan we uit van een jaarlijks elektriciteitsverbruik van 3.000 kWh.

Voor het gemiddelde huishouden bestaan de elektriciteitskosten uit verbruiks- en netbeheerkosten. Dit betreft kleinverbruikers, waarvoor de netbeheerkosten uit vier componenten bestaat:

1. Vastrecht.
2. Capaciteitstarief.
3. Periodieke aansluitvergoeding.
4. Meterhuur.

In Tabel 80 staan deze netbeheerkosten vermeld. De tarieven voor 2030 zijn berekend met een opslag van 52% ten opzichte van de tarieven uit 2024. Deze opslag is berekend door de groei in het aantal kleinverbruikers bij de regionale netbeheerders.

Tabel 80 - Netbeheerkosten kleinverbruikers 3x25A

Netkosten kleinverbruikers		Jaarlijkse kosten incl. btw	
		2024 ²⁸	2030
Netbeheerkosten	Vastrecht net	€ 21,78	€ 35,00
	Capaciteitstarief	€ 329,48	€ 500,00
	Periodiek aansluitvergoeding	€ 37,02	€ 55,00
	Meterhuur	€ 12,62	€ 20,00
Totaal	€ 400,90	€ 610,00	

²⁷ NLFiscaal | Aanpassen energiebelasting ter voorkoming dubbele belasting bij batterijopslag

²⁸ Bron: www.liander.nl/-/media/files/tarieven/consument/2024/jaarlijkse-netwerkkosten-stroom-2024-v1.pdf



Het profiel voor het huishouden is gebaseerd op brondata van het Energy Transition-Model (ETM) (Quintel, 2024). Het huishouden heeft een piekvermogen van 0,5 kW en jaarlijks zo'n 6.000 vollasturen.

D.2.2 Geëlektrificeerd huishouden

Het geëlektrificeerde huishouden heeft ook een netaansluiting van 3x25A en hetzelfde basisverbruik als een normaal huishouden, met daarbovenop het elektriciteitsverbruik van een warmtepomp, elektrische boiler, kookstel, elektrische auto en hernieuwbare opwek met zon-pv-panelen.

Naast de verbruikskosten betaalt het geëlektrificeerde huishouden ook netbeheerkosten. Hiervoor gelden de tarieven die staan vermeld in Tabel 80.

Het profiel voor het geëlektrificeerde huishouden en de additionele verbruiken zijn gebaseerd op brondata van het Energy Transition-Model (ETM) (Quintel, 2024). Dit type huishouden heeft een afnamepiekvermogen van 4,3 kW en zo'n 1.000 vollasturen over het netto verbruik. Dit is inclusief de opwek door de zon-pv-installatie met een piekvermogen van 5 kW.

D.2.3 Mkb met zon-pv

Het elektriciteitsverbruik van het mkb-bedrijf bestaat uit ruimteverwarming met een warmtepomp, tapwater verwarming met een elektrische boiler, en kracht en licht utiliteiten. Gezamenlijk is het jaarlijkse piekvermogen 1 MW. Ook heeft deze casus een zon-pv-installatie van 1 MW. Deze verlaagt het netto verbruik.

De aannames voor de nettarieven voor grootverbruikers afnemers staat in Paragraaf C.3. Naast de netto verbruikskosten, betaalt het mkb-bedrijf ook netkosten.

Het profiel voor het mkb-bedrijf is gebaseerd op brondata van het Energy Transition-Model (ETM) (Quintel, 2024). Hiervoor zijn een aantal verbruiksprofielen samengevoegd: Warmtepomp voor ruimteverwarming (percentage van jaarlijkse energieverbruik: 15%), Tapwater verwarming (3%), Kracht en licht utiliteiten (82%). Kracht en licht is dus de grootste energieverbruiker binnen het mkb-bedrijf, warm tapwater is de kleinste. De percentuele verhouding van het jaarlijkse energieverbruik is afgestemd met experts binnen CE Delft.

D.2.4 Fabriek

De fabriek heeft een piekvermogen van 20 MW en 5.125 vollasturen.

Het profiel voor de fabriek is gebaseerd op brondata van het Energy Transition-Model (ETM) (Quintel, 2024). Hiervoor is het profiel van grootverbruikers (G2C) gebruikt, waarbij de warmtebehoefte wordt vervuld door een warmtepomp met een constante COP. In het ETM-model wordt dit profiel gebruikt voor het warmteprofiel van kleine industrie en overige nijverheid.

D.2.5 Industrie

De industrie heeft een piekvermogen van 100 MW.

Het profiel voor de industrie is gebaseerd op brondata van het Energy Transition-Model (ETM) (Quintel, 2024). Dit betreft een vlak profiel met een constant vermogen van 100 MW en 8.760 vollasturen. Dit profiel wordt in het ETM-model gebruikt voor de elektriciteitsbehoefte van raffinaderijen, ijzer en staal, en de chemiesector.

E Businesscase overige invoeders

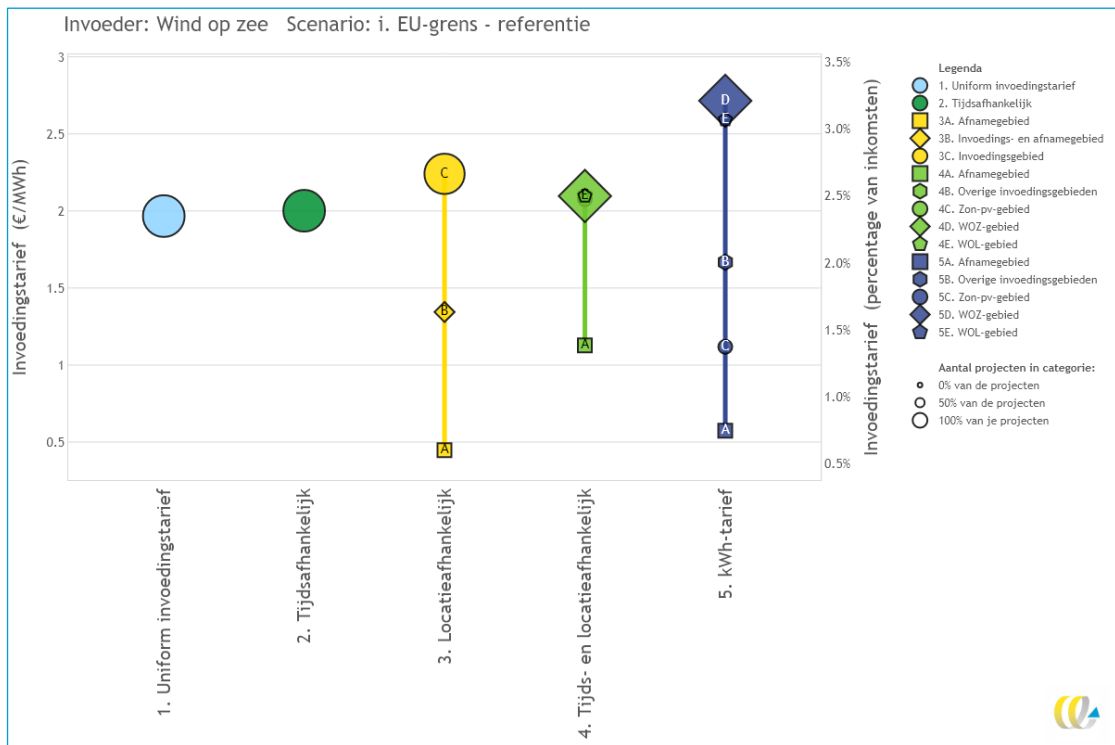
E.1 Wind op Zee

Voor alle varianten, cases, gebieden en gevoeligheidsanalyses heeft CE Delft een inschatting gemaakt van de verandering (delta) in de businesscases van de invoeders. De volgende figuren geven de resultaten grafisch weer. Het zichtjaar is telkens 2030.

Resultaten referentie (binnen huidige wettelijke EU-kader)

Figuur 21 toont de vergelijking van de kosten van een invoedingstarief voor verschillende varianten van het invoedingstarief.

Figuur 21 - Vergelijking kosten (€/MWh en als percentage van inkomsten) voor verschillende varianten van het invoedingstarief



Interpretatie figuur

De tariefvarianten staan op de x-as. De y-as toont links de kosten in €/MWh en rechts de kosten als percentage van de inkomsten. Er is gerekend met productieprofielen en de verwachte hoogte van de tarieven. Om varianten en casussen te vergelijken zijn de resultaten vertaald naar een bedrag per MWh ingevoede elektriciteit. Rechter-as toont de relatieve kosten ten opzichte van de baten. De uurlijkse prijzen in 2030 zijn bepaald met een modellering van de day-aheadmarkt. Hieruit volgen de totale inkomsten voor een casus

wat ook vertaald kan worden naar een bedrag per MWh. Het percentage kosten komt dus overeen met het bedrag per MWh op de linkeras.

De gekleurde markers geven de gemiddelde kosten voor één jaar weer. De minimum- en maximumafwijkingen geven de variatie in maanden weer. In tariefvarianten met een locatieafhankelijkheid (Varianten 2, 4 en 5) geven de verschillende markers de kosten weer op verschillende locaties (bijvoorbeeld afnamegedomineerd, invoedinggedomineerd en beide). De grootte van de markers geeft aan welk aandeel van de assets naar onze schatting in elk van de typen locaties terecht komt.

Resultaten

De belangrijkste resultaten uit Figuur 21 zijn:

- **Globaal beeld:** Het uniforme tarief, jaargemiddelde tijdsafhankelijke tarief en de tarieven in invoedingsgebieden bij locatieafhankelijke varianten liggen dicht bij elkaar rond de 2 €/MWh, waarbij variant 5 tot 0,7 €/MWh hoger uitkomt.
- **Tijdsafhankelijkheid:** De maandelijkse variantie is groot door de variatie in de ingevoede MWh per maand (alle varianten) en voor tarieven met een tijdsafhankelijk component (Varianten 3, 4 en 5) door de variatie in kosten per maand door verschil in het aantal ingevoede kWmax (of kWh in Variant 5) per maand.
- **Locatieafhankelijkheid:** Bij tariefvarianten met een locatieafhankelijkheid is er een duidelijke spreiding tussen de verschillende typen locaties. Gemiddelde jaarkosten in afnamegebieden zijn aanzienlijk lager dan in andere gebieden. Voor Variant 5 heeft het Wind op Zee (WoZ)-gebied de hoogste invoedingskosten per MWh.

Resultaten gevoeligheidsanalyses

Figuur 22 toont de vergelijking van de verschillende gevoeligheidsanalyses die we uitgevoerd hebben voor de verschillende varianten van het invoedingstarief.

Interpretatie figuur

Figuur 22 is opgebouwd op dezelfde manier als Figuur 21. Per variant (kleurmarkers) zijn nu vier resultaten weergegeven: voor de referentie (resultaten weergegeven in Figuur 21) en drie gevoeligheidsanalyses. Voor leesbaarheid zijn de minima en maxima per maand niet weergegeven, alleen de jaargemiddelde kosten.

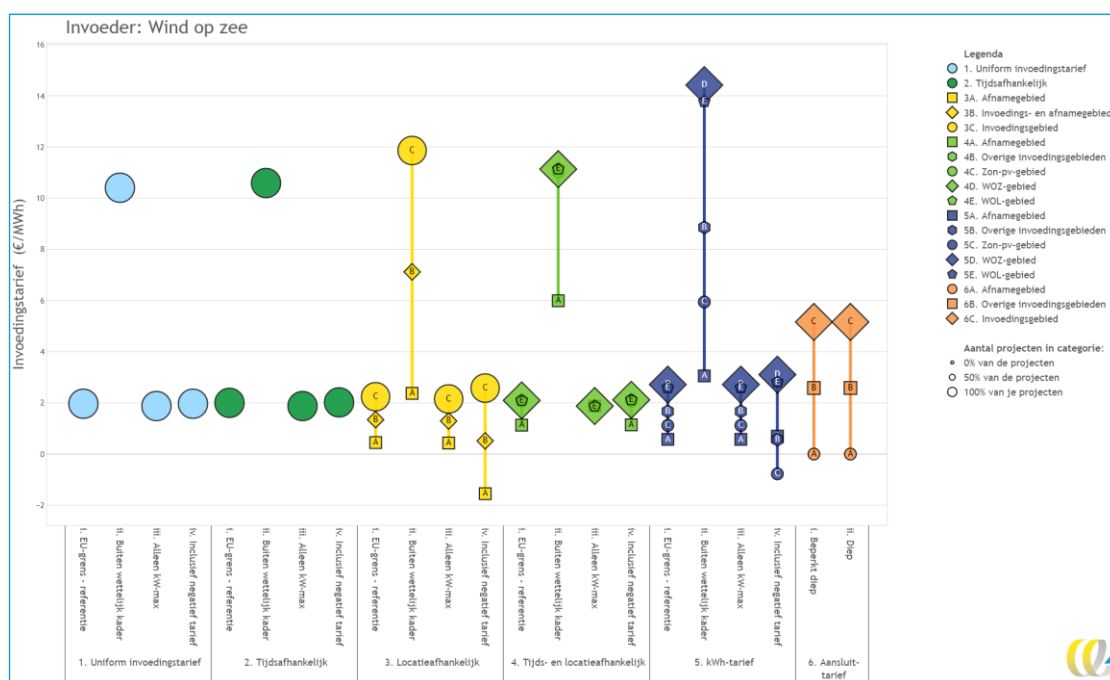
Resultaten

De belangrijkste resultaten uit Figuur 22 zijn:

- **Buiten wettelijk kader:** Bij het loslaten van de Europese grens van maximaal 0,50 €/MWh (plus wettelijke uitzonderingen) nemen we aan dat de kosten 50/50% tussen invoeders en afnemers verdeeld worden. Dit leidt tot aanzienlijk hogere kosten voor invoeders dan onder de EU-grens. Dit geldt voor alle varianten.
- **Alleen kWmax:** In de referentie worden de tariefkosten verdeeld over een kWmax- en een kWcontract-component. Wanneer de kWcontract-component wordt losgelaten en alle kosten alleen via de kWmax-component verdeeld worden, leidt dit voor wind op zee tot geen verandering in de jaarlijkse tarieven. Dit geldt voor alle tariefvarianten.

- **Inclusief negatief tarief:** Bij deze variant zijn de wegingsfactoren aangepast, waardoor de laagste wegingsfactor -20% is in plaats van 20%. Dit leidt zoals verwacht tot lagere gemiddelde jaarkosten in onder andere afnamegedomineerde gebieden. Het gemiddeld effect is echter beperkt.
- **Aansluittarief:** Als alternatief voor transportafhankelijke tarieven hebben we ook een aansluittarief opgenomen. In de resultaten geven we twee subvarianten: aansluittarief waarbij beperkt diepe aansluitkosten in rekening gebracht worden, en een subvariant waarbij diepe aansluitkosten in rekening gebracht worden. Deze zijn bij WoZ gelijk, aangezien deze al op het hoogste netvlak wordt aangesloten. De aansluittarieven zijn voor WoZ bij invoedingsgebieden hoger dan voor de andere varianten.

Figuur 22 - Vergelijking gevoeligheidsanalyses



Nettarief per MW-netaansluiting

In Tabel 81 is het nettatarief weergegeven per MW-netaansluiting. Hieruit blijkt dat voor WoZ het aansluittarief de hoogste kosten per MW heeft (bij invoedingsgebieden), namelijk € 17.155 per MW. Dit komt overeen met 95% van het opgestelde vermogen van WoZ. De laagste waarde komt voor bij invoedings- en afnamegebieden met een locatieafhankelijk tarief, namelijk € 5.853 per MW. Voor het aansluittarief zijn de twee varianten (diep en beperkt diep) aan elkaar gelijk, omdat WoZ al aangesloten is op het hoogste netvlak.

Tabel 81 - Het nettatarief per MW-netaansluiting voor wind op zee-casus

Tariefvariant	Type gebied	Nettarief per MW (€ per MW)
1. Uniform invoedingstarief	Alle	8.500
2. Locatieafhankelijk	Invoedingsgebied (95% van het opgesteld vermogen WoZ)	9.800
	Invoeding/afnamegebied (5% van het opgesteld vermogen WoZ)	5.900
3. Tijdsafhankelijk	Niet-locatieafhankelijk	8.600
4. Tijds- en locatieafhankelijk	WoZ-gebied	9.100
5. kWh tijds- en locatieafhankelijk	WoZ-gebied	11.400
6. Aansluittarief	Invoedingsgebied (95%)	260.000
	Invoedings/afnamegebied (5%)	130.000

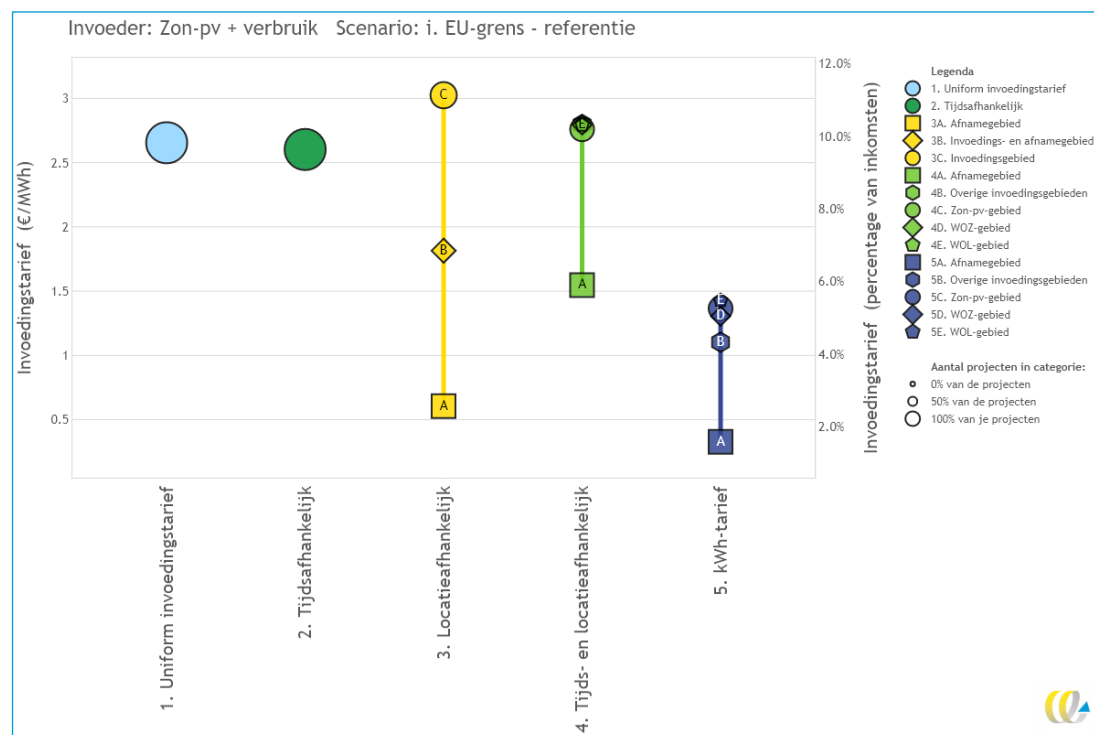
E.2 Zon-pv met eigen verbruik

Voor alle varianten, cases, gebieden en gevoeligheidsanalyses heeft CE Delft een inschatting gemaakt van de verandering (delta) in de businesscases van de invoeders. De volgende figuren geven de resultaten grafisch weer. Het zichtjaar is telkens 2030.

Resultaten referentie (binnen huidige wettelijke EU-kader)

Figuur 23 toont de vergelijking van de kosten van een invoedingstarief voor verschillende varianten van het invoedingstarief.

Figuur 23 - Vergelijking kosten (€/MWh en als percentage van inkomsten) voor verschillende varianten van het invoedingstarief



Interpretatie figuur

De tariefvarianten staan op de x-as. De y-as toont links de kosten in € per MWh en rechts de kosten als percentage van de inkomsten. Er is gerekend met productieprofielen en de verwachte hoogte van de tarieven. Om varianten en casussen te vergelijken hebben we dit vertaald naar een bedrag per MWh ingevoede elektriciteit. Rechter-as de relatieve kosten ten opzichte van de baten. De uurlijkse prijzen in 2030 zijn bepaald met een modellering van de day-aheadmarkt. Hieruit volgen de totale inkomsten voor een casus wat ook vertaald kan worden naar een bedrag per MWh. Het percentage kosten komt dus overeen met het bedrag per MWh op de linker-as.

De gekleurde markers geven de gemiddelde kosten voor één jaar weer. De minimum- en maximumafwijkingen geven de variatie in maanden weer. In tariefvarianten met een locatieafhankelijkheid (Varianten 2, 4 en 5) geven de verschillende markers de kosten weer op verschillende locaties (bijvoorbeeld afnamegedomineerd, invoedinggedomineerd en beide). De grootte van de markers geeft aan welk aandeel van de assets naar onze schatting in elk van de typen locaties terecht komt.

Resultaten

De belangrijkste resultaten uit Figuur 23 zijn:

- **Globaal beeld:** Het uniforme tarief, jaargemiddelde tijdsafhankelijke tarief en de tarieven in invoedingsgebieden bij locatieafhankelijke varianten liggen dicht bij elkaar (op of net boven de 2 €/MWh). Variant 5 voor verschillende invoedingsgebieden ook net boven de 2 €/MWh, Variant 5 voor afnamegebieden ruim 1 €/MWh lager. Verder hebben de afnamegebieden van de drie locatieafhankelijke varianten de laagste invoedings-tarieven (weergegeven door de letter A).
- **Tijdsafhankelijkheid.** De maandelijkse variatie is groot door de variatie in de ingevoede MWh per maand (alle varianten) en voor tarieven met een tijdsafhankelijk component (Varianten 3, 4 en 5) door de variatie in kosten per maand door verschil in het aantal ingevoede kWhmax. Voor de kWh-variant is de variatie klein doordat het eigen verbruik de maxima uit de productie dempt.
- **Locatieafhankelijkheid.** Bij tariefvarianten met een locatieafhankelijkheid is er een duidelijke spreiding tussen de verschillende typen locaties. Gemiddelde jaarkosten in afnamegebieden zijn aanzienlijk lager dan in andere gebieden. In Varianten 4 en 5 zijn de verschillen tussen de verschillende subtypen invoedingsgebieden klein.

Resultaten gevoeligheidsanalyses

Figuur 24 toont de vergelijking van de verschillende gevoeligheidsanalyses die we uitgevoerd hebben voor de verschillende varianten van het invoedingstarief.

Interpretatie figuur

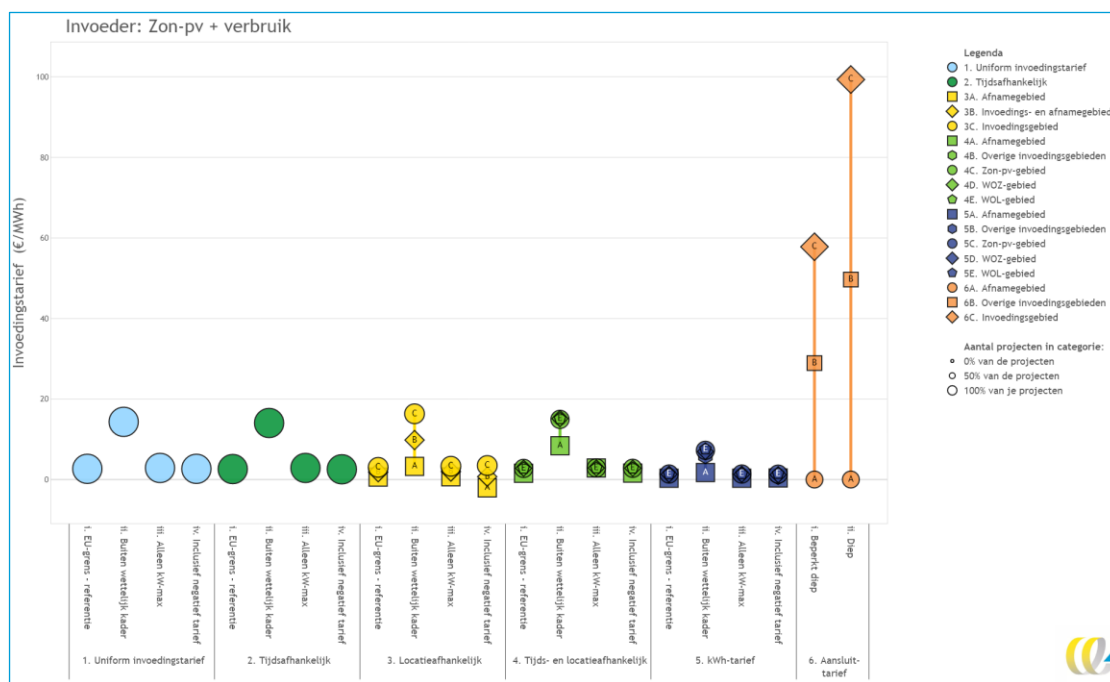
Figuur 24 is opgebouwd op dezelfde manier als Figuur 23. Per variant (kleurmarkers) zijn nu vier resultaten weergegeven: voor de referentie (resultaten weergegeven in Figuur 23) en drie gevoeligheidsanalyses. Voor leesbaarheid zijn de minima en maxima per maand niet weergegeven, alleen de jaargemiddelde kosten.

Resultaten

De belangrijkste resultaten uit Figuur 24 zijn:

- **Buiten wettelijk kader:** Bij het loslaten van de Europese grens van maximaal 0,50 €/MWh (plus wettelijke uitzonderingen) nemen we aan dat de kosten 50/50% tussen invoeders en afnemers verdeeld worden. Dit leidt tot aanzienlijk hogere kosten voor invoeders dan onder de EU-grens. Dit geldt voor alle varianten van het invoedingstarief.
- **Alleen kWmax:** In de referentie worden de tariefkosten verdeeld over een kWmax- en een kWcontractcomponent. Wanneer de kWcontractcomponent wordt losgelaten en alle kosten alleen via de kWmax-component verdeeld worden, leidt dit voor zon-pv met eigen verbruik tot een minimale daling in de jaarlijkse tarieven. Dit geldt voor alle tariefvarianten.
- **Inclusief negatief tarief:** Bij deze variant zijn de wegingsfactoren aangepast, waardoor de laagste wegingsfactor -20% is in plaats van 20%. Dit leidt zoals verwacht tot lagere gemiddelde jaarkosten in onder andere afnamegedomineerde gebieden. Het gemiddeld effect is echter beperkt.
- **Aansluittarief:** Als alternatief voor transportafhankelijke tarieven hebben we ook een aansluittarief opgenomen. In de resultaten geven we twee subvarianten: aansluittarief waarbij beperkt diepe aansluitkosten in rekening gebracht worden, en een subvariant waarbij diepe aansluitkosten in rekening gebracht worden. In beide subvarianten vallen de kosten in de invoedingsgebieden en gemengde gebieden aanzienlijk hoger uit dan in andere tariefvarianten.

Figuur 24 - Vergelijking gevoeligheidsanalyses



Nettarief per MW-netaansluiting

In Tabel 82 is het nettatarief weergegeven per MW-netaansluiting. Voor zon met eigen verbruik zijn er veel verschillende varianten relevant, deze type invoeding kan in verschillende gebieden plaatsvinden. Het hoogste transportafhankelijk invoedingstarief komt voor bij de tijds- en locatieafhankelijke kWh-variant in een overig gebied, namelijk 4.054 €/MW. Verder is te zien dat bij afnamegebieden de tarieven het laagst liggen. Transportonafhankelijke varianten komen ook per MW-netaansluiting aanzienlijk hoger uit dan transportafhankelijke varianten.

Tabel 82 - Het invoedingstarief per MW-netaansluiting van de zon met eigen verbruik-casus

Tariefvariant	Type gebied	Nettarief per MW (€ per MW)
1. Uniform invoedingstarief	Alle	4.300
2. Locatieafhankelijk	Invoedingsgebied (46%)	4.900
	Invoedings- /afnamegebied (18%)	3.000
	Afnamegebied (37%)	1.000
3. Tijdsafhankelijk	Niet locatieafhankelijk	4.200
4. Tijds- en locatieafhankelijk	Afname (37%)	2.500
	Overige (21%)	4.500
	Zon-pv (37%)	4.500
	WoZ (4%)	4.500
	WoL (2%)	4.500
5. kWh tijds- en locatieafhankelijk	Afname (37%)	500
	Overige (21%)	1.800
	Zon-pv (37%)	2.200
	WoZ (4%)	2.100
	WoL (2%)	2.300
6. Aansluittarief diep	Invoedingsgebied (46%)	861.000
	Invoedings- /afnamegebied (18%)	430.500
	Afnamegebied (37%)	0
6. Aansluittarief beperkt diep	Invoedingsgebied (46%)	501.000
	Invoedings- /afnamegebied (18%)	250.500
	Afnamegebied (37%)	0

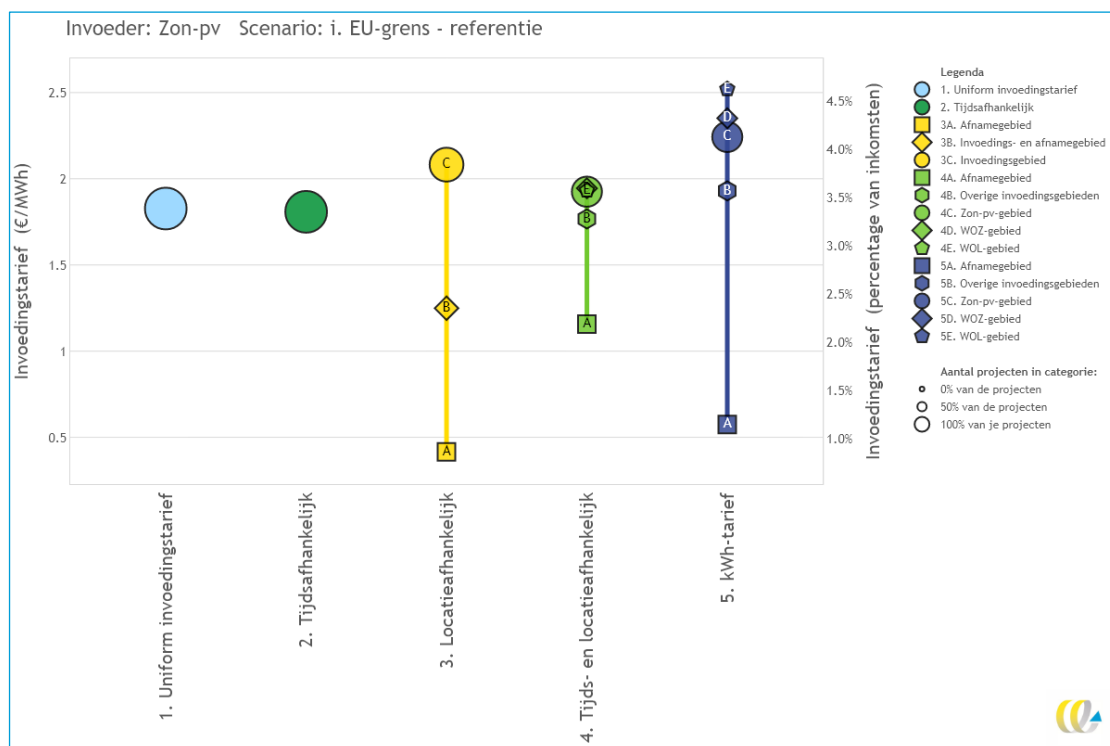
E.3 Zon-pv

Voor alle varianten, cases, gebieden en gevoeligheidsanalyses heeft CE Delft een inschatting gemaakt van de verandering (delta) in de businesscases van de invoeders. De onderstaande figuren geven de resultaten grafisch weer. Het zichtjaar is telkens 2030.

Resultaten referentie (binnen huidige wettelijke EU-kader)

Figuur 25 toont de vergelijking van de kosten van een invoedingstarief voor verschillende varianten van het invoedingstarief.

Figuur 25 - Vergelijking kosten (€/MWh en als percentage van inkomsten) voor verschillende varianten van het invoedingstarief



Interpretatie figuur

De tariefvarianten staan op de x-as. De y-as toont links de kosten in € per MWh en rechts de kosten als percentage van de inkomsten. Er is gerekend met productieprofielen en de verwachte hoogte van de tarieven, dit is om varianten en casussen te vergelijken vertaald naar een bedrag per MWh-ingevoede elektriciteit. Rechter-as de relatieve kosten ten opzichte van de baten. De uurlijkse prijzen in 2030 zijn bepaald met een modellering van de day-aheadmarkt. Hieruit volgen de totale inkomsten voor een casus wat ook vertaald kan worden naar een bedrag per MWh. Het percentage kosten komt dus overeen met het bedrag per MWh op de linker-as.

De gekleurde markers geven de gemiddelde kosten voor één jaar weer. De minimum- en maximumafwijkingen geven de variatie in maanden weer. In tariefvarianten met een locatieafhankelijkheid (Varianten 2, 4 en 5) geven de verschillende markers de kosten weer op verschillende locaties (bijvoorbeeld afnamegedomineerd, invoedinggedomineerd en beide). De grootte van de markers geeft aan welk aandeel van de assets naar onze schatting in elk van de typen locaties terecht komt.

Resultaten

De belangrijkste resultaten uit Figuur 25 zijn:

- **Globaal beeld:** Het uniforme tarief, jaargemiddelde tijdsafhankelijke tarief en de tarieven in invoedingsgebieden bij locatieafhankelijke varianten liggen dicht bij elkaar (net onder de 2 €/MWh), waarbij variant 5 tot 0,50 €/MWh hoger uitkomt.
- **Tijdsafhankelijkheid:** De maandelijkse variantie is groot door de variatie in de ingevoede MWh per maand (alle varianten) en voor tarieven met een tijdsafhankelijk component (Varianten 3, 4 en 5) door de variatie in kosten per maand door verschil in het aantal ingevoede kWmax (of kWh in Variant 5) per maand.
- **Locatieafhankelijkheid:** Bij tariefvarianten met een locatieafhankelijkheid is er een duidelijke spreiding tussen de verschillende typen locaties. Gemiddelde jaarkosten in afnamegebieden zijn aanzienlijk lager dan in andere gebieden. In Varianten 4 en 5 zijn de verschillen tussen de verschillende subtypen invoedingsgebieden klein.

Resultaten gevoeligheidsanalyses

Figuur 26 toont de vergelijking van de verschillende gevoeligheidsanalyses die we uitgevoerd hebben voor de verschillende varianten van het invoedingstarief.

Interpretatie figuur

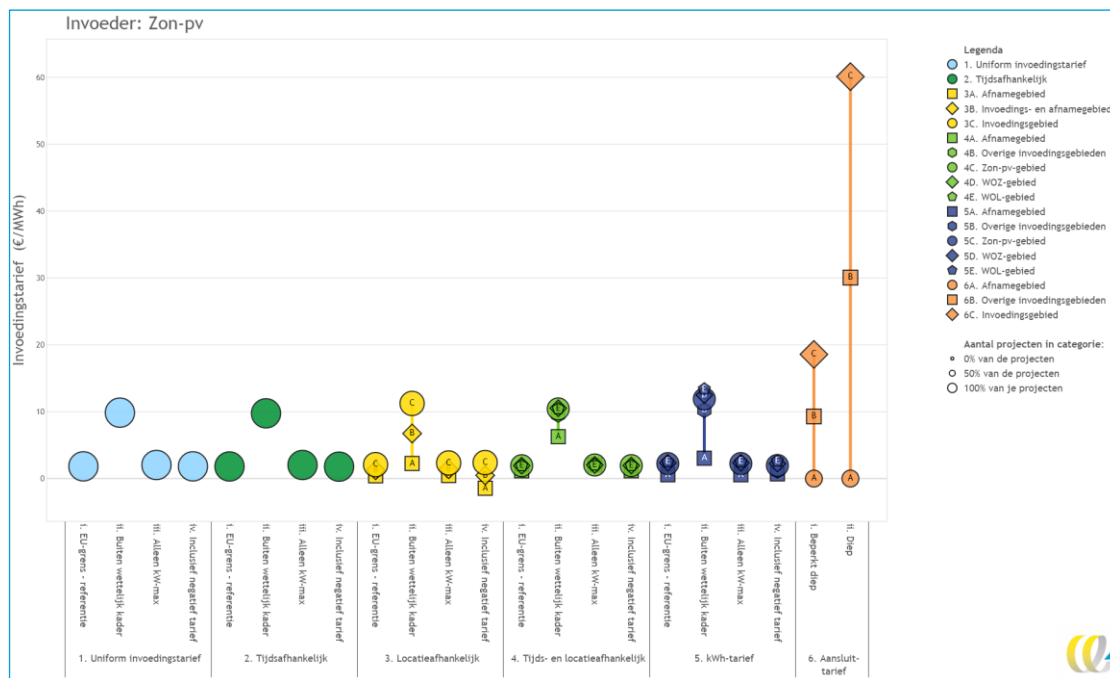
Figuur 26 is opgebouwd op dezelfde manier als Figuur 25. Per variant (kleurmarkers) zijn nu vier resultaten weergegeven: voor de referentie (resultaten weergegeven in Figuur 25) en drie gevoeligheidsanalyses. Voor leesbaarheid zijn de minima en maxima per maand niet weergegeven, alleen de jaargemiddelde kosten.

Resultaten

De belangrijkste resultaten uit Figuur 26 zijn:

- **Buiten wettelijk kader:** Bij het loslaten van de Europese grens van maximaal 0,50 €/MWh (plus wettelijke uitzonderingen) nemen we aan dat de kosten 50/50% tussen invoeders en afnemers verdeeld worden. Dit leidt tot aanzienlijk hogere kosten voor invoeders dan onder de EU-grens. Dit geldt voor alle varianten.
- **Alleen kWmax:** In de referentie worden de tariefkosten verdeeld over een kWmax- en een kWcontractcomponent. Wanneer de kWcontractcomponent wordt losgelaten en alle kosten alleen via de kWmax-component verdeeld worden, leidt dit voor zon-pv zonder eigen verbruik tot een minimale daling in de jaarlijkse tarieven. Dit geldt voor alle tariefvarianten.
- **Inclusief negatief tarief:** Bij deze variant zijn de wegingsfactoren aangepast, waardoor de laagste wegingsfactor -20% is in plaats van 20%. Dit leidt zoals verwacht tot lagere gemiddelde jaarkosten in onder andere afnamegedomineerde gebieden. Het gemiddeld effect is echter beperkt.
- **Aansluittarief:** Als alternatief voor transportafhankelijke tarieven hebben we ook een aansluittarief opgenomen. In de resultaten geven we twee subvarianten: aansluittarief waarbij beperkt diepe aansluitkosten in rekening gebracht worden, en een subvariant waarbij diepe aansluitkosten in rekening gebracht worden. In beide subvarianten vallen de kosten in de invoedingsgebieden en gemeente gebieden aanzienlijk hoger uit dan in andere tariefvarianten.

Figuur 26 - Vergelijking gevoeligheidsanalyses



Nettarief per MW-netaansluiting

In Tabel 83 staan de nettarieven per MW weergegeven voor de relevante type gebieden. Hier is te zien dat het aansluittarief veruit het hoogste tarief is per MW. Van de transportafhankelijke varianten is het kWh-tarief in een wind op land-gebied het hoogste tarief.

Tabel 83 - Het invoedingstarief per MW-netaansluiting van de zon-pv-casus

Tariefvariant	Type gebied	Nettarief per MW (€ per MW)
1. Uniform invoedingstarief	Alle	3.000
2. Locatieafhankelijk	Invoedingsgebied (72%)	3.400
	Invoedings-/afnamegebied (15%)	2.000
	Afnamegebied (13%)	700
3. Tijdsafhankelijk	Niet locatieafhankelijk	2.900
4. Tijds- en locatieafhankelijk	Afname (13%)	1.900
	Overige (19%)	2.900
	Zon-pv (58%)	3.100
	WoZ (6%)	3.200
	WoL (4%)	3.100
5. kWh tijds- en locatieafhankelijk	Afname (13%)	900
	Overige (19%)	3.100
	Zon-pv (58%)	3.600
	WoZ (6%)	3.800
	WoL (4%)	4.100

Tariefvariant	Type gebied	Nettarief per MW (€ per MW)
6. Aansluittarief diep	Invoedingsgebied (72%)	521.000
	Invoedings-/afnamegebied (15%)	260.500
	Afnamegebied (13%)	0
6. Aansluittarief beperkt diep	Invoedingsgebied (72%)	161.00
	Invoedings-/afnamegebied (15%)	80.500
	Afnamegebied (13%)	0

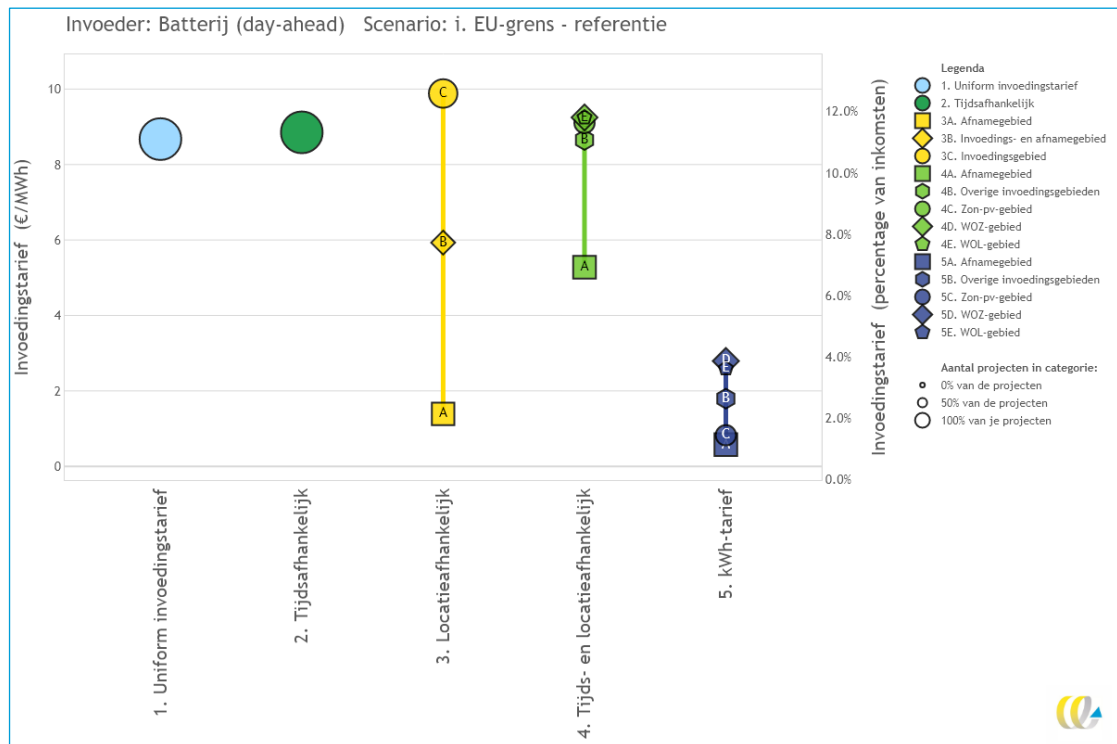
E.4 Batterij

Voor alle varianten, cases, gebieden en gevoeligheidsanalyses heeft CE Delft een inschatting gemaakt van de verandering (delta) in de businesscases van de invoeders. De volgende figuren geven de resultaten grafisch weer. Het zichtjaar is telkens 2030.

Resultaten referentie (binnen huidige wettelijke EU-kader)

Figuur 27 toont de vergelijking van de kosten van een invoedingstarief voor verschillende varianten van het invoedingstarief.

Figuur 27 - Vergelijking kosten (€/MWh en als percentage van inkomsten) voor verschillende varianten van het invoedingstarief



Interpretatie figuur

De tariefvarianten staan op de x-as. De y-as toont links de kosten in € per MWh en rechts de kosten als percentage van de inkomsten. Er is gerekend met productieprofielen en de verwachte hoogte van de tarieven. Om varianten en casussen te vergelijken zijn de resultaten vertaald naar een bedrag per MWh ingevoede elektriciteit. Rechter-as toont de relatieve kosten ten opzichte van de baten. De uurlijkse prijzen in 2030 zijn bepaald met een modellering van de day-aheadmarkt. Hieruit volgen de totale inkomsten voor een casus wat ook vertaald kan worden naar een bedrag per MWh. Het percentage kosten komt dus overeen met het bedrag per MWh op de linker-as.

De gekleurde markers geven de gemiddelde kosten voor één jaar weer. De minimum- en maximumafwijkingen geven de variatie in maanden weer. In tariefvarianten met een locatieafhankelijkheid (Varianten 2, 4 en 5) geven de verschillende markers de kosten weer op verschillende locaties (bijvoorbeeld afnamegedomineerd, invoedinggedomineerd en beide). De grootte van de markers geeft aan welk aandeel van de assets naar onze schatting in elk van de typen locaties terecht komt.

Resultaten

De belangrijkste resultaten uit Figuur 27 zijn:

- **Globaal beeld:** Het uniforme tarief en jaargemiddelde tijdsafhankelijke tarief liggen dicht bij elkaar iets onder de 9 €/MWh. De afnamegebied (weergegeven met de letter A) kennen de laagste invoedingstarief per MWh. Variant 5 heeft de laagste invoedingstarieven, voor de verschillende type locaties.
- **Tijdsafhankelijkheid:** De maandelijkse variantie is groot door de variatie in de ingevoede MWh per maand (alle varianten) en voor tarieven met een tijdsafhankelijk component (Varianten 3, 4 en 5) door de variatie in kosten per maand door verschil in het aantal ingevoede kWmax (of kWh in Variant 5) per maand.
- **Locatieafhankelijkheid:** Bij tariefvarianten met een locatieafhankelijkheid is er een duidelijke spreiding tussen de verschillende typen locaties. Gemiddelde jaarkosten in afnamegebieden zijn aanzienlijk lager dan in andere gebieden. Voor Variant 5 is de spreiding kleiner tussen het type locaties voor een batterij.

Resultaten gevoeligheidsanalyses

Figuur 28 toont de vergelijking van de verschillende gevoeligheidsanalyses die we uitgevoerd hebben voor de verschillende varianten van het invoedingstarief.

Interpretatie figuur

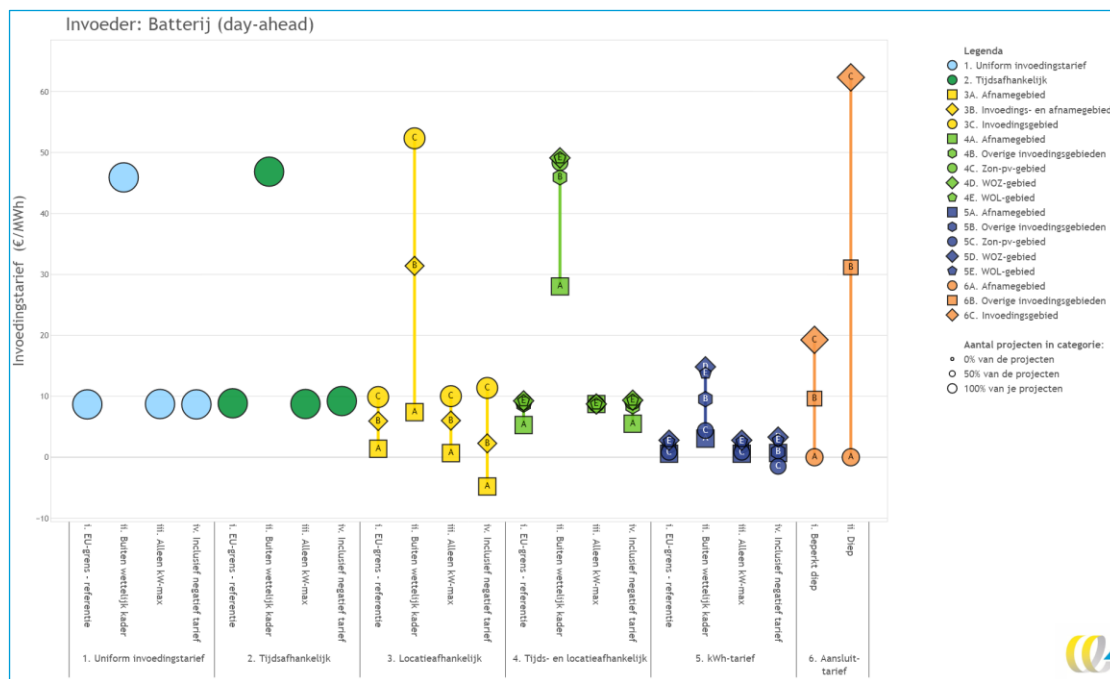
Figuur 28 is opgebouwd op dezelfde manier als Figuur 27. Per variant (kleurmarkers) zijn nu vier resultaten weergegeven: voor de referentie (resultaten weergegeven in Figuur 27) en drie gevoeligheidsanalyses. Voor leesbaarheid zijn de minima en maxima per maand niet weergegeven, alleen de jaargemiddelde kosten.

Resultaten

De belangrijkste resultaten uit Figuur 28 zijn:

- **Buiten wettelijk kader:** Bij het loslaten van de Europese grens van maximaal 0,50 €/MWh (plus wettelijke uitzonderingen) nemen we aan dat de kosten 50/50% tussen invoeders en afnemers verdeeld worden. Dit leidt tot aanzienlijk hogere kosten voor invoeders dan onder de EU-grens. Dit geldt voor alle varianten.
- **Alleen kWmax:** In de referentie worden de tariefkosten verdeeld over een kWmax- en een kWcontract-component. Wanneer de kWcontract-component wordt losgelaten en alle kosten alleen via de kWmax-component verdeeld worden, leidt dit voor batterij niet tot grote verandering in de hoogte van het invoedingstarief. Dit geldt voor alle tariefvarianten, behalve waar een locatieafhankelijkheid is. Daar hebben de afnamegebieden aanzienlijk lagere invoedingstarieven dan de andere type locaties.
- **Inclusief negatief tarief:** Bij deze variant zijn de wegingsfactoren aangepast, waardoor de laagste wegingsfactor -20% is in plaats van 20%. Dit leidt zoals verwacht tot lagere gemiddelde jaarkosten in o.a. afnamegedomineerde gebieden. Bij de locatieafhankelijke variant is het jaarlijks gemiddelde invoedingstarief zelfs negatief in afnamegebieden.
- **Aansluittarief:** Als alternatief voor transportafhankelijke tarieven hebben we ook een aansluittarief opgenomen. In de resultaten geven we twee subvarianten: aansluittarief waarbij beperkt diepe aansluitkosten in rekening gebracht worden, en een subvariant waarbij diepe aansluitkosten in rekening gebracht worden. Het invoedingstarief in invoedingsgebieden (letter C) is bij deze tariefvariant veruit uit het hoogste. Bij afnamegebieden is het aansluittarief 0.

Figuur 28 - Vergelijking gevoeligheidsanalyses



Nettarief per MW-netaansluiting

In Tabel 84 is het nettatarief weergegeven per MW-netaansluiting. Voor de batterij zijn er veel verschillende varianten die relevant zijn, afhankelijk van het type gebied waar de batterij wordt geplaatst. Het hoogste invoedingstarief komt voor bij de locatieafhankelijke variant in een invoedinggedomineerd gebied, namelijk 9.527 €/MW. Verder is te zien dat bij afnamegebieden de tarieven het laagst liggen.

Tabel 84 - Het invoedingstarief per MW-netaansluiting van de batterij-casus. De laatste rij is het afname nettatarief, welke uniform is voor alle gebieden. De batterij heeft immers afname en invoeding, dus betaalt ook netkosten voor afname

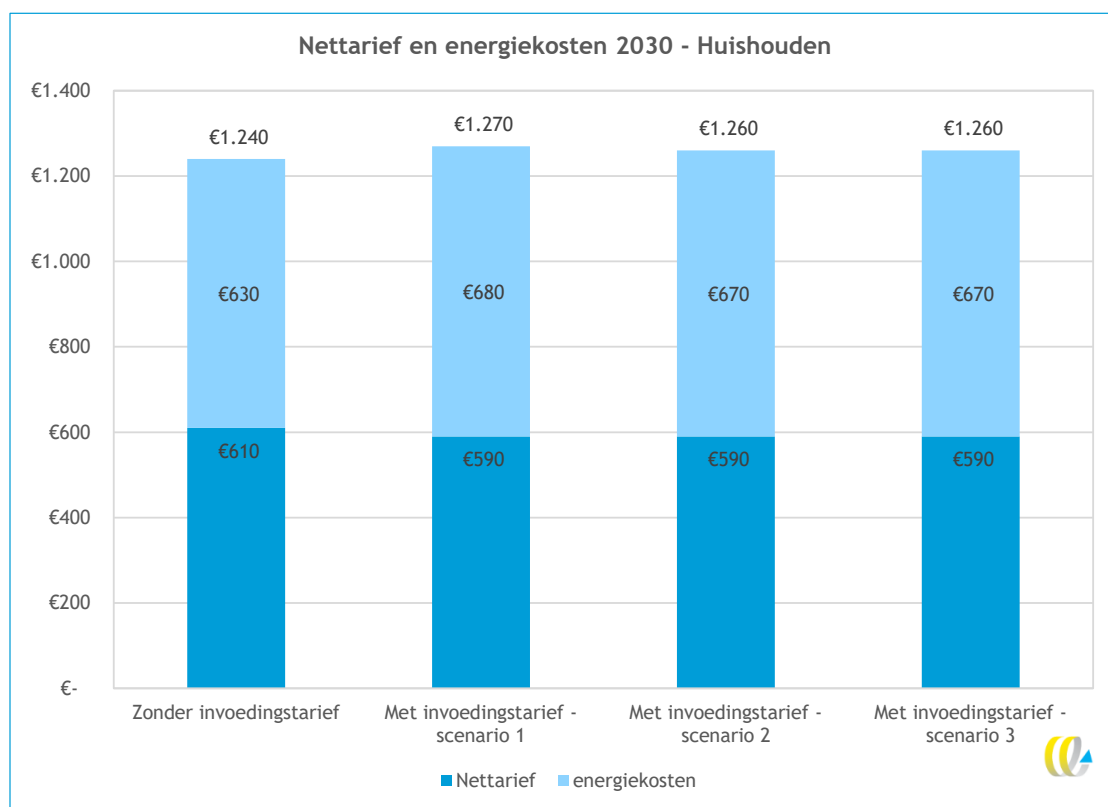
Tariefvariant	Type gebied	Nettarief per MW (€ per MW)
1. Uniform capaciteitstarief	Alle	8.300
2. Locatieafhankelijk	Invoedingsgebied (53%)	9.500
	Invoedings/afnamegebied (16%)	5.700
	Afnamegebied (31%)	1.300
3. Tijdsafhankelijk	Niet-locatieafhankelijk	8.500
4. Tijds- en locatieafhankelijk	Afname (31%)	5.100
	Overige (16%)	8.300
	Zon-pv (23%)	8.700
	WoZ (22%)	8.900
	WoL (3%)	8.900
5. kWh tijds- en locatieafhankelijk	Afname (31%)	500
	Overige (16%)	1.700
	Zon-pv (23%)	800
	WoZ (22%)	2.700
	WoL (3%)	2.500
6. Aansluittarief diep	Invoedingsgebied (53%)	521.000
	Invoedings/afnamegebied (16%)	260.500
	Afnamegebied (31%)	0
6. Aansluittarief beperkt diep	Invoedingsgebied (53%)	161.000
	Invoedings/afnamegebied (16%)	80.500
	Afnamegebied (31%)	0
Afname nettatarief	Uniform	111.600

F Energierekening overige afnemers

F.1 Huishouden

In Figuur 29 is het nettatarief en energiekosten weergegeven van de casus 'Huishouden'. De energiekosten nemen toe bij alle scenario's, waarbij de hoogste kosten toebehoren aan Scenario 1. Het nettatarief neemt bij invoering van het invoedingstarief af met € 20.

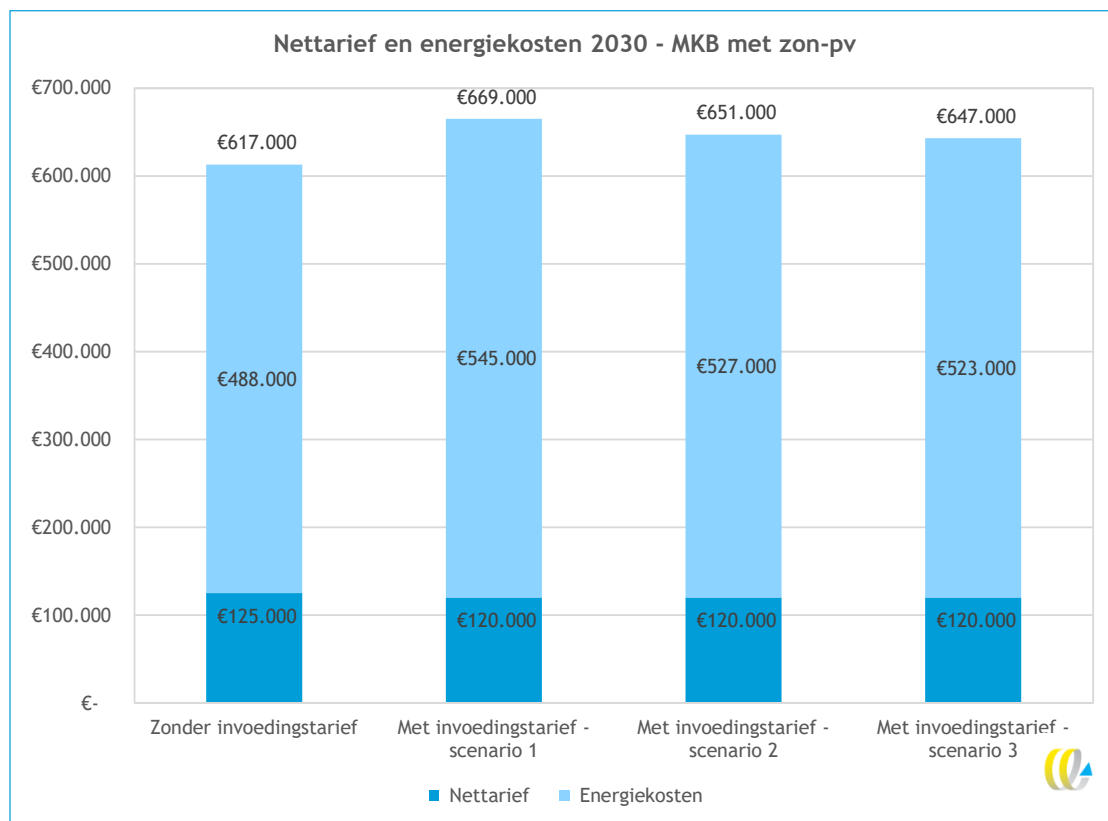
Figuur 29 - Nettatarief en energiekosten van de casus 'Huishouden'



F.2 Mkb met zon-pv

Figuur 30 laat de energierekening zien van casus 'Mkb met zon-pv'. Het nettatarief voor het mkb neemt af als er een invoedingstarief wordt ingevoerd. De energiekosten nemen in ieder scenario toe als het invoedingstarief wordt ingevoerd.

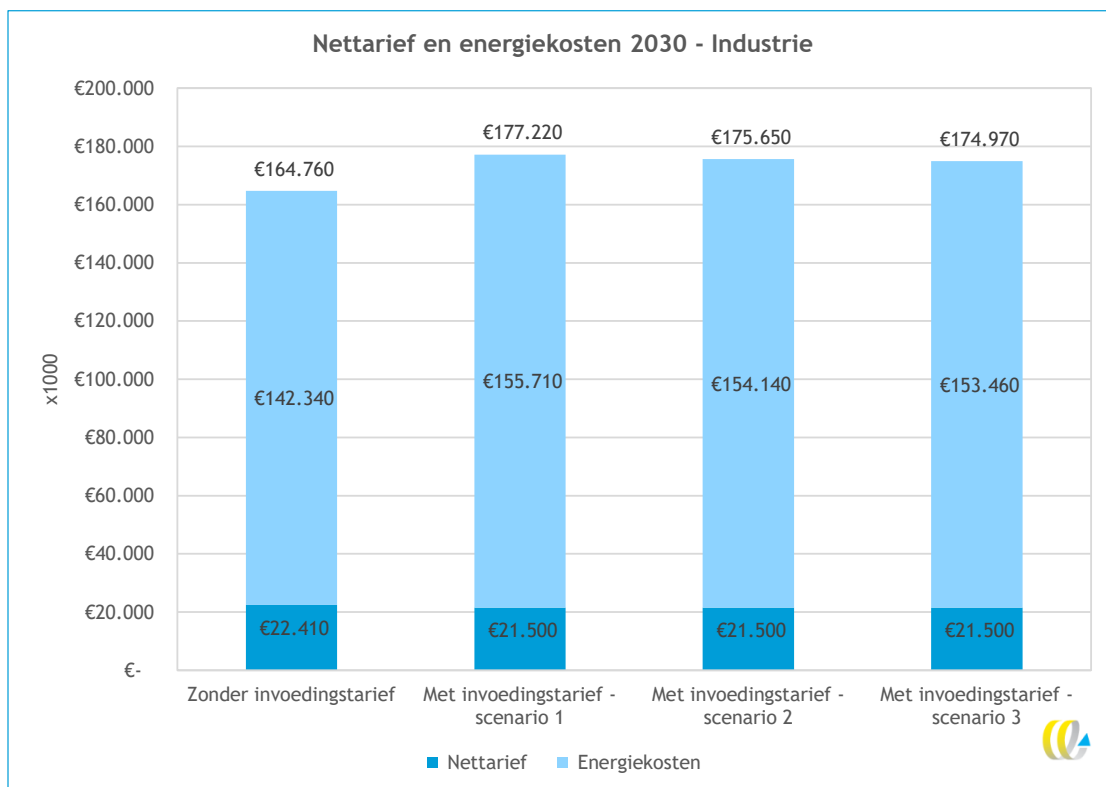
Figuur 30 - Nettarief en energiekosten van de casus 'Mkb met zon-pv'



F.3 Industrie

Figuur 31 laat de energierekening zien van de casus 'Industrie 100 MW'. De energiekosten nemen in alle scenario's toe. De nettarieven nemen af bij het invoeren van het invoedingstarief.

Figuur 31 - Nettarief en energiekosten van de casus 'Industrie 100 MW'



G Prijsscenario's na gedragsverandering

Gedragsverandering van invoeders heeft effect op de elektriciteitsmarkt. Met behulp van PowerFlex hebben we een inschatting gemaakt van het effect van een invoedingstarief op de inzet van assets, de import van energie en de elektriciteitsprijzen. De effecten van het invoedingstarief hebben we gemodelleerd voor drie prijsscenario's.

De drie prijsscenario's zijn geworteld in de zes varianten van het invoedingstarief. Tegelijk zijn de prijsscenario's zo opgesteld dat ze complementair zijn aan elkaar, om inzichten te bieden in verschillende effecten (zoals het aandeel flexibele opwek) uit de scenario's te destilleren.

G.1 Prijsscenario 1: Beperking groei van alle assets, geen verandering in marginale kosten

Dit prijsscenario hebben we gebaseerd op de bovengrens van de kWmax-varianten met EU-grens. We nemen hierbij een gemiddelde invoedingsprijs voor het hele jaar aan omdat de tijdsafhankelijke differentiatie in prijzen nauwelijks tot niet voor curtailment zorgt (zie Paragraaf 4.3). We nemen telkens de bovengrens aan, we gaan dus uit van de worst case-prijzen omdat invoeders hebben aangegeven dat investeerders dit in de praktijk ook doen om risico's te beperken. Hierdoor vervalt het onderscheid tussen de verschillende typen invoedingsgebieden. De bovenwaarden van de invoedingstarieven met kWmax als tariefdrager zijn vergelijkbaar. Dit geldt voor elke invoeder. Om deze reden kunnen we een scenario modelleren waarbij we geen onderscheid maken tussen de vier varianten. We nemen aan dat de EU-grens wordt gehandhaafd.

Uit de interviews blijkt dat invoeders de kWmax-tarieven als vaste kosten zullen meenemen in hun businesscase (zie ook Paragraaf 4.2). Om deze reden nemen we voor dit prijsscenario aan dat alleen de (verwachte) groei van het opgestelde vermogen voor 2030 voor iedere type invoeder wordt beïnvloed. De groei neemt daardoor af ten opzichte van de een nul-variant waarbij geen invoedingstarief wordt ingevoerd.

Voor bestaande gascentrales geldt dat ze geconfronteerd zullen worden met extra meerkosten, waardoor periodieke herinvesteringen voor een deel van de bestaande centrales zullen komen te vervallen. In dit scenario gaan we ervan uit dat hierdoor een deel van de (oudste) gascentrales vroegtijdig gesloten zullen worden.

De kwantitatieve inschattingen voor dit prijsscenario zijn weergegeven in Tabel 85. De inschattingen zijn gebaseerd op de informatie die is opgehaald tijdens de interviews met de verschillende marktpartijen (zie **Fout! Verwijzingsbron niet gevonden.**).

Tabel 85 - Kwantitatieve inschattingen voor Prijsscenario 1

Prijsscenario 1: Beperking groei van alle assets, geen verandering in marginale kosten			
Type invoeder	Hoogte invoedingstarief	Geschatte vermindering investeringen	Stijging marginale kosten
Batterijen	9,50 €/MWh	-0%	+0 €/MWh
Gascentrales	3,50 €/MWh	-20%*	+0 €/MWh
Zon-pv	2 €/MWh	-20%	+0 €/MWh
Zon-pv met eigen verbruik grootschalige daken **	2 €/MWh	-10%	+0 €/MWh
Zon-pv met eigen verbruik huishoudens **	-	-0%	-
WoZ	2 €/MWh	-30%	+0 €/MWh
WoL	1 €/MWh	-15%	+0 €/MWh

* Heeft betrekking op vroegtijdige sluiting van gascentrales.

** Merk op dat huishoudens geen invoedingstarief gaan betalen waardoor de verwachte groei niet afneemt. We nemen aan dat grootschalige zon-pv ongeveer 50% bedraagt van de totale zon-pv met eigenverbruik.

G.2 Prijsscenario 2: Beperking groei niet-flexibele assets, stijging marginale kosten

Dit prijsscenario is gebaseerd op het kWh-tarief met EU-grens. In lijn met Prijsscenario 1 rekenen we hier alleen met de bovengrens van het tarief. We gaan net zoals in Prijsscenario 1 uit van de worst case-prijzen waardoor we geen onderscheid maken tussen de verschillende typen invoedingsgebieden.

Uit de interviews blijkt dat invoeders het kWh-tarief waarschijnlijk direct als marginale kosten zullen meenemen in de inbiedprijs (zie Paragraaf 4.2). Hierdoor ontstaan twee effecten. Ten eerste leidt een hogere inbiedprijs tot minder vollasturen op een internationale markt. Daardoor zal de businesscase onder druk komen te staan, wat weer leidt tot een verminderde groei van het opgestelde vermogen. Daarnaast leidt een verminderde inzet van niet-flexibele bronnen (door vermindering van opgesteld vermogen) tot meer draaiuren voor gascentrales. De beschikbare import vanuit het buitenland zal op meerdere momenten in het jaar onvoldoende zijn, waardoor de stijging in marginale kosten niet per definitie de Nederlandse centrales uit de markt zal prijzen. Daarom nemen we in dit prijsscenario aan dat gascentrales meer draaiuren maken en dus minder beperkingen in investeringen hebben dan in Prijsscenario 1. Bovendien kunnen zij in dit prijsscenario ook de marginale kosten doorberekenen op de day-aheadmarkt. Om deze reden nemen we aan dat de afname in het opgesteld vermogen aan gascentrales minder is dan in Prijsscenario 1.

Samenvattend nemen we voor dit scenario zowel de verhoging van de marginale kosten voor alle invoeders mee, als de verwachte verminderde groei voor niet-flexibele assets.

De kwantitatieve inschattingen voor dit prijsscenario zijn weergegeven in Tabel 86. De inschattingen zijn gebaseerd op de informatie die is opgehaald tijdens de interviews met de verschillende marktpartijen (zie **Fout! Verwijzingsbron niet gevonden.**).

Tabel 86 - Kwantitatieve inschattingen voor Prijsscenario 2

Prijsscenario 2: Beperking groei niet-flexibele assets, stijging marginale kosten			
Type invoeder	Hoogte invoedingstarief	Geschatte vermindering investeringen	Stijging marginale kosten
Batterijen	2,50 €/MWh	-0%	+2,50 €/MWh
Gascentrales	2,50 €/MWh	-5%*	+2,50 €/MWh
Zon-pv	2,50 €/MWh	-25%	+2,50 €/MWh
Zon-pv met eigenverbruik grootschalige daken **	2,50 €/MWh	-15%	+2,50 €/MWh
Zon-pv met eigenverbruik huishoudens **	-		-
WoZ	2,50 €/MWh	-35%	+2,50 €/MWh
WoL	2,50 €/MWh	-25%	+2,50 €/MWh

* Heeft betrekking op vroegtijdige sluiting van gascentrales.

** Merk op dat huishoudens geen invoedingstarief gaan betalen waardoor de verwachte groei niet afneemt. We nemen aan dat grootschalige zon-pv ongeveer 50% bedraagt van de totale zon-pv met eigenverbruik.

G.3 Prijsscenario 3: Sterke beperking groei van alle assets, geen verandering in marginale kosten

Het derde prijsscenario baseren we op het aansluittarief met beperkt diepe investeringen. Uit de interviews blijkt dat invoeders een aansluittarief als vaste kosten zullen meenemen in hun businesscase. Om deze reden nemen we voor dit scenario aan dat alleen de (verwachte) groei van het opgestelde vermogen zal worden beïnvloed.

Voor wind op land en wind op zee nemen we aan dat projecten die niet doorgaan zich ook niet elders zich vestigen doordat andere randvoorwaarden dominant zijn. Naar verwachting zal een deel van de zon-pv-projecten wel verplaatsen naar andere gebieden binnen Nederland, met name naar afnamegebieden. Voor gascentrales nemen we aan dat het aansluittarief geen effect heeft op onderhoudsinvesteringen in bestaande centrales omdat het tarief enkel geldt voor nieuwe centrales. In totaal nemen we een vergelijkbare vermindering in het opstelde vermogen voor gascentrales aan als voor Scenario 2.

De kwantitatieve inschattingen voor dit prijsscenario zijn weergegeven in Tabel 87. De inschattingen zijn gebaseerd op de informatie die is opgehaald tijdens de interviews met de verschillende marktpartijen (zie **Fout! Verwijzingsbron niet gevonden.**).

Tabel 87 - Kwantitatieve inschattingen voor Prijsscenario 3

Prijsscenario 3: Sterke beperking groei van alle assets, geen verandering in marginale kosten			
Type invoeder	Hoogte invoedingstarief	Geschatte vermindering investeringen	Stijging marginale kosten
Batterijen	7,50 €/MWh	-0%	+0 €/MWh
Gascentrales	3,50 €/MWh	-5%	+0 €/MWh
Zon-pv	7 €/MWh	-50% (invoedingsgebied, 72%) -25% (gemengd gebied, 15%) -0% (afnamegebied, 13%) Netto: -50% x 72% - 25% x 15% - 0% x 13% = -40%	+0 €/MWh
Zon-pv met eigenverbruik grootschalige daken	18 €/MWh	-100% (invoedingsgebied, 46%) -50% (gemengd gebied, 18%) -0% (afnamegebied, 36%) Netto: -100% x 46% - 50% x 18% - 0% x 36% = -55%	+0 €/MWh
Zon-pv met eigenverbruik huishoudens *	-		-
WoZ	2 €/MWh	-30%	+0 €/MWh
WoL	2 €/MWh	-20%	+0 €/MWh

* Merk op dat huishoudens geen invoedingstarief gaan betalen waardoor de verwachte groei niet afneemt. We nemen aan dat grootschalige zon-pv ongeveer 50% bedraagt van de totale zon-pv met eigenverbruik.

G.4 Prijsscenario 4: Damping gedragsverandering door strategie invoeders vanwege hogere inkomsten, overheidsbeleid en/of instrumenten

We modelleren in deze studie één jaar met een stringente ontwikkeling van het vermogen invoeders. Uit de modellering blijkt echter dat het lagere vermogen uit de eerste drie scenario's resulteert in hogere inkomsten van de invoeders. In werkelijkheid zal dit een veel meer fluïde proces zijn waarbij marktpartijen inspelen op deze verwachte ontwikkeling en (vroegtijdig) daarmee wel additionele projecten realiseren. Dit betekent dat er (in 2030 of later moment) alsnog meer vermogen gerealiseerd wordt dan aangenomen in de andere drie scenario's.

Daarnaast heeft de overheid duidelijke doelstellingen voor duurzame opwek, waardoor er mogelijk beleid gevormd wordt om dit vermogen wel te realiseren. Daarbij speelt dat instrumenten zoals de SDE++ voor duurzame opwek betekenen dat kosten vergoed worden. Het is daarbij wel de vraag hoe de vergoeding in de SDE++ wordt vormgegeven; als alle kosten worden vergoed is er geen effect meer van het invoedingstarief voor die sectoren. Voor wind op zee geldt dat in de tendersystematiek nieuwe projecten voor andere bedragen hun bieding zullen indienen.

Het is met deze mogelijke ontwikkelingen een reële optie dat de ontwikkelingen uit de scenario's één tot drie veel beperkter zijn. Dit scenario gaat uit van die gedempte gedragsverandering en neemt daarin mee:

- Zon-pv zonder eigen verbruik- en wind op land-projecten gaan wel door, gestuurd door overheidsbeleid. Het invoedingstarief is wel een extra financieel risico waardoor een klein gedeelte van de projecten niet doorgaat.

- Zon met eigen verbruik kent dezelfde onzekerheden als zon en wind op land, maar een kleiner effect. In lijn met Scenario 1, 2 en 3.
- Wind op zee gaat door in lijn met de plannen van het overheidsbeleid.
- Gascentrales en batterijen blijven in lijn met de prognoses. Zij kennen naar verwachting een iets betere businesscase en spelen in op verwachte ontwikkelingen.

De effecten voor zon en wind worden dus gedeeltelijk teniet gedaan, we nemen daarom aan dat het ongeveer een kwart is van de verandering uit Scenario 1 en 2.

Tabel 88 - Aannames Prijsscenario 4

Prijsscenario 4: Demping gedragsverandering door strategie invoeders, overheidsbeleid en/of instrumenten		
Type invoeder	Geschatte vermindering investeringen	Stijging marginale kosten
Batterijen	-0%	+0 €/MWh
Gascentrales	-0%	+0 €/MWh
Zon-pv	-5%	+0 €/MWh
Zon-pv met eigenverbruik grootschalige daken *	-3%	+0 €/MWh
Zon-pv met eigenverbruik huishoudens *		-
WoZ	-0%	+0 €/MWh
WoL	-5%	+0 €/MWh

* Merk op dat huishoudens geen invoedingstarief gaan betalen waardoor de verwachte groei niet afneemt. We nemen aan dat grootschalige zon-pv ongeveer 50% bedraagt van de totale zon-pv met eigenverbruik.

H Verwachte invoedingsverandering op stationsniveau door invoedingstarief

Om het effect van een invoedingstarief te bepalen op de netbelasting van verschillende stations, schatten we in hoe de groei van de verschillende technieken wordt beïnvloed door het invoedingstarief (voor de periode 2025 tot 2030). Op basis van de uitgevoerde interviews met de marktpartijen nemen we aan dat bestaande projecten zonder het loslaten van de EU-grens²⁹ niet van locatie zullen veranderen, noch stopgezet worden door het invoeren van een invoedingstarief.

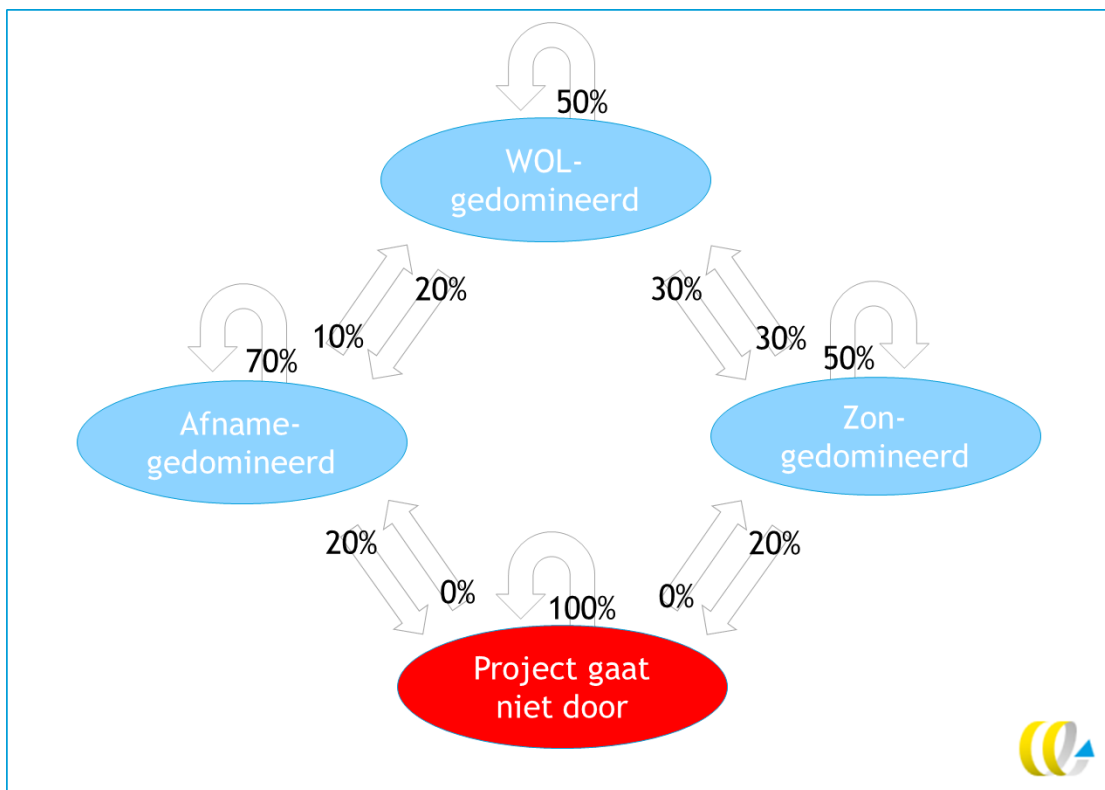
Om in te schatten wat de verandering is in de toekomstige projecten hebben we per type invoeder de kans schatten dat een nieuw project:

- op de huidige locatie kan blijven worden ontwikkeld;
- naar een ander (invoedings)gebied gaat voor ontwikkeling;
- of helemaal stopt.

Figuur 32 geeft een voorbeeld weer van deze uitwerking met drie type invoedingsgebieden, waar iedere pijl met een percentage aangeeft wat de kans is dat een nieuw project op een bepaald gebied blijft, verplaatst, of stopt. Door de ‘transitiekansen’ in te schatten berekenen we hoe de groei van een bepaalde techniek voor ieder gebied afneemt of toeneemt door de invoering van een invoedingstarief. De transitiekansen zijn bepaald op basis van een deskundige schatting in combinatie met de informatie die is opgehaald bij de invoeders tijdens de interviews (zie **Fout! Verwijzingsbron niet gevonden.**).

²⁹ Bij loslaten van de EU-grens gaan volgens de marktpartijen wel bestaande projecten stopgezet worden. Het was echter voor hen onmogelijk om in te schatten om welk aandeel van de projecten dit zou gaan.

Figuur 32 - Illustratie van uitwerking locatie-verandering projecten. Iedere pijl met percentage heeft de kans aan dat een nieuw project blijft (gebogen pijlen), naar een ander gebied gaat (rechte pijlen), of helemaal niet doorgaat (rechte pijl naar 'Project gaat niet door')



Doordat het invoedingstarief een effect heeft op de ontwikkelingen van de nieuwe projecten, willen we het resulterend opgestelde vermogen van verschillende type invoeders op ieder station in 2030 bepalen. Uit deze analyse volgt een correctiefactor (CF) die aangeeft hoe groei verandert met invoedingstarief ten opzichte van de situatie zonder invoedingstarief (voor een type invoeder). In de onderstaande vergelijkingen leiden we het resulterend opgestelde vermogen af voor de situatie met invoedingstarief voor 2030 (P_{2030}^*):

$$P_{2030} = P_{2025} + P_{\text{nieuw 2025-2030}}$$

$$P_{2030}^* = P_{2025} + P_{\text{nieuw 2025-2030}}^*$$

$$P_{\text{nieuw 2025-2030}}^* = P_{\text{nieuw 2025-2030}} \text{ CF}$$

$$P_{\text{nieuw 2025-2030}}^* = (P_{2030} - P_{2025}) \text{ CF}$$

$$P_{2030}^* = P_{2025} + (P_{2030} - P_{2025}) \text{ CF}$$

$$P_{2030}^* = P_{2030} \text{ CF} + P_{2025} (1 - \text{CF})$$

P_{2025} weten we niet voor ieder station, dus schatting we die globaal af aan de hand de totaal opgestelde vermogen in het ETM voor 2025 en 2030 (conform 'IP2024 - Klimaat-ambitie'). Merk op, dat we P_{2030} wel weten voor ieder station (dat is aangeleverd door de netbeheerders):

$$G^{ETM} = \frac{P_{2025}^{opgesteld\ ETM}}{P_{2030}^{opgesteld\ ETM}}$$

$$P_{2025} \approx G^{ETM} P_{2030}$$

$$P_{2030}^* = P_{2030} CF + G^{ETM} P_{2030} (1 - CF)$$

$$P_{2030}^* = P_{2030} (CF + G^{ETM} - G^{ETM} CF)$$

De resulterende factoren $(CF + G^{ETM} - G^{ETM} CF)$ voor de drie scenario's zijn weergegeven in Tabel 89, Tabel 90 en Tabel 91. Een correctiefactor van 1,0 ('Geen verandering') betekent dat het de prognose van het opgestelde vermogen voor 2030 hetzelfde blijft, en correctiefactor van 0,5 betekent dat het verwachte opgestelde vermogen de helft minder zal zijn, etc. Merk op, dat we geen veranderingen verwachten voor batterijen door de introductie van een invoedingstarief.

Tabel 89 - Resultaten voor Scenario 1. * Cijfers zijn afkomstig uit het energietransitiemodel (ETM), voor scenario 'IP2024 - Klimaatambitie' voor 2025 en 2030

Kenmerk	Type invoedingsgebied/ subkenmerk	Overig	Zon-pv	Zon met eigen verbruik	Wind op land	Wind op zee
Percentuele verandering van de groei van de vermogens voor de periode 2025 tot 2030 voor situatie met invoedingstarief t.o.v. situatie zonder invoedingstarief	Afname	3%	27%	3%	0%	0%
	Beiden	-9%	2%	1%	-10%	-10%
	Zon	-11%	-54%	-25%	-15%	0%
	Wind op land	45%	47%	50%	-25%	0%
	Geen duidelijke dominante techniek	21%	0%	0%	0%	0%
	Wind op zee	-29%	22%	15%	-25%	-30%
	Overig (nucleair, biomassa etc.)	-30%	57%	21%	-15%	0%
Statistieken verwachte opgestelde vermogens en groei van technieken zonder invoedingstarief	Opgestelde vermogen 2025 (MW)*	11.242	12.700	24.870	7.300	6.139
	Opgestelde vermogen 2030 (MW)*	11.207	19.600	31.213	9.100	21.500
	Verwachte groei vermogen 2030 t.o.v. 2025	-0,31%	54%	26%	25%	250%
Verwachte groei vermogen voor 2030 t.o.v. 2025 met invoedingstarief	Afname	0%	69%	26%	25%	250%
	Beiden	0%	55%	26%	22%	225%
	Zon	0%	25%	19%	21%	250%
	Wind op land	0%	80%	38%	18%	250%



Kenmerk	Type invoedingsgebied/ subkenmerk	Overig	Zon-pv	Zon met eigen verbruik	Wind op land	Wind op zee
	Geen duidelijke dominante techniek	0%	54%	26%	25%	250%
	Wind op zee	0%	66%	29%	18%	175%
	Overig (nucleair, biomassa etc.)	0%	85%	31%	21%	250%
Correctiefactor opgesteld vermogen 2030 met invoedings- tarief	Afname	Geen verandering	1,25	1,02	Geen verandering	Geen verandering
	Beiden	Geen verandering	Geen verandering	1,01	0,98	Geen verandering
	Zon	Geen verandering	0,81	0,95	0,97	Geen verandering
	Wind op land	Geen verandering	1,02	0,98	0,95	Geen verandering
	Geen duidelijke dominante techniek	Geen verandering	Geen verandering	Geen verandering	Geen verandering	Geen verandering
	Wind op zee	Geen verandering	1,05	0,99	0,95	0,79
	Overig (nucleair, biomassa etc.)	Geen verandering	1,25	1,02	Geen verandering	Geen verandering

Tabel 90 - Resultaten voor Scenario 2. * Cijfers zijn afkomstig uit het energietransitiemodel (ETM), voor scenario 'IP2024 - Klimaatambitie' voor 2025 en 2030

Kenmerk	Type invoedingsgebied/ subkenmerk	Overig	Zon-pv	Zon met eigen verbruik	Wind op land	Wind op zee
Percentuele verandering van de groei van de vermogens voor de periode 2025 tot 2030 voor situatie met invoedingstarief t.o.v. situatie zonder invoedingstarief	Afname	1%	31%	4%	5%	0%
	Beiden	-9%	6%	3%	-8%	-10%
	Zon	-3%	-69%	-35%	-23%	0%
	Wind op land	11%	51%	65%	-51%	0%
	Geen duidelijke dominante techniek	5%	0%	0%	0%	0%
	Wind op zee	-5%	22%	19%	-32%	-35%
	Overig (nucleair, biomassa etc.)	-10%	63%	26%	-19%	0%
Statistieken ver- wachte opgestelde vermogens en groei van technieken zonder invoedings- tarief	Opgestelde vermogen 2025 (MW)*	11.242	12.700	24.870	7.300	6.139
	Opgestelde vermogen 2030 (MW)*	11.207	19.600	31.213	.9100	21.500
	Verwachte groei vermogen 2030 t.o.v. 2025	0%	54%	26%	25%	250%
Verwachte groei vermogen voor 2030 t.o.v. 2025 met invoedingstarief	Afname	0%	71%	27%	26%	250%
	Beiden	0%	58%	26%	23%	225%
	Zon	0%	17%	17%	19%	250%
	Wind op land	0%	82%	42%	12%	250%
	Geen duidelijke dominante techniek	0%	54%	26%	25%	250%
	Wind op zee	0%	66%	30%	17%	163%

Kenmerk	Type invoedingsgebied/ subkenmerk	Overig	Zon-pv	Zon met eigen verbruik	Wind op land	Wind op zee
	Overig (nucleair, biomassa etc.)	0%	89%	32%	20%	250%
	Afname					
Correctiefactor opgesteld vermogen 2030 met invoedings- tarief	Afname	Geen verandering	1,41	1,03	1,02	Geen verandering
	Beiden	Geen verandering	0,96	Geen verandering	0,99	0,93
	Zon	Geen verandering	0,76	0,93	0,94	Geen verandering
	Wind op land	Geen verandering	0,96	1,02	0,90	Geen verandering
	Geen duidelijke dominante techniek	Geen verandering	Geen verandering	Geen verandering	Geen verandering	Geen verandering
	Wind op zee	Geen verandering	1,02	Geen verandering	0,95	0,75

Tabel 91 - Resultaten voor scenario 3. * Cijfers zijn afkomstig uit het energietransitiemodel (ETM), voor scenario 'IP2024 - Klimaatambitie' voor 2025 en 2030

Kenmerk	Type invoedings- gebied/subkenmerk	Overig	Zon-pv	Zon met eigen verbruik	Wind op land	Wind op zee
Percentuele verandering van de groei van de vermogens voor de periode 2025 tot 2030 voor situatie met invoedings- tarief t.o.v. situatie zonder invoedingstarief	Afname	1%	-5%	-41%	5%	0%
	Beiden	-9%	-37%	-9%	-8%	-10%
	Zon	-3%	-87%	-64%	-20%	0%
	Wind op land	11%	62%	215%	-33%	0%
	Geen duidelijke dominante techniek	5%	0%	0%	0%	0%
	Wind op zee	-5%	22%	60%	-32%	-30%
	Overig (nucleair, biomassa etc.)	-10%	80%	84%	-14%	0%
Statistieken verwachte opgestelde vermogens en groei van technieken zonder invoedingstarief	Opgestelde vermogen 2025 (MW)*	11.242	12.700	24.870	7.300	6.139
	Opgestelde vermogen 2030 (MW)*	11.207	19.600	31.213	9.100	21.500
	Verwachte groei vermogen 2030 t.o.v. 2025	0%	54%	26%	25%	250%
	Opgestelde vermogen 2025 (MW)*	11.242	12.700	24.870	7.300	6.139
Verwachte groei vermogen voor 2030 t.o.v. 2025 met invoedingstarief	Afname	0%	52%	15%	26%	250%
	Beiden	0%	34%	23%	23%	225%
	Zon	0%	7%	9%	20%	250%
	Wind op land	0%	88%	80%	17%	250%
	Geen duidelijke dominante techniek	0%	54%	26%	25%	250%

Kenmerk	Type invoedings- gebied/subkenmerk	Overig	Zon-pv	Zon met eigen verbruik	Wind op land	Wind op zee
	Wind op zee	0%	66%	41%	17%	175%
	Overig (nucleair, biomassa etc.)	0%	98%	47%	21%	250%
	Afname	0%	52%	15%	26%	250%
Correctiefactor opgesteld vermogen 2030 met invoedingstarief	Afname	Geen verandering	1,37	0,99	1,01	Geen verandering
	Beiden	Geen verandering	0,81	1,04	0,98	0,93
	Zon	Geen verandering	0,69	0,86	0,96	Geen verandering
	Wind op land	Geen verandering	Geen verandering	0,96	0,93	Geen verandering
	Geen duidelijke dominante techniek	Geen verandering	Geen verandering	Geen verandering	Geen verandering	Geen verandering
	Wind op zee	Geen verandering	1,04	0,97	0,95	0,79