



Windenergie voor elektrificatie

Bij welke elektriciteitsprijzen gaat het elektrificatiepotentieel in de industrie maximaal benut worden?



Windenergie voor elektrificatie

Bij welke elektriciteitsprijzen gaat het elektrificatiepotentieel in de industrie maximaal benut worden?

Dit rapport is geschreven door:

Frans Rooijers, Joeri Vendrik, Chris Jongsma, Lucas van Cappellen

Delft, CE Delft, februari 2021

Publicatienummer: 21.200379.023

Energievoorziening / Windenergie / Elektriciteit / Procesttechnologie / Kosten / Investerings / Rendement / Scenario's / Elektrificatie

Opdrachtgever: TKI Wind op Zee - RVO.nl

Uw kenmerk: TSE3200005

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

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider [Frans Rooijers](#) (CE Delft)

© copyright, CE Delft, Delft

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 40 jaar werken betrokken en kundige medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken.



Inhoud

Samenvatting	4
Summary	7
1 Inleiding	10
1.1 Achtergrond	10
1.2 Doelstelling en afbakening	10
1.3 Leeswijzer	11
2 Hoe kan de industrie elektrificeren?	12
2.1 Technieken voor elektrificatie	12
2.2 Elektriciteitsvraag bij volledige elektrificatie	14
3 Wanneer gaat de industrie elektrificeren?	17
3.1 De variabele kosten	17
3.2 De integrale kosten	17
3.3 Overige aspecten	18
3.4 Organisatorische belemmeringen	18
3.5 Overstap op elektrificatie of waterstof?	19
4 Kosten van elektrificatie?	20
4.1 Kostencomponenten	20
4.2 Prijsscenario's energie en CO ₂ ?	22
5 Potentieel elektrificatie	24
5.1 Autonome ontwikkelingen	24
5.2 Elektrificatiepotentieel	24
5.3 Gevoeligheidsanalyse CO ₂ -prijzen/CCS	34
5.4 Bepalende factoren	35
6 Conclusies en aanbevelingen	39
Literatuur	41
Methodologie	43
A Toekomstige energievraag	45



B	Kosten voorketen	47
	B.1 Netbeheerderskosten	47
	B.2 Kosten aanlanding op zee	48
C	Productiekosten waterstof	49
	C.1 Grijze waterstof	49
	C.2 Blauwe waterstof - CCS retrofit	49
	C.3 Blauwe waterstof - nieuwe SMR en CCS	50
	C.4 Groene waterstof	51
D	Technieken algemeen industrie	52
	D.1 Technieken die stoom produceren	52
	D.2 Technieken die directe warmte leveren	54
	D.3 Overige technieken die warmte leveren	55
	D.4 Technieken die arbeid leveren	57
E	Technieken van specifieke productieprocessen	59
	E.1 Staalproductie	59
	E.2 Ammoniakproductie	61
	E.3 Methanolproductie	62
F	Overige figuren	64
	F.1 2040	64
	F.2 2050	65

Samenvatting

Achtergrond en aanleiding

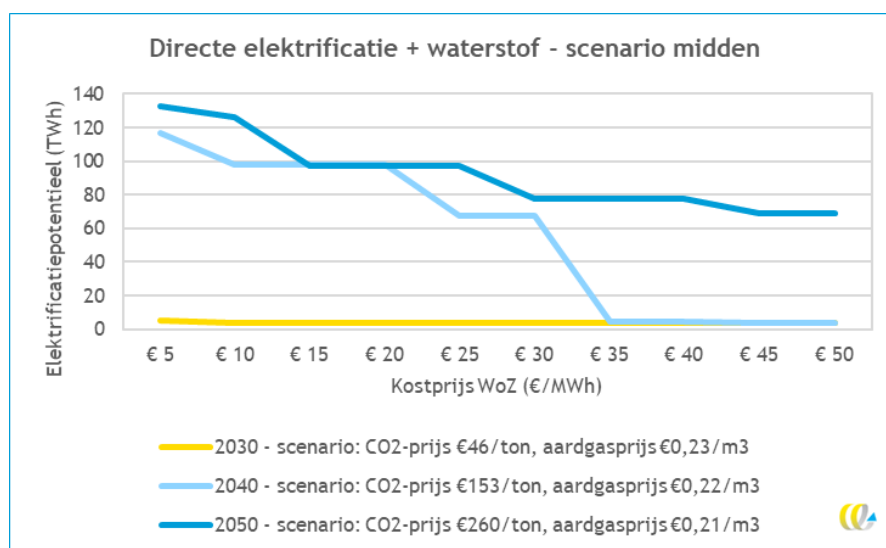
Elektrificatie kan een belangrijke bijdrage leveren aan de reductie van de CO₂-uitstoot van de industrie. Om de industrie daadwerkelijk te laten elektrificeren is het noodzakelijk dat de gebruikte duurzame elektriciteit goedkoop genoeg is. Het Klimaatakkoord geeft voor wind op zee een prijsdoel van '€ 30-40 per MWh in 2030 en substantieel lager in 2050'. Deze studie onderzoekt het verband tussen het realiseren van het elektrificatiepotentieel in de industrie en de elektriciteitsprijs van wind op zee. Met die informatie kan het prijsdoel voor wind op zee verder worden aangescherpt. We bekijken zowel directe elektrificatie als indirecte elektrificatie via groene waterstof en alles zonder eventuele subsidie.

Kostprijs wind op zee beïnvloed snelheid elektrificatie 2030 - 2050

In 2030 is het gebruik van aardgas voor de meeste toepassingen nog goedkoper dan elektriciteit of waterstof in alle prijsscenario's. Zonder extra ondersteunend beleid is er in 2030 een businesscase voor slechts 1 tot 4 TWh/j extra elektrificatie, zoals weergegeven in Figuur 1 voor het midden scenario gebaseerd op de KEV en ii3050 studies. In 2030 heeft de kostprijs wind op zee beperkt effect op het elektrificatiepotentieel, maar wel op de hoogte van de onrendabele top van de elektrificatieopties ten opzichte van het huidige fossiele proces en daarmee de vereiste subsidies.

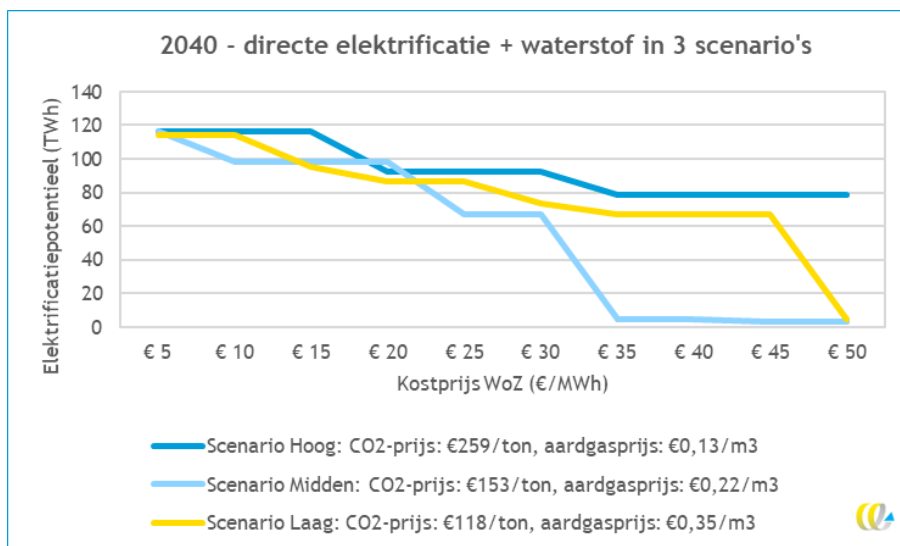
Zonder extra stimuleringsmaatregelen vindt ergens tussen 2030 en 2050 de grootschalige omslag van conventionele fossiele processen naar processen op elektriciteit of waterstof plaats, voor de verwachte prijsontwikkelingen. De wind op zee-prijs heeft in de periode na 2030 de grootste invloed op de snelheid van elektrificatie in de industrie. In deze periode gaat deze prijs mede bepalen of elektrificatie al een interessante optie is of niet. Het potentieel voor elektrificatie in de industrie ligt, afhankelijk van de wind op zee-prijs en de aardgas- en CO₂-prijs, tussen de 4 en 116 TWh/j. Er is een onzekerheid in de prijsontwikkeling van wind op zee, aardgas- en CO₂-prijs. Daarom is in deze studie gewerkt is met verschillende scenario's, de resultaten per scenario zijn opgenomen in hoofdstuk 5.

Figuur 1 - Het potentieel van elektrificatie, 2030, 2040 en 2050



Figuur 2 geeft het elektrificatiepotentieel weer voor de drie prijsscenario's in 2040. Het verschil tussen de scenario's toont aan dat de CO₂-prijs en de aardgasprijs de belangrijkste factoren zijn bij elektrificatie. In 2040 is elektrificatie rendabel voor bijna alle processen bij hoge CO₂-prijzen of hoge aardgasprijzen, onafhankelijk van de elektriciteitsprijzen. Bij een gemiddelde CO₂- en aardgasprijs kan de elektriciteitsprijs echter doorslaggevend zijn.

Figuur 2 - Elektrificatiepotentieel 2040, drie prijsscenario's



In het scenario Midden (gemiddelde verwachte prijzen CO₂ en aardgas) is grootschalige elektrificatie haalbaar vanaf kostprijzen wind op zee van € 30 per MWh, met een potentieel van 67 TWh. Vanaf een kostprijs van € 20 per MWh worden verschillende waterstofftoepassingen ook aantrekkelijk en kan het elektrificatiepotentieel oplopen tot 116 TWh/j. Figuur 3 geeft per techniek de kantelpunten voor dit scenario.

Figuur 3 - Kantelpunten per techniek 2040, scenario Midden

Elektrificatie potentieel 2040 - Scenario Midden CO ₂ €153/ton, aardgas € 0,22/m ³	Techniek	Potentieel (TWh-e/jaar)	Kostprijs WOZ (€/MWh)																	
			5	10	15	20	25	30	35	40	45	50								
Staalproductie	Elektrowinning	11,1																		
Drogen	Elektrisch drogen	8,3																		
Scheiden <200°C	Warmtepomp	1,2																		
Heet water	Warmtepomp	1,2																		
Warmte voor aandrijving (backpressure)	Elektromotor	1,1																		
Warmte voor aandrijving (condenserend)	Elektromotor	1,1																		
Productie warmte resterend (stoom)	E-boiler	13,5																		
Productie warmte resterend (verbranding)	Elektrisch fornuis	49,1																		
Kunstmestproductie	Groene waterstof als grondstof	13,6																		
Methanolproductie	Groene waterstof als grondstof	6,0																		
Hydrokraken en hydro-treaten kraakproducten	Groene waterstof als grondstof	8,7																		
Totalen (TWh-e/jaar)	Traditioneel		0	8	8	14	48	48	48	48	110	110								
	Elektrificatie		67	67	67	67	67	67	5	5	4	4								
	Waterstof		48	39	39	34	0	0	0	0	0	0	0							



Kostprijs wind op zee heeft beperkte invloed op potentieel van elektrificatie op de lange termijn

Uit de analyse blijkt dat de variabele kosten voor elektriciteit, aardgas en CO₂ bepalend zijn voor de overstap van conventionele processen naar processen op elektriciteit. Met name de CO₂-prijs geeft hier de doorslag. De kostprijs van wind op zee heeft een veel beperktere invloed. In 2030 is er slechts een beperkt economisch elektrificatie potentieel.

In 2050 daarentegen is elektrificatie rendabel voor bijna alle processen, ongeacht de kosten van wind op zee of de prijs van aardgas. Dit komt doordat de CO₂-prijs in 2050 volgens de prognoses veel hoger ligt. Het potentieel voor elektrificatie is 77-133 TWh/j, afhankelijk van het scenario voor aardgas en CO₂ en de kostprijs van elektriciteit uit wind op zee. Dit is een flinke toename ten opzichte van de huidige elektriciteitsvraag van de industrie van circa 33 TWh. De wind op zee-prijs heeft in 2050 dus weinig invloed op het elektrificatiepotentieel, maar het heeft wel invloed op de kostprijs van de producten van de industrie en de internationale concurrentiepositie.

Infrastructuur en technische installaties zijn mogelijke bottlenecks

De beschikbaarheid van voldoende infrastructuur voor elektriciteit zou een bottleneck kunnen gaan vormen als de aanleg niet op tijd begint. Elektrificatie zal een belangrijke bijdrage gaan leveren aan de verduurzaming van de industrie.

Op korte termijn is de beschikbaarheid van technieken voor elektrificatie nog een bottleneck. Een belangrijke oorzaak hiervan is dat er lange tijd geen driver was voor de ontwikkeling van installaties voor elektrificatie vanwege de veel hogere prijzen van elektriciteit ten opzichte van aardgas. De ontwikkeling van elektrificatietechnieken zal zeker versneld plaats gaan vinden zodra duidelijk is dat er voor bedrijven een grote kostenbesparing (ten opzichte van de stijgende kosten van fossiele energie plus CO₂) mogelijk is door te elektrificeren.

Summary

Background

Electrification can make an important contribution to the reduction of CO₂ emissions from industry. In order for the industry to actually electrify, it is necessary that the sustainable electricity used is cheap enough. The Climate Agreement sets a price target for offshore wind energy of “€ 30-40 per MWh in 2030 and substantially lower in 2050”. This study examines the relationship between realizing the electrification potential in industry and the electricity price of offshore wind. With this information, the price target for offshore wind can be further refined. We are looking at both direct and indirect electrification via green hydrogen and all without any subsidy.

The cost price of wind at sea effects the moment of electrification

In 2030, the use of natural gas for most applications will still be cheaper than electricity or hydrogen under all price scenarios. Without additional support policy, there is a business case in 2030 for only 1 to 4 TWh/y extra electrification. In 2030, the cost price of offshore wind energy will have an impact on the level of the unprofitable peak of the electrification options compared to the current fossil process and thus the required subsidies.

Without additional stimulus measures, the large-scale switch from conventional fossil processes to processes based on electricity or hydrogen will take place somewhere between 2030 and 2050, as shown in Figure 1 for the middle scenario. The offshore wind price will have the greatest influence on the speed of electrification in the period after 2030 in the industry. During this period, this price will help determine whether electrification is already an interesting option or not. The potential for electrification in industry is, depending on the offshore wind price and the natural gas and CO₂ price, between 4 and 116 TWh/y in the middle scenario. There are uncertainties in the price development of offshore wind, natural gas and CO₂. Therefore several scenarios have been applied, for which detailed results can be found in chapter 24.

Figure 1 - Potential for electrification, 2030, 2040 and 2050 - middle scenario

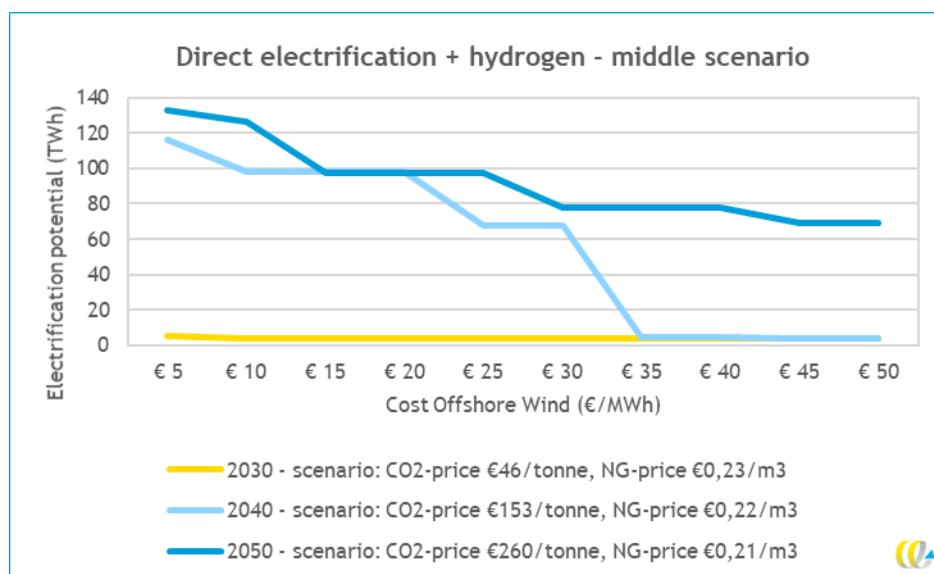
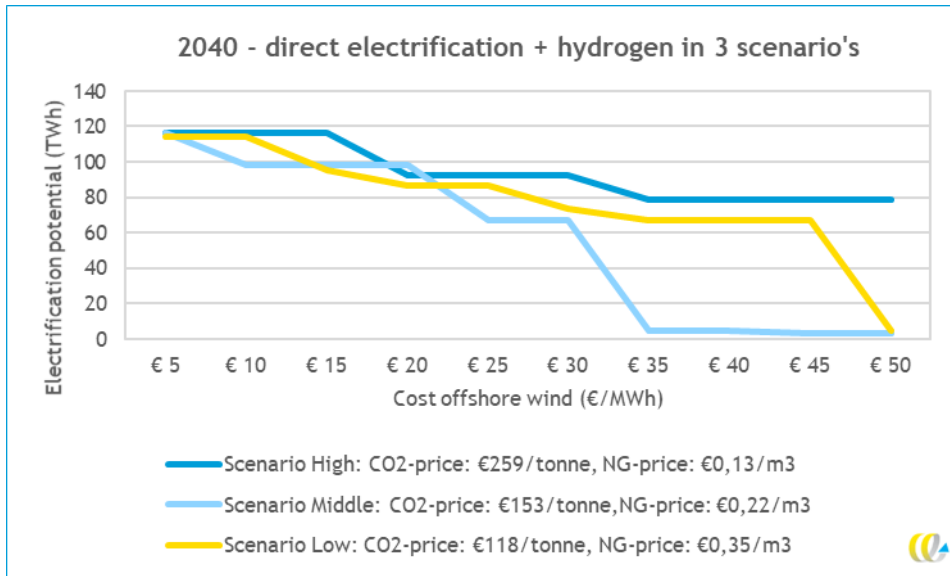


Figure 2 shows the electrification potential for the three price scenarios in 2040. The difference between the scenarios shows that the CO₂ price and the natural gas price are the most important factors in electrification. In 2040, electrification will be profitable for almost all processes in the scenario's with high CO₂ prices or high natural gas prices, regardless of electricity prices. However, the price of electricity can be decisive in the scenario with an average CO₂ and natural gas price.

Figure 2 - Electrification potential 2040, three price scenarios



In the middle scenario (average expected prices of CO₂ and natural gas), large-scale electrification is feasible from offshore wind cost prices of € 30 per MWh, with a potential of 67 TWh. From a cost price of € 20 per MWh, various hydrogen applications will also become attractive and the electrification potential can rise to 116 TWh/y. Figure 3 shows the tipping points for this scenario for each technique.

Figure 3 - Tipping points for each technique 2040, scenario Middle

Electrification potential 2040 - Medium Scenario CO ₂ € 153/tonne, natural gas € 0,22/m ³			Cost offshore wind (€/MWh)									
Technology	Potential (TWh-e/year)		5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Steel production	11,1											
Drying	8,3											
Separation <200°C	1,2											
Hot water	1,2											
Heat for propulsion (backpressure)	1,1											
Heat for propulsion (condenserend)	1,1											
Production heat - other (steam)	13,5											
Production heat - other (combustion)	49,1											
Manure production	13,6											
Methanol production	6,0											
Hydrocracking and hydro-treaten cracking products	8,7											
Totals (TWh-e/year)		Conventional	0	8	8	14	48	48	48	48	110	110
		Electrification	67	67	67	67	67	67	5	5	4	4
		Hydrogen	48	39	39	34	0	0	0	0	0	0

Cost price of offshore wind has limited influence on the long-term potential of electrification

The analysis shows that the variable costs for electricity, natural gas and CO₂ are decisive for the switch from conventional processes to processes based on electricity.

The CO₂ price in particular is decisive here. The cost price of offshore wind has a much more limited influence. In 2030 the economical electrification potential is limited as shown in Figure 1.

By 2050, on the other hand, electrification will be profitable for almost all processes, regardless of the costs of offshore wind or the price of natural gas. This is because the CO₂ price will be much higher in 2050. The potential for electrification is 77-133 TWh/y, depending on the scenario and the cost price of electricity from offshore wind. This is a significant increase compared to the current electricity demand of the industry of approximately 33 TWh. The offshore wind price will therefore have little influence on the electrification potential in 2050, but it will affect the cost price of the products of the industry and the international competitive position.

Infrastructure and technical installations are potential bottlenecks

The availability of sufficient infrastructure for electricity could become a bottleneck if construction does not start on time. Electrification will make an important contribution to making the industry more sustainable.

In the short term, the availability of electrification techniques is still a bottleneck. An important reason for this is that for a long time there was no driver for the development of installations for electrification because of the much higher prices of electricity compared to natural gas. The development of electrification techniques will certainly accelerate as soon as it is clear that large cost savings (compared to the rising costs of fossil energy plus CO₂) are possible for companies by electrifying.

1 Inleiding

1.1 Achtergrond

Het Klimaatakkoord schetst in de visie voor 2050 'een volledig CO₂-vrij elektriciteits-systeem'. PBL heeft eerder berekend dat de bijdragen van offshore wind hierdoor moet toenemen tot 35 GW (150 TWh) á 75 GW (320 TWh) in 2050. Het bestaande energiebeleid is nu gericht op de ontwikkeling van 10,6 GW offshore windenergie (49 TWh) in 2030 (Routekaart 2030). Deze additionele elektriciteitsproductie is voldoende om een groot gedeelte van de huidige elektriciteitsvraag te dekken, maar kan daarnaast bijdragen aan elektrificatie van de overige energievraag, in het bijzonder de energievraag van de industrie.

1.2 Doelstelling en afbakening

Er is nu meestal nog geen businesscase voor elektrificatie in de industrie, maar de mogelijke vraag is groot. Om deze vraag te ontsluiten moet onder andere de kostprijs van elektriciteit uit wind op zee verder dalen. De maatregelen om deze kostendaling te realiseren worden uitgewerkt in het MMIP 1 (Hernieuwbare Elektriciteit op Zee), geleid door TKI Wind op Zee. TKI Wind op Zee wil deze kostenreductiedoelstelling voor 2030-2050 zo scherp mogelijk formuleren. In het Klimaatakkoord en de bijbehorende Integrale Kennis- en Innovatieagenda (IKIA) is dat geformuleerd als: '€ 30-40 per MWh in 2030 en substantieel lager in 2050'. Dit betreft de Levelised Cost of Energy zonder netaansluiting op zee.

De vraag is dus hoe sterk de kosten van elektriciteit uit wind op zee in de periode tot 2050 moeten dalen om tot een aanvaardbare businesscase te komen voor elektrificatie van de industrie. In deze studie onderzoeken we daarom het verband tussen het realiseren van het elektrificatiepotentieel in de industrie en de elektriciteitsprijs van wind op zee.

Voor het bepalen van het elektrificatiepotentieel kijken we naar de huidige toepassingen in de industrie. We bekijken de volgende sectoren expliciet:

- Staalproductie.
- Chemie:
 - kunstmest;
 - waterstof;
 - methanol.

Voor de overige sectoren van de industrie bekijken we het verduurzamen van de warmtevraag, die nu vaak ingevuld wordt met gasgestookte boilers voor stoomproductie en gasgestookte fornuizen voor directe warmte.

Voor deze toepassingen vergelijken we de conventionele processen op basis van fossiele brandstoffen met het alternatief gebaseerd op elektrificatie en (groene) waterstof. Andere verduurzamingsopties, zoals CCS of biomassa, worden niet kwantitatief meegenomen. We doen in Hoofdstuk 5 een onzekerheidsanalyse voor de invloed van CCS op het elektrificatiepotentieel.

We bepalen het meest aantrekkelijke alternatief op basis van de integrale kosten. Vervolgens bepalen we in verschillende prijsscenario's het potentieel voor elektrificatie als functie van de kosten van elektriciteit uit wind op zee.

1.3 Leeswijzer

Het rapport is als volgt opgebouwd:

- Hoofdstuk 2 beschrijft het potentieel voor elektrificatie in de industrie. Hier gaan we in op de energievraag van de industrie, de technieken die gebruikt kunnen worden voor elektrificatie van deze energievraag en de potentiële energievraag die deze technieken kunnen invullen.
- Hoofdstuk 3 beschrijft kwalitatief wanneer de industrie gaat elektrificeren en welke factoren hier effect op hebben.
- Hoofdstuk 4 beschrijft de methode voor de kostenberekening van de huidige technieken en de elektrificatie- en waterstofalternatieven.
- Hoofdstuk 5 omvat de analyse van de doorrekening. Hierin brengen we de berekeningen van het potentieel voor elektrificatie en de kostenberekeningen samen en bepalen we hoeveel elektrificatie we verwachten als functie van de prijs van elektriciteit uit Wind op Zee.
- Hoofdstuk 6 bevat de conclusies en aanbevelingen op basis van de resultaten.



2 Hoe kan de industrie elektrificeren?

In dit hoofdstuk bespreken we de mogelijkheden van de industrie om te elektrificeren. We maken een overzicht van de huidige processen waarbij elektrificatie of groene waterstof een mogelijkheid is en we bepalen de bijbehorende technologieën.

Vervolgens bepalen we voor al deze toepassingen het technische potentieel. We bepalen welk deel van de energievraag ingevuld kan worden met deze technieken en wat de bijbehorende elektriciteitsvraag is, zowel bij het elektrificatie als het (groene) waterstofalternatief.

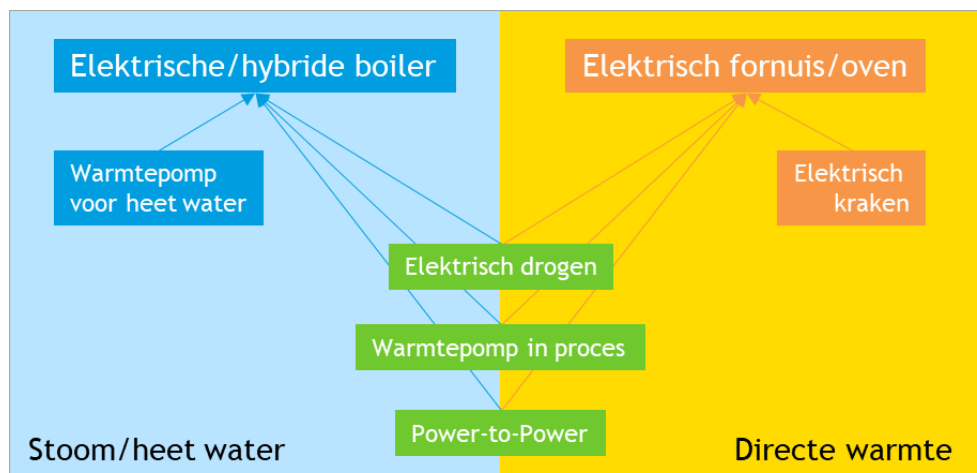
2.1 Technieken voor elektrificatie

Vanwege het grote aantal technieken dat beschikbaar is voor elektrificatie in de industrie, hebben we onze analyse beperkt tot de meest relevante (volume, kosten) technieken. Het achterliggende idee van deze analyse is dat het grootste gedeelte van het energieverbruik van de industrie afgedekt wordt met zo min mogelijk technieken. Deze methode volgt uit een eerder onderzoek van CE Delft naar elektrificatie (CE Delft, 2020a).

Eerst hebben we een overzicht gemaakt van de huidige processen waarbij elektrificatie een optie is. Op basis van expert judgment bepalen we welke elektrificatietechnieken een optie zijn bij deze processen. Bij veel van de huidige processen kan gebruik gemaakt worden van verschillende elektrificatietechnieken. Voor de productie van heet water kunnen bijvoorbeeld warmtepompen gebruikt worden, maar ook elektrische boilers. In Figuur 4 staat weergegeven welke technieken we meenemen en de onderlinge samenhang.

Het uitgangspunt hierbij is dat alle stoom en heet water altijd geleverd kan worden met een elektrische/hybride boiler en dat alle directe warmte altijd geleverd kan worden door een elektrisch fornuis/oven. Het heeft echter meestal de voorkeur om een efficiëntere techniek toe te passen. Daarom berekenen we eerst voor de onderliggende technieken of ze worden ingezet. De warmtevraag die niet door de onderliggende technieken wordt ingevuld kan alsnog verduurzaamd worden door de elektrische boiler of het elektrische fornuis. Zodoende dienen de elektrische boiler en het elektrische fornuis als sluitpost bij de warmteproductie.

Figuur 4 - Samenhang tussen de warmtevraag van de verschillende technologieën



Bron: CE Delft- Elektrificatie en vraagprofiel 2030 (2020).

Naast directe elektrificatie nemen we ook indirecte elektrificatie via groene waterstof mee. Voor elk proces wordt, indien mogelijk, zowel een alternatief met elektrificatie als een alternatief met waterstof beschouwd. Tabel 1 geeft het overzicht van de beschouwde processen en technieken. De technieken worden verder toegelicht in Bijlagen D en E.

Tabel 1 - Overzicht van de beschouwde processen en technieken

Sector	Proces	Conventioneel	Elektrificatie	Waterstof
Staal	Productie van ruwijzer	Hoogoven op cokes	Directe elektrolyse van ijzererts (ULCOWIN)	Directe reductie en vlamboogoven (DRI-EAF)
Chemie	Kunstmestproductie	Grijze waterstof	Directe elektrochemische ammoniaksynthese	Groene waterstof
Chemie	Methanolproductie	Grijze waterstof	-	Groene waterstof
Raffinage	Hydrocracking en hydrotreating	Grijze waterstof	-	Groene waterstof
Alle sectoren, waar toepasbaar	Drogen	Gasboiler	Elektrisch drogen	Waterstofboiler
	Scheiden <200°C	Gasboiler	Warmtepomp in proces	Waterstofboiler
	Heet water	Gasboiler	Warmtepomp heet water	Waterstofboiler
	Warmte voor aandrijving (backpressure)	Stoomturbine backpressure	Elektromotor	-
	Warmte voor aandrijving (condenserend)	Stoomturbine condenserend	Elektromotor	-
	Productie warmte resterend	Gasboiler	Elektrische boiler	Waterstofboiler
	Productie warmte resterend	Gasgestookt fornuis	Elektrisch fornuis	Fornuis op waterstof

Waarom is de elektrificatie van naftakrakers niet meegenomen? Naftakrakers zetten de aardoliestroomnafta op hoge temperatuur om in ethyleen en propyleen, bouwstenen voor de veelgebruikte plastics polyethyleen en polypropyleen. De selectiviteit van dit proces is beperkt, waardoor er ook aanzienlijke hoeveelheden bijproducten worden geproduceerd. Het methaan en waterstof wat bij het kraken ontstaat, wordt gebruikt om de kraker te stoken. Als de kraker eenmaal is opgestart, is daardoor nauwelijks 'externe' brandstof nodig. De Nederlandse krakers verbruiken naar schatting in totaal zo'n 75 PJ/j aan brandstof. In theorie zou deze brandstof vervangen moeten kunnen worden door een ongeveer gelijke hoeveelheid elektriciteit, zo'n 20 TWh/j. Het elektrificeren van het huidige thermische kraakproces is echter lastig omdat er een nieuwe bestemming moet worden gevonden voor de restgassen. Daarnaast zijn er nog geen elektrische kraakfornuizen beschikbaar, al zijn deze wel in ontwikkeling. Als het kraakproces toch geëlektrificeerd moet worden, is het aantrekkelijk om over te stappen van het huidige thermische kraken naar een nieuwe kraaktechniek. Nieuwe kraaktechnieken kunnen de selectiviteit verhogen en daarmee de winstgevendheid van de kraker. Een voorbeeld van zo'n nieuwe kraaktechniek is de rotodynamic-reactor van Coolbrook, waarvan een pilot plant is aanbouw is op Chemelot (Petrochem, 2020). Samenvattend zijn er dus nog geen gegevens over een elektrische kraker op basis van de huidige techniek, maar ook nog geen gegevens over hoe een nieuwe kraker er uit komt te zien. Daarom zien we af van het modelleren van een elektrische kraker.

2.2 Elektriciteitsvraag bij volledige elektrificatie

Het technisch potentieel voor de technieken bepalen we op basis van het huidige warmtegebruik per toepassing. Op basis van CBS data voor de diverse sectoren bepalen we het energiegebruik per energiedrager en einddoel (CBS, 2020). Vervolgens is dit verbruik op basis van schattingen uit eerdere studies toebedeeld aan toepassing (Berenschot et al., 2017) en temperatuurbereik (CE Delft, 2015). Zo is per sector de energievraag per toepassing en temperatuurbereik beschikbaar. Deze methode sluit aan bij eerder onderzoek van CE Delft (2020a).

Voor de ontwikkeling van de energievraag van de verschillende sectoren richting 2050 maken we gebruik van het scenario Nationale Sturing uit II3050 (Berenschot & Kalavasta, 2020). De uitwerking hiervan staat in Bijlage A.

De energievraag per toepassing en temperatuurbereik combineren we met de toewijzing van de technieken aan processen om tot een potentieel voor elektrificatie per toepassing te komen. Het gaat hier om het technisch potentieel, oftewel het potentieel wanneer de volledige energievraag van de toepassing ingevuld wordt door de elektrificatieoptie. Daarnaast bepalen we het technisch potentieel voor de waterstofoptie, oftewel indirecte elektrificatie. Hiervoor bepalen we de elektriciteit die nodig is voor de productie van de benodigde groene waterstof. De volgende paragrafen geven de technische potentiëlen voor zowel directe als indirecte elektrificatie, opgesplitst naar toepassing en naar sector.

2.2.1 Technisch potentieel per toepassing

De onderstaande tabel geeft het technisch potentieel per toepassing weer. Het is te zien dat het potentieel voor de elektrische boiler (productie warmte resterend stoom) en het elektrische fornuis (productie warmte resterend verbranding) het grootst zijn. Dit komt doordat deze technieken kunnen gebruikt kunnen worden voor de complete warmtevraag. Daarnaast zijn dit minder geavanceerde technieken met een lagere COP/efficiëntie.

Het technisch potentieel voor de toepassingen met groene waterstof ligt hoger dan het technisch potentieel voor directe elektrificatie. Dit komt door de conversieverliezen bij de elektrolyse. Daarnaast hebben de directe elektrificatietechnieken in sommige gevallen een hogere COP/efficiëntie, bijvoorbeeld bij heet water (warmtepomp tegenover waterstofboiler).

Tabel 2 - Technisch potentieel elektrificatie per toepassing

Proces	Potentieel elektrificatie (TWh-e/jaar)			Potentieel groene H ₂ (TWh-e/jaar)		
	2030	2040	2050	2030	2040	2050
Staalproductie	0,0	11,1	10,3	9,4	9,2	8,9
Drogen	9,0	8,3	7,7	20,4	18,4	16,6
Scheiden <200°C	1,4	1,2	1,1	10,6	9,6	8,8
Heet water	1,3	1,2	1,1	7,7	7,3	7,0
Warmte voor aandrijving (backpressure)	1,4	1,1	1,0			
Warmte voor aandrijving (condenserend)	1,4	1,1	1,0			
Productie warmte resterend (stoom)	14,5	13,5	12,4	22,9	20,7	18,7
Productie warmte resterend (verbranding)	56,9	49,1	42,3	89,7	75,6	63,5
Kunstmestproductie				20,1	13,6	8,2
Hydrokraken en hydrotreaten kraakproducten				8,8	6,0	3,2
Methanolproductie				9,4	8,7	8,1

2.2.2 Technisch potentieel per sector

Tabel 3 geeft het technisch potentieel per sector. De cijfers voor het potentieel van groene H₂ bij de chemie en raffinage bevatten ook het gebruik van waterstof als feedstock.

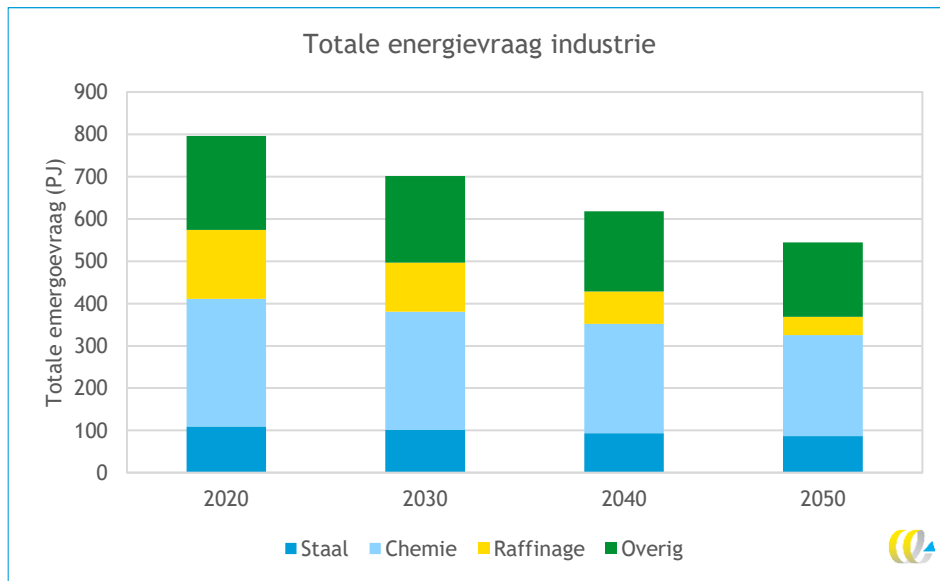
Tabel 3 - Technisch potentieel elektrificatie per sector

Sector	Potentieel elektrificatie (TWh-e/jaar)			Potentieel groene H ₂ (TWh-e/jaar)		
	2030	2040	2050	2030	2040	2050
Staal	5,1	15,9	15,0	17,5	16,5	16,0
Chemie	33,5	31,3	30,0	87,3	75,2	65,7
Raffinage	17,1	11,5	5,0	35,8	23,6	10,8
Overige industrie	30,0	27,9	26,7	58,5	53,2	49,5

Het is te zien dat het technisch potentieel het grootst in de chemie, zowel voor directe als indirecte elektrificatie. In totaal is het technisch potentieel voor directe elektrificatie ongeveer 85 TWh en voor indirecte elektrificatie (groene H₂) circa 200 TWh.

Het technisch potentieel neemt af richting 2050. Dit komt doordat de totale energievraag van de industrie daalt door efficiëntieverbeteringen van 1% per jaar (Berenschot & Kalavasta, 2020). Daarnaast vindt er bij de raffinagesector krimp plaats van de productie. De totale energievraag van de industrie is weergegeven in volgende figuur.

Figuur 5 - Ontwikkeling totale energievraag industrie



3 Wanneer gaat de industrie elektrificeren?

De overstap van aardgas naar elektriciteit of waterstof is voor de energie-intensieve industrie in hoofdzaak prijsgedreven en verloopt in drie stappen:

- variabele kosten lager dan conventioneel;
- integrale kosten lager dan conventioneel;
- overige aspecten.

3.1 De variabele kosten

Het moet duidelijk zijn dat er iets te verdienen valt met de overstap op elektriciteit of waterstof voordat een bedrijf verder zal onderzoeken of de overstap mogelijk is. In eerste instantie zal een bedrijf daarbij kijken of de variabele kosten van de oplossing op elektriciteit of waterstof lager zijn dan die van de conventionele oplossing. De variabele kosten van de conventionele oplossing bestaan meestal uit aardgas en de bijbehorende hoeveelheid CO₂-rechten die moeten worden afgedragen. De prijzen van aardgas, CO₂ en elektriciteit spelen dus allemaal een rol. Naast de commodity prijzen spelen belastingen en subsidies een rol.

Elektrificatie is in sommige gevallen significant efficiënter dan aardgas, denk bijvoorbeeld aan een warmtepomp die 3 kWh warmte maakt voor elke kWh elektriciteit versus een ketel die 0,9 kWh warmte maakt voor elke kWh elektriciteit. Elektriciteit is duurder dan gas. Daardoor zullen efficiëntie technieken, zoals een warmtepomp, eerder kunnen concurreren met aardgas. De variabele kosten van technieken die aardgas 1-op-1 vervangen, zoals een elektrische boiler, zullen hoger zijn. Oplossingen op waterstof zijn ongeveer even efficiënt als oplossingen op aardgas en hebben dit voordeel dus niet.

3.2 De integrale kosten

Een bedrijf kan beginnen met het opstellen van een businesscase als de variabele kosten van elektrificatie of waterstof lager zijn dan de variabele kosten van de conventionele oplossing. In de businesscase zoekt een bedrijf naar een aantrekkelijk rendement en worden alle kosten van zowel de huidige als de nieuwe oplossing tegen elkaar afgezet. Naast variabele kosten zijn nu ook alle overige kosten van belang: de investeringskosten van de apparatuur zelf, de kosten om de apparatuur in te passen in het bestaande proces, vaste en variabele onderhoudskosten en de kosten voor personeel.

De variabele kosten van de nieuwe oplossing moeten zoveel lager zijn dat de investering in de nieuwe technologie zich binnen de vereiste periode terugverdient.

3.3 Overige aspecten

Als er een businesscase is voor de overstap, wil dat nog niet altijd zeggen dat het direct mogelijk is om over te stappen. Er zijn nog meer voorwaarden:

- **De techniek moet gereed zijn voor commerciële implementatie.** Veel technieken voor met name elektrificatie zijn technisch bewezen, maar nog niet beschikbaar voor groot-schalige toepassing. Zo lang elektrificatie aanzienlijk duurder is dan de conventionele techniek op aardgas, zal deze ontwikkeling traag blijven verlopen. Er kan echter een aanmerkelijke versnelling plaatsvinden zodra het voor bedrijven duidelijk is dat elektrificatie een grote kostenbesparing kan betekenen.
- **De infrastructuur moet beschikbaar zijn.** De hoofdenergiedrager in de industrie is nu aardgas. Het huidige elektriciteitsnetwerk en de netaansluitingen van bedrijven zijn er dus (nog) niet op ingericht dat de industrie gaat elektrificeren. De aanleg van nieuwe infrastructuur heeft een aanzienlijke doorlooptijd en brengt hoge investeringskosten met zich mee.
- **De nieuwe techniek moet inpasbaar zijn in het huidige proces.** Bij de overstap op elektrificatie of waterstof moet er vaak meer in het proces aangepast worden dan enkel het plaatsen van de installatie zelf. Reststromen die vroeger mee verbrand werden, moeten bijvoorbeeld een nieuwe bestemming krijgen. Hoe ingewikkelder de inpassing in het proces, hoe hoger de kosten, hoe slechter de businesscase en hoe later er dus geëlektrificeerd kan worden.
- **Soms is het nodig om te wachten op een fabrieksstop.** In sommige industrieën draaien de installaties meerdere jaren non-stop door. De ombouw voor elektrificatie of waterstof kan meestal niet gebeuren terwijl de installaties in bedrijf zijn, het bedrijf moet dus wachten op de eerstvolgende onderhoudsstop. Soms is het echter mogelijk om de aansluitingen voor de nieuwe installatie al verder van tevoren aan te leggen. De nieuwe installatie zelf kan dan gebouwd en aangesloten worden terwijl de rest van de fabriek alweer in bedrijf is.

3.4 Organisatorische belemmeringen

In de voorgaande paragrafen hebben we alle technische en financiële voorwaarden besproken voor de overstap op elektriciteit of waterstof. Specifiek voor elektrificatie zijn er een aantal organisatorische factoren die de overstap belemmeren die we hieronder behandelen. Deze factoren zorgen ervoor dat elektrificatie als duurder en onzekerder wordt gezien dan nodig. Dit verslechtert de businesscase en verhoogt de drempel om te gaan elektrificeren, waardoor de industrie pas later in de tijd zal overstappen.

- **Bedrijven hebben de perceptie dat hoge temperaturen niet mogelijk zijn met elektriciteit.** De industrie heeft hoge temperaturen nodig en heeft haar warmtevraag altijd ingevuld met aardgas. Hierdoor hebben veel bedrijven het beeld dat verbranding van een gasvormige energiedrager een noodzaak is om hoge temperaturen te bereiken. Elektriciteit kan echter in het volledige temperatuurbereik van de industrie voorzien, van een elektrische boiler voor stoom, tot weerstandsverwarming voor hogere temperaturen en inductie- en vlamboogovens voor de hoogste temperaturen.
- **Overschatting van de transportkosten van elektriciteit.** Een veelgehoord argument tegen elektrificatie is dat de transportkosten voor elektriciteit veel hoger zijn dan die voor aardgas of waterstof. Dit zou dan direct een reden zijn om elektrificatie links te laten liggen. Hoewel de transportkosten inderdaad hoger zijn, hebben deze kosten maar een beperkt aandeel in de totale kosten.
- **Overschatting van het belang van inpassingskosten.** Elektrificatie heeft de naam duur en moeilijk inpasbaar te zijn. Voor waterstof hoeft enkel de brander van een bestaande ketel of fornuis maar vervangen te worden, wat veel minder kost dan een geheel nieuwe



installatie op basis van elektriciteit. De inpassingskosten van waterstof zijn inderdaad lager, maar de variabele kosten zijn daarentegen flink hoger. De inpassingskosten zijn vaak maar een klein gedeelte van de totale kosten, waardoor het belang ervan snel overschat wordt.

- **Onderschatting van de operationele voordelen van elektrificatie.** De installaties voor elektrificatie zijn over het algemeen eenvoudig, zeer betrouwbaar en eenvoudig te opereren. Bedrijven zijn zeer bekend met de dagelijkse praktijk van installaties op aardgas, maar veelal onbekend met installaties op elektriciteit. De operationele voordelen en lagere onderhoudskosten van elektrificatie worden dus vaak onvoldoende meegewogen in investeringsbeslissingen.
- **Overschating van de investeringskosten** Zowel industriële bedrijven als de technologieleveranciers van deze bedrijven zijn niet gewend aan installaties voor elektrificatie. De investeringskosten worden daarom in eerste instantie vaak overschat. Later in het ontwerpproces worden onrealistisch grote veiligheidsfactoren aangehouden, waardoor de installaties (veel) duurder worden dan noodzakelijk.

3.5 Overstap op elektrificatie of waterstof?

We nemen aan dat de industrie steeds de techniek gebruikt die de laagste integrale kosten heeft. We berekenen de integrale kosten per toepassing voor het conventionele proces, het elektrificatiealternatief en het waterstofalternatief. Vervolgens nemen we aan dat alle gebruikers overstappen op het alternatief met de laagste integrale kosten. Als voorbeeld: alle boilers op aardgas worden vervangen door elektrische boilers zodra de integrale kosten van de elektrische boiler lager liggen dan de boiler op aardgas. Zoals in Paragraaf 3.4 is aangegeven is dit niet altijd direct mogelijk en zal de werkelijke elektrificatie altijd iets later zijn dan het moment dat de balans van kosten omslaat.

4 Kosten van elektrificatie?

In dit hoofdstuk bespreken we de methodiek van de kostenberekeningen. We beschrijven welke kosten meegenomen worden en wat de aannames zijn bij de berekening van deze kosten. We maken gebruik van verschillende scenario's voor de gasprijzen en CO₂-prijzen, vanwege de onzekerheid over de ontwikkeling van deze prijzen.

In de kostenberekening bepalen we verschillende kostencomponenten van de installaties en de energievraag (elektriciteit, aardgas en waterstof). We berekenen deze kostencomponenten voor 2030, 2040 en 2050 in een gestandaardiseerd format. De uitkomsten van de kostenberekeningen gebruiken we om de integrale kosten per techniek te berekenen afhankelijk van het scenario, het peiljaar en de kostprijs van elektriciteit uit WoZ. De resultaten van de kostenberekeningen voor alle technieken staan in Bijlage B.

4.1 Kostencomponenten

We nemen de volgende kostencomponenten mee:

- kapitaallasten van de installatie;
- vaste en variabele kosten voor operatie en onderhoud;
- kosten voor energiegebruik;
- energiebelasting en ODE;
- kosten voor CO₂-uitstoot;
- netbeheerkosten.

Hieronder omschrijven we hoe deze kosten meegenomen worden.

4.1.1 Kapitaallasten

- We gaan uit van gewogen gemiddelde kosten voor kapitaal (WACC) van 5,9% voor alle technieken, overeenkomstig PBL, (2020a).
- We gaan uit van een afschrijftermijn van vijftien jaar voor alle technieken, tenzij de technische levensduur korter is dan vijftien jaar.
- We rekenen in 2030 geen investeringskosten voor de huidige technologieën, aangezien dit vaak afgeschreven installaties zijn. Na 2030 rekenen we met de investeringskosten voor een nieuwe installatie.
- We rekenen met de kosten voor de totale installatie ('total installed cost'), dus de kosten van de apparatuur zelf ('bare equipment cost') vermeerderd met de kosten voor inpassing in de bestaande processen.
- We rekenen alle investeringskosten uit de literatuur om naar basisjaar 2020 door met 1,5% inflatie rekening te houden (PBL, 2020a).

4.1.2 Onderhoud en operatie

- De kosten voor onderhoud en operatie dekken het onderhoud en de kosten die nodig zijn om de installatie te bedrijven, zoals personeelskosten, overhead en de kosten voor administratie.
- De kosten van energie en CO₂ berekenen we apart.
- We bepalen de vaste en variabele kosten voor onderhoud en operatie op basis van literatuur.

- Als er geen informatie vanuit de literatuur beschikbaar is, berekenen we de totale operationele kosten (excl. energie en CO₂) als 5% van de investeringskosten per jaar (Anderson, 2009).

4.1.3 Energiegebruik

- We bepalen het energieverbruik per techniek aan de hand van het rendement.
- We berekenen de energiekosten door het energieverbruik te vermenigvuldigen met de energieprijzen uit de scenario's.
- Voor waterstof zijn aanvullende prijsberekeningen gemaakt (zie Bijlage B.1.3.)

4.1.4 Energiebelasting en Opslag Duurzame Energie

De kosten van elektriciteit, aardgas en waterstof worden verhoogd met de energiebelasting (EB) en opslag duurzame energie (ODE), zie Tabel 4 voor de gehanteerde tarieven. We doen daarbij de volgende aannames:

- We rekenen voor alle sectoren en toepassingen met dezelfde grondslag, namelijk het marginale tarief van de vierde schijf voor zowel elektriciteit als aardgas.
- Voor waterstof rekenen we dezelfde belasting als voor aardgas met een gelijke energie-inhoud op basis van Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, (2020), punt 11.
- De belasting per m³ is dus voor waterstof een stuk lager, omdat de energiedichtheid van waterstof veel lager is dan die van aardgas.
- Gebruik van elektriciteit, aardgas of waterstof als grondstof is vrijgesteld van belasting. Dit betreft ook de inzet van elektriciteit voor de productie van waterstof.
- We nemen de huidige vrijstellingen voor mineralogische en metallurgische toepassingen niet mee, tenzij we een productieproces beschouwen dat enkel in een sector wordt ingezet waar deze vrijstellingen gelden (bijv. staalproductie).
- We gaan ervan uit dat de MJA- en MEE-convenanten na 2021 niet worden voortgezet, hiermee vervalt de teruggaafregeling voor elektriciteit.
- De stijging van de energiebelasting in de periode 2020-2025 trekken we door tot 2030, daarna bevroren we het tarief.
- De ODE wordt in de periode 2030-2050 lineair afgebouwd naar nul.

Tabel 4 - Toekomstige tarieven ODE/EB

Belasting	Eenheid	2030	2040	2050	Opmerking
Elektriciteit - EB	€/kWh	0,00056	0,00056	0,00056	Ontwikkelingen na 2021 bevroren.
Elektriciteit - ODE	€/kWh	0,00063	0,00032	0	Tariefverhoging tot 2030 geschaald met geraamde uitgaven SDE+. In periode 2030-2050 lineair afgebouwd naar nul.
Elektriciteit - Totaal	€/kWh	0,0012	0,00093	0,0006	
	€/MWh	1,19	0,88	0,56	
Aardgas - EB	€/Nm ³	0,013	0,013	0,013	Ontwikkelingen na 2021 bevroren.
Aardgas - ODE	€/Nm ³	0,030	0,015	0	Tariefverhoging tot 2030 geschaald met geraamde uitgaven SDE+. In periode 2030-2050 lineair afgebouwd naar nul.
Aardgas - Totaal	€/Nm ³	0,043	0,028	0,013	
	€/MWh	4,86	3,16	1,46	
Waterstof - Totaal	€/MWh	4,86	3,16	1,46	Gelijk aan aardgas met dezelfde hoeveelheid energie.

4.1.5 CO₂-uitstoot

- We gaan ervan uit dat alle bedrijven onder het Europese emissiehandelssysteem EU ETS vallen.
- We gaan ervan uit dat de vrije allocatie van CO₂-rechten tegen 2030 volledig is verdwenen en bedrijven al hun CO₂-rechten dus tegen de marktprijs moeten inkopen.
- We nemen enkel de kosten van directe CO₂-uitstoot mee, dus de schoorsteenemissies.
- Voor elektriciteit zit CO₂-uitstoot bij elektriciteitssector, dus nemen we niet mee.
- We bepalen de directe CO₂-uitstoot aan de hand van standaard emissiefactoren per brandstof (RVO, 2020).
- We berekenen de kosten voor CO₂-uitstoot met de CO₂-prijzen uit de scenario's.

4.1.6 Netbeheerkosten

- We nemen de kosten voor de netaansluiting op het elektriciteits-, gas- of waterstofnet mee. Voor meer details zie Bijlage B.1.
- We nemen aan dat de prijzen van aanlanding van wind op zee meegenomen worden in de prijs die producenten betalen voor windstroom. Deze komen dus volledig bij eindgebruikers terecht. De berekening van deze kosten staat in Bijlage B.1.2

4.2 Prijsscenario's energie en CO₂?

4.2.1 Aardgas en CO₂

We gebruiken verschillende scenario's voor de prijzen van gas en CO₂. Zo kunnen we inzichtelijk maken wat de effecten zijn van deze prijzen op elektrificatie van de industrie. De onderstaande tabel geeft de verschillende scenario's en de achterliggende aannames weer. We nemen aan dat de aardgasprijs laag is bij een hoge CO₂-prijs en vice versa. Voor de CO₂-prijzen in 2050 is het Handboek Milieuprijzen gehanteerd met daaruit het 2 °C-scenario.

Tabel 5 - Scenario's prijzen aardgas en CO₂

Scenario	Prijs	Eenheid	2030	2040	2050	Bron 2030	Bron 2040	Bron 2050
Laag	Aardgas	€/m ³	€ 0,28	€ 0,35	€ 0,42	Huidige prijs	Interpolatie	I13050 min
	CO ₂	€/ton	€ 38	€ 118	€ 200	KEV -20%	Interpolatie	Milieuprijzen ¹ (2 °C - onder)
Midden	Aardgas	€/m ³	€ 0,23	€ 0,22	€ 0,21	KEV	Interpolatie	I13050 midden
	CO ₂	€/ton	€ 46	€ 153	€ 260	KEV	Interpolatie	Milieuprijzen (2 °C - midden)
Hoog	Aardgas	€/m ³	€ 0,16	€ 0,13	€ 0,11	KEV +20%	Interpolatie	I13050 hoog
	CO ₂	€/ton	€ 55	€ 259	€ 462	KEV +20%	Interpolatie	Milieuprijzen (2 °C - Analyse Cuijk Bovengrens)

¹ Scenario's zijn afkomstig uit Handboek Milieuprijzen 2017 (CE Delft, 2017)

4.2.2 Elektriciteitsprijs

We nemen aan dat de industrie een contract heeft voor afname van elektriciteit van een windpark op zee en dat de industrie op vollast draait. Dit betekent dat de industrie elektriciteit van deze windparken ontvangt wanneer het waait en op deze uren de kostprijs voor windstroom betaalt. De kostprijs van wind op zee is een onafhankelijke variabele in onze analyse en inclusief winstopslag.

De industrie draait voornamelijk op vollast terwijl het aanbod van windparken op zee variabel is. Dit betekent dat een gedeelte van de elektriciteit niet van wind op zee komt. Dit gaat om 40-50% van de elektriciteit, afhankelijk van het richtjaar. Voor deze stroom gelden de marktprijzen. De marktprijzen op de uren zonder aanbod van windparken op zee hebben we bepaald op basis van een simulatie met het PowerFlex-model van CE Delft. Op momenten met weinig windstroom is vaak inzet nodig van regelbare centrales nodig. De marginale kosten van deze centrales bepalen dan de marktprijzen. Dit zijn de brandstofprijzen (aardgas + CO₂-prijs of waterstof) gedeeld door het rendement. Op momenten met veel zon kan de productie van zon-pv de hele vraag invullen. Op die momenten wordt de marktprijs bepaald door zon-pv. We nemen aan dat op de elektriciteitsprijs op die momenten gelijk is aan de kostprijs van zon-pv, € 50/MWh in 2030 en € 40/MWh in 2050.

Voor 2030 is het Klimaatakkoord als uitgangspunt gekozen. Voor 2050 is het scenario Nationale Sturing van de II3050² aangehouden (Berenschot & Kalavasta, 2020). De data voor 2040 is een gemiddelde van de waarden voor 2030 en 2050. We nemen aan dat de elektriciteitsprijzen onafhankelijk zijn van de hoeveelheid elektrificatie en dus in alle prijs-scenario's voor CO₂ en aardgas gelijk zijn. Dit is een versimpeling van de werkelijkheid.

De onderstaande tabel geeft de elektriciteitsprijzen waarmee we rekenen. Voor de elektriciteitsprijs van de markt is de gemiddelde elektriciteitsprijs genomen over het gedeelte van de elektriciteitsvraag dat niet geleverd wordt door windparken op zee. Dit is dus niet gelijk aan de gemiddelde prijzen over het hele jaar.

De elektriciteitsprijzen nemen toe richting 2050. Dit komt doordat de regelbare centrales in 2050 draaien op waterstof. Waterstofcentrales hebben hogere marginale kosten dan de aardgascentrales in 2030, wat tot hogere prijzen leidt.

Tabel 6 - Aannames elektriciteitsprijzen

Variabele	Eenheid	2030	2040	2050
Vollasturen WoZ	Uur/jaar	4.500	4.850	5.200
Aandeel elektriciteit van markt	%	49%	4%	41%
Elektriciteitsprijs WoZ	€/MWh	Onafhankelijke variabele in analyse		
Elektriciteitsprijs overige uren (marktprijs)	€/MWh	€ 65	€ 85	€ 105

² Integrale infrastructuurverkenning 2030-2050.



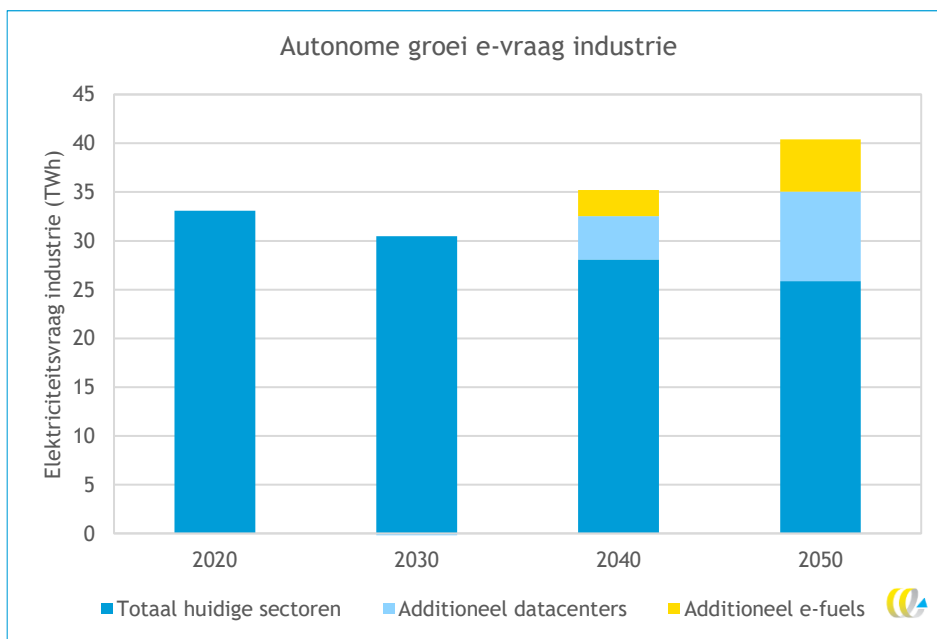
5 Potentieel elektrificatie

5.1 Autonome ontwikkelingen

De huidige elektriciteitsvraag van de industrie is ongeveer 33 TWh per jaar (CBS, 2020). De elektriciteitsvraag kan flink stijgen door elektrificatie van de huidige processen, maar ook zonder additionele elektrificatie verandert de elektriciteitsvraag. De elektriciteitsvraag van de huidige sectoren verandert door ontwikkelingen van de grootte van de sectoren en efficiëntieverbeteringen. Daarnaast stijgt de elektriciteitsvraag van datacenters fors en ontstaan nieuwe toepassingen, zoals e-fuels.

De elektriciteitsvraag van de industrie stijgt van 33 TWh in 2020 naar 40 TWh in 2050 als gevolg van deze autonome ontwikkelingen. Dit is dus nog zonder additionele elektrificatie. Voor 2050 baseren we ons op het scenario Nationale Sturing uit IJ3050 (Berenschot & Kalavasta, 2020). Figuur 6 geeft de opsplitsing van de groei naar categorieën.

Figuur 6 - Autonome groei elektriciteitsvraag industrie



5.2 Elektrificatiepotentieel

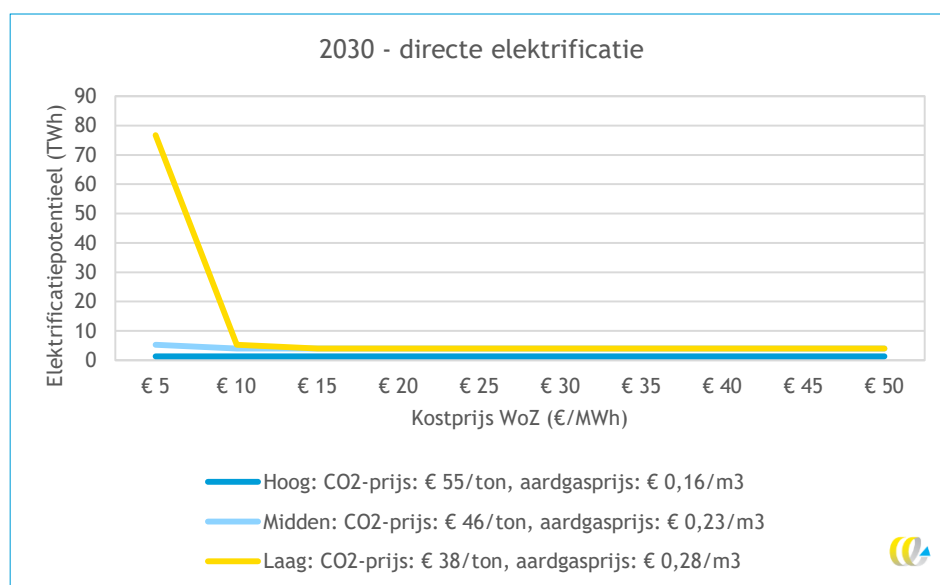
Op basis van integrale kostenberekeningen bepalen we het elektrificatiepotentieel voor de industrie. Dit is de additionele elektriciteitsvraag ten opzichte van de elektriciteitsvraag in Figuur 6. We bepalen de additionele vraag voor de industrie als functie van de prijs van elektriciteit uit windparken op zee. Dit doen we voor de industrie als geheel, opgesplitst per sector en over de tijd. We maken hierbij onderscheid tussen directe elektrificatie en indirecte elektrificatie met groene waterstof.

5.2.1 Van 2030 tot 2050

2030

Figuur 7 geeft het elektrificatiepotentieel voor de hele industrie weer in 2030. We onderscheiden drie prijsscenario's voor de prijzen voor CO₂ en bijbehorende aardgasprices (zie Paragraaf 4.2.1). Het is te zien dat het elektrificatiepotentieel in 2030 klein is. Dit komt doordat de lagere energiekosten van de elektrificatieopties in de meeste gevallen niet opwegen tegen de investeringskosten voor een nieuwe installatie³.

Figuur 7 - Elektrificatiepotentieel totale industrie 2030 (alleen directe elektrificatie)



In het scenario Laag en Midden ligt het elektrificatiepotentieel bij hogere prijzen op 4 TWh en in het scenario Hoog op slechts 1,3 TWh. Figuur 8 toont dat alleen de warmtepomp en de elektromotor rendabel zijn bij hogere elektriciteitsprijzen.

Alleen bij een hoge aardgasprijs en elektriciteitsprijzen onder de € 10/MWh wordt het potentieel voor elektrificatie aanzienlijk. Dan worden ook e-boilers en elektrische fornuizen rendabel. Dit zijn technieken met een groot technisch potentieel. Hierdoor neemt het elektrificatiepotentieel flink toe tot ruim 75 TWh, ruim twee keer zoveel als de huidige elektriciteitsvraag van de industrie. Bij het scenario Hoog en Midden zijn deze technieken bij geen enkele kostprijs van WoZ rendabel.

In 2030 is er bij geen enkele kostprijs van WoZ een businesscase voor groene waterstof toepassingen. Dit geldt voor alle scenario's.

³ Voor 2030 is aangenomen dat er geen herinvesteringen nodig zijn voor bestaande installaties. Voor elektrificatieopties zijn nieuwe installaties vereist, wat betekent dat hiervoor investeringen nodig zijn. Dit verslechtert de businesscase voor elektrificatieopties ten opzichte van conventionele technieken. Voor 2040 en 2050 hebben we wel herinvesteringen voor bestaande installaties meegenomen.

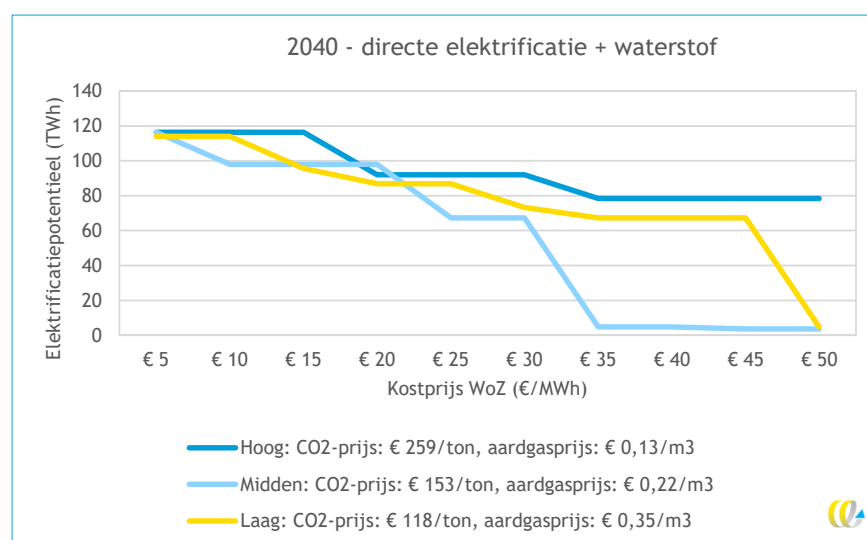
Figuur 8 - Kantelpunten per techniek 2030, scenario Midden⁴

Elektrificatie potentieel 2030 - Scenario Midden CO ₂ € 46/ton, aardgas € 0,23/m ³	Techniek	Potentieel (TWh-e/jaar)	Kostprijs WOZ (€/MWh)																		
			5	10	15	20	25	30	35	40	45	50									
Staalproductie	Elektrowinning	9,4																			
Drogen	Elektrisch drogen	9,0																			
Scheiden <200 °C	Warmtepomp	1,4																			
Heet water	Warmtepomp	1,3																			
Warmte voor aandrijving (backpressure)	Elektromotor	1,3																			
Warmte voor aandrijving (condenserend)	Elektromotor	1,3																			
Productie warmte resterend (stoom)	E-boiler	14,5																			
Productie warmte resterend (verbranding)	Elektrisch fornuis	56,9																			
Kunstmestproductie	Groene waterstof als grondstof	20,1																			
Methanolproductie	Groene waterstof als grondstof	9,4																			
Hydrokraken en hydrotreaten kraakproducten	Groene waterstof als grondstof	8,8																			
Totalen (TWh-e/jaar)		Traditioneel	128	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	
		Elektrificatie	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
		Waterstof	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

2040

Figuur 9 toont het elektrificatiepotentieel voor de industrie in 2040, inclusief indirecte elektrificatie met groene waterstof (figuur potentieel exclusief groene waterstof in Bijlage F.1). In tegenstelling tot 2030 is er in 2040 wel significant potentieel voor elektrificatie door de stijgende CO₂-prijs. In het scenario met gemiddelde CO₂- en aardgasprijzen wordt het potentieel voor elektrificatie significant vanaf kostprijzen windstroom van € 30/MWh. Bij hogere aardgasprijzen of CO₂-prijzen is elektrificatie ook bij hogere kostprijzen voor windstroom in bijna gevallen het meest rendabel.

Figuur 9 - Elektrificatiepotentieel gehele industrie 2040, directe elektrificatie



⁴ De genoemde potentiëlen in de figuur komen overeen met directe elektrificatie. Bij het gebruik van waterstof (indirecte elektrificatie) is meer elektriciteit nodig in verband met conversieverliezen. Daarom is het potentieel daar groter.

Figuur 10 toont de kantelpunten voor de technieken in 2040, voor het scenario Midden (kantelpunten tabel scenario Laag en scenario Hoog in Bijlage F.1). Elektrificatie is rendabel voor alle kostprijzen WoZ voor scheiden <200 °C, heet water en warmte voor aandrijving (condenserend), net als in 2030. Vanaf € 40/MWh is ook het gebruik van een elektromotor voor warmte voor aandrijving (backpressure). Vanaf € 30/MWh worden de elektrische boiler en het elektrische fornuis rendabel, die het meeste potentie hebben. Vanaf € 20/MWh worden ook verschillende groene waterstoftoepassingen, zoals directe reductie van staal en kunstmestproductie met groene waterstof rendabel.

Figuur 10 - Kantelpunten per techniek 2040, scenario Midden⁵

Elektrificatie potentieel 2040 - Scenario Midden CO ₂ €153/ton, aardgas € 0,22/m ³	Techniek	Potentieel (TWh-e/jaar)	Kostprijs WOZ (€/MWh)																	
			5	10	15	20	25	30	35	40	45	50								
Staalproductie	Elektrowinning	11,1																		
Drogen	Elektrisch drogen	8,3																		
Scheiden <200 °C	Warmtepomp	1,2																		
Heet water	Warmtepomp	1,2																		
Warmte voor aandrijving (backpressure)	Elektromotor	1,1																		
Warmte voor aandrijving (condenserend)	Elektromotor	1,1																		
Productie warmte resterend (stoom)	E-boiler	13,5																		
Productie warmte resterend (verbranding)	Elektrisch fornuis	49,1																		
Kunstmestproductie	Groene waterstof als grondstof	13,6																		
Methanolproductie	Groene waterstof als grondstof	6,0																		
Hydrokraken en hydro-treaten kraakproducten	Groene waterstof als grondstof	8,7																		
Totalen (TWh-e/jaar)		Traditioneel	0	8	8	14	48	48	48	48	110	110								
		Elektrificatie	67	67	67	67	67	67	5	5	4	4								
		Waterstof	48	39	39	34	0	0	0	0	0	0	0							

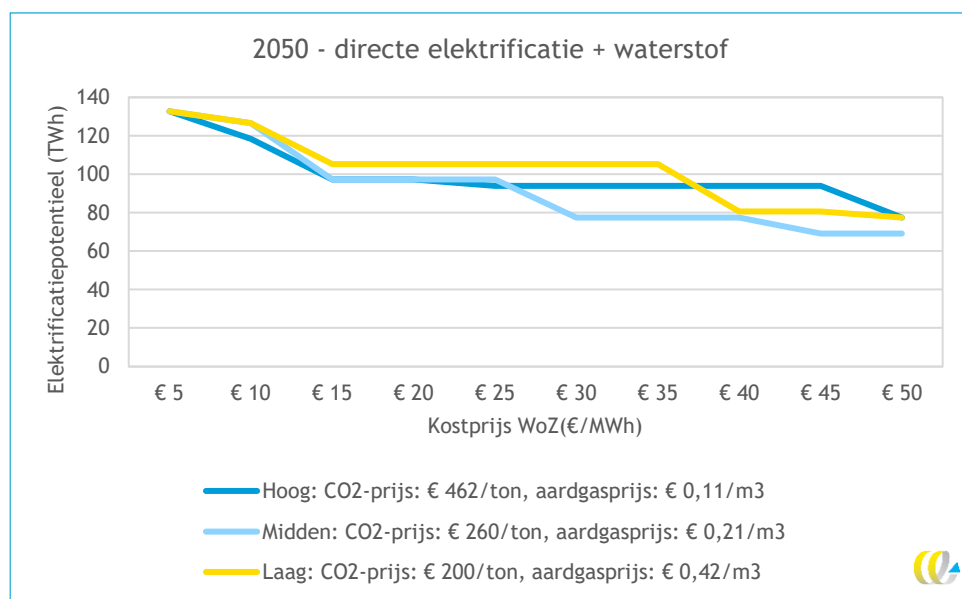
⁵ De genoemde potentiëlen in de figuur komen overeen met directe elektrificatie. Bij het gebruik van waterstof (indirecte elektrificatie) is meer elektriciteit nodig in verband met conversieverliezen. Daarom is het potentieel daar groter.



2050

Figuur 11 toont het elektrificatiepotentieel van de gehele industrie, inclusief gebruik van groene waterstof (figuur potentieel exclusief gebruik groene waterstof in Bijlage F.2). Het elektrificatiepotentieel is in 2050 voor alle scenario's hoger dan in 2030. Dit komt enerzijds door hogere CO₂- en gasprijzen en anderzijds doordat in 2050 ook voor conventionele processen herinvesteringen nodig zijn. Het totale elektrificatiepotentieel in 2050 (inclusief waterstof) is 77-133 TWh. Ter vergelijking, de verwachte elektriciteitsvraag van de industrie op basis van autonome ontwikkelingen is circa 40 TWh.

Figuur 11 - Elektrificatiepotentieel gehele industrie 2050, directe elektrificatie + gebruik groene waterstof



Figuur 12 toont de kantelpunten voor de technieken in 2050, voor het scenario Midden. Het valt op dat voor de productie van warmte⁶ elektrificatie in bijna alle gevallen de goedkoopste optie is. Dit geldt voor bijna elke kostprijs van WoZ. Alleen bij extreem lage kostprijzen kan waterstof een bij sommige technieken goedkoper zijn aangezien de investeringskosten voor de technieken lager zijn. Drogen is de uitzondering, hier is verwarmen met waterstof altijd goedkoper vanwege de hoge investeringskosten van elektrische drogers.

Bij de toepassingen met waterstof als grondstof is het afhankelijk van de kostprijs van WoZ of de groene waterstoftoepassing of het traditionele proces goedkoper is. Bij kunstmestproductie is het gebruik van groene waterstof bijna altijd rendabel, bij methanolproductie en hydrokraken alleen bij lage elektriciteitsprijzen. Er heeft geen afweging plaats gevonden of import van groene of blauwe waterstof goedkoper is dan productie van groene waterstof uit elektriciteit van wind op zee.

⁶ Drogen, scheiden tot 200°C, heet water, warmte voor aandrijving, productie warmte resterend (stoom), productie warmte resterend (verbranding).

Figuur 12 - Kantelpunten per techniek 2050, scenario Midden⁷

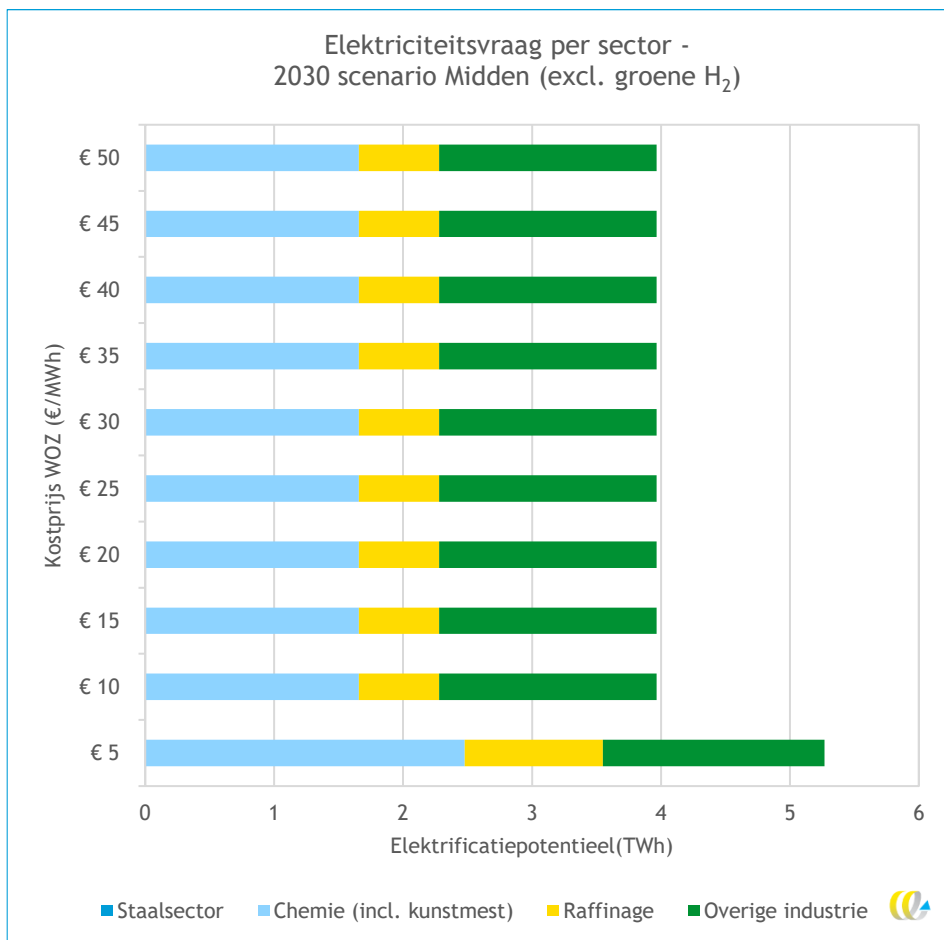
Elektrificatie potentieel 2050 - Scenario Midden CO ₂ € 260/ton, aardgas € 0,21/m ³	Techniek	Potentieel (TWh-e/jaar)	Kostprijs WOZ (€/MWh)																		
			5	10	15	20	25	30	35	40	45	50									
Staalproductie	Elektrowinning	10,3																			
Drogen	Elektrisch drogen	7,7																			
Scheiden <200°C	Warmtepomp	1,1																			
Heet water	Warmtepomp	1,1																			
Warmte voor aandrijving (back-pressure)	Elektromotor	1,0																			
Warmte voor aandrijving (condenserend)	Elektromotor	1,0																			
Productie warmte resterend (stoom)	E-boiler	12,4																			
Productie warmte resterend (verbranding)	Elektrisch fornuis	42,3																			
Kunstmestproductie	Groene waterstof als grondstof	8,2																			
Methanolproductie	Groene waterstof als grondstof	3,2																			
Hydrokraken en hydrotreaten kraakproducten	Groene waterstof als grondstof	8,1																			
Totalen (TWh-e/jaar)		Traditioneel	3	3	3	3	3	3	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	27	
		Elektrificatie	14	14	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69
		Waterstof	82	82	27	24	24	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8

5.2.2 Per sector

In de voorgaande paragraaf is het potentieel voor elektrificatie bepaald voor de hele techniek en per techniek. Figuur 13 geeft de opsplitsing van het potentieel in 2030 naar sector. Bij hogere kostprijzen voor WoZ wordt er voornamelijk in de chemie en in de overige sectoren geëlektrificeerd. Er is nog geen potentieel voor elektrificatie in de staalsector is in 2030 aangezien de elektrowinning techniek dan nog niet beschikbaar is.

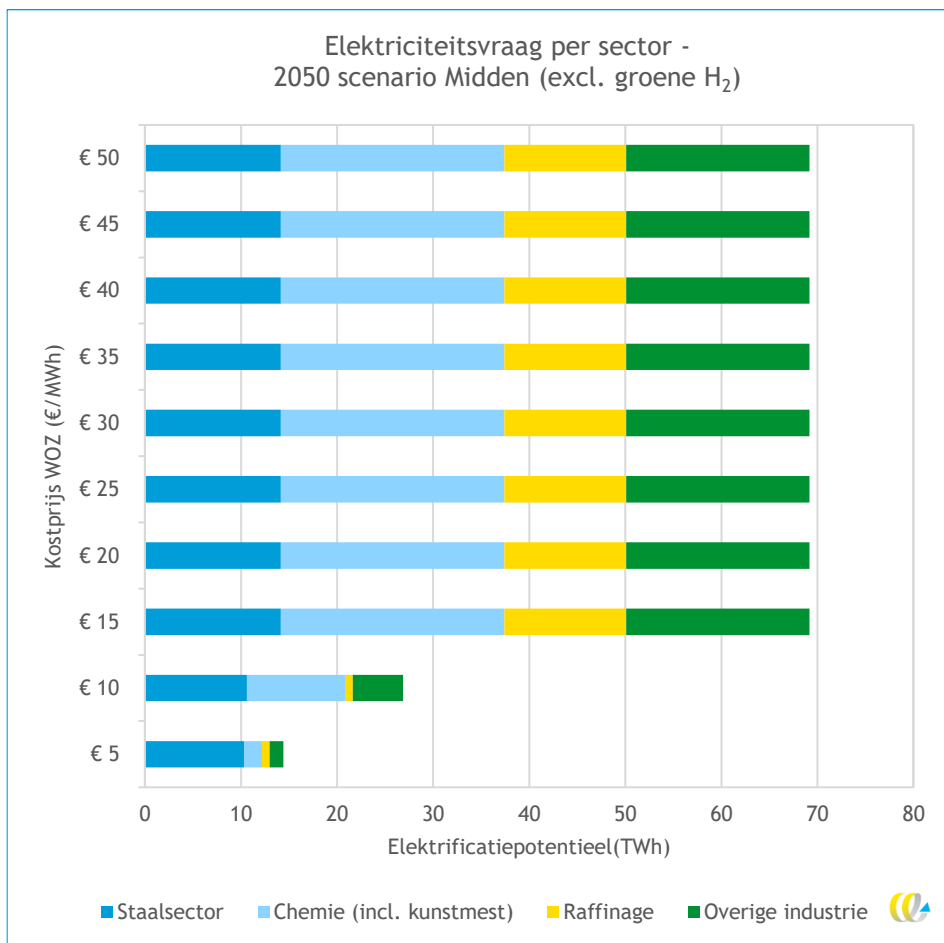
⁷ De genoemde potentiëlen in de figuur komen overeen met directe elektrificatie. Bij het gebruik van waterstof (indirecte elektrificatie) is meer elektriciteit nodig in verband met conversieverliezen. Daarom is het potentieel daar groter.

Figuur 13 - Elektrificatiepotentieel excl. groene H₂ per sector, 2030 scenario Midden



In 2050 is het elektrificatiepotentieel het grootst in de chemiesector, tot 23 TWh, gevolgd door de overige industrie (19 TWh). In 2050 is elektrificatie voor de meeste processen de meest rendabele optie. Dit betekent dat het elektrificatiepotentieel schaalt met de totale energievraag van de sector. Het potentieel van de raffinagesector is beperkt vanwege de krimp van deze sector. Het potentieel in de figuur is exclusief toepassing van groene waterstof. Hiervoor is aanzienlijke potentie in de chemie- en de raffinagesector. Het potentieel voor directe elektrificatie daalt bij lage elektriciteitsprijzen omdat dan toepassing van groene waterstof goedkoper wordt.

Figuur 14 - Elektrificatiepotentieel excl. groene H₂ per sector, 2050 scenario Midden



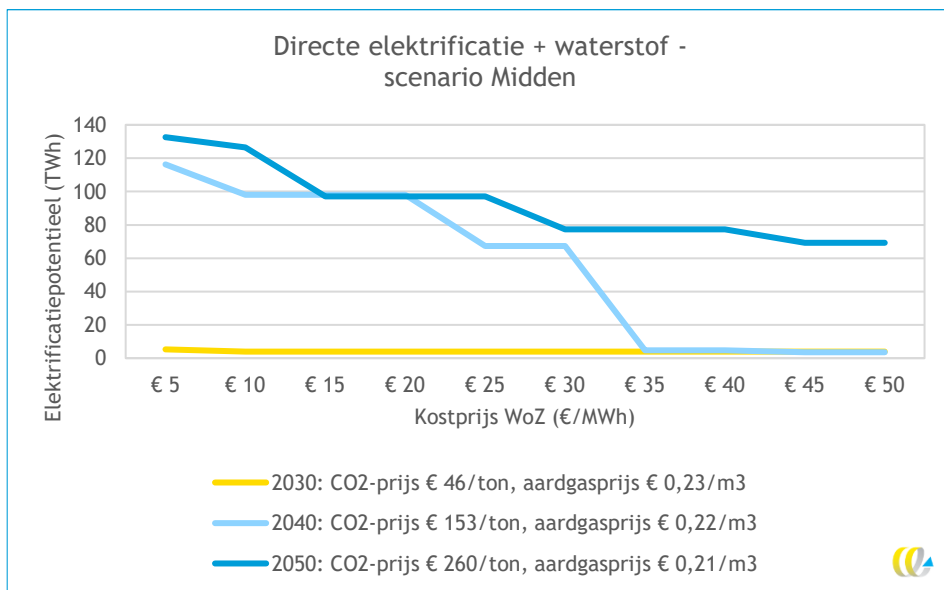
5.2.3 Groeiend potentieel

Het elektrificatiepotentieel neemt toe richting 2050. Dit komt door de volgende ontwikkelingen:

- De CO₂-prijs wordt flink hoger, waardoor de kosten voor de conventionele processen flink stijgen.
- Na 2030 zijn ook voor conventionele processen herinvesteringen nodig.
- De investeringskosten voor elektrificatietechnieken zullen naar verwachting dalen aangezien deze technieken nog niet uitontwikkeld zijn. De conventionele technieken zijn wel uitontwikkeld, waardoor deze prijzen niet meer dalen.

Figuur 15 toont het elektrificatiepotentieel (inclusief groene waterstof) voor de drie verschillende richtjaren. Zoals verwacht is het potentieel het hoogste in 2050, maar ook in 2040 is het potentieel voor elektrificatie al aanzienlijk. Dit betekent dat elektrificatie van de industrie pas na 2030 aanzienlijk wordt. Additioneel ondersteunend beleid kan dit moment vervroegen.

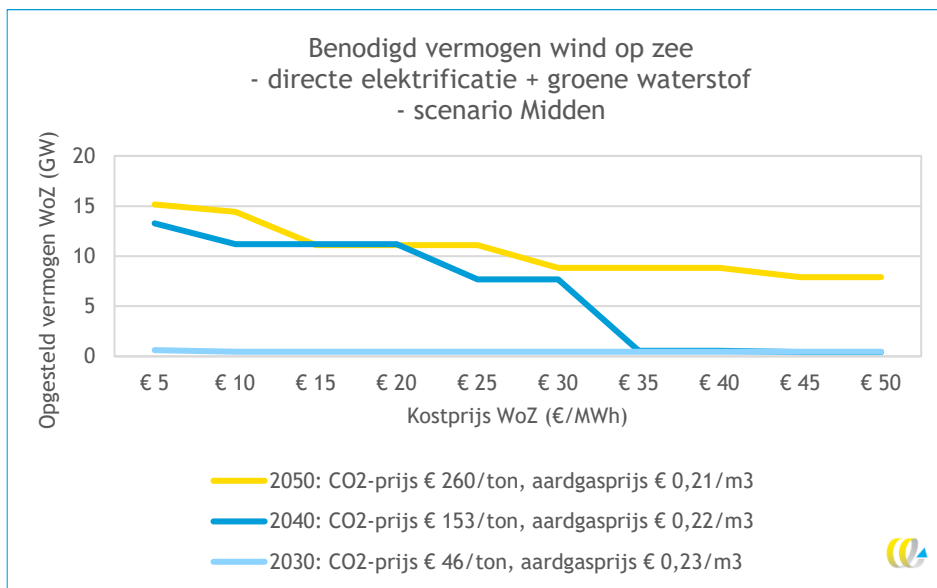
Figuur 15 - Elektrificatiepotentieel directe elektrificatie + groene H₂ per richtjaar



5.2.4 Hoeveel extra wind op zee?

Niet alle elektriciteit voor de elektrificatie van de industrie komt uit windparken op zee. We hebben in deze studie aangenomen dat de grootgebruikers in de industrie een contract hebben voor afname van stroom van windparken op zee. Dit betekent dat ze WoZ-stroom ontvangen op de momenten dat deze windparken elektriciteit produceren; 4.500-5.200 uur vollasturen per jaar (afhankelijk van het richtjaar). Voor het overige deel van het jaar wordt elektriciteit uit andere bronnen gehaald (circa 40%). Dit betekent dat de productie van de windparken op zee voor elektrificatie van de industrie niet overeenkomt met de totale elektriciteitsvraag van de industrie. De volgende figuur toont het benodigde vermogen aan windparken op zee voor het invullen van het elektrificatiepotentieel voor 2030, 2040 en 2050.

Figuur 16 - Benodigd vermogen windparken op zee

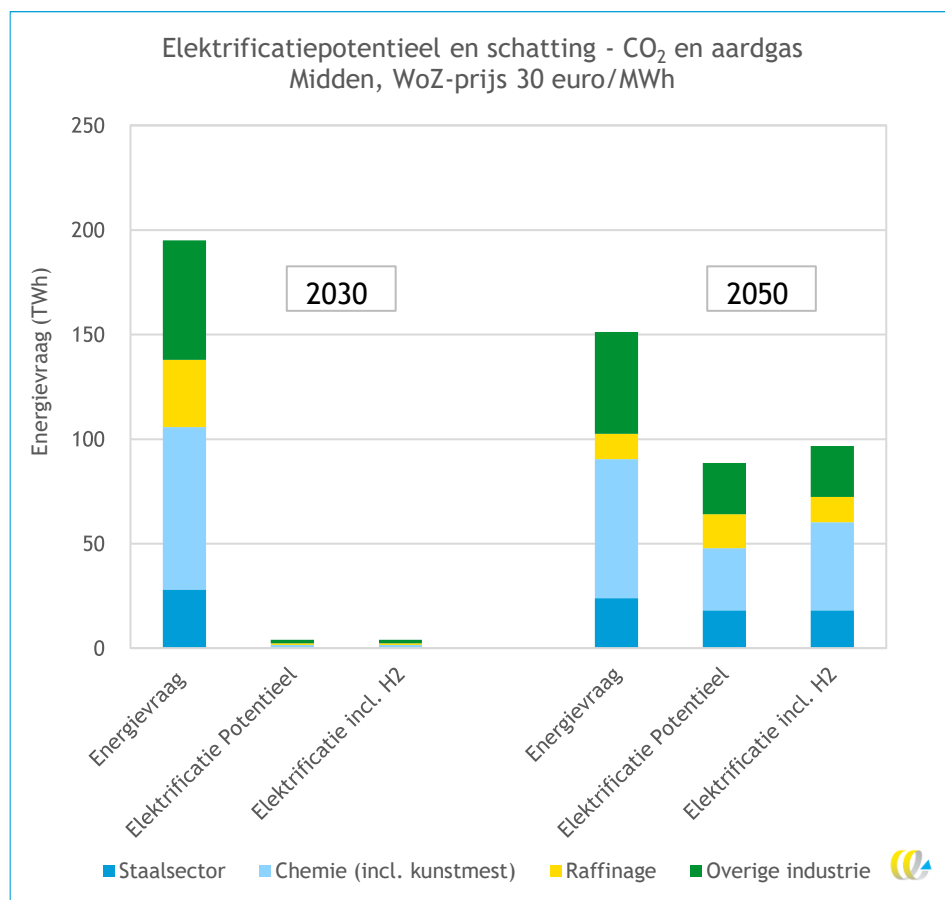


5.2.5 Aandeel elektrificatie

De volgende figuur geeft het elektrificatiepotentieel ten opzichte van de totale energievraag van de industrie. In 2030 is het potentieel nog beperkt. Inclusief toepassingen van groene waterstof beslaat het slechts 2% van de totale energievraag. In 2050 kan elektrificatie een aanzienlijk deel van de energievraag van de industrie invullen. Inclusief groene waterstof toepassingen is het elektrificatiepotentieel bijna 65% van de totale energievraag. Het gedeelte dat niet op elektriciteit of groene waterstof draait betreft voornamelijk blauwe waterstof voor hydrotreating/hydrocracking, drogen en stoom uit restwarmte⁸.

⁸ Sommige processen produceren grote hoeveelheden stoom uit restwarmte. Deze stoomproductie kan niet vervangen worden door elektriciteit zonder het gehele proces aan te passen.

Figuur 17 - Elektrificatiepotentieel industrie ten opzichte van totale energievraag



5.3 Gevoeligheidsanalyse CO₂-prijzen/CCS

De resultaten van de voorgaande paragrafen zijn onderhevig aan de gemaakte aannames. Eén van de doorslaggevende parameters is de CO₂-prijs. Daarom voeren we een gevoeligheidsanalyse uit voor deze parameter. Als CCS financieel interessanter is dan elektrificatie bestaat de mogelijkheid dat bedrijven kiezen voor CCS. Daarna zal investeren in elektrificatie niet logisch zijn tijdens de terugverdientijd of levensduur van de CCS-installatie. Hiermee zou het elektrificatiepotentieel richting 2040 en 2050 dus significant kunnen afnemen.

De CO₂-prijzen nemen sterk toe richting 2050. In 2050 liggen de kosten op € 200 tot € 432 per uitgestoten ton CO₂. Bij dusdanig hoge CO₂-prijzen is het in de meeste gevallen voordeliger om de CO₂ af te vangen en op te slaan, met name bij grootschalige CO₂-bronnen. We onderzoeken het effect van CCS op het elektrificatiepotentieel door aan te nemen dat CO₂ afgevangen wordt als de CO₂-prijs hoger ligt dan de kostprijs voor CCS. We schatten de kostprijs van CCS in op € 80/ton CO₂.⁹

Het meenemen van CCS heeft geen effect op de resultaten voor 2030, aangezien de CO₂-prijs in dat richtjaar lager ligt dan € 80/ton voor alle scenario's. Voor 2050 zijn de effecten

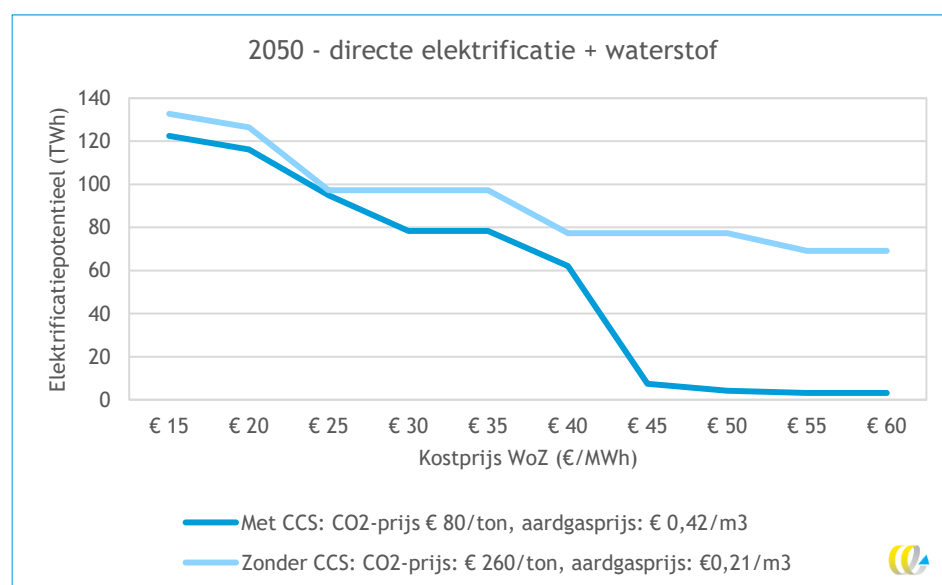
⁹ We nemen aan dat deze kosten voor alle sectoren gelijk zijn. In de praktijk varieert de kostprijs van CCS per sector aangezien deze afhankelijk is van de CO₂-concentratie in de restgassen.

wel significant. De volgende figuur toont het elektrificatiepotentieel van de industrie (inclusief productie groene H₂) in 2050 met CCS en zonder CCS. We nemen aan dat de aardgasprijs hoog ligt bij grootschalige toepassing van CCS. Voor de situatie zonder CCS gaan we uit van een gemiddelde CO₂-prijs en aardgasprijs.

De figuur toont dat in 2050 het conventionele proces met CCS goedkoper is dan elektrificatie voor de meeste processen als de kostprijs voor windstroom boven de € 30/MWh ligt. Bij lagere elektriciteitsprijzen wordt elektrificatie voor de meeste toepassingen alsnog goedkoper dan een conventioneel proces met CCS.

Bij deze figuur moet opgemerkt worden dat bij deze gevoeligheidsanalyse is aangenomen dat CCS bij alle processen mogelijk is, maar in de praktijk is dit alleen haalbaar en rendabel bij grootschalige CO₂-bronnen.

Figuur 18 - Elektrificatiepotentieel 2050 inclusief groene waterstof, inclusief CCS



5.4 Bepalende factoren

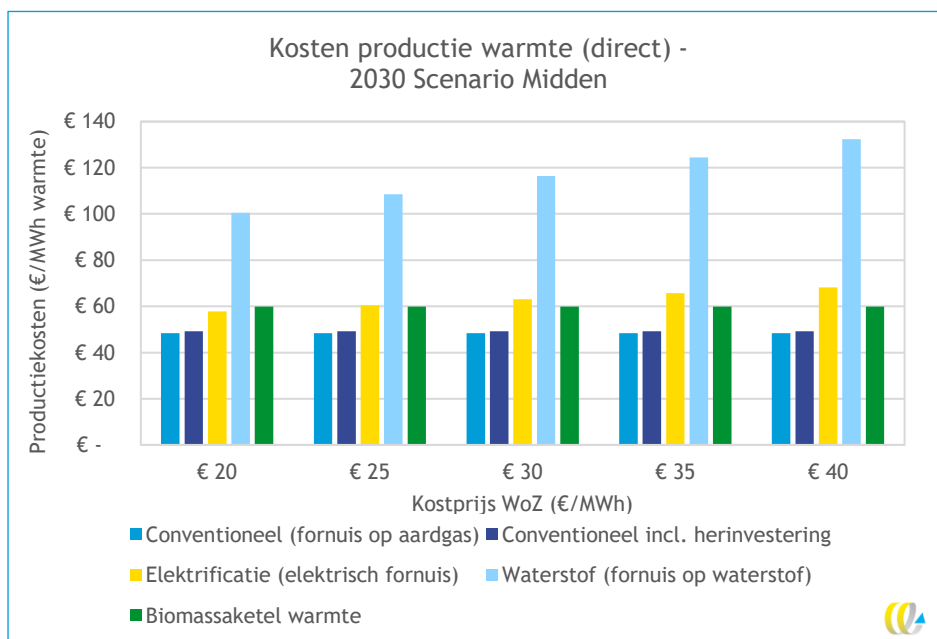
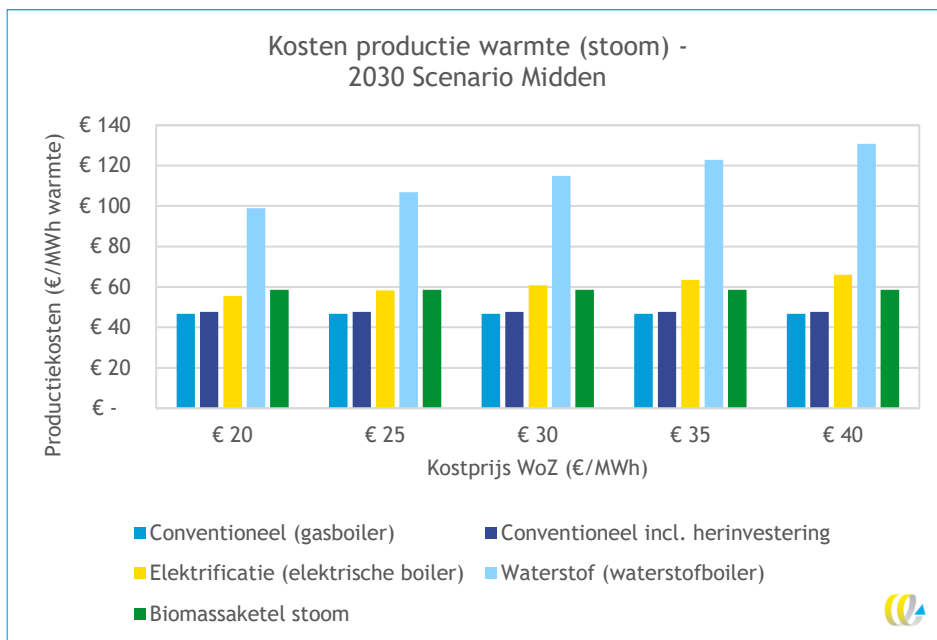
In de vorige paragrafen zijn we ingegaan op het potentieel voor elektrificatie in de industrie in verschillende richtjaren en bij verschillende kostprijzen voor wind op zee, CO₂-prijzen en aardgasprijzen. In deze paragraaf gaan we dieper in op de kostenberekeningen en bepalen we welke factoren bepalend zijn voor elektrificatie.

5.4.1 Belangrijkste kostenposten

In 2030 is het potentieel voor elektrificatie nog beperkt doordat de conventionele technieken bij de meeste processen nog goedkoper zijn dan de elektrificatie- of waterstof-variant. Figuur 19 geeft de kostenvergelijking in 2030 (scenario Midden, CO₂-prijs € 46/ton en aardgasprijs € 0,23/m³) voor de twee processen met het grootste potentieel voor elektrificatie, de productie van warmte (stoom) en de productie van warmte (direct). Voor beide technieken geldt hetzelfde beeld. De conventionele processen zijn, afhankelijk van de kostprijs voor wind op zee, tussen de 20% en 40% goedkoper per eenheid geproduceerde warmte. De waterstofopties zijn in 2030 nog een stuk duurder vanwege de hoge kosten voor elektrolyse. Biomassaketels hebben vergelijkbare kosten met de elektrificatieopties.

Het is afhankelijk van de elektriciteitsprijs welke optie goedkoper is.

Figuur 19 - Kostenvergelijking 2030 Scenario Midden



In 2030 zijn geen herinvesteringskosten meegenomen voor de conventionele technieken. Maar het beeld verandert niet wanneer deze wel meegenomen worden aangezien de investeringskosten een minimale invloed hebben op de totale productiekosten.

Richting 2040 en 2050 neemt het potentieel voor elektrificatie significant toe (zie Figuur 15). In 2040 is elektrificatie de meest goedkope optie bij de meeste processen wanneer de kostprijs WoZ onder de € 35/MWh komt. In 2050 is elektrificatie de meest goedkope optie



voor de meeste processen, onafhankelijk van de kostprijs WoZ. De prijzen van aardgas veranderen nauwelijks richting 2040 en 2050 en de investeringskosten hebben nauwelijks invloed op de totale productiekosten. De prijs van elektriciteit uit wind op zee daalt weliswaar maar daartegenover staat een stijgende prijs voor elektriciteit uit centrales. Dit betekent dat de stijgende CO₂-prijs de bepalende factor is voor het toenemende potentieel voor elektrificatie in 2040 en 2050.

5.4.2 Rol van subsidies en heffingen

De kostenberekeningen zijn gebaseerd op de huidige belastingen en het huidige beleid. Uit de berekeningen volgt dat de elektrificatie in 2030 beperkt is, slechts 4 TWh. Voor het behalen van de doelstellingen uit het Klimaatakkoord (en mogelijk de aangescherpte doelstellingen vanwege de Green Deal) moet een groter deel van de potentie voor elektrificatie worden ingevuld. Hiervoor is aanvullend beleid nodig, zoals subsidies en heffingen.

Uit de analyse volgt dat de kosten voor het energieverbruik en de CO₂-emissies dominant zijn voor de totale productiekosten. Dit betekent dat een hogere energiebelasting op aardgas of een hogere CO₂-prijs (door middel van extra CO₂-belasting) kunnen zorgen voor meer elektrificatie. Daarnaast kunnen subsidies op elektrificatietechnieken leiden tot meer elektrificatie in 2030. De onrendabele top voor elektrificatie van de belangrijkste processen ligt tussen de 20 en de 40%. Er zal alleen meer elektrificatie plaatsvinden als extra heffingen of subsidies deze onrendabele top opheffen.

Ook in 2040 is voor sommige technieken nog steeds subsidie nodig. De hoogte hiervan hangt van verschillende factoren af en is niet bepaald in dit onderzoek. In 2050 is subsidie niet meer noodzakelijk aangezien elektrificatie in bijna alle gevallen de ook zonder extra stimuleringsmaatregelen de goedkoopste optie is. Dit betekent dat subsidies en heffingen weinig effect hebben op het potentieel voor elektrificatie in de industrie op de lange termijn, maar dat subsidies en heffingen de elektrificatie wel kunnen versnellen.

5.4.3 Bottlenecks

In de analyse hebben we het potentieel voor elektrificatie bepaald op basis van kostenberekeningen. Er zijn echter nog andere factoren die elektrificatie in de industrie bepalen. Dit is behandeld in Hoofdstuk 3. De belangrijkste bottlenecks voor elektrificatie worden hier behandeld. Dit zijn:

- **De mate van beschikbaarheid van de elektrificatietechnologie.** In 2030 zijn voor bijna alle processen elektrificatieopties aanwezig. Maar deze installaties zijn vaak nog niet op grote schaal verkrijgbaar. Hier is nog opschaling voor nodig die pas plaats zal vinden als deze technieken rendabeler worden. Op de korte termijn kan dit leiden tot vertragingen van de elektrificatie.
Voor de productie van staal is de elektrificatieoptie (directe elektrolyse ijzererts) überhaupt pas in 2040 beschikbaar. De waterstofoptie, directe reductie, is in 2030 wel al beschikbaar.
- **De beschikbaarheid van de benodigde elektrische infrastructuur.** Het aanleggen van nieuwe elektrische infrastructuur heeft lange doorlooptijden. Dit betekent dat de elektrische infrastructuur een bottleneck kan zijn voor vergaande elektrificatie in de industrie richting 2030. Voor vergaande elektrificatie in 2040 en 2050 is dit minder een beperking, aangezien er dan voldoende tijd is voor het aanleggen van nieuwe infrastructuur. Bij de voorziene elektrificatie van 4 TWh is de elektrische infrastructuur geen beperking, maar wanneer de elektrificatie richting 2030 aanzienlijk hoger uitkomt door subsidies en heffingen kan dit een bottleneck worden.

- **Financiering.** Als het voor elektrificatie nodig is om een complete site te verbouwen kan het zijn dat het bedrijf daar geen middelen voor heeft, ook al is er wel een businesscase.
- **CCS.** CCS is een relatief goedkope decarbonisatietechniek. Bij een hoge aardgasprijs zal elektrificatie op de lange termijn goedkoper zijn, maar bij lage aardgasprijzen is CCS in veel gevallen goedkoper en kan het de pas afsnijden voor directe elektrificatie en het gebruik van groene waterstof.

Naast de bovenstaande bottlenecks is voldoende hernieuwbare elektriciteit een voorwaarde voor CO₂-besparing bij elektrificatie. Als dit niet het geval is zal grijze stroom gebruikt worden. Er zal in 2030 voldoende hernieuwbare elektriciteit beschikbaar zijn voor de voorziene elektrificatie. Als er met stimuleringsmaatregelen meer elektrificatie gerealiseerd wordt is dit mogelijk niet het geval.

Richting 2040 en 2050 zal de productie van CO₂-vrije elektriciteit verder moeten toenemen en bepaalt de prijs van CO₂-vrije elektriciteit de snelheid van elektrificatie (gebaseerd op de verwachting dat de CO₂-prijs verder stijgt).



6 Conclusies en aanbevelingen

CO₂-prijs dominant voor potentie elektrificatie

De overstap van conventionele processen naar processen op elektriciteit wordt met name gedreven door de variabele kosten, waarbij de CO₂-prijs de belangrijkste determinant is. Elektrificatie gaat pas lopen bij CO₂-prijzen in de regio van 100-200 €/t. Dit houdt in dat elektrificatie in 2030 voor vrijwel geen enkele toepassing het goedkoopste alternatief is, ongeacht de kostprijs van wind op zee, de prijs van aardgas of de prijs van CO₂. Voor 2050 is het omgekeerde het geval: elektrificatie is voor vrijwel alle toepassingen het goedkoopste alternatief, ongeacht het prijsscenario of de kostprijs van wind op zee. De kostprijs van wind op zee is met name van belang voor het moment waarop elektrificatie goedkoper wordt dan conventioneel: bij lagere prijzen is dit eerder, bij hogere prijzen later. De einduitkomst verandert echter niet.

Voor de meeste toepassingen is de CO₂-prijs tot 2030 te laag om de overstap naar elektriciteit of waterstof rendabel te maken. Aardgas blijft voor de meeste toepassingen in 2030 onder alle prijsscenario's nog goedkoper dan elektriciteit of waterstof. Zonder ondersteunend beleid is er in 2030 een businesscase voor slechts 1-4 TWh extra elektrificatie. Dit potentieel is alleen significant hoger bij hoge gasprijzen én elektriciteit uit wind op zee goedkoper dan € 10 per MWh. Gezien de huidige prijzen van wind op zee is dat niet realistisch. Voor groene waterstof is in 2030 in geen enkel scenario een businesscase zonder ondersteunend beleid, ongeacht de kostprijs van wind op zee.

Directe elektrificatie meestal aantrekkelijker dan gebruik waterstof

In 2050 is directe elektrificatie in bijna alle gevallen de meest rendabele optie. In 2050 bedraagt het potentieel voor elektrificatie 77-133 TWh/j, afhankelijk van het scenario en de kostprijs van elektriciteit uit wind op zee. Het gebruik van waterstof voor de productie van warmte is in 2050 alleen aantrekkelijker dan elektrificatie bij prijzen voor wind op zee lager dan € 15 per MWh. Bij goedkope waterstof wordt elektriciteit uit waterstofcentrales ook weer goedkoper, wat de businesscase weer verschuift richting elektrificatie. Een meer geïntegreerde modellering is nodig om de resultaten bij dergelijke lage prijzen voor wind op zee nauwkeuriger te bepalen.

Wind op zee-prijs vooral bepalend voor snelheid elektrificatie 2030-2040

De wind op zee-prijs heeft dus weinig invloed op het potentieel voor elektrificatie in de industrie op de korte termijn (2030) en op de lange termijn (2050). Het heeft echter wel invloed op het moment dat grootschalige elektrificatie plaatsvindt in deze tussenperiode. In 2040 is het potentieel voor elektrificatie nog steeds erg afhankelijk van de CO₂- en aardgasprijzen. Maar bij de verwachte ontwikkeling van de CO₂- en aardgasprijzen (scenario Midden) kan de wind op zee-prijs in deze periode de elektrificatie in de industrie sterk versnellen. Bij een prijs van € 50 per MWh is het potentieel voor elektrificatie in dit geval slechts 5 TWh, maar het omslagpunt ligt bij € 30 per MWh. Bij deze wind op zee-prijs stijgt het potentieel tot 67 TWh. Vanaf een kostprijs van € 20 per MWh worden verschillende waterstoftoepassingen ook aantrekkelijk en kan het elektrificatiepotentieel oplopen tot 116 TWh. Hiermee is de invloed van de wind op zee-prijs het grootste in 2040.

Nog niet alle elektrificatietechnieken zijn technisch volwassen. Een belangrijke veroorzaker hiervan is dat er lange tijd geen driver was voor de ontwikkeling van technologie voor elektrificatie vanwege de veel hogere prijzen van elektriciteit ten opzichte van aardgas. Deze technische ontwikkeling zal zeker versneld plaats gaan vinden zodra duidelijk is dat er voor bedrijven een grote kostenbesparing ten opzichte van de stijgende kosten van fossiele energie mogelijk is door te elektrificeren.

De beschikbaarheid van voldoende infrastructuur voor elektriciteit zou een bottleneck kunnen gaan vormen als de aanleg niet op tijd begint. Gezien de resultaten uit deze studie lijkt het een gegeven dat de industrie-elektrificatie een belangrijke bijdrage gaat leveren aan de verduurzaming van de industrie. Het is zaak om tijdig en nauwkeurig in beeld te brengen waar dit plaats gaat vinden, zodat de benodigde netverzwaring op tijd in gang gezet kan worden.

Tenslotte bevelen we aan om verder onderzoek te doen naar de concurrentie tussen CCS en elektrificatie, die in deze studie maar zeer beperkt aan bod is gekomen. Onze onzekerheidsanalyse laat echter wel zien dat de grootschalige toepassing van CCS het potentieel voor elektrificatie aanzienlijk naar beneden kan brengen.

Literatuur

- Anderson, 2009. Determining Manufacturing Costs. *Chemical Engineering Progress*, January 2009, 27-31.
- Berenschot, CE Delft, Industrial Energy Experts & Energy Matter, 2017. Electrification in the Dutch process industry, Utrecht: Berenschot. Utrecht, Berenschot.
- Berenschot & Kalavasta, 2020. Klimaatneutrale energiescenario's 2050. Utrecht, Berenschot.
- Birru, Erlich & Martin, 2019. Energy performance comparisons and enhancements in the sugar cane industry. *Biomass Conversion and Biorefinery*, 9.
- CBS. 2020. Statline: Energiebalans; aanbod en verbruik, sector. Available: <https://opendata.cbs.nl/statline/#/CBS/nl/dataset/83989NED/table?ts=1586249681798> [Accessed 6 april].
- CE Delft, 2015. Potential for Power-to-Heat in the Netherlands. Delft, CE Delft.
- CE Delft, 2017. Handboek Milieuprijzen 2017 : Methodische onderbouwing van kengetallen gebruikt voor waardering van emissies en milieu-impacts. Delft, CE Delft.
- CE Delft, 2018. Waterstofroutes Nederland : Blauw, groen en import. Delft, CE Delft.
- CE Delft, 2020a. Elektrificatie en vraagprofiel 2030. Delft, CE Delft.
- CE Delft, 2020b. IJvergass - Feasibility of hydrogen generation on a multifunctional island at IJmuiden Ver. Delft, CE Delft.
- Chromalox, 2018. Highly Efficient, Medium-Voltage Process Heating Solutions. Pittsburgh (USA), Chromalox.
- Energinet, 2016. Technology Data for Energy Plants for Electricity and District heating generation. Copenhagen, Danish Energy Agency.
- ISPT, 2020. Cost reduction industrial heat pumps (CRUISE) (Openbare eindrapportage). Amersfoort, ISPT.
- Jakobsen & Åtland, 2016. Concepts for Large Scale Hydrogen Production,. Trondheim, Norwegian University of Science and Technology (NTNU).
- Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, 2020. Kamerbrief van Minister Wiebes d.d. 4 juni 2020: Beantwoording feitelijke vragen Kabinetsvisie waterstof. Den Haag, Tweede Kamer der Staten Generaal.
- PBL, 2019a. Decarbonisation options for the Dutch fertiliser industry. Den Haag, Planbureau voor de Leefomgeving (PBL).
- PBL, 2019b. Decarbonisation options for the Dutch steel industry. Den Haag, Planbureau voor de Leefomgeving (PBL).
- PBL. 2019c. *MIDDEN: Manufacturing Industry Decarbonisation Data Exchange Network* [Online]. Available: <https://www.pbl.nl/en/middenweb> [Accessed].
- PBL, 2020a. Conceptadvies SDE++ 2021 Algemeen. Den Haag, Planbureau voor de Leefomgeving (PBL).
- PBL, 2020b. Conceptadvies SDE++ 2021 CO2-afvang en -opslag (CCS). Den Haag, Planbureau voor de Leefomgeving (PBL).



- PBL**, 2020c. Conceptadvies SDE++ 2021 Grootchalige elektrische boilers. Den Haag, Planbureau voor de Leefomgeving (PBL).
- PBL**, 2020d. Conceptadvies SDE++ 2021 Grootchalige warmtepompen. Den Haag, Planbureau voor de Leefomgeving (PBL).
- PBL**, 2020e. Conceptadvies SDE++ 2021 Waterstofproductie via Elektrolyse. Den Haag, Planbureau voor de Leefomgeving (PBL).
- PBL**, 2020f. Decarbonisation options for the Dutch biofuels industry. Den Haag, Planbureau voor de Leefomgeving (PBL).
- Petrochem**. 2020. *Volgende stap naar elektrisch kraken in Geleen* [Online]. Petrochem. Available: <https://petrochem.nl/volgende-stap-naar-elektrisch-kraken-in-geleen/> [Accessed 18 januari 2021].
- RVO**, 2015. Efficiënte Elektrische Aandrijvingen (Brochure). Den Haag, Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO).
- RVO**, 2020. Nederlandse lijst van energiedragers en standaard CO2 emissiefactoren, januari 2020. Den Haag, Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO).
- Stedin**. 2020. *Tarieven grootzakelijk* [Online]. Available: <https://www.stedin.net/zakelijk/betalingen-en-facturen/tarieven> [Accessed 10 augustus 2020].
- US DOE**, 2002. Process Equipment Cost Estimation. Washington D.C, United States Department of Energy (US DOE).
- US DOE**, 2016. Combined Heat and Power Technology Fact Sheet Series - Steam Turbines. Washington D.C, United States Department of Energy (US DOE).



Methodologie

Voor deze studie is een model ontwikkeld die het elektrificatiepotentieel berekent bij verschillende combinaties van prijzen (elektriciteit, gas en CO₂) en richtjaren. Voor elke combinatie van het richtjaar, het scenario en de prijs voor elektriciteit uit wind op zee is per proces de prijs bepaald van het fossiele proces, het elektrificatiealternatief en het waterstofalternatief. Het gaat om de prijs per functionele eenheid, bijvoorbeeld MWh warmte bij warmteproductie en ton staal bij staalproductie. Voor elk richtjaar zijn drie scenario's gebruikt voor de gasprijzen en CO₂-prijzen (zie Paragraaf 224.2.1). De prijs voor elektriciteit voor wind op zee is een onafhankelijke variabele.

Voor alle processen waarbij elektrificatie een optie is, is de potentiële elektriciteitsvraag van de elektrificatieoptie en de waterstofoptie bepaald. Het model heeft als uitgangspunt dat de goedkoopste optie altijd toegepast wordt. Op basis hiervan wordt het elektrificatiepotentieel bepaald voor elke combinatie van richtjaar, scenario en de prijs voor elektriciteit van wind op zee.

De kosten van de processen zijn de som van de volgende kostencategorieën:

- investeringskosten;
- vaste O&M-kosten ;
- variabele O&M-kosten (excl. elektriciteit en gas);
- netwerkkosten;
- kosten aanlanding op zee;
- kosten gasverbruik;
- kosten elektriciteit (gedeeltelijk wind op zee, gedeeltelijk van de markt);
- kosten CO₂-uitstoot;
- Opslag Duurzame Energie (ODE):
 - voor aardgas;
 - voor elektriciteit.
- energiebelasting (EB)
 - voor aardgas;
 - voor elektriciteit.

Tabel 7 geeft een overzicht van de parameters en geeft aan of deze afhankelijk zijn van de prijs van elektriciteit van wind op zee, het scenario voor de gasprijzen en CO₂-prijzen en het richtjaar. De hoogte van de verschillende prijzen is te vinden in Bijlagen B tot en met E.

Tabel 7 - Overzicht afhankelijkheid parameters kosten processen van prijs wind op zee, scenario prijzen gas/CO₂ en richtjaar

Parameter	Afhankelijk van prijs elektriciteit wind op zee	Afhankelijk van scenario voor de gasprijzen en CO ₂ -prijzen	Afhankelijk van richtjaar
Investeringskosten			X
Vaste O&M-kosten			X
Variabele O&M-kosten			X
Netwerkkosten			X
Kosten aanlanding wind op zee			X
Efficiëntie processen			X

Parameter	Afhankelijk van prijs elektriciteit wind op zee	Afhankelijk van scenario voor de gasprijzen en CO ₂ -prijzen	Afhankelijk van richtjaar
Gasprijzen		X	X
Kosten elektriciteit			
– <i>Aandeel wind op zee in totale elektriciteitsvraag</i>			X
– <i>Kosten elektriciteit markt</i>			X
– <i>Kosten elektriciteit wind op zee</i>	X		
CO ₂ -prijzen		X	X
ODE			X
EB			X

A Toekomstige energievraag

Energievraag industrie

Huidige energievraag

Categorie	Hoeveelheid	Eenheid
Totale energievraag	796	PJ/jaar
Totale warmtevraag	579	PJ/jaar
Waarvan <100 °C	23	PJ/jaar
Waarvan 100-200 °C	171	PJ/jaar
Waarvan 200-400 °C	165	PJ/jaar
Waarvan >400 °C	218	PJ/jaar
Chemische conversie, smelten, gieten en bakken	316	PJ/jaar
Waarvan <100 °C	0	PJ/jaar
Waarvan 100-200 °C	75	PJ/jaar
Waarvan 200-400 °C	82	PJ/jaar
Waarvan >400 °C	159	PJ/jaar
Scheiden, distilleren	187	PJ/jaar
Waarvan <100 °C	0	PJ/jaar
Waarvan 100-200 °C	58	PJ/jaar
Waarvan 200-400 °C	78	PJ/jaar
Waarvan >400 °C	49	PJ/jaar
Drogen	52	PJ/jaar
Waarvan <100 °C	0	PJ/jaar
Waarvan 100-200 °C	38	PJ/jaar
Waarvan 200-400 °C	4	PJ/jaar
Waarvan >400 °C	10	PJ/jaar
Verwarming water	23	PJ/jaar
Waarvan <100 °C	23	PJ/jaar
Waarvan 100-200 °C	0	PJ/jaar
Waarvan 200-400 °C	0	PJ/jaar
Waarvan >400 °C	0	PJ/jaar
Overig	0	PJ/jaar

Ontwikkelingen sectoren

Sector	2020	2030	2040	2050
IJzer en Staal	100%	102%	105%	107%
Chemie (excl. kunstmest)	100%	102%	105%	107%
Kunstmest	100%	80%	60%	40%
Raffinage	100%	79%	57%	36%
Overig	100%	102%	105%	107%



Toekomstige energievraag

Categorie	2020	2030	2040	2050	Eenheid
Totale energievraag	796	702	618	545	PJ/jaar
Totale warmtevraag	579	506	442	386	PJ/jaar
<i>Waarvan <100 °C</i>	23	21	20	18	PJ/jaar
<i>Waarvan 100-200 °C</i>	171	154	139	125	PJ/jaar
<i>Waarvan 200-400 °C</i>	165	131	102	77	PJ/jaar
<i>Waarvan >400 °C</i>	218	199	181	165	PJ/jaar
Chemische conversie, smelten, gieten en bakken	316	281	249	221	PJ/jaar
<i>Waarvan <100 °C</i>	0	0	0	0	PJ/jaar
<i>Waarvan 100-200 °C</i>	75	68	61	55	PJ/jaar
<i>Waarvan 200-400 °C</i>	82	67	54	43	PJ/jaar
<i>Waarvan >400 °C</i>	159	146	134	123	PJ/jaar
Scheiden, distilleren	187	156	129	106	PJ/jaar
<i>Waarvan <100 °C</i>	0	0	0	0	PJ/jaar
<i>Waarvan 100-200 °C</i>	58	51	45	40	PJ/jaar
<i>Waarvan 200-400 °C</i>	78	60	44	31	PJ/jaar
<i>Waarvan >400 °C</i>	49	44	39	35	PJ/jaar
Drogen	52	48	45	41	PJ/jaar
<i>Waarvan <100 °C</i>	0	0	0	0	PJ/jaar
<i>Waarvan 100-200 °C</i>	38	35	33	30	PJ/jaar
<i>Waarvan 200-400 °C</i>	4	4	4	3	PJ/jaar
<i>Waarvan >400 °C</i>	10	9	8	8	PJ/jaar
Verwarming water	23	21	20	18	PJ/jaar
<i>Waarvan <100 °C</i>	23	21	20	18	PJ/jaar
<i>Waarvan 100-200 °C</i>	0	0	0	0	PJ/jaar
<i>Waarvan 200-400 °C</i>	0	0	0	0	PJ/jaar
<i>Waarvan >400 °C</i>	0	0	0	0	PJ/jaar
Overig	0	0	0	0	PJ/jaar

B Kosten voorketen

In deze bijlage worden de verschillende technieken, zowel de huidige gebruikelijke technieken als de duurzame alternatieve, kort toegelicht en de vastgestelde kosten besproken. In Bijlage B.1 worden de kosten in de voorketen toegelicht: de netbeheerkosten, kosten voor aanlanding wind op zee en de productiekosten van waterstof uit verschillende routes. In Bijlage B.2 de kosten van de huidige toepaste technieken en in Bijlage B.3 de kosten van de alternatieve technieken.

B.1 Netbeheerderskosten

De relevante netbeheerderskosten voor deze studie zijn de jaarlijkse netwerkkosten, de kosten voor een verhoging van de aansluitwaarde of nieuwe aansluiting en de additionele kosten per kWh voor aansluiten wind op zee. Deze laatste categorie wordt opgenomen in de elektriciteitsprijs.

Elektriciteit

De netbeheerderskosten elektriciteit worden aangenomen op 49 euro/kW/jaar, zoals vastgesteld door het PBL voor de SDE++ 2021 (PBL, 2020e). Dit kengetal is een gewogen gemiddelde van de regionale netbeheerders voor netwerkkosten (kW-gecontracteerd en kW-max) en vaste kosten voor een TS-aansluiting. De aanname is dat deze netbeheerkosten gelijk blijven tot 2050, oftewel dat de toename in netbeheerkosten gelijke tred houdt met de toename in afgenomen vermogen.

Aardgas

De netbeheerderskosten gas zijn opgebouwd uit een aansluitvergoeding en een transportvergoeding, zie Tabel 8. We berekenen de aansluitvergoeding door de kosten voor een aansluiting van 1.600 Nm³/h te schalen met het daadwerkelijke verbruik.

Tabel 8 - Netbeheerderskosten gas

Component	Eenheid	Bedrag
Eenmalige aansluitvergoeding	€	27.664
Periodieke aansluitvergoeding	€/j	709
Transportonafhankelijke vergoeding	€/j	766
Transportafhankelijke vergoeding	€/(Nm ³ /h)/j	24,35

Bron: Tarieven grootzakelijk van Stedin (2020).

Waterstof

Voor waterstof rekenen we met dezelfde tarievenstructuur als voor aardgas. We nemen wel het effect van de lagere energiedichtheid van waterstof mee. Een kubieke meter waterstof bevat 10,8 MJ, een kubieke meter aardgas 31,65 MJ. Om dezelfde hoeveelheid energie te leveren is dus een bijna drie keer zo grote aansluiting nodig.

B.2 Kosten aanlanding op zee

In de energieprijis van wind op zee wordt een additioneel tarief opgenomen voor de realisatie van de **infrastructuur voor de aanlanding**. Voor de routekaart Wind op Zee 2023 representeren de realisatie van de elektriciteitsinfrastructuur door TenneT 0,014 euro/kWh geproduceerde stroom. Voor de realisatie van de routekaart WOZ 2030 verwacht TenneT een investering te vereisen van 6 miljard euro, een daling in investeringen per GW ten opzichte van de Routekaart 2023. TNO voorziet gebaseerd op haar interne 'TNO Transport Offshore Energy Tool' ook een daling naar 0,010 euro/kWh, oftewel 10 euro/MWh (CE Delft, 2020b). Dit getal zal gebruikt worden in deze studie.

C Productiekosten waterstof

Waterstof kan in de industrie ingezet worden als grondstof en als brandstof. In deze studie wordt waterstof daarmee gezien als inputbron voor de verschillende technologieën. Er worden vier verschillende casussen gedefinieerd voor waterstofproductie welke hieronder worden beschreven en de kosten voor vastgesteld.

C.1 Grijs waterstof

Grijs waterstof is waterstofproductie uit aardgas, bijvoorbeeld via Steam Methane Reforming (SMR), zonder CO₂-afvang. Hierin wordt aardgas met behulp van stoom omgezet in waterstof en CO₂. De kosten voor de productie van grijs waterstof zijn gebaseerd op Jakobsen & Åtland, (2016) voor een SMR-installatie met een productie van 500 ton waterstof per dag. Er wordt geen efficiëntieverhoging in 2040 en 2050 meegenomen aangezien SMR al een doorontwikkelde technologie is.

Tabel 9 - Karakteristieken voor grijs waterstof met SMR-installatie

	Eenheid	2030	2040	2050
Kosten ombouw	€/ton H ₂		€ 378	€ 378
OPEX + onderhoud (ex E en G)	€/ton H ₂	€ 185	€ 185	€ 185
Netwerkkosten	€/ton H ₂	€ 23	€ 23	€ 23
Gasverbruik	MWh/ton H ₂	35	35	35
Elektriciteitsverbruik	kWh/ton H ₂	110	110	110
<i>Ingevuld WOZ</i>	kWh/ton H ₂			
<i>Ingevuld met centrales</i>	kWh/ton H ₂			
Kosten elektriciteit centrales				
CO ₂ -uitstoot	Ton/ton H ₂	8,92	8,92	8,92

C.2 Blauw waterstof - CCS retrofit

Blauw waterstof wordt ook geproduceerd uit aardgas, bijvoorbeeld via SMR. Bij blauw waterstof wordt echter een CCS-installatie geplaatst, in deze retrofit-oplossing op een bestaande SMR-installatie. Dit is van toepassing op de processen waar waterstof nu al wordt ingezet als grondstof.

Voor deze installatie wordt uitgegaan van een SMR+-installatie zoals beschreven in Jakobsen & Åtland, (2016) met een verwacht CO₂-afvangpercentage van 88%. De kosten voor CCS zijn vernieuwd met recente cijfers van het PBL (2020b). Voor de CCS-installatie is een levensduur van 25 jaar aangenomen. Aangezien de aanneming is gedaan dat in 2040 nieuwe installaties vereist zijn, zijn die kosten niet opgenomen aangezien deze overlappen met blauw waterstof uit een nieuwe SMR-installatie.

Tabel 10 - Karakteristieken voor blauwe waterstofproductie met SMR-installatie retrofit CCS

	Eenheid	2030	2040	2050
Kosten ombouw	€/ton H ₂	€ 162	N.v.t.	N.v.t.
OPEX + onderhoud	€/ton H ₂	€ 613	N.v.t.	N.v.t.
Netwerkkosten	€/ton H ₂	€ 32,4	N.v.t.	N.v.t.
Gasverbruik	MWh/ton H ₂	38	N.v.t.	N.v.t.
Elektriciteitsverbruik	kWh/ton H ₂	1.671	N.v.t.	N.v.t.
<i>Ingevuld WOZ</i>	kWh/ton H ₂		N.v.t.	N.v.t.
<i>Ingevuld met centrales</i>	kWh/ton H ₂		N.v.t.	N.v.t.
Kosten elektriciteit centrales			N.v.t.	N.v.t.
CO ₂ -uitstoot	Ton/ton H ₂	1,09	N.v.t.	N.v.t.

C.3 Blauwe waterstof - nieuwe SMR en CCS

Blauwe waterstof wordt ook geproduceerd uit aardgas, bijvoorbeeld via SMR. Bij blauwe waterstof wordt echter een CCS-installatie geplaatst, in dit geval bij een nieuwe SMR-installatie. Dit is van toepassing waar waterstof nog niet gebruikt wordt, maar als vervanging als brandstof.

Voor deze installatie wordt uitgegaan van een SMR+-installatie zoals beschreven in (Jakobsen & Åtland, 2016; PBL, 2020a) met een verwacht CO₂-afvangpercentage van 88%. De kosten voor CCS zijn vernieuwd met recente cijfers van het PBL (PBL, 2020c). Voor de CCS-installatie is een afschrijfstermijn van vijftien jaar aangenomen. Aangezien de aanname is gedaan dat in 2040 nieuwe installaties vereist zijn, zijn die kosten niet opgenomen aangezien deze overlappen met blauwe waterstof uit een nieuwe SMR-installatie. De investeringskosten en de warmtevraag voor CCS-installatie bij een nieuwe SMR-installatie zijn iets lager.

Tabel 11 - Karakteristieken voor blauwe waterstofproductie met nieuwe SMR en CCS

	Eenheid	2030	2040	2050
Kosten ombouw	€/ton H ₂	€ 490	€ 490	€ 490
OPEX + onderhoud	€/ton H ₂	€ 756	€ 756	€ 756
Netwerkkosten	€/ton H ₂	€ 32,3		
Gasverbruik	MWh/ton H ₂	38	€ 38	€ 38
Elektriciteitsverbruik	kWh/ton H ₂	1.671	€ 1.671	€ 1.671
<i>Ingevuld WOZ</i>	kWh/ton H ₂			
<i>Ingevuld met centrales</i>	kWh/ton H ₂			
Kosten elektriciteit centrales				
CO ₂ -uitstoot	Ton/ton H ₂	1,09	1,09	1,09

C.4 Groene waterstof

Groene waterstof wordt geproduceerd uit water met behulp van elektrolyse. In deze studies wordt uitgegaan van alkaline elektrolyzers en een opgesteld vermogen van >200 MW.

De kencijfers zijn gebaseerd op een onderzoek van CE Delft naar blauwe en groene waterstofkosten (CE Delft, 2018). In deze studie wordt de aanname gemaakt dat de elektrolyzers functioneren bij overschotten duurzame energie. Daarom wordt gerekend met 4.500 vollast-uren. De kosten per kW dalen richting 2050, maar de efficiëntie van de elektrolyzers is aangenomen om gelijk te blijven. Voor de installatie is ook een afschrijftermijn van vijftien jaar gebruikt en vervanging van de elektrolyzers zelf na tien jaar.

Tabel 12 - Karakteristieken voor groene waterstofproductie met alkaline elektrolyzers

	Eenheid	2030	2040	2050
Kosten ombouw	€/ton H ₂	€ 78	€ 58	€ 40
OPEX + onderhoud	€/ton H ₂	€ 985	€ 738	€ 502
Netwerkkosten	€/ton H ₂	€ 520	€ 508	€ 495
Gasverbruik	m ³ /ton H ₂			
Elektriciteitsverbruik	kWh/ton H ₂	47.790	46.611	45.462
<i>Ingevuld WOZ</i>	kWh/ton H ₂			
<i>Ingevuld met centrales</i>	kWh/ton H ₂			
Kosten elektriciteit centrales				
CO ₂ -uitstoot	Ton/ton H ₂			

D Technieken algemeen industrie

D.1 Technieken die stoom produceren

D.1.1 Boiler op aardgas

De gasgestookte boiler gebruikt aardgas om water om te zetten in stoom. Deze stoom kan weer gebruikt worden om processen te verwarmen of om een turbine aan te drijven. De boiler op aardgas is een volwassen techniek, waar geen kostendaling voor te verwachten is.

Tabel 13 - Parameters boiler op aardgas

Parameter	Eenheid	Waarde	Bron
Typisch vermogen	MW _{th}	20	(PBL, 2020d)
Bedrijfstijd	Uur/jaar	8.000	Standaardwaarde voor volcontinu gebruik
Rendement	% LHV	90%	(PBL, 2020d)

Tabel 14 - Kosten boiler op aardgas

Kostencomponent	Eenheid	2030	2040	2050	Bron
Investeringskosten	€ ₂₀₁₆ /kW _{th}	0	60	60	(Energinet, 2016); aanname dat t/m 2030 geen herinvestering in bestaande boiler op aardgas vereist is.
Vaste O&M ¹⁰	€ ₂₀₁₆ /kW _{th} /j	1,95	1,95	1,95	(Energinet, 2016)
Variabele O&M	€ ₂₀₁₆ /MWh _{th} /j	1,1	1,1	1,1	(Energinet, 2016)

D.1.2 Elektrische boiler

De elektrische boiler zet elektriciteit direct om in stoom. Elektrische boilers hebben een hoog rendement en zijn zeer betrouwbaar. De techniek is al zeer volwassen en wordt in Denemarken veelvuldig toegepast in warmtenetten, daarom verwachten we geen significante verdere kostendaling.

Tabel 15 - Parameters elektrische boiler

Parameter	Eenheid	Waarde	Bron
Typisch vermogen	MW _{th}	20	(PBL, 2020d)
Bedrijfstijd	Uur/jaar	8.000	Standaardwaarde voor volcontinu gebruik
Rendement	% LHV	99%	(PBL, 2020d)

Tabel 16 - Kosten elektrische boiler

Kostencomponent	Eenheid	2030	2040	2050	Bron
Investeringskosten	€/kW _{th}	115	115	115	(PBL, 2020d)
Vaste O&M ¹¹	€ ₂₀₁₆ /kW _{th} /j	1,07	1,07	1,07	(Energinet, 2016)
Variabele O&M	€ ₂₀₁₆ /MWh _{th} /j	0,5	0,5	0,5	(Energinet, 2016)

¹⁰ Kosten voor operatie en onderhoud (operations & maintenance).

¹¹ Kosten voor operatie en onderhoud (operations & maintenance).



D.1.3 Hybride boiler op aardgas/elektriciteit

De hybride boiler bestaat uit een elektrisch deel en een deel gestookt op brandstof, in dit geval aardgas. De hybride boiler heeft hogere vaste kosten, maar kan op ieder moment gebruik maken van de goedkoopste brandstof. We nemen aan dat de hybride boiler op elektriciteit draait voor het aantal vollasturen van wind op zee, de overige uren draait de boiler op aardgas.

Tabel 17 - Parameters hybride boiler aardgas/elektriciteit

Parameter	Eenheid	Waarde	Bron
Typisch vermogen	MW _{th}	20	PBL, (2020c)
Bedrijfstijd totaal	Uur/jaar	8.000	Standaardwaarde voor volcontinu gebruik
Rendement aardgas	% LHV	90%	PBL, (2020c)
Rendement elektrisch	% LHV	99%	PBL, (2020c)

Tabel 18 - Kosten hybride boiler aardgas/elektriciteit

Kostencomponent	Eenheid	2030	2040	2050	Bron
Investeringskosten	€/kW _{th}	115	175	175	Optelling van elektrische boiler en boiler op aardgas. Aanname dat t/m 2030 geen herinvestering in bestaande gasboiler vereist is.
Vaste O&M ¹²	€ ₂₀₁₆ /kW _{th} /j	3,02	3,02	3,02	Optelling van elektrische boiler en boiler op aardgas.
Variabele O&M	€ ₂₀₁₆ /MWh _{th} /j	0,84	0,84	0,84	Gewogen gemiddelde van elektrische boiler en boiler op aardgas voor 4.500 u/j operatie op elektriciteit.

D.1.4 Boiler op waterstof

Boilers kunnen ook op waterstof gestookt worden in plaats van op aardgas. We nemen aan dat dit in eerste instantie ombouw van bestaande aardgasgestookte boilers betreft en pas na 2030 nieuwbouw.

Tabel 19 - Parameters boiler op waterstof

Parameter	Eenheid	Waarde	Bron
Typisch vermogen	MW _{th}	20	PBL, (2020c)
Bedrijfstijd totaal	Uur/jaar	8.000	Standaardwaarde voor volcontinu gebruik
Rendement	% LHV	90%	Identiek aan boiler op aardgas.

Tabel 20 - Kosten boiler op waterstof

Kostencomponent	Eenheid	2030	2040	2050	Bron
Investeringskosten	€ ₂₀₁₆ /kW _{th}	0	60	60	Energinet, (2016) Ombouw van bestaande gasboilers t/m 2030, daarna nieuwbouw. Kosten in 2050 gelijk aan boiler op aardgas, in 2040 +10%.
Vaste O&M ¹³	€ ₂₀₁₆ /kW _{th} /j	1,95	1,95	1,95	Energinet, (2016)
Variabele O&M	€ ₂₀₁₆ /MWh _{th} /j	1,1	1,1	1,1	Energinet, (2016)

¹² Kosten voor operatie en onderhoud (operations & maintenance).

¹³ Kosten voor operatie en onderhoud (operations & maintenance).



D.2 Technieken die directe warmte leveren

D.2.1 Fornuis op aardgas

Het fornuis op aardgas levert directe warmte om procesvloeistoffen of vaste stoffen op te warmen, zonder de tussenkomst van een medium dat de warmte overdraagt. Er zijn vele varianten voor een fornuis op aardgas, afhankelijk van de precieze toepassing. Een fornuis om glas te smelten is anders dan een fornuis om stenen te bakken of om aardolie op te warmen voor destillatie. We gaan uit van de laatste toepassing: een procesfornuis (fired heater) om een vloeistof op te warmen waarbij de leidingen direct verwarmd worden door de rookgassen uit de verbranding van aardgas. Dit type fornuizen is een zeer volwassen techniek, we voorzien dan ook geen kostendaling.

Tabel 21 - Parameters fornuis op aardgas

Parameter	Eenheid	Waarde	Bron
Typisch vermogen	MW _{th}	20	Aanname industrieel fornuis
Bedrijfstijd	Uur/jaar	8.000	Standaardwaarde voor volcontinu gebruik
Rendement	% LHV	90%	Aanname industrieel fornuis

Tabel 22 - Kosten fornuis op aardgas

Kostencomponent	Eenheid	2030	2040	2050	Bron
Investeringskosten	€/kW _{th}	62	62	62	Kosten voor equipment en installatiefactor volgens US DOE, (2002)
O&M	€/kW _{th} /j	3,1	3,1	3,1	Schatting: 5% van investeringskosten/j, op basis van Anderson, (2009)

D.2.2 Elektrisch fornuis

Het fornuis op aardgas kan worden vervangen door het elektrisch fornuis. We gaan weer uit van een procesfornuis. De elektrische versie bestaat uit een cilindervormige stalen behuizing, waarin een elektrisch verwarmingselement is gemonteerd. De op te warmen vloeistof stroomt om het verwarmingselement heen en komt dus in direct contact met het element. Elektrische verwarming is zeer betrouwbaar, heeft lage onderhoudskosten en veroorzaakt geen luchtmissies.

Voor de investeringskosten hebben we een kostendaling van 0,5% per jaar aangenomen: de techniek van weerstandsverwarming is zeer volwassen, maar nog weinig toegepast voor grote vermogens.

Tabel 23 - Parameters elektrisch fornuis

Parameter	Eenheid	Waarde	Bron
Typisch vermogen	MW _{th}	5	Chromalox, (2018)
Bedrijfstijd	Uur/jaar	8.000	Standaardwaarde voor volcontinu gebruik
Rendement	% LHV	99%	Chromalox, (2018)

Tabel 24 - Kosten elektrisch fornuis

Kostencomponent	Eenheid	2030	2040	2050	Bron
Investeringskosten	€/kW _{th}	221	210	199	Chromalox, (2018)
O&M	€/kW _{th} /j	6,6	6,6	6,6	Chromalox, (2018)



D.2.3 Fornuis op waterstof

Een bestaand fornuis op aardgas kan met enige aanpassingen omgebouwd worden naar een fornuis op waterstof. Het is tenminste nodig om de branders te wisselen, hoewel soms ingrijpendere wijzigingen nodig zijn. We nemen aan dat het tot en met 2030 gaat om ombouw van bestaande fornuizen en na 2030 om de bouw van nieuwe fornuizen.

We nemen aan dat de investeringskosten van het fornuis op waterstof uiteindelijk gelijk zijn aan de huidige investeringskosten voor een fornuis op aardgas, maar dat de kosten in 2040 en 2030 nog 10% respectievelijk 20% hoger liggen.

Tabel 25 - Parameters fornuis op waterstof

Parameter	Eenheid	Waarde	Bron
Typisch vermogen	MW _{th}	20	Aanname industrieel fornuis
Bedrijfstijd	Uur/jaar	8.000	Standaardwaarde voor volcontinu gebruik
Rendement	% LHV	90%	Aanname industrieel fornuis

Tabel 26 - Kosten fornuis op waterstof

Kostencomponent	Eenheid	2030	2040	2050	Bron
Investeringskosten	€/kW _{th}	0	68	62	In 2050 identiek aan fornuis op aardgas, in 2040 +10%, in 2030 +20%
O&M	€/kW _{th} /j	3,1	3,1	3,1	Aanname: identiek aan fornuis op aardgas

D.3 Overige technieken die warmte leveren

D.3.1 Elektrisch drogen

Drogen gebeurt vaak met hete lucht of stoom, beide opgewekt met aardgas. Drogen met elektriciteit is mogelijk met infrarood- of magnetronstraling. Deze manieren van drogen leveren een energiebesparing op van zo'n 25% ten opzichte van drogen met aardgas.

Infrarooddrogen en drogen met magnetronstraling worden nog nauwelijks op grote schaal toegepast, daarom nemen we aan dat de kosten voor grootschalige toepassingen met 1% per jaar dalen vanaf 2020.

Tabel 27 - Parameters elektrisch drogen

Parameter	Eenheid	Waarde	Bron
Typisch vermogen	MW _{th}	1	Aanname grote industriële droger
Bedrijfstijd	uur/jaar	8.000	Standaardwaarde voor volcontinu gebruik
Rendement	-	30% besparing ten opzichte van boiler op aardgas	Berenschot et al., (2017)

Tabel 28 - Kosten elektrisch drogen

Kostencomponent	Eenheid	2030	2040	2050	Bron
Investeringskosten	€/kW _e	7.650	6.800	5.950	8.500 €/kW _e Berenschot et al., (2017) Aanname: 1%/j kostendaling t.o.v. 2020
Vaste O&M	€/kW _e /j	60	60	60	Geen gegevens beschikbaar, aanname: 1% van de investering per jaar
Variabele O&M	€/MW _{th}	13	13	13	Vervanging magnetronbuizen Berenschot et al., (2017)



D.3.2 Geslotenluswarmtepomp

De geslotenluswarmtepomp waardeert restwarmte met een lage temperatuur op naar bruikbare warmte op een hogere temperatuur. Hiervoor wordt een koudemiddel in een gesloten lus gecirculeerd. De investerings- en inpassingskosten zijn hoog voor een warmtepomp, maar de energiebesparing is dan ook navenant.

Het ISPT verwacht dat de kosten van de warmtepomp zelf tenminste kunnen halveren tot 2050, met name door stroomlijning van de productieprocessen (ISPT, 2020). Daarom nemen wij een kostendaling van 1% per jaar vanaf 2020 aan voor de gehele installatie. Daarnaast nemen we aan dat het rendement van de installaties licht stijgt, met 0,5% per jaar vanaf 2020.

Tabel 29 - Parameters geslotenluswarmtepomp

Parameter	Eenheid	Waarde	Bron
Typisch vermogen	MW _{th}	2	PBL, (2020d)
Bedrijfstijd	Uur/jaar	8.000	PBL, (2020d)
COP	-	3,5	PBL, (2020d) Aanne: 0,5% verbetering per jaar vanaf 2020

Tabel 30 - Kosten geslotenluswarmtepomp

Kostencomponent	Eenheid	2030	2040	2050	Bron
Investeringskosten	€/kW _{th}	1.026	912	798	1.140 €/kW _{th} PBL, (2020d). Aanne: 1%/j kostendaling t.o.v. 2020
Vaste O&M	€/kW _{th} /j	26	26	26	PBL, (2020d)
Variabele O&M	€/kWh _{th}	0,015	0,015	0,015	PBL, (2020d)

D.3.3 Openluswarmtepomp

De openluswarmtepomp waardeert net als de geslotenluswarmtepomp restwarmte met een lage temperatuur op naar bruikbare warmte op een hogere temperatuur. Anders dan de geslotenluswarmtepomp wordt hiervoor geen apart koudemiddel gebruikt, maar wordt het procesmedium zelf gecomprimeerd en geëxpandeerd. De restwarmte is meestal afkomstig uit een gasvormige stroom die gecondenseerd moet worden. Door deze stroom te comprimeren, stijgt de condensatietemperatuur en kan de condensatiewarmte nuttig gebruikt worden. Dit zorgt voor een erg hoog rendement.

Analoog aan de geslotenluswarmtepomp nemen we een kostendaling van 1% per jaar vanaf 2020 aan voor de gehele installatie. Daarnaast nemen we aan dat het rendement van de installaties licht stijgt, met 0,5% per jaar vanaf 2020.

Tabel 31 - Parameters geslotenluswarmtepomp

Parameter	Eenheid	Waarde	Bron
Typisch vermogen	MW _{th}	5	PBL, (2020d)
Bedrijfstijd	Uur/jaar	8.000	PBL, (2020d)
COP	-	7	PBL, (2020d) Aanne: 0,5% verbetering per jaar vanaf 2020

Tabel 32 - Kosten geslotenluswarmtepomp

Kostencomponent	Eenheid	2030	2040	2050	Bron
Investeringskosten	€/kW _{th}	1.442	1.282	1.121	1.602 €/kW _{th} PBL, (2020d). Aanne: 1%/j kostendaling t.o.v. 2020
Vaste O&M	€/kW _{th} /j	18	18	18	PBL, (2020d)
Variabele O&M	€/kWh _{th}	0,008	0,008	0,008	PBL, (2020d)

D.4 Technieken die arbeid leveren

D.4.1 Stoomturbine, backpressure

De backpressurestoomturbine zet stoom om in mechanische beweging. Stoomturbines worden veel gebruikt om pompen en compressoren aan te drijven in installaties die een overschot aan goedkope stoom beschikbaar hebben. De backpressurestoomturbine gebruikt stoom van een hoge druk en temperatuur en reduceert deze naar een lagere druk en temperatuur. De uitgaande stoom wordt vervolgens nuttig gebruikt als proceswarmte. We gaan ervan uit dat de benodigde stoom wordt opgewekt door een boiler op aardgas, zoals beschreven in Bijlage D.1.1. Zowel de boiler op aardgas als de stoomturbine zijn volwassen technieken, waar geen kostendaling voor te verwachten is.

Tabel 33 - Parameters backpressurestoomturbine

Parameter	Eenheid	Waarde	Bron
Bedrijfstijd	Uur/jaar	8.000	Standaardwaarde voor volcontinu gebruik
Rendement turbine	% LHV	95%	Aanname, enkel warmteverlies en aandrijfverliezen

Tabel 34 - Kosten backpressurestoomturbine

Kostencomponent	Eenheid	2030	2040	2050	Bron
Investeringskosten	USD ₂₀₁₆ /kW _{mech}	470	470	470	US DOE, (2016), aanname dat stoomturbine en generator ongeveer gelijke kosten hebben
O&M	USD ₂₀₁₆ /kWh _{mech} /j	0,006	0,006	0,006	US DOE, (2016)

D.4.2 Stoomturbine, condenserend

Net als de backpressurestoomturbine gebruikt de condenserende stoomturbine stoom van een hoge druk en temperatuur en reduceert deze naar een lagere druk en temperatuur. In tegenstelling tot de backpressurestoomturbine wordt de uitgaande stoom niet verder benut maar gecondenseerd. De warmte van de uitgaande stoom gaat hiermee verloren. We gaan ervan uit dat de benodigde stoom wordt opgewekt door een boiler op aardgas, zoals beschreven in Bijlage D.1.1. Zowel de boiler op aardgas als de stoomturbine zijn volwassen technieken, waar geen kostendaling voor te verwachten is.

Tabel 35 - Parameters condenserende stoomturbine (RVO, 2015)

Parameter	Eenheid	Waarde	Bron
Bedrijfstijd	Uur/jaar	8.000	Standaardwaarde voor volcontinu gebruik
Rendement turbine	% LHV	32%	Eigen berekening ¹⁴

Tabel 36 - Kosten condenserende stoomturbine

Kostencomponent	Eenheid	2030	2040	2050	Bron
Investeringskosten	USD ₂₀₁₆ /kW _{mech}	744	744	744	US DOE, (2016) aanname dat stoomturbine en generator ongeveer gelijke kosten hebben. Dubbele kosten aangenomen voor balance of plant en installatie om de kosten voor de condensor mee te nemen.
O&M	USD ₂₀₁₆ /kWh _{mech} /j	0,006	0,006	0,006	US DOE, (2016)

¹⁴ 80% isentrope efficiency, ingaande stoom 80 barg, 550°C, condensortemperatuur 30°C, 98% mechanische efficiency.



D.4.3 Elektromotor

De elektromotor kan stoomturbines vervangen. Elektromotoren hebben een hoog rendement en lage onderhoudskosten.

Tabel 37 - Parameters elektromotor

Parameter	Eenheid	Waarde	Bron
Bedrijfstijd	Uur/jaar	8.000	Standaardwaarde voor volcontinu gebruik
Rendement	%	92%	Schatting op basis van RVO, (2015)

Tabel 38 - Kosten elektromotor

Kostencomponent	Eenheid	2030	2040	2050	Bron
Investeringskosten	USD ₂₀₁₉ /kW _{mech}	150	150	150	Birru et al., (2019)
Vaste O&M	USD ₂₀₁₉ /kW _{mech} /j	1,5	1,5	1,5	Gebaseerd op 1% van de investering per jaar Birru et al., (2019)
Variabele O&M	USD ₂₀₁₉ /kWh _{mech} /j	0,0025	0,0025	0,0025	Birru et al., (2019)

E Technieken van specifieke productieprocessen

E.1 Staalproductie

Tata Steel Europe is gevestigd in IJmuiden en is de enige staalfabrikant in Nederland. Voor staalproductie vergelijken we vier verschillende technieken op basis van de MIDDEN-database van PBL en TNO (PBL, 2019c). De verschillende technieken bestaan allemaal uit meerdere fabrieken die producten uitwisselen. Voor meer gedetailleerde beschrijvingen van het productieproces, zie het MIDDEN-rapport (PBL, 2019b).

E.1.1 Hoogoven

De huidige staalproductie vindt plaats met een hoogoven. In de cokesfabriek worden cokes gemaakt uit metallurgische steenkool. Het ijzererts wordt voorbereid tot pellets en sinter. De cokes, pellets en sinter worden in de hoogoven geladen, waar het ijzererts gereduceerd wordt tot ijzer en gesmolten wordt. Het koolstofgehalte van het ijzer wordt teruggebracht in een oxystaalconverteerder. De restgassen uit de hoogoven worden verbrand in energiecentrales.

Tabel 39 - Parameters hoogoven

Parameter	Eenheid	Waarde	Bron
Gasverbruik	MWh/t staal	0,39	MIDDEN-database
Elektriciteitsverbruik	MWh/t staal	-0,75	
Kolenverbruik	MWh/t staal	5,0	
CO ₂ -uitstoot	t CO ₂ -eq./t staal	2,54	

Tabel 40 - Kosten hoogoven

Kostencomponent	Eenheid	2030	2040	2050	Bron
Investeringskosten	€/t staal	0	0	0	Aanname: geen grote herinvestering nodig tot 2050
O&M en kosten grondstof	€/t staal	241	245	248	MIDDEN-database

E.1.2 Directe reductie met waterstof

Ijzererts kan ook gereduceerd worden tot ijzer door waterstof te gebruiken in plaats van koolstof uit steenkool. Bij directe reductie van ijzererts wordt het erts in vaste vorm gereduceerd tot ijzer. Het ontstane ijzer wordt vervolgens gesmolten in een vlamboogoven. Door het gebruik van waterstof ontstaat er nauwelijks nog CO₂ bij het productieproces. We gaan uit van het gebruik van groene waterstof zodat er ook over de hele keten gezien een emissiereductie plaatsvindt.

De techniek voor directe reductie van ijzererts is op zich volwassen, al maken de huidige toepassingen gebruik van aardgas in plaats van waterstof. Voor de vlamboogoven is geen verdere kostenreductie te verwachten, aangezien dit al een erg volwassen techniek is.

We nemen een kostenreductie van 0,25% per jaar aan voor de gehele investeringskosten vanaf 2030.

Tabel 41 - Parameters directe reductie met waterstof

Parameter	Eenheid	Waarde	Bron
Gasverbruik	MWh/t staal	0,31	MIDDEN-database
Elektriciteitsverbruik	MWh/t staal	0,61	MIDDEN-database (excl. elektrolyzers)
Waterstofverbruik	kg/t staal	50,4	MIDDEN-database
Kolenverbruik	MWh/t staal	0,21	MIDDEN-database
CO ₂ -uitstoot	t CO ₂ -eq./t staal	0,19	MIDDEN-database

Tabel 42 - Kosten directe reductie met waterstof

Kostencomponent	Eenheid	2030	2040	2050	Bron
Investeringskosten	€/t staal	129	126	120	MIDDEN-database; aanname 0,25%/j reductie vanaf 2030
O&M en kosten grondstof	€/t staal	285	285	285	MIDDEN-database

E.1.3 Elektrowinning (ULCOWIN)

In het Ultra Low CO₂ Steelmaking (ULCOS) project van de Europese Unie zijn diverse alternatieven ontwikkeld voor de huidige CO₂-intensieve processen. Eén daarvan is ULCOWIN, een variant van elektrowinning. Bij elektrowinning wordt ijzererts elektrochemisch gereduceerd tot ijzer. Fijne ijzerertsdeeltjes worden bij ~110°C gereduceerd in een oplossing van natronloog. Aan de anode ontstaat zuurstof, op de kathode kristalliseert ijzer. De geproduceerde ijzeren platen worden gesmolten in een vlamboogoven.

De techniek van elektrowinning wordt nog niet commercieel toegepast en zou rond 2040 gereed moeten zijn voor commerciële implementatie. De schatting van de investeringskosten is vrij onzeker vanwege de geringe technische ontwikkeling. Het is onduidelijk hoe de huidige kostenschatting overeen zal komen met de daadwerkelijke kosten, we nemen dan ook geen kostendaling mee.

Tabel 43 - Parameters elektrowinning

Parameter	Eenheid	Waarde	Bron
Gasverbruik	MWh/t staal	0,13	MIDDEN-database
Elektriciteitsverbruik	MWh/t staal	3,33	
Kolenverbruik	MWh/t staal	0,22	
CO ₂ -uitstoot	t CO ₂ -eq./t staal	0,11	

Tabel 44 - Kosten elektrowinning

Kostencomponent	Eenheid	2030	2040	2050	Bron
Investeringskosten	€/t staal	-	116	116	MIDDEN-database
O&M en kosten grondstof	€/t staal	-	258	258	

E.1.4 Elektrolyse (ULCOLYSIS)

ULCOLYSIS is een andere manier om ijzererts elektrochemisch te reduceren en lijkt op ULCOWIN. Het grote verschil is dat ULCOLYSIS plaatsvindt bij hoge temperaturen, boven het smeltpunt van ijzer. Hiermee lijkt het sterk op de elektrochemische productie van andere metalen zoals aluminium. Het geproduceerde ijzer is vloeibaar en zakt naar de bodem van de elektrolysecel, waar het afgetapt kan worden. Een vlamboogoven is dus niet langer nodig.

ULCOLYSIS is de minst ontwikkelde techniek om CO₂-vrij staal te produceren. Naar verwachting is de techniek pas tegen 2050 gereed voor commerciële implementatie.

Tabel 45 - Parameters elektrolyse (ULCOLYSIS)

Parameter	Eenheid	Waarde	Bron
Gasverbruik	MWh/t staal	0	MIDDEN-database
Elektriciteitsverbruik	MWh/t staal	3,95	
Kolenverbruik	MWh/t staal	0	
CO ₂ -uitstoot	t CO ₂ -eq./t staal	0	

Tabel 46 - Kosten elektrolyse (ULCOLYSIS)

Kostencomponent	Eenheid	2030	2040	2050	Bron
Investeringskosten	€/t staal	-	-	71	MIDDEN-database
O&M en kosten grondstof	€/t staal	-	-	191	

E.2 Ammoniakproductie

Nederland heeft op twee locaties ammoniakfabrieken: Yara in Sluiskil (Zeeland) en OCI Nitrogen in Geleen (Limburg). Voor ammoniakproductie vergelijken we twee verschillende technieken op basis van de MIDDEN-database van PBL en TNO (PBL, 2019c). Voor meer gedetailleerde beschrijvingen van het productieproces, zie het MIDDEN-rapport (PBL, 2019a).

E.2.1 Reforming

Ammoniak wordt nu gemaakt door reforming van aardgas in twee stappen, gevolgd door ammoniaksynthese. Bij de primaire reforming wordt aardgas deels omgezet in waterstof en koolmonoxide. Voor de secundaire reforming wordt lucht toegevoegd. De zuurstof uit de lucht reageert met het overgebleven aardgas om extra waterstof te produceren. Tijdens de reforming wordt alle koolstof uit het aardgas omgezet in CO₂, deze CO₂ wordt verwijderd en komt uiteindelijk in de atmosfeer terecht. Het overgebleven gasmengsel bestaat uit waterstof en stikstof, die onder hoge druk reageren tot ammoniak in het Haber-proces.

We nemen aan dat de huidige fabrieken zonder grote herinvesteringen kunnen blijven opereren tot 2050. Daarnaast nemen we behalve de kosten voor energie en CO₂ geen kosten mee voor operatie en onderhoud, aangezien deze niet bekend zijn. De onderhoudskosten zijn echter grotendeels hetzelfde voor de reformingvariant en de groene waterstofvariant.

Tabel 47 - Parameters reforming ammoniak

Parameter	Eenheid	Waarde	Bron
Gasverbruik	MWh/t ammoniak	8,65	MIDDEN-database
Elektriciteitsverbruik	MWh/t ammoniak	0,07	
CO ₂ -uitstoot	t CO ₂ -eq./t ammoniak	1,93	

Tabel 48 - Kosten reforming ammoniak

Kostencomponent	Eenheid	2030	2040	2050	Bron
Investeringskosten	€/t ammoniak	0	0	0	MIDDEN-database
O&M	€/t ammoniak	0	0	0	

E.2.2 Groene ammoniak uit waterstof en stikstof

Het Haber-proces maakt ammoniak uit waterstof en stikstof. De waterstof uit reforming kan vervangen worden door groene waterstof en de stikstof uit lucht kan vervangen worden door pure stikstof uit een luchtscheider. Voor deze variant is een extra investering nodig in een luchtscheider en compressoren om de waterstof en stikstof tot circa 200 bar te comprimeren.

We nemen geen kostendaling aan, de kostendaling voor de productie van groene waterstof zit al verwerkt in de prijs van de waterstof. We nemen extra kosten mee voor operatie en onderhoud van de compressoren en de luchtscheider. De overige onderhoudskosten zijn grotendeels hetzelfde als voor de reformingvariant en nemen we voor de consistentie niet mee.

Tabel 49 - Parameters groene ammoniak

Parameter	Eenheid	Waarde	Bron
Gasverbruik	MWh/t ammoniak	0	MIDDEN-rapport
Elektriciteitsverbruik	MWh/t ammoniak	1,73	MIDDEN-rapport; voor compressoren en luchtscheider
Waterstofverbruik	t H ₂ /t ammoniak	0,178	MIDDEN-rapport
CO ₂ -uitstoot	t CO ₂ -eq./t ammoniak	0	MIDDEN-rapport

Tabel 50 - Kosten groene ammoniak

Kostencomponent	Eenheid	2030	2040	2050	Bron
Investeringskosten	€/t ammoniak	2,76	2,76	2,76	MIDDEN-database
O&M	€/t ammoniak	0,8	0,8	0,8	

E.3 Methanolproductie

BioMethanol Chemie Nederland (BioMCN) in Delfzijl (Groningen) is de enige methanol-fabrikant van Nederland. Voor methanolproductie vergelijken we twee verschillende technieken op basis van de MIDDEN-database van PBL en TNO (PBL, 2019c). Voor meer gedetailleerde beschrijvingen van het productieproces, zie het MIDDEN-rapport (PBL, 2020f).

E.3.1 Reforming

Methanol wordt gemaakt door reforming van aardgas gevolgd door methanolsynthese. Aardgas wordt met stoomreforming omgezet in koolmonoxide en waterstof. De koolmonoxide en waterstof reageren tot methanol. Hierbij blijft één waterstofmolecuul over per molecuul methanol. Deze resterende waterstof kan verbrand worden op het fornuis. Een andere optie is om CO₂ toe te voegen aan het aardgas, zodat de CO₂ met de overgebleven waterstof kan reageren tot extra methanol.

Analoog aan de aanpak voor ammoniak nemen we aan dat de huidige fabrieken zonder grote herinvesteringen kunnen blijven opereren tot 2050. Daarnaast nemen we behalve de kosten voor energie en CO₂ wederom geen kosten mee voor operatie en onderhoud, aangezien deze niet bekend zijn. De onderhoudskosten zijn echter grotendeels hetzelfde voor de reforming-variant en de groene waterstofvariant.

Tabel 51 - Parameters groene methanol

Parameter	Eenheid	Waarde	Bron
Gasverbruik	MWh/t methanol	10,2	MIDDEN-rapport
Elektriciteitsverbruik	MWh/t methanol	0,04	
CO ₂ -uitstoot	t CO ₂ -eq./t methanol	0,48	

Tabel 52 - Kosten groene methanol

Kostencomponent	Eenheid	2030	2040	2050	Bron
Investeringskosten	€/t methanol	0	0	0	MIDDEN-database
O&M	€/t methanol	0	0	0	

E.3.2 Groene methanol uit waterstof en CO₂

De methanolsynthese kan ook gevoed worden met groene waterstof en (biogene) CO₂. Hiervoor zijn maar zeer beperkte aanpassingen aan het proces nodig.

We nemen geen kostendaling aan, de kostendaling voor de productie van groene waterstof zit al verwerkt in de prijs van de waterstof. De onderhoudskosten zijn grotendeels hetzelfde als voor de reformingvariant en nemen we voor de consistentie niet mee.

Tabel 53 - Parameters groene methanol

Parameter	Eenheid	Waarde	Bron
Gasverbruik	MWh/t methanol	0	MIDDEN-rapport
Elektriciteitsverbruik	MWh/t methanol	0,02	MIDDEN-rapport. Aanname: 50% reductie in totaal elektriciteitsverbruik omdat de reformer buiten bedrijf is.
Waterstofverbruik	t H ₂ /t methanol	0,189	Berekend op basis van reactievergelijking.
CO ₂ -uitstoot	t CO ₂ -eq./t methanol	0	MIDDEN-rapport
CO ₂ -verbruik	t CO ₂ -eq./t methanol	1,37	Berekend op basis van reactievergelijking.

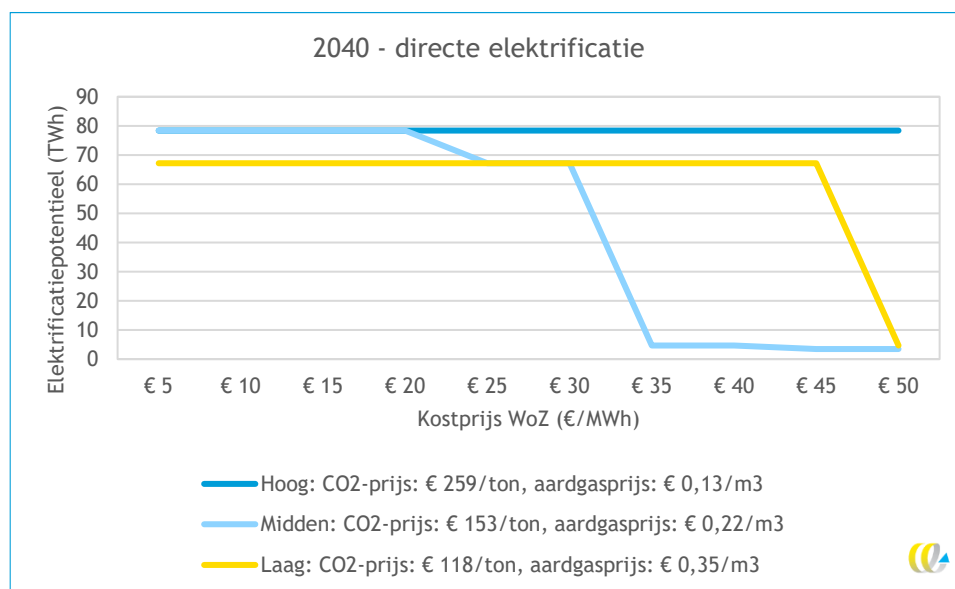
Tabel 54 - Kosten groene methanol

Kostencomponent	Eenheid	2030	2040	2050	Bron
Investeringskosten	€/t methanol	0	0	0	MIDDEN-database
O&M	€/t methanol	0	0	0	

F Overige figuren

F.1 2040

Figuur 20 - Elektrificatiepotentieel gehele industrie 2040, alleen directe elektrificatie



Figuur 21 - Kantelpunten per techniek 2040, scenario Laag¹⁵

Elektrificatie potentieel 2040 - Scenario Laag CO ₂ € 118/ton, aardgas € 0,35/m ³	Techniek	Potentieel (TWh-e/jaar)	Kostprijs WOZ (€/MWh)												
			5	10	15	20	25	30	35	40	45	50			
Staalproductie	Elektrowinning	11,1													
Drogen	Elektrisch drogen	8,3													
Scheiden <200° C	Warmtepomp	1,2													
Heet water	Warmtepomp	1,2													
Warmte voor aandrijving (backpressure)	Elektromotor	1,1													
Warmte voor aandrijving (condenserend)	Elektromotor	1,1													
Productie warmte resterend (stoom)	E-boiler	13,5													
Productie warmte resterend (verbranding)	Elektrisch fornuis	49,1													
Kunstmestproductie	Groene waterstof als grondstof	13,6													
Methanolproductie	Groene waterstof als grondstof	6,0													
Hydrokraken en hydrotreaten kraakproducten	Groene waterstof als grondstof	8,7													
Totalen (TWh-e/jaar)		Traditioneel	11	11	19	25	25	39	48	48	48	48	110		
		Elektrificatie	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	5		
		Waterstof	37	37	28	22	22	9	0	0	0	0	0		

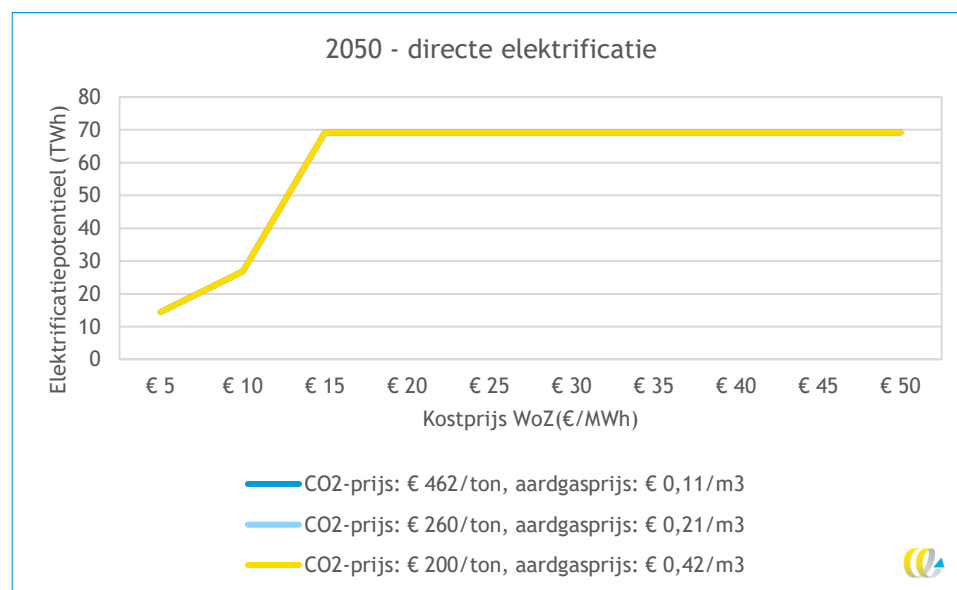
¹⁵ De genoemde potentiëlen in de figuur komen overeen met directe elektrificatie. Bij het gebruik van waterstof (indirecte elektrificatie) is meer elektriciteit nodig in verband met conversieverliezen. Daarom is het potentieel daar groter.

Figuur 22 - Kantelpunten per techniek 2040, scenario Hoog¹⁶

Elektrificatie potentieel 2040 - Scenario Hoog CO ₂ € 259/ton, aardgas € 0,13/m ³	Techniek	Potentieel (TWh-e/jaar)	Kostprijs WOZ (€/MWh)																		
			5	10	15	20	25	30	35	40	45	50									
Staalproductie	Elektrowinning	11,1																			
Drogen	Elektrisch drogen	8,3																			
Scheiden <200° C	Warmtepomp	1,2																			
Heet water	Warmtepomp	1,2																			
Warmte voor aandrijving (backpressure)	Elektromotor	1,1																			
Warmte voor aandrijving (condenserend)	Elektromotor	1,1																			
Productie warmte resterend (stoom)	E-boiler	13,5																			
Productie warmte resterend (verbranding)	Elektrisch fornuis	49,1																			
Kunstmestproductie	Groene waterstof als grondstof	13,6																			
Methanolproductie	Groene waterstof als grondstof	6,0																			
Hydrokraken en hydrotreaten kraakproducten	Groene waterstof als grondstof	8,7																			
Totalen (TWh-e/jaar)		Traditioneel	0	0	0	23	23	23	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	
		Elektrificatie	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67
		Waterstof	48	48	48	25	25	25	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	12

F.2 2050

Figuur 23 - Elektrificatiepotentieel gehele industrie 2050, alleen directe elektrificatie¹⁷



¹⁶ De genoemde potentiëlen in de figuur komen overeen met directe elektrificatie. Bij het gebruik van waterstof (indirecte elektrificatie) is meer elektriciteit nodig in verband met conversieverliezen. Daarom is het potentieel daar groter.

¹⁷ Alleen de gele lijn is zichtbaar doordat de licht- en donkerblauwe lijn hieronder liggen. Deze hebben exact hetzelfde verloop.