



Doorlooptijden investerings elektrificatie

Inzicht in de tijdlijn van het
klimaatakkoord



CE Delft

Committed to the Environment

Doorlooptijden investerings elektrificatie

Inzicht in de tijdlijn van het klimaatakkoord

Dit rapport is geschreven door:

Thijs Scholten, Lucas van Cappellen, Chris Jongma, Frans Rooijers

Delft, CE Delft, februari 2021

Publicatienummer: 21.200408.013

Energievoorziening / Elektriciteit / Investerings / Economische factoren / Industrie / Warmtepompen /
Waterstof / Aquathermie / Infrastructuur /
VT: Elektrificatie

Opdrachtgever: NVDE

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

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider Thijs Scholten (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
1	Inleiding	7
	1.1 Aanleiding	7
	1.2 Doel van het onderzoek	7
	1.3 Aanpak en afbakening	9
	1.4 Leeswijzer	9
2	Elektrische boilers in de industrie	11
	2.1 Beschrijving van elektrificatieoptie	11
	2.2 Doorlooptijd	12
	2.3 Overzicht tijdlijn doorlooptijd	14
3	Grootschalige industriële warmtepomp	15
	3.1 Beschrijving van elektrificatieoptie	15
	3.2 Doorlooptijd	16
	3.3 Overzicht tijdlijn doorlooptijd	18
4	Grootschalige waterstofproductie uit elektrolyse	19
	4.1 Beschrijving van elektrificatieoptie	19
	4.2 Doorlooptijd	20
	4.3 Overzicht start- en doorlooptijd	23
5	Warmtenet met centrale warmte-pomp en aquathermie (TEO)	24
	5.1 Beschrijving van elektrificatieoptie	24
	5.2 Doorlooptijd	25
	5.3 Overzicht start- en doorlooptijd	27
6	Elektrificatie en de infrastructuur	29
	6.1 Infrastructuur in de industriële clusters	29
	6.2 Risico's tijdige realisatie verzwaring	30
7	Bevindingen elektrificatieopties	32
	Bibliografie	35
A	Wind op zee en aanlanding	39
	A.1 Realisatie windturbines op zee	39
	A.2 Realisatie energie infrastructuur voor windturbines op zee	40



B	Elektriciteitsnetwerk en -aansluiting	41
	B.1 Netvlakken per casus van de elektrificatieoptie	41
	B.2 Verzwaring elektriciteitsnet	42
	B.3 Verhoging aansluitwaarde	43
C	SDE++-subsidie	45
D	Geraadpleegde partijen	46



Samenvatting

In dit rapport presenteren we de uitkomsten van een onderzoek naar de doorlooptijden van de ketens van vier elektrificatieopties. De resultaten laten zien dat elektrificatietrajecten in 2021 moeten starten om met zekerheid operationeel te kunnen zijn in 2030.

Netverzwaring is de dominante factor in de doorlooptijd van de ketens, zeker in de industriële clusters. Op sommige locaties duurt netverzwaring zo lang dat realisatie van elektrificatie op die locatie niet meer lukt voor 2030. De implementatie van elektrificatie kenmerkt zich als een kip-en-ei-probleem. Netverzwaring komt er alleen als initiatiefnemers vroegtijdig hun plannen voor elektrificatie kenbaar maken, zodat netbeheerders kunnen investeren. Anderzijds zullen initiatiefnemers geneigd zijn te wachten met hun investeringsplannen totdat de netverzwaring gereed is. Het is dus ook zaak dat netbeheerders meer mogelijkheden krijgen om te anticiperen en te voor-investeren. De Cluster Energiestrategieën bieden daar mogelijkheden voor.

Elektrificatie is onderdeel van het Klimaatakkoord, alleen al elektrificatie in de industrie zal moeten leiden tot 4,2 Mton CO₂-reductie in 2030 (PBL, 2019). De afspraken in het Klimaatakkoord vereisen complexe samenhangende investeringen, van aanpassingen in de industriële processen tot en met aanleg van hoogspanningslijnen, wat lange doorlooptijden tot gevolg heeft. Ook voldoende aanbod van duurzame elektriciteit is van belang om de beoogde CO₂-reductie te behalen. Aanvullende hernieuwbare elektriciteitsproductie kan nodig zijn, ook dat kent een lange doorlooptijd tot 7 à 10 jaar bij wind op zee. Wind op zee kent typisch de langste projectdoorlooptijd van alle opties voor hernieuwbare elektriciteitsproductie. Bij met name elektrificatie van grootschalige waterstofproductie kan voor groene waterstofproductie directe koppeling met extra hernieuwbare elektriciteitsproductie nodig zijn. De vraag rijst wanneer uiterlijk de eerste concrete stappen naar elektrificatie genomen moeten worden om de doelen uit het Klimaatakkoord in 2030 te kunnen halen.

Dit rapport geeft inzicht in de tijdlijnen voor realisatie van de volgende vier elektrificatieopties in 2030:

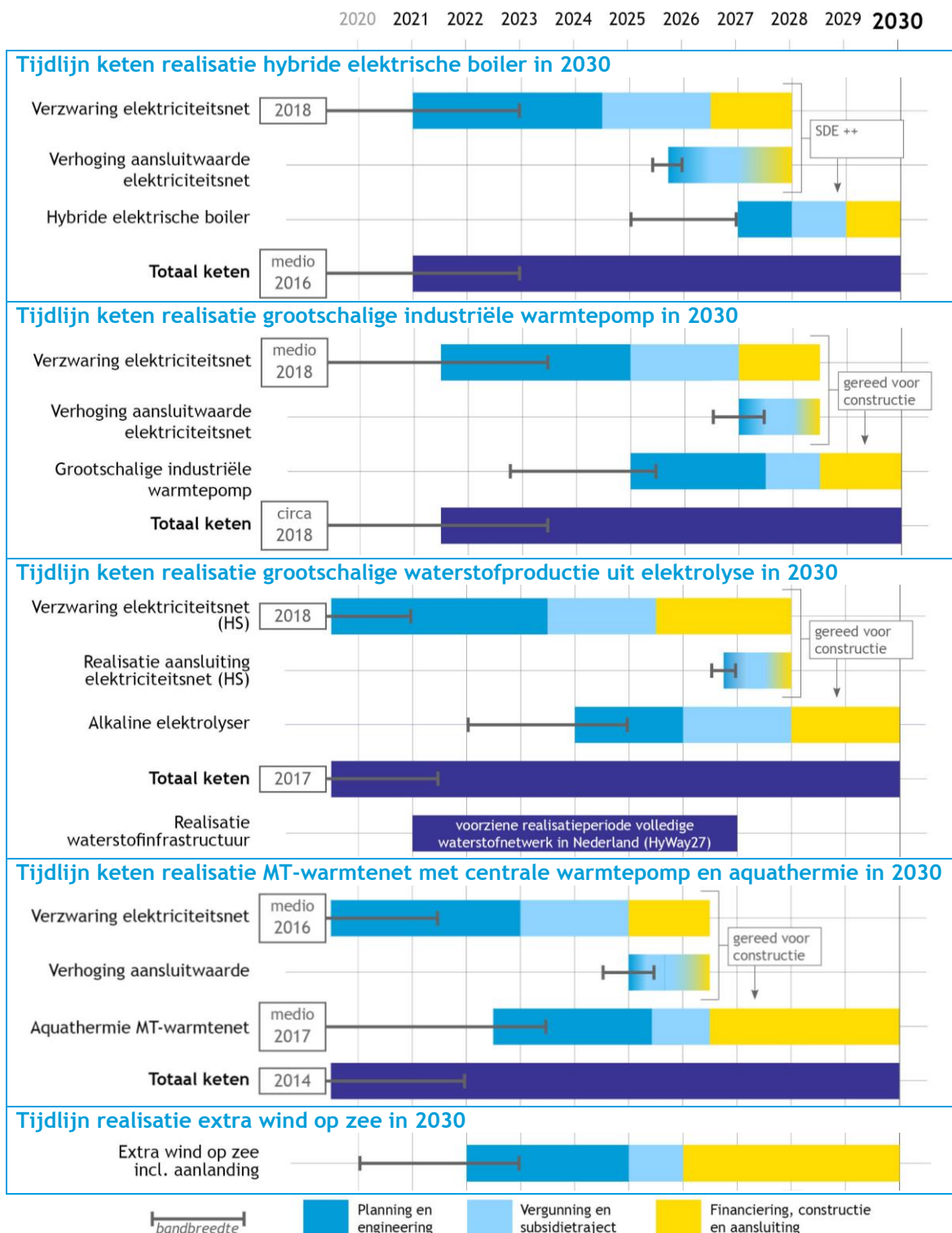
1. Elektrische boilers in de industrie.
2. Grootschalige industriële warmtepompen.
3. Grootschalig waterstofproductie uit elektrolyse.
4. Warmtenet met centrale warmtepomp en aquathermie.

We nemen 2030 als eindjaar in deze studie, hoewel het wenselijk is al eerder een deel van de elektrificatie te realiseren.

De analyse van de doorlooptijd van de vier opties laat zien dat alle vormen van elektrificatie een doorlooptijd hebben van meerdere jaren. Dit is te zien in de tijdlijnen die zijn weergegeven in Figuur 1. Industriële warmtepompen en elektrische boilers kunnen als techniek het snelst gerealiseerd worden. Als netverzwaring niet nodig is, is de doorlooptijd respectievelijk gemiddeld 4,5 en 5 jaar. De andere technieken kunnen in gemiddeld 6 en 7,5 jaar worden gerealiseerd. De bandbreedtes laten zien dat het soms wat sneller kan gaan, maar dat er ook wel een risico is op vertraging in het traject. Het verschilt sterk per locatie en techniek of ook netverzwaring en verhoging van de aansluitwaarde nodig is, en hoe lang dat duurt. Ook kunnen op sommige locaties al netverzwaringstrajecten zijn gestart.



Figuur 1 - De tijdlijnen van de vier onderzochte elektrificatieopties o.b.v. backcasting t.o.v. 2030



Opmerking: De tijdlijn van de totale keten loopt verder door vanwege de doorwerking van de onzekerheid per onderdeel in de keten. In de figuren zijn infrastructurele onderdelen eerst geplaatst, die moeten gereed voor de elektrificatie kan worden afgerond, maar de 'planning en engineering' van elektrificatie kan eerst nodig zijn om aanleiding te geven tot uitvoering van netverzwaring (zie ook de eerste alinea van de samenvatting). De tijdlijnen voor de realisatie van de nationale waterstofinfrastructuur en extra wind op zee zijn illustratief opgenomen.



Als we uitgaan van de gemiddelden, ligt de doorlooptijd voor het totaal van de vier ketens tussen de 8,5 en 10,5 jaar. De volledige bandbreedte van realisatie van alle ketens ligt tussen de 6,5 en 16 jaar. Dit betekent dat elektrificatietrajecten nu, maar uiterlijk binnen de komende 0,5 tot 2,5 jaar moeten starten om operationeel te zijn in 2030. Dat is niet op elke locatie haalbaar, want het begin van de bandbreedtes liggen vóór 2021. Dat geldt met name voor de industriële clusters in Nederland, waar veel elektrificatiepotentieel ligt en de opgave voor netbeheerders groot is.

Fabrieken hebben eens in de 2 à 6 jaar onderhoudstops, wat een natuurlijk moment is voor aanpassingen in processen zoals het geval is bij elektrificatie. Ook in dat licht moet elektriciteitsinfrastructuur tijdig gereed zijn. Hoewel de intakking op het fabrieksproces vaak eerder kan gebeuren, zal dit niet altijd het geval zijn. Zowel de netbeheerder als de industrie moeten dus vooruitkijken om extra uitloop op de tijdlijnen te voorkomen.

Overheidsbeleid heeft ook een invloed op de doorlooptijd en de bereidheid van bedrijven om snel stappen te zetten. CO₂-prijzen, subsidies, subsidietoekenningstermijnen, vergunningstermijnen, verplichtingen en de eventuele mogelijkheden van netbeheerders om met netinvesteringen te anticiperen op toekomstige ontwikkelingen kunnen allen een rol spelen in deze ontwikkelingen.

1 Inleiding

1.1 Aanleiding

In het Klimaatakkoord zijn afspraken gemaakt over CO₂-reductie in 2030. Eén van de maatregelen is elektrificatie van de warmteproductie in de industrie en in de gebouwde omgeving. Elektrificatie in de industrie alleen al, kan volgens de doorrekeningen van het Klimaatakkoord door PBL leiden tot 4,2 Mton CO₂-reductie (PBL, 2019), onder de voorwaarde dat er voldoende aanbod is van duurzame elektriciteit. Het voornaamste instrument om elektrificatie te faciliteren is de SDE++-subsidie. Sinds 2020 komen grootschalige elektrische boilers, warmtepompen en elektrolyzers voor waterstofproductie in aanmerking voor SDE++-subsidie.

De afspraken in het Klimaatakkoord vereisen complexe samenhangende investeringen, wat lange doorlooptijden tot gevolg heeft. De vraag rijst daarmee wanneer uiterlijk de eerste concrete stappen naar elektrificatie genomen moeten worden om de doelen uit het Klimaatakkoord in 2030 te kunnen halen.

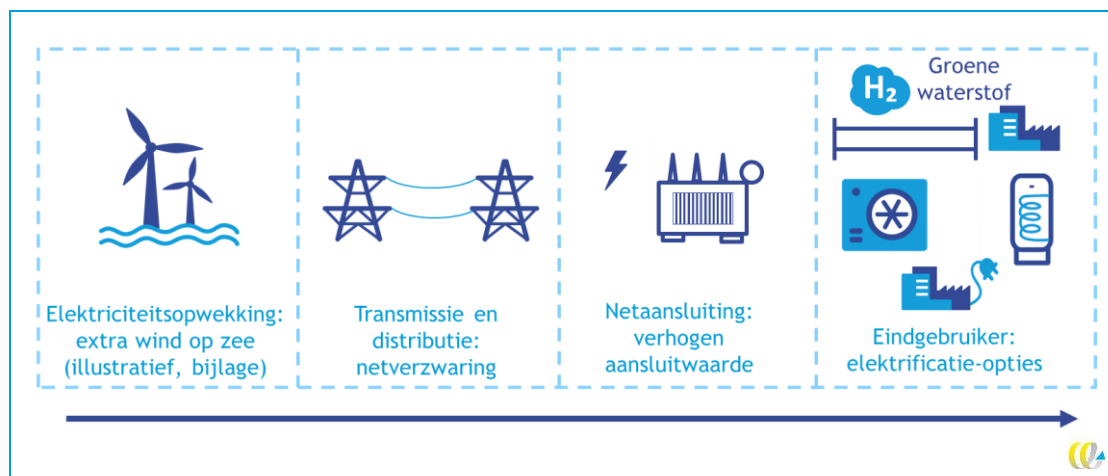
1.2 Doel van het onderzoek

Inzicht in de doorlooptijden van investeringen is belangrijk voor de tijdige uitvoering van het Klimaatakkoord. De doelen kunnen alleen gehaald worden als de timing van investeringen juist is. Er zijn grote onderlinge afhankelijkheden die kunnen leiden tot vertraging. Investerings in elektrificatie komen niet van de grond als er te weinig netcapaciteit beschikbaar is. Andersom zullen netbeheerders geen investeringen in netcapaciteit doen als er geen concrete initiatieven zijn die hierom vragen. Een heldere schets van de keten van onderlinge afhankelijkheden en de bijbehorende doorlooptijden kan de planning en commitment van alle partijen faciliteren. Het **doel van dit project** is om deze ketens en tijdlijn voor de volgende vier elektrificatieopties uit te werken:

1. **Elektrische boilers in de industrie:** elektrificatie met hybride boilers, rekening houdend met de eventueel benodigde verhoging van de aansluitwaarde van de netaansluiting en netverzwaring.
2. **Grootschalige industriële warmtepomp:** elektrificatie met een openluswarmtepomp rekening houdend met de eventueel benodigde verhoging van de aansluitwaarde van de netaansluiting en netverzwaring.
3. **Grootschalig waterstofproductie uit elektrolyse:** de grootschalige productie van waterstof met een elektrolyser (>200 MW) rekening houdend met netverzwaring.
4. **Warmtenet met centrale warmtepomp en aquathermie:** een middentemperatuurwarmtenet op basis van aquathermie en grootschalige warmtepomp, als duurzame warmteoplossing bij een wijk met woningen ouder dan 1980. Hierbij wordt ook de aansluiting op het elektriciteitsnet en de eventueel benodigde netverzwaring meegenomen.

Al deze elektrificatieopties komen in aanmerking voor SDE++-subsidie. De verschillende onderdelen in de keten van elektrificatie en hun onderlinge relatie hebben we schematisch weergegeven in Figuur 2.

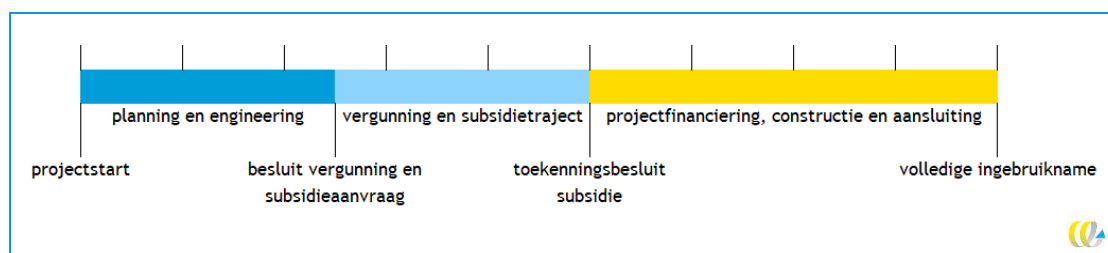
Figuur 2 - Schematisch overzicht van de keten van opwek tot gebruik in hoofdonderdelen



De ontwikkelingstijden van deze vier elektrificatieopties hebben we per onderdeel uitgewerkt en samen opgenomen in een tijdlijn. Deze tijdlijn loopt terug van 2030 naar het momenten waarop de eerste beslissingen voor ieder onderdeel van de keten genomen moet worden. Die eerste beslissing begint met de eerste van de drie fases die we per onderdeel beschouwen. Dan wordt besloten tot een concrete verkenning van de elektrificatieoptie. Tussen elke fase is een beslismoment om door te gaan naar de volgende fase. We onderscheiden de volgende drie fases¹:

1. 'Planning en engineering'.
 2. 'Vergunning en subsidietraject'.
 3. 'Projectfinanciering, constructie en aansluiting'. Dit is geïllustreerd in Figuur 3.
- Het onderscheid tussen de verschillende fases is niet altijd helder, soms worden delen van fases parallel uitgevoerd, in de begeleidende tekst staat dit dan beschreven.

Figuur 3 - De projectdoorlooptijd onderverdeeld in fases



Het resultaat is dus een globale projecttijdlijn voor de verschillende onderdelen in de keten en een tijdlijn voor de keten als geheel. We nemen 2030 als eindjaar van de tijdlijnen in deze studie (backcasting), hoewel het wenselijk is al eerder een deel van de elektrificatie te realiseren.

Tot slot besteden we aandacht aan de effecten van integratie van deze elektrificatieopties in het elektriciteitssysteem. Op plaatsen waar veel industrie gevestigd is, zoals in de regio Rotterdam-Moerdijk, waar dit zorgt voor extra druk op de doorlooptijden.

¹ We sluiten hiermee aan bij een eerdere studie van ECN in het kader van het Energieakkoord (ECN, 2013).

1.3 Aanpak en afbakening

Elk van de vier casussen hebben we uitgewerkt op basis van gegevens uit de literatuur en interviews met verschillende partijen die betrokken zijn in de keten (bedrijven in de industrie, netbeheerders en vergunningverleners, zie Bijlage D). Het uitgangspunt is veelal een concrete casus die veralgemeniseerd is. Daarbij hebben we ingeschat wat de bandbreedte voor de doorlooptijden per fase is en waar bepaalde uitvoeringsstappen overlappen. Het gaat om de bandbreedte die je gemiddeld gezien kunt verwachten, in extreme situatie kan de doorlooptijd korter of juist langer zijn. De uitkomsten zijn bij andere deskundigen getoetst en voorgelegd aan de begeleidingsgroep van deze studie. In Bijlage D is opgenomen welke partijen allemaal betrokken zijn, voor zover deze bij naam genoemd mochten worden.

Bij elke elektrificatieoptie maken we onderscheid tussen de doorlooptijden van de infrastructuur, en de doorlooptijd van de elektrificatieoptie zelf. De doorlooptijden van wind op zee en de infrastructuur zijn uitgebreid beschreven in Bijlage A en B. Wind op zee wordt informatief meegenomen omdat de beschikbaarheid van voldoende duurzame elektriciteit een randvoorwaarde is voor de CO₂-reductie die met elektrificatie kan worden bereikt. Typisch kent wind op zee daarbij één van de langste doorlooptijden en is het de voornaamste bron van grootschalige duurzame elektriciteitsproductie aan het worden. Met name bij grootschalige waterstofproductie uit elektrolyse kan er behoefte zijn aan (directe koppeling met) extra wind op zee voor groene waterstofproductie.

De doorlooptijden zijn op hoofdlijnen uitgewerkt en niet tot achter de komma nauwkeurig. Uiteindelijk heeft elk elektrificatieproject zijn eigen unieke situatie, waarbij specifieke omstandigheden kunnen zorgen voor een kortere of langere doorlooptijd. Met name aan de kant van de elektriciteitsinfrastructuur kunnen grote verschillen in doorlooptijden ontstaan. Op sommige locaties kan heel makkelijk extra aansluitcapaciteit worden gekregen voor elektrificatie, terwijl op andere locaties investeringen in het elektriciteitsnetwerk nodig zijn. Ook de uitgangspositie zal per bedrijf of buurt (in het geval van aquathermie) verschillen. Soms is er al veel voorverkenning gedaan, soms moet dit nog beginnen. Ook is het bij het ene bedrijf makkelijker om snel investeringen te doen dan bij het andere bedrijf. Dat hangt dan ook weer af van stimulerende omstandigheden zoals de ETS CO₂-prijs en de beschikbaarheid van (SDE++-)subsidies. Wij gaan er in dit onderzoek vanuit dat de economische voorwaarden kloppen, zodat er een businesscase is voor de onderzochte elektrificatieopties. Als er op den duur meer ervaring en standaardoplossingen komen, kunnen trajecten wellicht ook sneller verlopen.

1.4 Leeswijzer

In eerste volgende vier hoofdstukken van dit rapport bespreken we de ketens van één van de vier elektrificatieopties. We beschrijven de casussen en werken daarna de tijdlijn voor de doorlooptijd uit. We focussen hierbij op de tijdlijn van de elektrificatieoptie zelf, dat wil zeggen het deel dat voor rekening komt van de initiatiefnemer, en beschrijven kort de tijdlijn van de infrastructuur en energievoorziening die ook nodig zijn in de desbetreffende casussen. De tijdlijnen voor infrastructuur en energievoorziening zijn uitgewerkt in twee bijlagen:

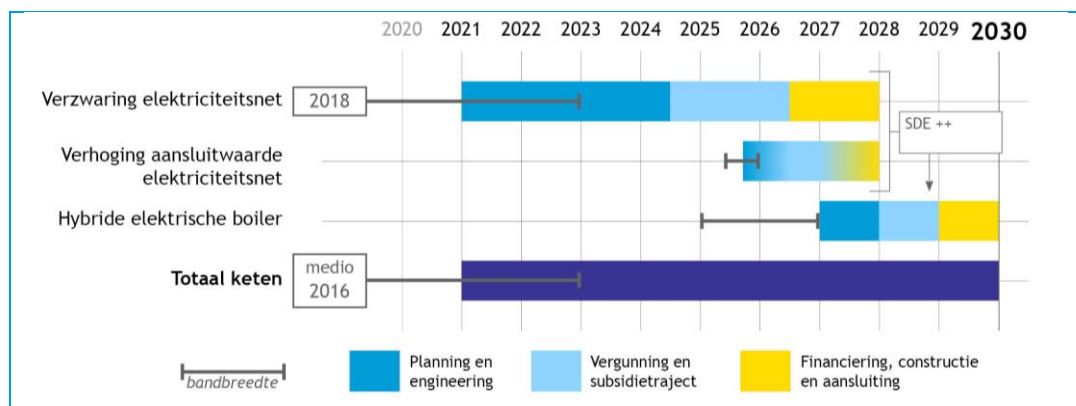
- Bijlage A - Wind op zee en aanlanding;
- Bijlage B - Elektriciteitsnetwerk en -aansluiting.

In Hoofdstuk 6 besteden we aandacht aan de integratie van elektrificatieopties op locaties waar veel industrie is gevestigd. Tot slot presenteren we de algemene bevindingen naar aanleiding van de tijdlijnen in Hoofdstuk 7.



Hoe moeten de tijdlijnen gelezen worden?

In het rapport presenteren we tijdlijnen als volgt:



De gekleurde balken geven het gemiddelde verloop aan teruggerekend vanaf 2030, de lijnen geven de bandbreedte op de totale balk aan. De lijnen en balken gaan feitelijk terug de tijd in, het doel is immers om te kijken wanneer er begonnen moet worden met de elektrificatietrajecten om de klimaatdoelstellingen in 2030 te halen. We nemen 2030 als eindjaar van de tijdlijnen in deze studie (backcasting), uiteraard is het wenselijk al eerder een deel van de elektrificatie te realiseren.

Sommige fases overlappen deels, in de figuur is alleen de additionele tijd per fase weergegeven. Daardoor kan de duur van de fase in de figuur afwijken van de tijd genoemd in de tekst van het hoofdstuk zelf. In de figuren is bijvoorbeeld ook geen rekening gehouden met uitloop doordat de SDE++-subsidie niet in de eerste mogelijkheid wordt verkregen.

Elke regel in de tijdlijn van dat onderdeel aan zich, in de bandbreedtes van de het volgende onderdeel vindt hierin geen doorwerking. Dat is wel meegenomen in de laatste regel, waar de totale keten van de casus is weergegeven. In bovenstaand figuur zijn de faseovergangen niet scherp weergegeven in de tweede balk, in dat geval weten we alleen een inschatting voor de totale doorlooptijd en niet de onderverdeling naar fases.

In de figuren zijn infrastructurele onderdelen eerst geplaatst, die moeten gereed zijn voor de elektrificatie kan worden afgerond, maar de 'planning en engineering' van elektrificatie kan eerst nodig zijn om aanleiding te geven tot uitvoering van netverzwaring.

2 Elektrische boilers in de industrie

2.1 Beschrijving van elektrificatieoptie

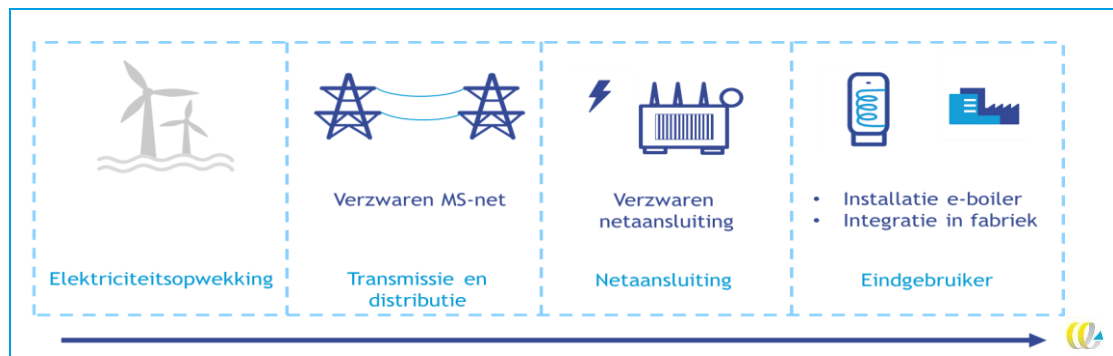
Elektrische boilers leveren warmte uit elektriciteit en kunnen daarmee warmteproductie uit volledig fossiele energiedragers geheel of gedeeltelijk vervangen. In veel gevallen zal het gaan om de gedeeltelijke vervanging van een gasgestookte boiler of wkk. Wanneer een elektrische boiler de warmteproductie deels overneemt van een gasboiler, wordt de combinatie ook wel een hybride boiler genoemd.

Uit een studie uitgevoerd in het kader van het Klimaatakkoord (2018) blijkt dat er in de industrie een potentieel ligt om met flexibele boilers in 2030 tot 40 PJ aan gasvraag te besparen wat daarmee 2,3 Mton CO₂-reductie oplevert. Daarbij is uitgegaan van 2.600 MWe aan elektrische hybride boilers bij 4.500 draaiuren.

In deze casus gaan we uit van een industrieel hybride systeem, waarin de elektrische boiler flexibel wordt ingezet en gedeeltelijke de warmteproductie van de gasgestookte boiler overneemt. Dit sluit aan bij de categorie elektrische boilers waarvoor nu in de SDE++-subsidie kan worden aangevraagd (maximaal 2.000 vollasturen). We hanteren hierbij dezelfde randvoorwaarden. De belangrijkste randvoorwaarden zijn dat het moet gaan om een volledig nieuw systeem (ombouw van een bestaande gasketel is niet toegestaan) met een thermisch vermogen van minimaal 5 MWth, waarbij de warmte wordt geleverd aan een systeem met een ontwerptemperatuur van minimaal 100°C (RVO, 2020a). We veronderstellen dat het hybride systeem een bestaande gasboiler vervangt en kan worden aangesloten op een bestaand warmtesysteem.

Het vermogen van de elektrische boiler kan worden afgestemd op de huidige elektriciteitsaansluiting of de aansluitwaarde van de elektriciteitsaansluiting kan worden verhoogd om een boiler met een hoger vermogen te installeren. De SDE++ vereist specifiek voor deze casus dat de aansluitwaarde minimaal net zo groot is als het vermogen van de e-boiler. Voor de industrie ligt de aansluitwaarde vaak rond de 10-20 MW. Om de volledige tijdlijn in kaart te brengen, wordt een casus meegenomen waarin een verhoging van de aansluitwaarde en verzwarende ban het elektriciteitsnetwerk vereist is. Die hoeft niet in elke situatie het geval te zijn. Soms hebben bedrijven nog voldoende capaciteit binnen de netaansluiting beschikbaar of hoeft er op die specifieke situatie geen aanpassing gedaan te worden aan de elektriciteitsinfrastructuur. De beschouwde keten is weergegeven in Figuur 4.

Figuur 4 - Schematisch overzicht van de beschouwde keten voor de elektrische boiler in de industrie



2.2 Doorlooptijd

Er zijn verschillende stappen in de keten bepalend voor de totale doorlooptijd. Bij elk van die stappen zijn verschillende factoren betrokken. We maken onderscheid in de doorlooptijd voor de realisatie van de benodigde aanpassingen in de elektriciteitsinfrastructuur en de doorlooptijd voor het realiseren van de elektrische boiler zelf. Het eerste deel bestaat uit alle stappen tot en met de netaansluiting, voor de realisatie hiervan is niet de eindgebruiker verantwoordelijk maar de netbeheerder.

2.2.1 Doorlooptijden infrastructuur

Voor de realisatie van de boiler worden twee infrastructuurstappen meegenomen. De verhoging van de aansluitwaarde en eventueel vereiste netverzwaring. Industriële partijen zullen mogelijk een hogere capaciteit dan nu gecontracteerd vereisen voor de boiler. Als de vereiste capaciteit binnen het bereik van het huidige netvlak ligt, is dit slecht een administratieve handeling. Het MS-netvlak levert in de range 1-10 MVA, het TS-netvlak 10-100 MVA en het HS-netwerk voor meer dan 100 MVA. Een elektrische boiler van ongeveer 10 MW, zou aangesloten kunnen worden via de bestaande MS-aansluiting. De doorlooptijd is dan 1 maand voor het verhogen van de contractcapaciteit. Als een nieuwe aansluiting op het TS-netwerk vereist is, is de doorlooptijd 2-2,5 jaar.

Daarnaast kan het voorkomen dat door capaciteitsbeperkingen op het elektriciteitsnet, een hogere aansluitwaarde pas mogelijk is na een verzwaring van het elektriciteitsnet. Met name die laatste situatie kent een lange doorlooptijd. Afhankelijk van de netsituatie dient dan een MS/TS- of HS/MS-station verzwaald te worden. De doorlooptijd en de kanttekeningen van deze ketenstappen zijn beschreven in Bijlage B en zijn samengevat in Tabel 1.

Tabel 1 - Doorlooptijden ketenstappen infrastructuur

Ketenstap	Doorlooptijd totaal gemiddeld	Planning en engineering	Vergunning en subsidietraject	Projectfinanciering, constructie en aansluiting
Verzwaring MS-netwerk	5-10 jaar	2-5 jaar	1-3 jaar	1-3 jaar
Verhogen aansluitwaarde:				
– administratief, binnen het netvlak	1 maand			
– nieuwe TS-aansluiting	2-2,5 jaar			

Opmerking: De totale doorlooptijd is niet altijd gelijk aan de som van de maximale bandbreedte, dit komt omdat sommige fases overlappen en de totale doorlooptijd een gemiddelde is waarin de extreme situaties buiten beschouwing zijn gelaten. In zeer ongunstige situaties kunnen infrastructuurmaatregelen dus nog langer duren. De verantwoording bij deze tabel is opgenomen in Bijlage B.

2.2.2 Doorlooptijd elektrische boiler

De totale doorlooptijd voor het realiseren van een elektrische boiler, exclusief aanpassingen in infrastructuur, schatten wij op 3 tot 5 jaar. Deze tijdlijn is opgesteld op basis van interviews, de verantwoording is opgenomen in Bijlage D. Aanpassingen in de elektriciteitsinfrastructuur zijn alleen nodig als een verhoging van de aansluitwaarde noodzakelijk is. We bespreken nu de doorlooptijd per fase.

Planning en engineering (1-1,5 jaar)

De eerste belangrijke stap is het ontwikkelen van de interne waarde propositie bij het bedrijf voor een elektrische boiler als verduurzamingsoptie naast de bestaande gasboiler. Hiervoor is kennis van de interne warmtestromen in eerste instantie essentieel en vervolgens het verkrijgen van intern commitment. Hierin is het belangrijk of de partij zelf wil investeren in de elektrische boiler of dat het de elektrische boiler niet op de balans wil en als dienst wil afnemen. In dat geval zal een externe partij aangetrokken worden, wat tijdrovend kan zijn om tot goede contractuele afspraken te komen, maar vervolgens het traject wel kan versnellen vanwege haar kennis. Na deze fase volgen basic engineering, intern en met een leverancier. Als de boiler in een nieuw gebouw geplaatst wordt, zal de engineeringfase langer zijn. De detailengineering kan hier plaats vinden of pas nadat de vergunning en subsidies gegund zijn.

Vergunning en subsidietraject (1-1,5 jaar; risico op 1 jaar uitloop)

Elektrische boilers worden naast een bestaande (gas)boiler geplaatst op bestaande industriële locaties, daardoor is vaak alleen een milieu-neutrale melding binnen de omgevingsvergunning vereist. Er is een bouwvergunning nodig als de boiler in een nieuw gebouw komt te staan. De voorbereiding van de vereiste vergunningen vindt gedeeltelijk parallel plaats met de eerste fase en wordt daarna vrij snel afgerond. De doorlooptijd van een melding is 8 tot 26 weken, afhankelijk of een uitgebreide procedure voor de milieuvergunning nodig is. Er is ook een MER-beoordelingsplicht.

Parallel wordt de subsidieaanvraag voorbereid en na afronding van de melding of vergunning, kan de SDE++ aangevraagd worden. Als een aansluiting verhoogd moet worden, dient dit gerealiseerd te zijn voor de SDE++-aanvraag. Een versnelling is mogelijk als een toezegging van de netbeheerder dat de verhoging plaats zal vinden voldoende is. Als de SDE++ wordt gegund, is de doorlooptijd van deze fase ongeveer 1 jaar, maar anders volgt uitstel van het project met 1 jaar tot de volgende SDE++-ronde. Of projecten met een elektrische boiler gegund zullen worden in de 2020 SDE++-ronde is nog onzeker.

Financiering, constructie en aansluiting (1-1,5 jaar)

Als de subsidie toegekend is, kan de elektrische boiler binnen 1 jaar gerealiseerd worden. Hiervoor wordt ongeveer een halfjaar ontwerp en levertijd ingeschat en vervolgens realisatie van de installatie en commissioning. Als specifieke elektrische componenten vereist zijn, kan de levertijd toenemen en vereist deze fase 1,5 jaar.

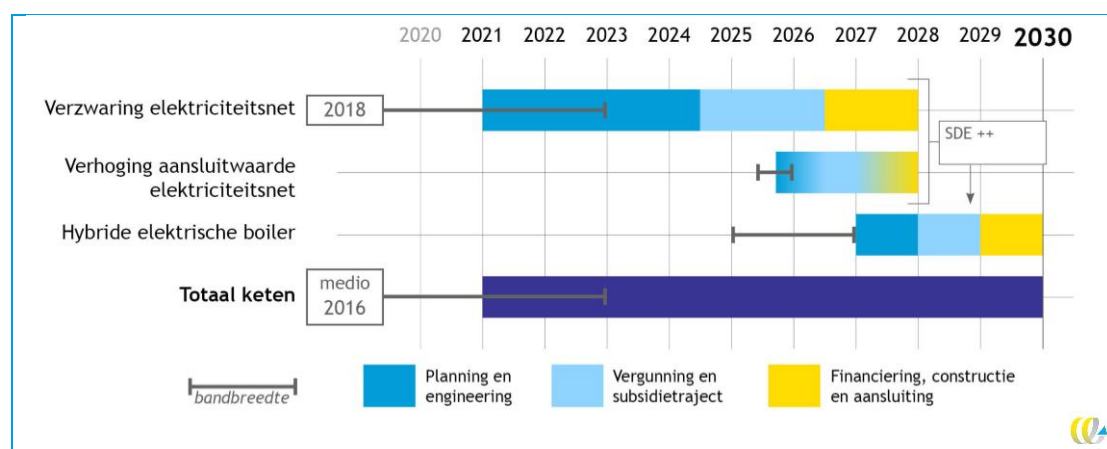
Een additionele onzekerheid is de inpassing van de elektrische boiler op een natuurlijk moment (fabrieksstop). Dit vindt normaliter éénmaal per jaar tot éénmaal per 6 jaar plaats. Dit natuurlijke moment duurt normaliter enkele dagen, voor de inpassing van de e-boiler is 1-2 weken nodig exclusief eventuele aanpassingen in de interne elektriciteitsvoorziening bij het bedrijf. In de tijdlijn vergroten we de bandbreedte met een half jaar om rekening te houden met dit effect.



2.3 Overzicht tijdlijn doorlooptijd

De doorlooptijd voor aanpassingen in de infrastructuur zit tussen de 5 en 10 jaar, ervan uitgaande dat netverzwaring vereist is. De implementatie van de elektrische boiler vereist 3 tot 5 jaar. Deze trajecten kunnen deels parallel verlopen, maar de netaansluiting moet gereed zijn voordat de SDE++-subsidie kan worden aangevraagd. In de tijdlijn gaan we er vanuit dat de SDE++-subsidie bij de eerste aanvraag wordt verkregen. Hiermee is de totale doorlooptijd tussen de 7 en 13,5 jaar. In Figuur 5 is weergegeven dat er, afhankelijk van de situatie, gestart moet worden met de netverzwaring tussen medio 2016 (dus feitelijk nu) en 2023 om de elektrische boiler in 2030 operationeel te hebben. Als er geen aanpassingen in de infrastructuur nodig is, moet er tussen 2025 en 2027 gestart worden met het ontwikkelen van de elektrische boiler.

Figuur 5 - Tijdlijn keten realisatie hybride elektrische boiler in 2030



Opmerking: Sommige fases overlappen deels, in de figuur is alleen de additionele tijd per fase weergegeven. Daardoor kan de duur van de fase in de figuur afwijken van de tijd genoemd in de vorige paragraaf. De tijdlijn van de totale keten loopt verder door vanwege de doorwerking van de onzekerheid per onderdeel in de keten. De infrastructuuronderdelen moeten gereed zijn voordat de SDE++-subsidie kan worden aangevraagd. Voor de tijdlijn van het verhogen van de aansluitwaarde is geen onderverdeling in fases bekend.

De kritieke en tijdsintensieve stappen in de implementatie van de elektrische boiler zelf zijn het ontwikkelen van de interne propositie voor de elektrische boiler, het SDE++-traject en de eventuele levertijd van elektrotechnische onderdelen. Versnelling is mogelijk als de eis voor de netcapaciteit in de SDE++ wordt verruimd, bijvoorbeeld dat een toezegging van de netbeheerder dat een verhoging van de netaansluiting zal plaatsvinden voldoende is.

3 Grootschalige industriële warmtepomp

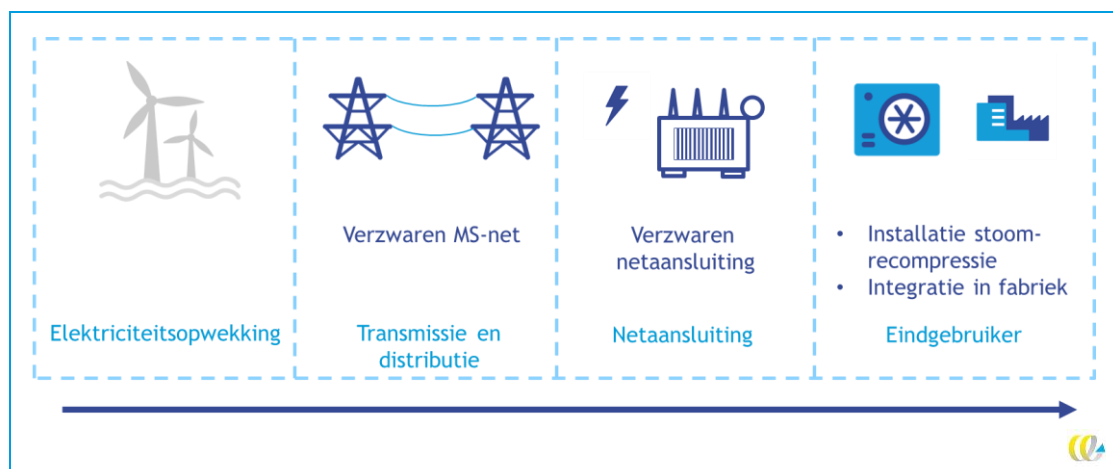
3.1 Beschrijving van elektrificatieoptie

In deze casus beschouwen we de toepassing van openluswarmtepompen in de vorm van stoomrecompressie². Deze techniek komt in aanmerking voor SDE++-subsidie wanneer het een thermisch vermogen heeft van minimaal 0,5 MWth en een COP van minimaal 2,3 en maximaal 8,0 (RVO, 2020a). Het typische aansluitvermogen van een grootschalige warmtepomp is zo'n 0,5-1,5 MWe.

Warmtepompen worden toegepast om restwarmte van een lage temperatuur op te waarden naar warmte van een hogere temperatuur. Een openluswarmtepomp maakt geen gebruik van een intern circulerende vloeistof, zoals een geslotenluswarmtepomp, maar comprimeert direct de processtroom. Voorbeelden van geslotenluswarmtepompen zijn koelkasten, airco's, warmtepompen om huizen te verwarmen en industriële warmtepompen om heet water te maken.

Bij toepassing van een openluswarmtepomp kan het nodig zijn dat de netaansluiting wordt verhoogd of het elektriciteitsnet moet worden verzwaard. De volledige keten die we in deze casus beschouwen staat in Figuur 6 weergegeven.

Figuur 6 - Schematisch overzicht van de beschouwde keten voor de industriële warmtepomp



² Er bestaat ook mechanische damprecompressie (MVR). Mechanische damprecompressie heeft een klein drukverschil en wordt vooral op indampingsinstallaties toegepast. Stoomrecompressie heeft een veel groter drukverschil. De inpassing van stoomrecompressie is vaak complexer dan mechanische damprecompressie en daarom meer representatief voor een grootschalige warmtepomp in een complexe industriële omgeving.

3.2 Doorlooptijd

Er zijn verschillende stappen in de keten bepalend voor de totale doorlooptijd. Bij elk van die stappen zijn verschillende factoren betrokken. We maken onderscheid in de doorlooptijd voor de realisatie van de benodigde aanpassingen in de elektriciteitsinfrastructuur en de doorlooptijd voor het realiseren van de industriële warmtepomp zelf. Het eerste deel bestaat uit alle stappen tot en met de netaansluiting, de netbeheerder is verantwoordelijk voor de realisatie van deze stappen en niet de eindgebruiker.

3.2.1 Doorlooptijden infrastructuur

Op sommige industriële sites zal de vermogensvraag van de warmtepomp beperkt zijn ten opzichte van de huidige vermogensvraag. Mogelijkerwijs zullen er dan geen veranderingen aan de publieke infrastructuur vereist zijn. Wanneer het vermogen van de industriële warmtepomp groter is dan de huidige netaansluiting, moet er bij de netbeheerder een hogere aansluitwaarde op het elektriciteit aangevraagd worden. In dit geval zou dat gaan om een nieuwe MS-aansluiting.

Daarnaast kan het voorkomen dat door capaciteitsbeperkingen op het elektriciteitsnet, een hogere aansluitwaarde pas mogelijk is na een verzwaring van het elektriciteitsnet. Met name die laatste situatie kent een lange doorlooptijd. Veel bedrijven zullen zijn aangesloten op het MS-netvlak, daar gaan we in deze casus vanuit. De doorlooptijd en de kanttekeningen van deze ketenstappen zijn beschreven in Bijlage B en zijn samengevat in Tabel 2. Aanpassingen in de elektrische infrastructuur kan dus in totaal 5 tot 10 jaar in beslag nemen voordat de warmtepomp zelf in gebruik genomen kan worden.

Tabel 2 - Doorlooptijden ketenstappen infrastructuur

Ketenstap	Doorlooptijd totaal gemiddeld	Planning en engineering	Vergunning en subsidietraject	Projectfinanciering, constructie en aansluiting
Verzwaring MS-netwerk	5-10 jaar	2-5 jaar	1-3 jaar	1-3 jaar
Verhogen aansluitwaarde naar MS-netvlak	1-2 jaar			

Opmerking: de totale doorlooptijd is niet altijd gelijk aan de som van de maximale bandbreedte, dit komt omdat sommige fases overlappen en de totale doorlooptijd een gemiddelde is waarin de extreme situaties buiten beschouwing zijn gelaten. In zeer ongunstige situaties kunnen infrastructuurmaatregelen dus nog langer duren. De verantwoording bij deze tabel is opgenomen in Bijlage B.

Netverzwaring is niet altijd nodig. Het typische aansluitvermogen van een grootschalige warmtepomp is zo'n 0,5-1,5 MWe. Grotere industriële verbruikers hebben mogelijk nog voldoende ruimte op de bestaande aansluiting. Als het bedrijf een wkk heeft, zal de netaansluiting in het algemeen geen probleem zijn. Het interne elektriciteitsnet van het bedrijf zal meestal wel aangepast moeten worden, ook al hoeft er geen netverzwaring plaats te vinden. De doorlooptijd hiervan zit inbegrepen in de doorlooptijd bij de eindgebruiker.

3.2.2 Doorlooptijd industriële warmtepomp

De totale doorlooptijd voor het realiseren van een industriële warmtepomp, exclusief aanpassingen in infrastructuur, schatten wij op 4,5 tot ruim 7 jaar³. Deze tijdlijn is opgesteld op basis van interviews, de verantwoording is opgenomen in Bijlage D. Aanpassingen in de elektriciteitsinfrastructuur zijn alleen nodig als een verhoging van de aansluitwaarde noodzakelijk is. We bespreken nu de doorlooptijd per fase.

Planning en engineering (2-3,5 jaar)

De planning en engineering begint met een vooronderzoek bij het bedrijf zelf. Hierbij wordt de warmtehuishouding van de processen grondig geanalyseerd en wordt met alle interne stakeholders besloten of en waar de warmtepomp eventueel moet komen. Dit interne onderzoek duurt 1 à 2 jaar, afhankelijk van hoeveel kennis over de warmtehuishouding er al aanwezig is en of er externe kennis (consultant) wordt ingehuurd.

Na het interne onderzoek gaan er twee dingen naast elkaar lopen: de gesprekken met leveranciers voor de engineering van de compressor en de engineering van de rest van de installatie. Naast de compressor zelf moet er ook een fundering komen, de leidingen moeten worden aangepast, de besturing van de fabriek, etc. Inzichten uit de engineering van de compressor hebben invloed op de overige engineering en vice versa. Deze fase duurt circa 1 jaar.

Vergunning en subsidietraject (1-2 jaar)

Een grootschalige industriële warmtepomp komt in aanmerking voor SDE++-subsidie. Voordat deze subsidie aangevraagd kan worden, moet er een (voorlopige) vergunning verleend zijn. Welke vergunningen er nodig zijn, is afhankelijk van waar de warmtepomp geplaatst wordt. We gaan uit van plaatsing in een bestaand industrieel cluster dichtbij bebouwing. Vanwege de toenemende geluidsdruk is er een milieuvergunning nodig en een bouwvergunning voor de omkasting van de compressor. De doorlooptijd van deze vergunningen bedraagt 6 tot 9 maanden.

Een installatie voor stoomrecompressie kan zonder subsidie rendabel zijn als er niet teveel aangepast hoeft te worden in de fabriek. Projecten die door hele hoge inpassingskosten niet rendabel zijn zonder subsidie, hebben een lagere kans op subsidie doordat de SDE++ is opgezet als veiling. Degene met de laagste onrendabele top per ton CO₂-reductie krijgt subsidie.

Projectfinanciering, constructie en aansluiting (ca. 1,5 jaar)

De uiteindelijke investeringsbeslissing wordt pas genomen als er duidelijkheid is over de subsidie, als er een vergunning verleend is en de engineering klaar is. Het nemen van de investeringsbeslissing duurt ongeveer 3 maanden. Als de investeringsbeslissing genomen is, worden als eerste de componenten met een lange levertijd besteld. De warmtepomp zelf heeft een levertijd van ongeveer 1 jaar, omdat het altijd om maatwerk gaat. Bij kleinere installaties kan er soms een warmtepomp uit een catalogus worden toegepast, maar ook van kleinere warmtepompen wordt vaak geen voorraad aangehouden.

³ Sommige fases worden deels parallel uitgevoerd, hierdoor is de totale tijd minder dan de som van de doorlooptijd per fase. In de figuren is alleen de additionele tijd per fase weergegeven.

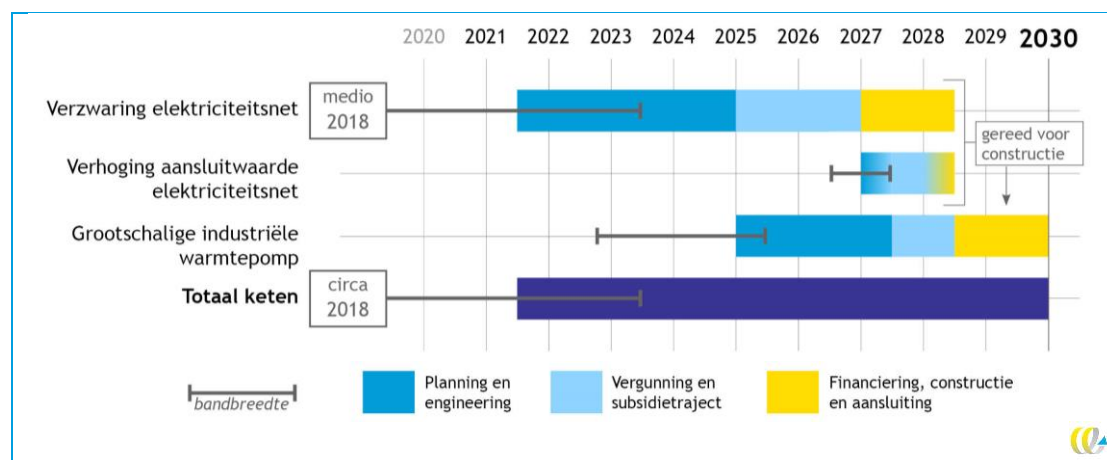


Terwijl de warmtepomp in bestelling is, worden er aannemers gezocht voor de aanpassingen in de fabriek zelf en beginnen de voorbereidende werkzaamheden voor de bouw. Als de warmtepomp eenmaal binnen is, duurt het nog ongeveer drie maanden voordat deze geïnstalleerd is. Hierbij gaan we ervan uit dat er niet gewacht hoeft te worden op de eerstvolgende fabrieksstop. Het is mogelijk om de punten waar de nieuwe installatie intact op het fabrieksproces al bij een eerdere stop aan te leggen. De kosten hiervan zijn beperkt op de totale projectkosten. Fabrieksstops vinden, afhankelijk van het proces, typisch eens per 2 tot 6 jaar plaats. Indien een fabrieksstop wel noodzakelijk is kan dit dus aanzienlijke vertraging opleveren. In de tijdlijn vergroten we de bandbreedte met een half jaar om rekening te houden met dit effect. De opstart van de installatie en het inregelen duurt tenslotte nog enkele weken tot een maand.

3.3 Overzicht tijdlijn doorlooptijd

De doorlooptijd voor aanpassingen in de infrastructuur zit tussen de 5 en 10 jaar, ervan uitgaande dat netverzwaring vereist is. De implementatie van de warmtepomp vereist 4,5 tot ruim 7 jaar. Deze trajecten kunnen deels parallel verlopen. Hiermee is de totale doorlooptijd tussen de 6,5 en ruim 12 jaar. In Figuur 7 is weergegeven dat er, afhankelijk van de situatie gestart moet worden met de netverzwaring tussen eind 2017 (dus in feite nu) en medio 2023 om de warmtepomp in 2030 operationeel te hebben. Als er geen aanpassingen in de infrastructuur nodig zijn, moet er tussen eind 2022 en medio 2025 gestart worden met het ontwikkelen van de warmtepomp.

Figuur 7 - Tijdlijn keten realisatie grootschalige industriële warmtepomp in 2030



Opmerking: Sommige fases overlappen deels, in de figuur is alleen de additionele tijd per fase weergegeven. Daardoor kan de duur van de fase in de figuur afwijken van de tijd genoemd in de vorige paragraaf. De tijdlijn van de totale keten loopt verder door vanwege de doorwerking van de onzekerheid per onderdeel in de keten. De infrastructuuronderdelen moeten gereed zijn voordat de warmtepomp geïnstalleerd wordt. Voor de tijdlijn van het verhogen van de aansluitwaarde is geen onderverdeling in fases bekend.

De kritieke en tijdsintensieve stappen in de implementatie van de warmtepomp zelf zijn de levertijd van ongeveer 1 jaar en de interne verkenning en waarde propositie. Een versnelling wordt niet verwacht. Wellicht dat kleinere bedrijven de mogelijkheid hebben om sneller tot een interne beslissing te komen.

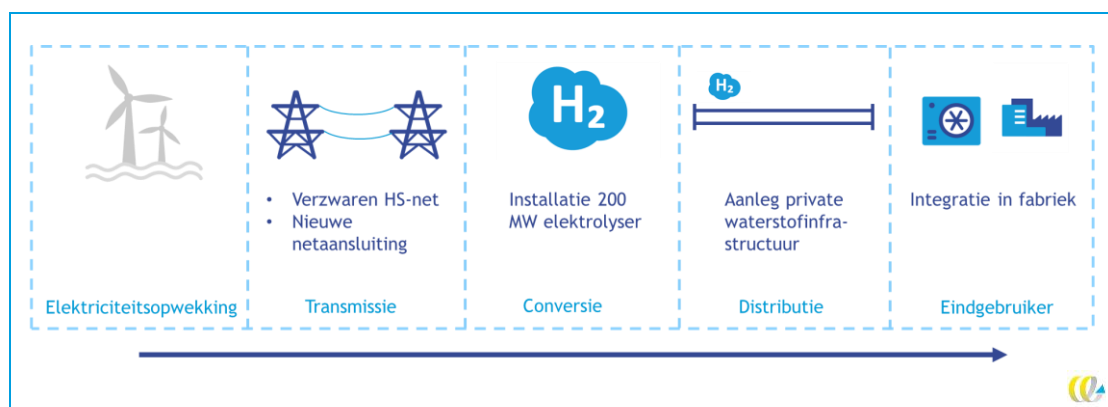
4 Grootschalige waterstofproductie uit elektrolyse

4.1 Beschrijving van elektrificatieoptie

In deze casus kijken we naar de doorlooptijd voor het realiseren van grootschalige waterstofproductie met een elektrolyser (>200 MW). Waterstof uit elektrolyse met hernieuwbare elektriciteit komt in aanmerking voor SDE++-subsidie indien het vermogen groter is dan 0,5 MW. Tot 2025 is slechts 2.000 vollasturen subsidiabel (RVO, 2021). We houden rekening met de versterking van het hoogspanningsnet om de aansluiting van de elektrolyser mogelijk te maken. De beschouwde keten is weergegeven in Figuur 8. Met name bij grootschalige waterstofproductie uit elektrolyse kan er behoefte zijn aan (directe koppeling met) extra wind op zee voor groene waterstofproductie, daar wordt in deze case niet expliciet van uitgegaan.

In deze casus gaan we uit van een situatie waarbij on-site waterstofproductie wordt ingepast op een bestaand industrieel proces waarin nu waterstof van fossiele herkomst of aardgas wordt gebruikt. Daardoor is het aanleggen van extra (on-site) waterstofinfrastructuur slechts beperkt nodig.

Figuur 8 - Beschouwde keten voor grootschalige waterstofproductie uit elektrolyse



Er zijn al diverse concrete projecten in ontwikkeling voor grootschalige waterstofproductie met elektrolyse:

- **H2.50** - BP, Nouryon en Port of Rotterdam, 250 MW elektrolyser in Rotterdam (Petrochem, 2019);
- **Shell** - Shell, 200 MW elektrolyser in Rotterdam (Shell, 2020);
- **Yara/Ørsted** - Yara en Ørsted, 100 MW elektrolyser in Zeeland (Ørsted, 2020);
- **H2ermes** - Nouryon, Tata Steel en Port of Amsterdam, 100 MW elektrolyser in IJmuiden (Port of Amsterdam, 2018);
- **Djewels** - GasUnie en Nouryon, 20-30 MW elektrolyser in de Eemshaven (GasUnie New Energy, 2020).

4.2 Doorlooptijd

Er zijn verschillende stappen in de keten bepalend voor de totale doorlooptijd. Bij elk van die stappen zijn verschillende factoren betrokken. We maken onderscheid in de doorlooptijd voor de realisatie van de benodigde aanpassingen in de elektriciteitsinfrastructuur en de doorlooptijd voor het realiseren van de productielocatie zelf. Het eerste deel bestaat uit alle stappen tot en met de netaansluiting, de netbeheerder is verantwoordelijk voor de realisatie van deze stappen en niet de eindgebruiker.

4.2.1 Doorlooptijden wind op zee en infrastructuur

Vanwege het grote vermogen van de elektrolyser zal de aansluitwaarde van de netaansluiting verhoogd moeten worden. Het gaat dan om een aansluiting op het hoogspanningsnet, de verwachte doorlooptijd hiervoor is 1 tot 1,5 jaar (TenneT, 2019). Daarnaast kan het voorkomen dat door capaciteitsbeperkingen op het elektriciteitsnet, een hogere aansluitwaarde pas mogelijk is na een verzwaring van het elektriciteitsnet. Bij een vermogen groter dan 200 MW is de kans daarop groot. Met name die laatste situatie kent een lange doorlooptijd van 7 tot 10 jaar. De doorlooptijd en de kanttekeningen van deze ketenstappen zijn beschreven in Bijlage B en zijn samengevat in Tabel 3. Aanpassingen in de elektrische infrastructuur, inclusief overlap in de fases, kan dus in totaal 7 tot 10 jaar in beslag nemen voordat de elektrolyser zelf in gebruik genomen kan worden. Er is in deze doorlooptijd een additioneel risico op uitloop van 5 jaar geïdentificeerd door Tennet vanwege omgevingsfactoren.

Tabel 3 - Doorlooptijden ketenstappen infrastructuur

Ketenstap	Doorlooptijd totaal gemiddeld	Planning en engineering	Vergunning en subsidietraject	Projectfinanciering, constructie en aansluiting
Energie-infrastructuur op zee	7-10 jaar	3-4 jaar	2-3 jaar	3-6 jaar
Verzwaring HS-netwerk	7-10 jaar	3-5 jaar	1-3 jaar	1,5-3,5 jaar
Aansluiting op HS-netwerk	1-1,5 jaar			

Opmerking: De totale doorlooptijd is niet altijd gelijk aan de som van de maximale bandbreedte, dit komt omdat sommige fases overlappen en de totale doorlooptijd een gemiddelde is waarin de extreme situaties buiten beschouwing zijn gelaten. In zeer ongunstige situaties kunnen infrastructuurmaatregelen dus nog langer duren. De verantwoording bij deze tabel is opgenomen in Bijlage A en B.

Een voorbeeld van een situatie waarbij de doorlooptijd voor de netverzwaring van het hoogspanningsnetwerk rond de 10 jaar zal liggen is bij elektrolyse in Zeeuws-Vlaanderen. Daar kent het hoogspanningsnet nu al beperkingen. Elektrificatie en het aansluiten van industrie op wind op zee, vraagt om de uitbereiding van de bestaande verbindingen onder de Westerschelde, wat een complexe operatie is (CE Delft & RHDV, 2020).

4.2.2 Doorlooptijd elektrolyser

De totale doorlooptijd voor het realiseren van grootschalige waterstofproductie uit elektrolyse, exclusief aanpassingen in infrastructuur, schatten wij op 5 tot 8 jaar⁴. Daarbij is uitgegaan van de levering van waterstof naar een (interne) industriële locatie voor gebruik als grondstof. We bespreken nu de doorlooptijd per fase. Deze tijdlijn is opgesteld op basis van interviews, de verantwoording is opgenomen in Bijlage D.

Planning en engineering (1,5-3 jaar)

De planning en engineering begint met een verkenningsfase van ongeveer 6 maanden waarin de wensen en mogelijkheden binnen het bedrijf kaart gebracht worden. In de verkenningsfase wordt het project intern voorbereid, worden de eerste contacten met leveranciers gelegd en worden de bron van duurzame energie en de afnemers van de (groene) waterstof in kaart gebracht. Na de verkenningsfase volgt het haalbaarheidsonderzoek en de concept-engineering. Dit duurt 1 à 1,5 jaar voor een elektrolyser binnen een bestaande industriële locatie. Voor een nieuwe locatie (greenfield) kan dit 1 à 1,5 jaar langer duren.

Vergunning en subsidietraject (1,5-4 jaar)

Het voorbereiden van de vergunningsaanvraag en het opstellen van de MER-beoordeling begint bij het einde van de 'feasibility en concept engineering'. De doorlooptijd is 6 maanden tot 1 jaar voordat de vergunning ingediend kan worden. De minimale doorlooptijd van de vergunning is 26 weken (6 maanden) als alles goed gaat. Hierbij gaan we ervan uit dat het project binnen een bestaand industrieelcluster gerealiseerd wordt, waarbij er geen bijzondere obstakels zijn qua milieu- en vergunningseisen. Voor een nieuwe (greenfield)site moet het bestemmingsplan gewijzigd worden, de doorlooptijd hiervan is 2 jaar of meer vanwege mogelijke bezwaren van omwonenden of mogelijke problemen met de natuur in de omgeving.

De SDE++-subsidie is niet genoeg om een elektrolyseproject te kunnen realiseren, er zal dus aanvullende subsidie moeten worden aangevraagd uit regionale, nationale of Europese fondsen. De voorbereidingstijd voor de subsidie aanvraag is 6 maanden tot 1 jaar. Afhankelijk van de keuzes van het bedrijf kan de subsidieaanvraag starten tijdens de vergunningsaanvraag. De uitvoeringstijd van de subsidieverlener is geschat op 6 maanden tot 1 jaar voor een toekomstig waterstofsubsidie-instrument. De snelst mogelijke doorlooptijd is 16 weken, met mogelijkheid voor verlenging van de termijn door de verstrekker. Verschillende (Europese) subsidies kunnen de doorlooptijd mogelijk verlengen. Een toekomstig nationaal instrument voor waterstof kan dit eventueel verhelpen.

Projectfinanciering, constructie en aansluiting (3-5 jaar)

De detailengineering is kostbaar en tijdsintensief (1-1,5 jaar). Deze fase wordt normaliter dus pas gestart na de toekenning van subsidie. In de detailengineering wordt de installatie ontworpen en geoptimaliseerd samen met de leverancier van de elektrolyser. Vaak vindt er

⁴ Onze schatting van de totale doorlooptijd is aanzienlijk korter dan de maximale duur van iedere fase bij elkaar opgeteld, wat op 13 jaar zou uitkomen. Deze maximale duur gaat ervan uit dat alle fases na elkaar plaatsvinden zonder enige overlap en dat er op ieder onderdeel uitloop optreedt. In werkelijkheid kunnen veel onderdelen parallel lopen als de ontwikkelaar bereid is om iets meer risico te nemen in ruil voor een kortere doorlooptijd. Daarnaast is het niet realistisch dat er bij iedere stap vertraging optreedt.



zelfs binnen de looptijd van het project al innovatie plaats in de techniek van de elektrolyser. Het opvragen van definitieve offertes voor de elektrolyser en de finale prijs-onderhandeling duurt ongeveer 6 maanden en loopt deels parallel met de detailengineering. De investeringsbeslissing (FID) vindt 3-6 maanden later plaats. De FID kan ook (aanzienlijk) eerder in het traject genomen worden. Dit brengt grotere (financiële) risico's met zich mee, maar bespoedigt het proces.

Na FID wordt de elektrolyser definitief besteld. De toeleveringsketen van elektrolyzers is nog niet voldoende opgeschaald en geautomatiseerd om projecten van >100 MW vlot te kunnen leveren. De huidige levertijd is in totaliteit 2 jaar. Hiervoor moet op tijd een tijds-slot bij de leveranciers gereserveerd worden. Hoe beter hierop gepland is, hoe korter de levertijd of hoe beter de timing ten opzichte van andere fases. De levertijd kan overlappen met een stuk van de detailengineering.

De constructie en installatie duurt 9-12 maanden. Dit kan deels overlappend zijn met de levertijd. De elektrolyser zelf is de component met de langste levertijd (long lead item), de andere componenten en disciplines kunnen binnen dezelfde tijdsspanne. Net als bij de industriële warmtepomp, moet de elektrolyser aangesloten worden op het bestaande proces. We gaan ervan uit dat de inpassing zodanig gepland kan worden dat de inpassing geen vertraging voor het project betekent. Indien de gehele constructie nog moet wachten op de eerstvolgende onderhoudsstop, kan dit tot 6 jaar vertraging opleveren. Over het algemeen zal de installatie zo'n 3 maanden na levering van de laatste component voltooid zijn. Als de installatie compleet is, moet deze nog gecontroleerd in bedrijf worden genomen (commissioning). De commissioning zelf duurt 3 tot 6 maanden. De commissioning gebeurt per elektrolyser en vindt dus grotendeels parallel aan de constructie plaats.

De doorlooptijd van een waterstofnetwerk

De huidige waterstofnetwerken zijn privaat, oftewel eigendom van een bedrijf dat daarmee zichzelf of gecontracteerde afnemers van waterstof voorziet. Een elektrolyser project heeft geen waterstofnetwerk nodig als de waterstof lokaal wordt opgewekt voor één industriële afnemer, zoals beschreven in deze casus. Een waterstofnetwerk zal wel vereist zijn als de waterstofeconomie groeit in Nederland.

De realisatie van een open-access-netwerk in Nederland heeft als doel de ontwikkeling van waterstof en de waterstofmarkt te bevorderen. De ontwikkelstrategie is om eerst regionale netwerken te ontwikkelen in de industriële clusters zelf en deze vervolgens te integreren in een nationale backbone waarbij de clusters met elkaar en met opslag en het buitenland worden verbonden.

In juni 2020 zijn EZK, TenneT en Gasunie begonnen aan het programma HyWay27 (2020). De doelstelling is om eind 2025 de regionale infrastructuur, bestaande uit netwerken rond industriële clusters, gerealiseerd te hebben en om eind 2027 grotendeels de nationale infrastructuur gerealiseerd te hebben (Gasunie, 2020). De realisatie van de verschillende lokale netten en het nationale net zal dus deels parallel gebeuren. De komende 6 jaar zal dus gewerkt worden aan de waterstofinfrastructuur.

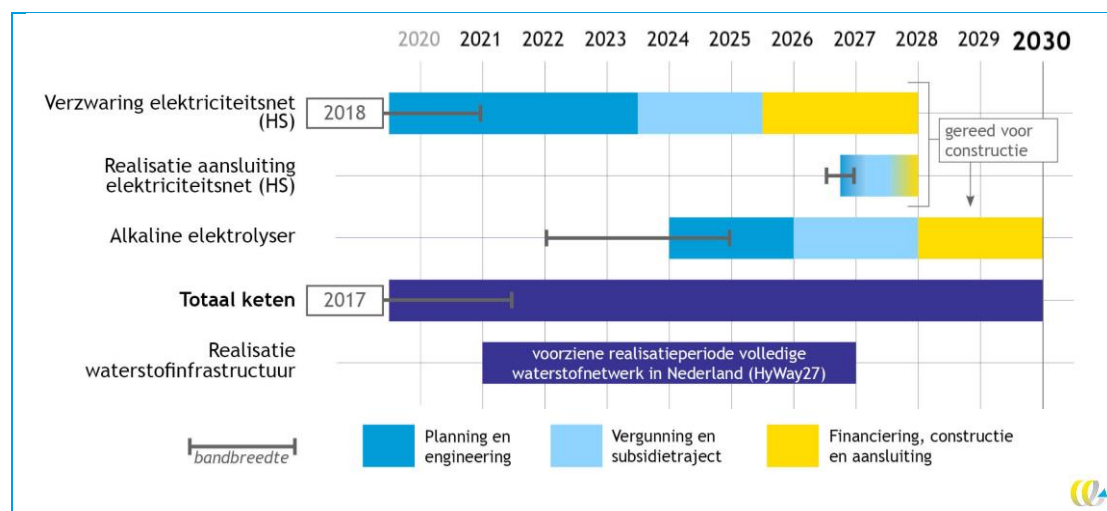
Volgens Gasunie is de typische doorlooptijd van een tracé (~100 km) voor een waterstofleiding zoals dat beoogd wordt in de HyWay27, circa 4 jaar in totaal mits het tracé ligt binnen de reeds gereserveerde ruimte in de Rijksstructuurvisie. Als dat laatste niet het geval is geldt een aanzienlijk langere tijdlijn. De 'planning en engineering' duurt circa 1,5 jaar, het 'vergunning en subsidietraject' loopt hier parallel aan en duurt circa 2,5 jaar (1 jaar additioneel). De 'financiering, constructie en aansluiting' duurt ook circa 2,5 jaar en overlapt deels met de voorgaande fase (1,5 jaar additioneel).



4.3 Overzicht start- en doorlooptijd

De doorlooptijd de aanpassingen in de infrastructuur (waterstofnetwerk buiten beschouwing gelaten) zit tussen de 7 en 10 jaar. De implementatie van de elektrolyser vereist 5 tot 8 jaar. Deze trajecten kunnen deels parallel verlopen. Hiermee is de totale doorlooptijd tussen de 8,5 en 13 jaar. In Figuur 9 is weergegeven dat er, afhankelijk van de situatie gestart moet worden met de netverzwaring tussen 2017 (dus in feite nu) en medio 2021 om de elektrolyser in 2030 operationeel te hebben.

Figuur 9 - Tijdlijn keten realisatie grootschalige waterstofproductie uit elektrolyse in 2030



Opmerking: Sommige fases overlappen deels, in de figuur is alleen de additionele tijd per fase weergegeven. Daardoor kan de duur van de fase in de figuur afwijken van de tijd genoemd in de vorige paragraaf. De tijdlijn van de totale keten loopt verder door vanwege de doorwerking van de onzekerheid per onderdeel in de keten. De infrastructuuronderdelen moeten gereed zijn voordat de elektrolyser geïnstalleerd wordt. Voor de tijdlijn van het verhogen van de aansluitwaarde is geen onderverdeling in fases bekend.

In deze casus is uitgegaan van on-site waterstofproductie bij een industriële afnemer. Een waterstofnetwerk is daarom niet nodig. Illustratief is wel weergegeven wat de periode is waarin er gewerkt wordt aan de realisatie van een Nederlands waterstofnetwerk waarop eventueel kan worden aangesloten. Binnen de geschetste uiterste tijdlijn zou dit netwerk op tijd gereed zijn. Netwerken binnen regionale clusters worden al in 2025 gereed verwacht.

De realisatie van de netverzwaring is bepalend voor het startmoment van de totale keten. De kritieke en tijdsintensieve stappen in de implementatie van elektrolyzers zijn de lever-tijd en beschikbaarheid voor productie bij de leveranciers ende eventuele afwijkende vergunningen en veiligheidseisen. Door meer risico te nemen, kan het traject echter aanzienlijk versneld worden. Versnelling is bijvoorbeeld mogelijk door vroegtijdig afspraken te maken over de timing van de detailengineeringfase en de levering van de elektrolyzers. Hiermee zou de totale doorlooptijd teruggebracht kunnen worden naar 4 jaar. Dit vereist wel dat er al capaciteit wordt gereserveerd bij de leverancier van de elektrolyser vóórdát er definitieve zekerheid is over de vergunning, subsidie en de capaciteit en timing van het elektriciteits- en waterstofnetwerk.

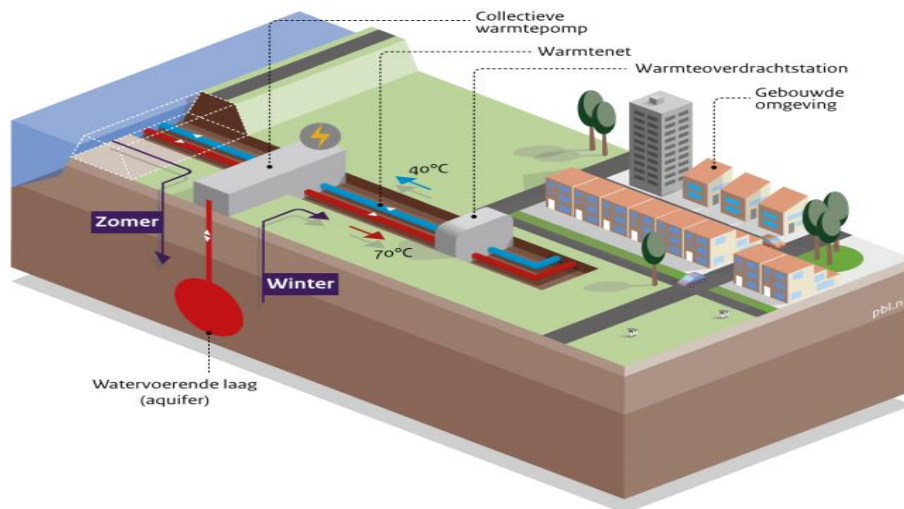
5 Warmtenet met centrale warmtepomp en aquathermie (TEO)

5.1 Beschrijving van elektrificatieoptie

De gebouwde omgeving staat voor de opgave om van het aardgas af te gaan en de transitie te maken naar een duurzame warmtevoorziening. Elektrificatie met warmtenetten en een centrale warmtepomp is hierbij één van de opties. Een van de varianten waarvoor nu veel aandacht is, zijn warmtenetten met thermische energie uit oppervlaktewater (TEO of aquathermie) als warmtebron. Hierbij wordt met een warmtewisselaar warmte gewonnen uit het oppervlaktewater, dat afhankelijk van het seizoen een temperatuur heeft die varieert tussen de 5 en 20°C. De warmte die wordt gewonnen in de zomer en vervolgens opgeslagen in een wko-systeem (warmte-koude-bodemopslagsysteem). In de winter wordt deze warmte weer onttrokken uit de wko en gebruikt om woningen te verwarmen. Een centrale (industriële) warmtepomp brengt de warmte naar het benodigde temperatuurniveau. De warmte wordt vervolgens via een warmteoverdrachtstation (wos) met back-up faciliteit geleverd aan het warmtenet.

In deze casus gaan we uit van een bestaande woonwijk met woningen van voor 1980 die worden aangesloten op een midden-temperatuurwarmtenet (MT-warmtenet, circa 70°C). De opzet van het warmtesysteem komt overeen met categorie TEO waarvoor het in de SDE++-regeling van 2020 mogelijk is om subsidie te krijgen. Figuur 10 toont de configuratie van het systeem.

Figuur 10 - Illustratie van TEO toegepast bij een MT-warmtenet i.c.m. een wko en een centrale warmtepomp



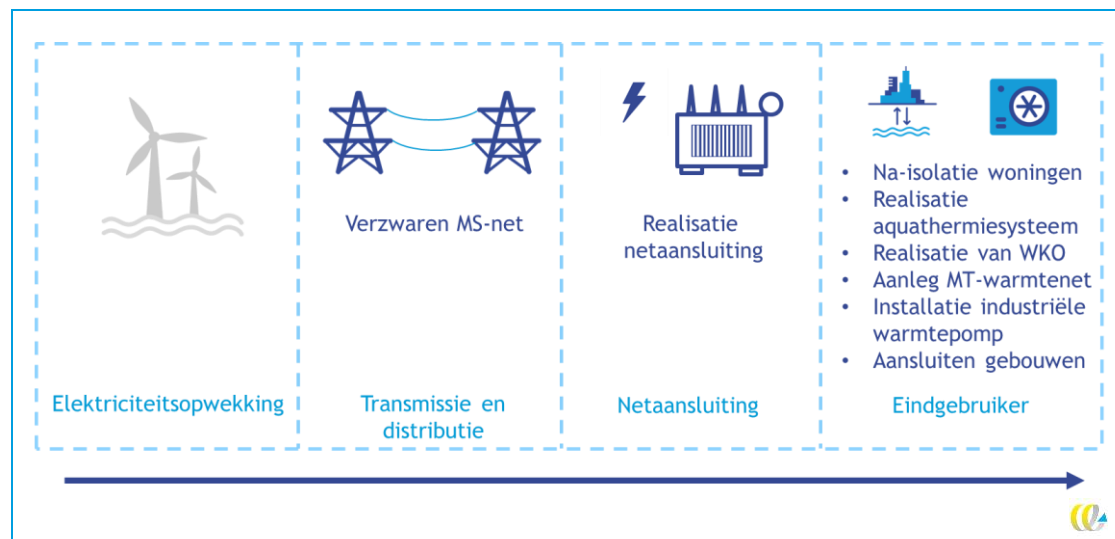
Bron: (PBL, 2020a).

Het gaat om een relatief klein warmtenet waarbij er geen sprake is van koudelevering. Het temperatuurniveau van het warmtenet is voldoende hoog om gebruikt te worden in bestaande afgiftesystemen (radiatoren, etc.). Matig tot goede isolatie volstaat. Wel kunnen voor bepaalde woningen, met een energielabel lager dan label D, aanvullende isolatiemaatregelen nodig zijn. Het gaat dan bijvoorbeeld om het toepassen van vloerisolatie, dakisolatie en spouwmuurisolatie.

Een centrale warmtepomp moet aangesloten worden op het elektriciteitsnet, daarvoor moet een netaansluiting gerealiseerd worden en kan het nodig zijn om het elektriciteitsnet te moeten verzwaren indien de netcapaciteit niet toereikend is.

Voor het bepalen van de doorlooptijd van deze casus beschouwen we de volgende elementen in de keten:

Figuur 11 - Beschouwde keten voor warmtenet met centrale warmtepomp en aquathermie (TEO)



5.2 Doorlooptijd

Er zijn verschillende stappen in de keten bepalend voor de totale doorlooptijd. Bij elk van die stappen zijn verschillende factoren betrokken. We maken onderscheid in de doorlooptijd voor de realisatie van de benodigde aanpassingen in de elektriciteitsinfrastructuur en de doorlooptijd voor het realiseren van het warmtenet op basis van aquathermie. Het eerste deel bestaat uit alle stappen tot en met de netaansluiting, de netbeheerder is verantwoordelijk voor de realisatie van deze stappen en niet de eindgebruiker.

5.2.1 Doorlooptijden infrastructuur

Om de industriële warmtepomp aan te sluiten op het elektriciteitsnet is een nieuwe aansluiting op het middenspanningsnet nodig (MS-net). Op sommige locaties is een nieuwe aansluiting pas mogelijk na een verzwaring van het elektriciteitsnet, wat een lange doorlooptijd kent. De doorlooptijd en de kanttekeningen van deze ketenstappen zijn beschreven in Bijlage B en zijn samengevat in Tabel 4. Aanpassingen in de elektrische infrastructuur kan dus in totaal 5 tot 10 jaar in beslag nemen voordat de warmtepomp binnen het warmtenet in gebruik kan worden genomen.

Tabel 4 - Doorlooptijden ketenstappen infrastructuur

Ketenstap	Doorlooptijd totaal gemiddeld	Planning en engineering	Vergunning en subsidietraject	Projectfinanciering, constructie en aansluiting
Verzwarend MS-netwerk	5-10 jaar	2-5 jaar	1-3 jaar	1-3 jaar
Verhogen aansluitwaarde - nieuwe MS-aansluiting	1-2 jaar			

Opmerking: De totale doorlooptijd is niet altijd gelijk aan de som van de maximale bandbreedte, dit komt omdat sommige fases overlappen en de totale doorlooptijd een gemiddelde is waarin de extreme situaties buiten beschouwing zijn gelaten. In zeer ongunstige situaties kunnen infrastructuurmaatregelen dus nog langer duren. De verantwoording bij deze tabel is opgenomen in Bijlage B.

5.2.2 Doorlooptijd aquathermie warmtenet

De doorlooptijd voor het totale traject wordt geschat op minimaal 5 jaar met daaropvolgend een vollooperperiode⁵ van het warmtenet van 1,5 jaar. Dit kan aan het begin of eind van het traject echter flink uitlopen. Aan de voorkant kan de warmtetransitie en aanbesteding van de warmtekavel tot 3 jaar uitlopen, in de laatste fase kan het vollopen van de warmtekavel 3 jaar meer tijd kosten. We bespreken nu de doorlooptijd per fase. Deze tijdlijn is opgesteld op basis van interviews, de verantwoording is opgenomen in Bijlage D.

Planning en engineering (2,5-5 jaar)

Het traject start bij de verkenning van een alternatieve warmtevoorziening waarbij de gemeente een warmtevisie voor en met de wijk opstelt, in dit geval voor een warmtevoorziening op basis van aquathermie. Een kosten-batenanalyse zal daar ook een onderdeel van zijn. De snelheid waarmee dit traject doorlopen kan worden, hangt af van de samenstelling van de wijk. Bij een wijk met veel individuele huiseigenaren duurt dit vaak langer dan wanneer veel woningen in bezit zijn van één woningcorporatie. Deze stap is het meest bepalend voor de doorlooptijd in de *planning en engineeringfase*. We schatten in dat dit onderdeel minimaal 2 jaar duurt, maar kan uitlopen tot 5 jaar, zoals dat nu in een aantal pilots het geval is. Daarna, en deels parallel, moet een warmtekavel voor het warmtenet worden vastgesteld en moet die worden aanbesteed aan een warmtebedrijf. De warmtebedrijven die meedoen in de aanbesteding werken daarvoor een businesscase uit. Na gunning, start het warmtebedrijf met het verder uitwerken van de plannen voor de uitvoeringsfase en stelt contracten op met de afnemers. Dit duurt bij elkaar nog zo'n 1 à 2 jaar, dat deels parallel verloopt met andere onderdelen in deze fase.

Vergunning en subsidietraject (1-1,5 jaar; risico op 1 jaar uitloop)

Er zijn verschillende vergunningen nodig voor een warmtenet op basis van aquathermie⁶, waarvoor ook het bevoegd gezag kan verschillen. Voor de wko en de onttrekking van warmte uit oppervlaktewater is een vergunning in het kader van de Waterwet nodig. Daarnaast is er een bouw- en tracévergunning nodig en mogelijk een omgevingsvergunning.

⁵ Na voltooiing van het warmtenet worden de eerste woningen aangesloten. Daarna volgt een vollooperperiode waarin steeds meer gebouwen worden aangesloten, totdat aan het eind van die periode het beoogde aantal aansluitingen op het warmtenet is bereikt.

⁶ Welke vergunningen precies nodig zijn is afhankelijk van de precieze situatie (STOWA, 2018; 2019).

De doorlooptijd van deze vergunningaanvragen is ongeveer een half jaar, met een risico op uitloop van een half jaar bij de vergunningaanvraag voor aquathermiewarmtewinning, omdat dit geen standaard procedure is. Verschillende waterschappen hebben inmiddels afwegingskaders opgesteld, wat kan bijdragen aan het verkorten van de doorlooptijd.

Parallel wordt de subsidieaanvraag voorbereid en na de (voorlopige) toekenning van de vergunningen, kan er SDE++-subsidie aangevraagd worden. Als de SDE++-subsidie wordt toegekend, is de doorlooptijd van deze fase ongeveer 1 jaar (voorbereiding en uitvoeringstermijn subsidieverlener). Als de subsidie niet wordt toegekend volgt uitstel van het project met 1 jaar tot de volgende SDE++-ronde, waaruit dan hopelijk wel een subsidiebeschikking volgt.

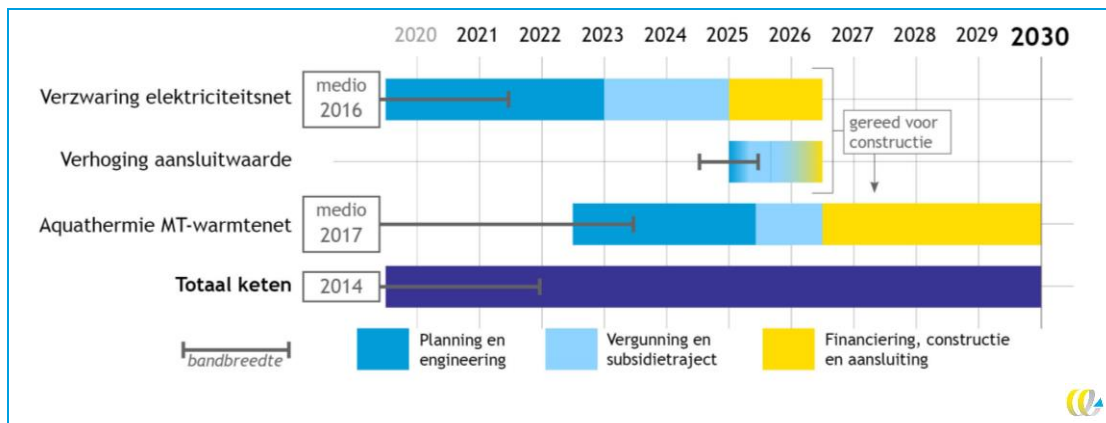
Financiering, constructie en aansluiting (1,5 jaar; volloop additioneel 1,5 tot 4,5 jaar)

Na subsidieverlening kunnen de voorbereidingen voor de uitvoering worden getroffen: de detailengineering, financiering, contractafroning en inkoop. Dit duurt ongeveer een halfjaar tot 1 jaar. Daarna kan in principe met de constructie en installatie begonnen worden, als de planning niet wordt aangepast op ander onderhoud in de bodem, zoals onderhoud aan de riolering of het aanleggen van glasvezel. De realisatie van de warmtewinning, de wko, het warmtenet en de aanpassingen aan de woning duurt ongeveer 6 maanden. Hierna wordt het warmtenet steeds verder uitgebreid met nieuwe aansluitingen waarna het warmtenet in 1,5 tot 4,5 jaar volloopt. Hierna wordt dus pas het volledige CO₂-reductiepotentieel behaald.

5.3 Overzicht start- en doorlooptijd

De doorlooptijd voor aanpassingen in de infrastructuur zit tussen de 5 en 10 jaar, ervan uitgaande dat netverzwaring vereist is. De implementatie van het aquathermiewarmtenet vereist tot en met voltooiing 6,5 tot 12,5 jaar. Deze trajecten kunnen deels parallel verlopen. In de tijdlijn gaan we er vanuit dat de SDE++-subsidie bij de eerste aanvraag wordt verkregen. Hiermee is de totale doorlooptijd tussen de 8 en 16 jaar, dat is weergegeven in Figuur 12. Afhankelijk van de situatie, moet er gestart worden met de netverzwaring tussen 2014 (in feite nu) en 2022 om het volledige potentieel van het warmtenet in 2030 operationeel te hebben. Als er geen aanpassing in de infrastructuur nodig is, moet er tussen medio 2017 en medio 2023 gestart worden met het ontwikkelen van het aquathermiewarmtenet.

Figuur 12 - Tijdlijn keten realisatie MT-warmtenet met centrale warmtepomp en aquathermie in 2030



Opmerking: Sommige fases overlappen deels, in de figuur is alleen de additionele tijd per fase weergegeven. Daardoor kan de duur van de fase in de figuur afwijken van de tijd genoemd in de vorige paragraaf. De tijdlijn van de totale keten loopt verder door vanwege de doorwerking van de onzekerheid per onderdeel in de keten. De infrastructuuronderdelen moeten gereed zijn voordat de warmtepomp geïnstalleerd wordt. Voor de tijdlijn van het verhogen van de aansluitwaarde is geen onderverdeling in fases bekend.

De kritieke en tijdsintensieve stappen in de implementatie van de elektrificatieoptie zelf zit in de eerste fase waarin de plannen en het draagvlak daarvoor uitgewerkt moeten worden. Versnelling is mogelijk als de vergunningverlening voor de warmtewinning een standaard-procedure wordt.



6 Elektrificatie en de infrastructuur

In dit rapport is de doorlooptijd van individuele casussen van elektrificatieopties onderzocht. Om de klimaatdoelstellingen te halen, zullen enorm veel industriële warmtepompen, boilers, waterstofprojecten en warmtenetten gerealiseerd moeten worden. On-site vullen deze technieken nu nog vaak een klein gedeelte van de totale warmtevraag in. De verwachting is dat richting 2030 niet alleen het aantal projecten, maar ook het elektrisch vermogen per project zal toenemen. Ook zullen er naast de vier onderzochte elektrificatieopties nog andere vormen van elektrificatie plaatsvinden.

De integratie van deze elektrificatie in het energiesysteem en -infrastructuur is essentieel. In Paragraaf 6.1 worden de uitdagingen in de infrastructuur kort toegelicht. In Paragraaf 6.2 worden drie risico's op vertraging voor de tijdige realisatie van deze infrastructuur besproken.

6.1 Infrastructuur in de industriële clusters

Zoals al is besproken bij de verschillende casussen, zorgt de extra vermogensvraag door elektrificatie voor een zwaardere belasting op het elektriciteitsnet, die daardoor op sommige locaties versterkt zal moeten worden. Deze impact is extra groot bij de industriële clusters, waar het elektrificatiepotentieel sterk is geconcentreerd. Bijvoorbeeld in het Clusterplan van het industriecluster Rotterdam-Moerdijk zijn meerdere elektrificatieopties geïdentificeerd (Werkgroep industriecluster Rotterdam-Moerdijk, 2018; Klimaattafel Haven en Industrie Rotterdam-Moerdijk, 2020). Zoals elektrische boilers (beschreven in Hoofdstuk 2), de toepassing van warmtepompen (beschreven in Hoofdstuk 3), de productie en het gebruik van waterstof uit elektrolyse (beschreven in Hoofdstuk 4) en verder het gebruik van elektromotoren voor aandrijving, walstroom voor schepen en elektrische fornuizen.

De sterke clustering van elektrificatie resulteert logischerwijs in veel extra vermogensvraag. DNV GL bracht het potentieel voor elektrificatie van de warmtevraag in de Nederlandse industriële clusters in kaart (DNV GL, 2018), dat is weergegeven in Tabel 5. Om dit potentieel te ontsluiten, blijkt uit een analyse van Tennet dat hiervoor in minimaal vier industriële clusters netverzwaringen nodig zijn (Klimaatakkoord, 2018). De verwachte doorlooptijd hiervoor ligt tussen de 5 en 10 jaar. Naarmate er meerdere bedrijven in één industrieel cluster overgaan tot elektrificatie, kan dit resulteren in extra vertraging in de doorlooptijd van de elektrificatieketen. In de volgende paragraaf bespreken we een aantal omstandigheden waardoor de doorlooptijd verder kan toenemen.

Om de realisatie van de infrastructuur in 2030 mogelijk te maken, dient het realisatietraject voor de verzwaringen zo snel mogelijk gestart te worden. Anders kan het betekenen dat in de clusters de gewenste elektrificatie niet tijdig mogelijk is.

Tabel 5 - Inschatting van TenneT van benodigde netuitbreiding en doorlooptijd voor industriële clusters om de elektrificatiepotentie in 2030 te halen

Industrieel Cluster	Elektrificatie-potentieel warmtevraag ⁷ (MW)	Capaciteit bestaande infrastructuur (MW)	Indicatieve maatregel ter verzwaring	Doorlooptijd aanpassing (jaar)
Chemelot	540	160	Aanleg 380 kV-verbinding	10-15
Noordzeekanaalgebied	680	100	Extra transformator en verhogen kortsluitvastheid	5-10
Rotterdam	1.530	0	Extra transformator Opsplitsten 150 KV-net	5 5-10
Zeeland	1.020	0	Extra kabelverbindingen onder Westerschelde	10

Bron: (Werkgroep Power to Heat, 2018).

6.2 Risico's tijdige realisatie verzwaring

De genoemde doorlooptijden voor de elektriciteitsinfrastructuur zijn lang. Op sommige locaties is verdere uitloop niet ondenkbaar. Er zijn een aantal factoren die een risico vormen voor vertraging van de realisatie van de infrastructuur. Dit zijn de randvoorwaarden omgeving, timing van de realisatie en realisatiecapaciteit.

Randvoorwaarden omgeving

Ongeveer 70% van de doorlooptijd voor de infrastructuur wordt gevuld met omgeving gerelateerde zaken. Zeker in verstedelijkte gebieden zijn tracébeplanning, grondverwerving en toestemming verkrijgen zeer kritische stappen. Constructieve medewerking van grondeigenaren en lokale overheden is daarmee zeer bepalend voor de doorlooptijd van netverzwaringen. Infrastructuur voor power-to-heat concurreert voor ruimte met bedrijven voor hun activiteiten maar ook met uitbereidingen in het gasnetwerk, waterstof en andere elektrificatie (zoals elektrificatie van processen, walstroom of in mobiliteit en transport). Als het tracé is bepaald, kan de grondverwerving binnen 1 jaar gerealiseerd worden, maar kan dit ook uitlopen door een gedoogplichtprocedure tot 4 jaar. Daarna dienen nog toestemming gerealiseerd te worden, waarvoor mogelijke aanpassingen aan een bestemmingsplan vereist zijn en een onherroepelijke omgevingsvergunning.

Deze randvoorwaarden vallen dus niet binnen de invloedssfeer van de netbeheerder. Daardoor kunnen zij deze stappen niet versnellen en is er met de huidige procedures een serieus risico op vertraging.

Timing netbeheerder en industrie

Eén van de complicerende factoren voor het tijdig realiseren van netverzwaring is de doorlooptijd bij de netbeheerder en de industrie. De tijdlijn voor verzwaring in het hoogspanningsnetwerk zijn gemiddeld 7 tot 10 jaar en voor het midden- en tussenspanningsnetwerk gemiddeld 5 tot 10 jaar. Dit is minstens net zo lang, en vaak langer, als de doorlooptijd van de elektrificatieopties in de industrie. Uit deze studie blijkt dat die gemiddeld tussen de 3 en 7,5 jaar liggen. De trajecten bij de netbeheerder, vinden nu echter vaak niet parallel of voorgaand plaats aan het elektrificatietraject bij industrie.

⁷ Cijfers afkomstig uit: (DNV GL, 2018).

De netbeheerder zal niet eerdere plannen maken voor netverzwaring dan dat industriële partijen de offerte voor een verzwaring van de aansluiting hebben goedgekeurd. Daarvoor moeten die partijen vaak minimaal al de volledige ‘planning en engineering’ fase doorlopen hebben. De netbeheerder heeft dus altijd een achterstand ten opzichte van de ontwikkelingen in de markt, van 1 tot 2 jaar. Dat terwijl de absolute doorlooptijd voor netverzwaring vaak langer is dan die voor de elektrificatieoptie zelf.

De situatie is extra complex doordat een industriële partij pas zal gaan elektrificeren als er zekerheid is over de infrastructuur. De verzwaring komt er echter pas, nadat de netbeheerder zekerheid heeft dat de capaciteit na de verzwaring ook gebruikt wordt. Hiervoor vereisen zij een goedgekeurde offerte. De verzwaring zal echter later gerealiseerd zijn dan de industriële partij zijn elektrificatie kan realiseren. Dit creëert de paradox (kip-en-ei-probleem) waarin de netbeheerder niet kan verzwaren vanwege de onzekerheid bij industriële partijen maar industriële partijen geen zekere plannen kunnen maken zonder verzwaring.

Realisatie capaciteit

Een additioneel risico is de niet ongelimiteerde realisatiecapaciteit bij de netbeheerders en hun aannemers. Netbeheerders hebben nu vaak al meer projecten dan passen binnen de capaciteit; het portfolio zit vol. De netbeheerders zullen projecten opnemen in de investeringsplannen waarbij de congestie het grootste is en het plannen het meest concreet. Hierop worden zij ook afgerekend. Elektrificatietrajecten kennen echter juist nog een grote onzekerheid als keuzes bij de netbeheerder al gemaakt dienen te worden. Hiermee ontstaat een paradox waarin de tijdlijnen niet overeenkomen, de netbeheerder niet vooraf kan starten met verzwaren omdat elektrificatie onzeker is en elektrificatie onzeker blijft voor industriële partijen als de infrastructuur nog niet toereikend is.

Als de vereiste verzwaringen voor elektrificatie inzichtelijk zijn, is het zaak dat er ook voldoende uitvoeringscapaciteit is. Dit is afhankelijk van de ontwikkelcapaciteit bij de netbeheerder, realisatiecapaciteit bij de aannemers en de levering van elektrotechnische componenten. De twee laatste facetten spelen zowel voor de publieke netwerken als de private netwerken bij de industriële partijen (Werkgroep industriecluster Rotterdam-Moerdijk, 2018).

De grote elektrificatiepotentie zal veel parallelle verzwaringstrajecten vereisen. Een risico wordt voorzien waarin de doorlooptijd zal toenemen vanwege problemen in de engineeringfase, leveringstijd en realisatiefase. Dit wordt versterkt door de sterke clustering van deze trajecten en de tekorten aan technisch personeel in Nederland.

Uit deze studie wordt opnieuw de sterke onderlinge afhankelijkheid duidelijk tussen elektrificatie en het (toekomstige) elektriciteitsnetwerk. De tijdige realisatie van voldoende capaciteit is een vereiste om de tijdlijnen in deze studie ook daadwerkelijk te realiseren. Dat vraagt van industriële partijen om hun plannen vroegtijdig te maken én kenbaar te maken, zodat netbeheerders aan de slag kunnen. Ook van netbeheerder vraagt dit om tijdig te anticiperen op elektrificatie voor zover dat nu mogelijk is binnen de bestaande regeling. Als dat niet mogelijk blijkt, zal de Rijksoverheid het makkelijker moeten maken voor netbeheerders om met voorinvesteringen te anticiperen op ontwikkelingen in de markt, bijvoorbeeld op basis van verkenningen als de CES'en (Cluster EnergieStrategieën).



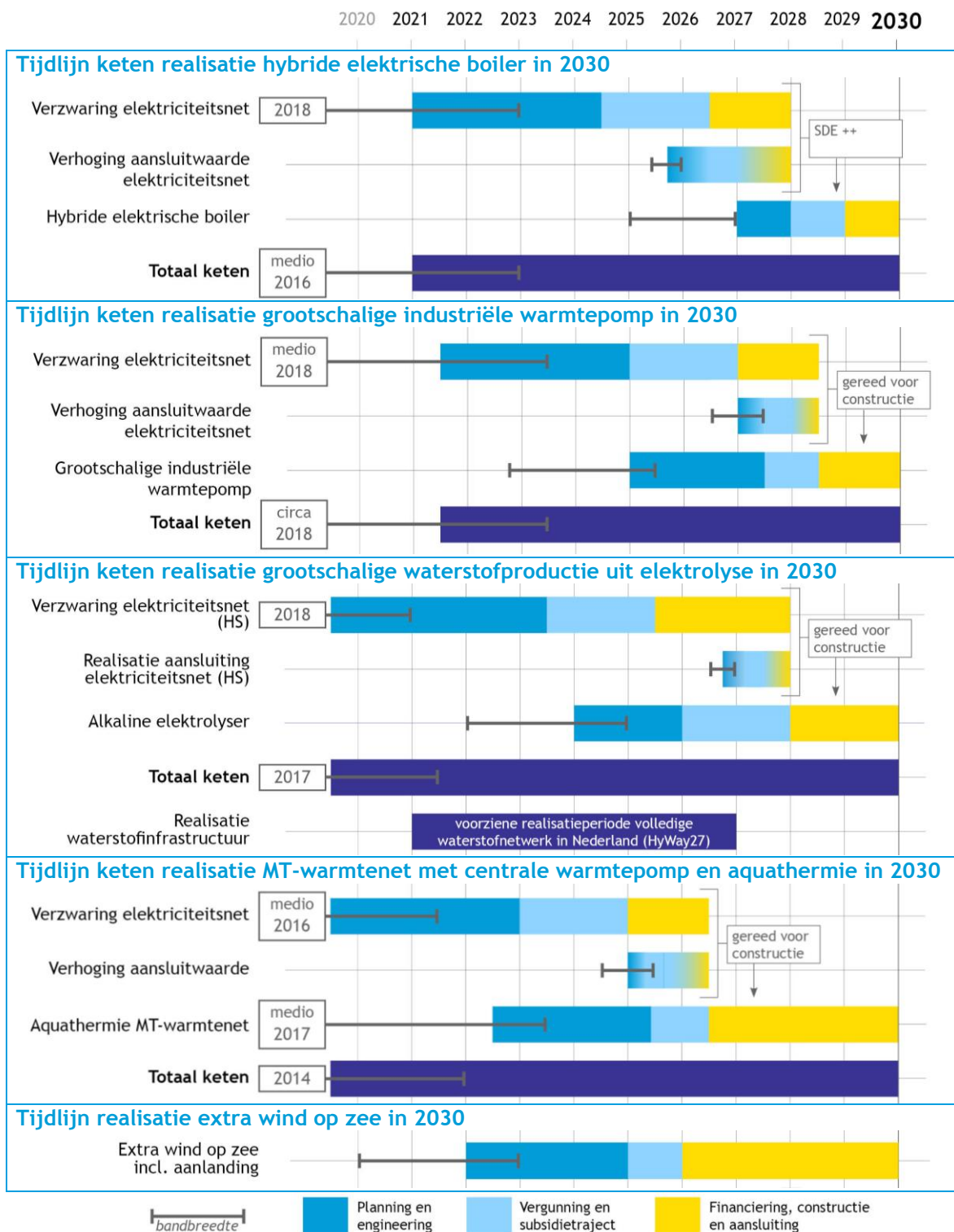
7 Bevindingen elektrificatieopties

De analyse van de doorlooptijd van de vier elektrificatieopties laat zien dat elektrificatie een doorlooptijd heeft van meerdere jaren. Warmtepompen en elektrische boilers kunnen als techniek het snelst gerealiseerd worden. Als netverzwaring niet nodig is, in respectievelijk gemiddeld 4,5 en 5 jaar. Elektrolyzers en een aquathermiewarmtenet kunnen in gemiddeld 6 en 7,5 jaar gerealiseerd worden. Dit zijn de tijdlijnen van de laatste ketenstappen die we hebben weergegeven in Figuur 13. De bandbreedtes van enkele jaren laten zien dat er een risico is dat er enkele jaren eerder gestart moet worden, óf als alles meezit iets later. Het verschilt sterk per locatie en techniek of netverzwaring nodig is en hoe lang dat dan duurt, ook kunnen op sommige locaties al netverzwaringstrajecten zijn gestart. We hebben dit in de ketens van alle elektrificatieopties meegenomen, de bandbreedte hiervoor is gemiddeld 5 tot 10 jaar en gemiddeld 7 tot 10 jaar bij waterstofproductie uit elektrolyse. Ook de realisatie van extra wind op zee duurt tussen de 7 en 10 jaar. Vaak moet de aansluitwaarde van bedrijven bij elektrificatie verhoogd worden, of dat nodig is verschilt per bedrijf. In sommige gevallen is dat met een maand geregeld. Als de aansluiting van een waarde onder de 10 MVA naar een waarde erboven gaat, komt verzwaring neer op een nieuwe aansluiting op een hoger netvlak. Dan kan de doorlooptijd oplopen naar 2,5 jaar. De totale gemiddelde doorlooptijd voor de vier ketens van elektrificatieopties tussen de 8,5 en 10,5 jaar, de volledige bandbreedte van alle ketens ligt tussen de 6,5 en 16 jaar. Elektrificatietrajecten moeten nu, maar uiterlijk binnen de komende 0,5 tot 2,5 jaar starten om operationeel te zijn in 2030. Niet op elke locatie is elektrificatie dus voor 2030 nog haalbaar. Hoewel we 2030 als eindjaar van de tijdlijnen in deze studie (backcasting) kiezen, is het wenselijk al eerder een deel van de elektrificatie te realiseren, dat is dus nog uitdagender.

Netverzwaring kunnen trajecten met lange doorlooptijden zijn, soms wel tot 10 jaar of meer, die sterk bepalend zijn voor de totale doorlooptijd. Omgevingsgerelateerde zaken, zoals grondverwerving voor de uitbereidingen, zijn daarbinnen vooral bepalend voor de doorlooptijd van netverzwaring. Die onderlinge afhankelijkheid maakt dat plannen voor elektrificatie al de komende paar jaar gemaakt moeten worden, zodat netbeheerders tijdig kunnen anticiperen met aanpassingen in de elektriciteitsinfrastructuur. Dat geldt zeker voor de industriële clusters in Nederland, waar veel elektrificatiepotentieel ligt en de opgave voor netbeheerders groot is.

Fabrieken hebben eens in 2 à 6 jaar onderhoudstops, wat een natuurlijk moment is voor aanpassingen in processen zoals het geval is bij elektrificatie. Ook in dat licht moet de elektriciteitsinfrastructuur tijdig gereed zijn. Hoewel de intakking op het fabrieksproces vaak eerder kan gebeuren, moeten we er rekening mee houden dat dit niet altijd het geval is. Zowel de netbeheerder als de industrie moeten dus vooruitkijken om uitloop op de tijdlijnen te voorkomen. In het ongunstigste geval moet er vandaag al begonnen worden met de netverzwaring. Het jaar 2021 ligt in alle onderzochte elektrificatieopties binnen de bandbreedte van het startmoment als de totale ketens worden beschouwd. De trajecten voor elektrificatie van deze technieken moeten dus vandaag of uiterlijk binnen de komende 0,5 tot 2,5 jaar in gang worden gezet om zeker te stellen dat deze technieken de grootst mogelijke bijdrage leveren aan de doelstellingen in het Klimaatakkoord voor 2030.

Figuur 13 - De tijdlijnen van de vier onderzochte elektrificatieopties o.b.v. backcasting t.o.v. 2030



Opmerking: De tijdlijn van de totale keten loopt verder door vanwege de doorwerking van de onzekerheid per onderdeel in de keten. In de figuren zijn infrastructurele onderdelen eerst geplaatst, die moeten gereed voor de elektrificatie kan worden afgerond, maar de 'planning en engineering' van elektrificatie kan eerst nodig zijn om aanleiding te geven tot uitvoering van netverzwaring (zie ook de eerste alinea van de samenvatting). De tijdlijnen voor de realisatie van de nationale waterstofinfrastructuur en extra wind op zee zijn illustratief opgenomen.



De genoemde technieken komen allemaal in aanmerking voor de SDE+++-subsidie. In de tijdlijnen zijn we er vanuit gegaan dat die subsidie wordt toegekend bij de eerste aanvraag. Dat is echter nog onzeker omdat de SDE+++-subsidie wordt toegekend op basis van de subsidie-intensiteit, waarbij de aanvragen met de laagste kosten als eerste in aanmerking komen. Omdat per ronde het SDE+++-budget beperkt is, komen niet alle aanvragen in aanmerking voor subsidie. Hernieuwbare energieproductie met windturbines op land en zonnepanelen kennen een relatief lage subsidie-intensiteit ten opzichte van elektrificatieopties⁸. Het niet toekennen van SDE+++-subsidie bij de eerste aanvraag, kan tot extra vertraging zorgen van minstens 1 jaar, dan dient zich de volgende subsidieronde aan.

De realisatie van extra duurzame elektriciteitsproductie is niet expliciet meegenomen. De elektrificatieopties zijn echter wel afhankelijk van de ontwikkeling in het aanbod van duurzame elektriciteit. Alleen als er voldoende duurzame elektriciteit beschikbaar is, kunnen de elektrificatieopties voldoende bijdragen aan de gewenste CO₂-emissiereductie. Typisch kent wind op zee daarbij de langste doorlooptijden en is het de voornaamste bron van grootschalige duurzame elektriciteitsproductie aan het worden. Met name bij grootschalige waterstofproductie uit elektrolyse kan er behoefte zijn aan (directe koppeling met) extra wind op zee voor groene waterstofproductie. Daarom is de tijdlijn voor de realisatie van extra wind op zee in 2030 ook illustratief opgenomen, uiteraard kunnen ook andere vormen van duurzame elektriciteitsproductie voorzien in de behoefte.

Tot slot heeft overheidsbeleid ook invloed op de doorlooptijd en de bereidheid van bedrijven om snel stappen te zetten: subsidies, CO₂-prijzen, subsidietoekenningstermijnen, vergunningstermijnen, verplichtingen en in hoeverre het netbeheerders wordt toegestaan om met netinvesteringen te anticiperen op toekomstige ontwikkelingen. We hebben een aantal concrete mogelijkheden gesignaleerd om de doorlooptijden te versnellen:

- Bij de SDE+++-aanvraag van de elektrische boiler is de eis gesteld dat de capaciteit beperkt moet blijven tot de huidige aansluitwaarde. Als een hogere aansluitwaarde wel wenselijk is, zal dus voor de aanvraag van de SDE+++ de aansluitwaarde verhoogd moeten worden. Versnelling is mogelijk als een toezegging van de netbeheerder voor verhoging van de aansluitverhoging volstaat, in dat geval kan het SDE+++-traject en de verhoging van de aansluitwaarde parallel verlopen.
- Bij aquathermie is versnelling mogelijk als de vergunningverlening voor de warmte-winning uit oppervlaktewater een standaardprocedure wordt. Nu is dat veelal nog niet het geval.
- De tijdige realisatie van voldoende netcapaciteit door netverzwaringen is de meest kritische factor in de elektrificatieketen. Dat vraagt van initiatiefnemers om hun plannen vroegtijdig te maken én kenbaar te maken, zodat netbeheerders aan de slag kunnen. Ook van netbeheerders vraagt dit om tijdig te anticiperen op elektrificatie voor zover dat nu mogelijk is binnen de bestaande regelgeving. Voor zover dat onvoldoende mogelijk is zal de Rijksoverheid het makkelijker moeten maken voor netbeheerders om met voorinvesteringen te anticiperen op ontwikkelingen in de markt, bijvoorbeeld op basis van verkenningen als de CES'en (Cluster EnergieStrategieën). Spreiding van werkzaamheden in de tijd is ook van belang om vertraging door beperkte uitvoeringscapaciteit te voorkomen.

Voor verdere concrete (beleids)maatregelen om te versnellen is aanvullend onderzoek nodig.

⁸ De subsidie-intensiteit van windturbines op land (-16 tot 107 €/ton CO₂) en zonnepanelen (34 tot 151 €/ton CO₂) liggen lager dan die van de openluchtwarmtepomp (65 €/ton CO₂), maar vooral het verschil met waterstofproductie uit elektrolyse (1064 €/ton CO₂), TEO-aquathermie (452 €/ton CO₂) en de elektrische boiler (212 €/ton CO₂) is groot (PBL, 2020a).



Bibliografie

CE Delft & RHDV, 2020. *Systeemstudie energie-infrastructuur Zeeland : 2020-2030-2050*. [Online]
Available at: <https://www.ce.nl/publicaties/download/2864>

CE Delft, 2020. *Industrie en havens Zeeland : Compensatiepakket Marinierskazerne Vlissingen*, Delft: CE Delft.

DNV GL, 2018. *Electrification of Industry, Facilitating the integration of offshore wind with power-to-heat in industry*. [Online]
Available at: <https://energeia-binary-external-prod.imgix.net/1snp22UkSiCc6Hqel-XS-ns4Zg.pdf?dl=Offshore+wind+en+elektrificatie+industrie.pdf>

DNV GL, 2020. *Taskforce Infrastructuur Klimaatakkoord Industrie (TIKI) Meerjarenprogramma Infrastructuur en Klimaat 0.1*. [Online]
Available at:
<https://www.rijksoverheid.nl/binaries/rijksoverheid/documenten/rapporten/2020/04/15/bijlage-rapport-taskforce-infrastructuur-klimaatakkoord-industrie/bijlage-rapport-taskforce-infrastructuur-klimaatakkoord-industrie.pdf>

Duurzaam bedrijfsleven, 2020. *Groot waterstofproject voor kunstmestproducent*. [Online]
Available at: <https://www.duurzaambedrijfsleven.nl/waterstof/34811/waterstof-yara>
[Geopend 27 11 2020].

ECN, 2013. *16% Hernieuwbare energie in 2020 : Wanneer aanbesteden?*. [Online]
Available at: <https://publicaties.ecn.nl/PdfFetch.aspx?nr=ECN-E--13-006>

GasUnie New Energy, 2020. *Djewels*. [Online]
Available at: <https://www.gasunienewenergy.nl/projecten/djewels>
[Geopend 15 01 2021].

Gasunie, 2020. *Waterstofbackbone Gasunie*. [Online]
Available at:
[https://www.gasunie.nl/expertise/waterstof/waterstofbackbone/\\$6062/\\$6063](https://www.gasunie.nl/expertise/waterstof/waterstofbackbone/$6062/$6063)
[Geopend 6 1 2021].

HyWay27, 2020. *HyWay27*. [Online]
Available at: <https://www.hyway27.nl/>
[Geopend 8 1 2020].

Klimaatakkoord, 2018. *De potentie van Power to Heat in de Nederlandse industrie : achtergrondnotitie t.b.v. van de sectortafels Elektriciteit en Industrie*. [Online]
Available at:
<https://www.klimaatakkoord.nl/binaries/klimaatakkoord/documenten/publicaties/2018/11/22/achtergrondnotitie-p2h/Elektriciteit+en+Industrie++Rapport+werkgroep+P2H.pdf>

Klimaattafel Haven en Industrie Rotterdam-Moerdijk, 2020. *Clusterplan industriecluster Rotterdam-Moerdijk*. [Online]
Available at:
<https://www.klimaatakkoord.nl/binaries/klimaatakkoord/documenten/publicaties/2020/10>



[/22/koplopersprogramma-cluster-rotterdam_moerdijk/Regioplan_haven-industriecluster_Rotterdam-Moerdijk.pdf](#)

Ministerie van EZK, 1998. *Elektriciteitswet 1998 : Wet van 2 juli 1998, houdende regels met betrekking tot de productie, het transport en de levering van elektriciteit (Elektriciteitswet 1998)*, Den Haag: Rijksoverheid.

Ministerie van EZK, 2018. *Routekaart Windenergie op Zee 2030*, Den Haag: Ministerie van Economische Zaken en Klimaat.

Net op Zee, 2020. *Net op zee Ijmuiden Ver Alpha*. [Online]
Available at: <https://www.netopzee.eu/ijmuidenveralpha/>
[Geopend 25 11 2020].

Netbeheer Nederland, 2019. *Basisinformatie over energie-infrastructuur*, https://www.netbeheernederland.nl/_upload/Files/Basisdocument_over_energie-infrastructuur_143.pdf: sn

Netbeheer Nederland, 2019. *Basisinformatie over energie-infrastructuur : Opgesteld voor de Regionale Energie Strategieën*. [Online]
Available at:
https://www.netbeheernederland.nl/_upload/Files/Basisdocument_over_energie-infrastructuur_143.pdf

Netbeheer Nederland, 2019. *Factsheet doorlooptijden infrastructuur*, sl: Netbeheer Nederland.

Ørsted, 2020. *Ørsted en Yara ontwikkelen baanbrekend project voor groene ammoniak productie in Nederland*. [Online]
Available at: <https://orsted.nl/news-archive/2020/10/orsted-en-yara-ontwikkelen-baanbrekend-project-voor-groene-ammoniak-productie-in-nederland>
[Geopend 15 01 2021].

PBL, 2019. *Effecten Ontwerp Klimaatakkoord (herziene versie)*, https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2019-effecten-ontwerp-klimaatakkoord_3619_1.pdf: PBL.

PBL, 2020a. *Eindadvies basisbedragen SDE++ 2020, herziene versie*. [Online]
Available at: https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2020-eindadvies-basisbedragen-sde-plus-plus-2020_3526_27-02-2020.pdf

PBL, 2020b. *Decarbonisation options for Large Volume Organic Chemical Production, Shell Pernis*, Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving (PBL).

Petrochem, 2019. *Waterstofproject BP in Rotterdam heeft naam : H2.50*. [Online]
Available at: <https://petrochem.nl/waterstofproject-bp-in-rotterdam-heeft-naam-h2-50/>
[Geopend 15 01 2021].

Port of Amsterdam, 2018. *Nouryon, Tata Steel en Port of Amsterdam werken samen aan project H2ermes: groene waterstof voor de regio Amsterdam*. [Online]
Available at: <https://www.portofamsterdam.com/nl/nieuws/h2ermes-groene-waterstof>
[Geopend 15 01 2021].



RVO, 2020a. *CO₂-arme warmte SDE++*. [Online]

Available at: <https://www.rvo.nl/subsidie-en-financieringswijzer/stimulering-duurzame-energieproductie-en-klimaattransitie-sde/aanvragen-sde/co2-arme-warmte>
[Geopend 30 november 2020].

RVO, 2020b. *SDE++ 2020*. [Online]

Available at:

<https://www.rvo.nl/sites/default/files/2020/11/Brochure%20SDE%20plus%20plus%202020%20WCAG.pdf>

[Geopend 2020].

RVO, 2021. *CO₂-arme productie SDE++*. [Online]

Available at: <https://www.rvo.nl/subsidie-en-financieringswijzer/stimulering-duurzame-energieproductie-en-klimaattransitie-sde/aanvragen-sde/co2-arme-productie>
[Geopend 12 januari 2021].

Shell, 2020. *Wind als energiebron voor groene waterstoffabriek in Rotterdam*. [Online]

Available at: <https://www.shell.nl/media/nieuwsberichten/2020/wind-als-energiebron-voor-groene-waterstoffabriek-in-rotterdam.html>

[Geopend 15 01 2021].

Smart Delta Resources, 2019. *Start of initiative for construction of 1 GW electrolysis plant for green hydrogen in Zeeland*. [Online]

Available at: <https://www.smartdeltaresources.com/en/news/start-of-initiative-for-construction-of-1-gw-electrolysis-plant-for-green-hydrogen-in-zeeland>

[Geopend 27 11 2020].

Stedin, 2020. *Veelgestelde vragen*. [Online]

Available at: <https://www.stedin.net/klantenservice/veelgestelde-vragen>

[Geopend 26 11 2020].

STOWA, 2018. *Handreiking aquathermie : Hoe gaan we nu verder met TEO en TEA?*.

[Online]

Available at: <https://www.uvw.nl/wp-content/uploads/2018/10/Handreiking-Aquathermie.pdf>

STOWA, 2019. *Juridisch kader aquathermie 2019: speelruimte voor de praktijk*. [Online]

Available at:

<https://www.stowa.nl/sites/default/files/assets/PUBLICATIES/Publicaties%202019/STOWA%202019-28%20Aquathermie%20juridisch.pdf>

TenneT, 2019. *Aansluiten op het Nederlandse hoogspanningsnet : Wat TenneT voor u kan betekenen*. [Online]

Available at:

https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/The_Electricity_Market/Connecting_to_the_grid/Digi_brochure_customersmarket_NLi_18JUNI2019.pdf

TenneT, 2020a. *Procedure en Looptijd*. [Online]

Available at: <https://www.tennet.eu/nl/elektriciteitsmarkt/aansluiten-op-het-nederlandse-hoogspanningsnet/procedure-en-doorlooptijd/>

[Geopend 19 11 2020].



TenneT, 2020b. *Het Investeringsplan Net op Zee 2020-2029*. [Online]
Available at: <https://www.tennet.eu/nl/bedrijf/publicaties/investeringsplannen/>

Werkgroep industriecluster Rotterdam-Moerdijk, 2018. *In drie stappen naar een duurzaam industriecluster Rotterdam-Moerdijk : Bijdrage van de werkgroep industriecluster Rotterdam-Moerdijk aan het hoofdlijnenpakket voor het klimaatakkoord*. [Online]
Available at: <https://www.portofrotterdam.com/sites/default/files/in-drie-stappen-naar-een-duurzaam-industriecluster-rotterdam-moerdijk-in-2050.pdf?token=nUYiyTOs>

Werkgroep Power to Heat, 2018. *De potentie van Power to Heat in de Nederlandse industrie*, sl: sn

A Wind op zee en aanlanding

A.1 Realisatie windturbines op zee

Om grote hoeveelheden extra duurzame elektriciteit te produceren voor onder andere elektrificatie, wordt er vooral gekeken naar de voorbereiding van de productie van windstroom op zee. Wind op zee kent typisch de langste projectdoorlooptijd van alle opties voor hernieuwbare elektriciteitsproductie. Zonder voldoende duurzame elektriciteit levert elektrificatie niet de beoogde emissiereductie op.

Deze windturbines op zee worden gerealiseerd door marktpartijen die geselecteerd worden via tenders uitgezet door de Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO). Hier gaat een (beleidsmatige) voorbereidingsperiode van 2 tot 3 jaar aan vooraf, dat leidt tot een kavelbesluit waarin de voorwaarde voor realisatie en exploitatie zijn beschreven. Enkele maanden later wordt een regeling vergunningsverlening vastgesteld en gepubliceerd in de Staatscourant. De tender wordt geopend en ongeveer 1 jaar na het kavelbesluit wordt de tender gegund. Voordat de tender gegund wordt beslist de Raad van State over de aansluiting van het windpark op het hoogspanningsnet en de ondergrondse kabelsystemen. Het gunningstraject (oftewel tendertraject) kent dus een tijdlijn van ongeveer 1 jaar.

De ervaring heeft geleerd dat 4 jaar realistisch is voor de periode tussen het moment dat de vergunning wordt verleend en het windpark in gebruik wordt genomen (Ministerie van EZK, 2018). De door TenneT geschatte doorlooptijd voor het realiseren van windturbines op zee is 7 tot 10 jaar (Netbeheer Nederland, 2019), in lijn met de doorlooptijd van de huidige projecten. In Tabel 6 is de tijdlijn van het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) weergegeven voor de windparken die nu tot 2030 in ontwikkeling zijn. Hierbij is ook een inschatting gegeven van de doorlooptijd van de geplande projecten (Ministerie van EZK, 2018).

Tabel 6 - Huidige geplande realisatie windparken in Nederland

Windenergiegebied op zee	Omvang windpark (GW)	Startprocedure kavelbesluit	Tender	Ingebruikname
Hollandse Kust (west)	1,4	2018	2020/2021	2024 t/m 2025
Ten noorden van de Waddeneilanden	0,7	2019	2022	2026
IJmuiden Ver	Circa 4,0	2020	2023 t/m 2026	2027 t/m 2030

Bron: (Ministerie van EZK, 2018).

Daarmee komen we tot de volgende tijdlijn voor realisatie van extra wind op zee:

- **planning en engineering:** naar schatting 2 tot 4 jaar:
 - overheid: voorbereidingstijd bij EZK is naar schatting 2 tot 4 jaar (Ministerie van EZK, 2018);
 - bouwer: voorbereiding bij de bouwer om in te kunnen schrijven op de tender, grotendeels parallel aan traject bij overheid;
- **vergunning en subsidietraject:** 1 jaar vanaf uitschrijven tender/kavelbesluit tot vergunning afgeven;
- **projectfinanciering, constructie en aansluiting:** 3 tot 5 jaar realisatie termijn vanaf gunning.

A.2 Realisatie energie infrastructuur voor windturbines op zee

Naast de windturbines die door marktpartijen gerealiseerd worden, is er ook elektriciteitsinfrastructuur nodig om de windstroom te ontsluiten en naar het vaste land te brengen (het aanlandingspunt). Tennet zorgt hiervoor als beheerder van het landelijk hoogspanningsnet.

Voor de realisatie van het windpark IJmuiden Ver heeft Tennet een specifieke planning bekend gemaakt (Net op Zee, 2020), deze is weergegeven in Figuur 14. Dit windpark wordt aangesloten op het elektriciteitsnet met twee verbindingen, Alpha en Bèta. De realisatie van IJmuiden Ver Alpha en Bèta zijn vergelijkbaar, met uitzondering van de bouwfase, die bij Alpha tot 2028 in plaats van 2029 duurt.

Figuur 14 - Planning IJmuiden Ver Bèta



Bron: (Net op Zee, 2020).

De realisatie van IJmuiden vrij is uniek doordat de geproduceerde energie omgezet wordt naar 525 kV DC en met een gelijkstroomkabelverbinding naar land wordt gebracht. Op het vaste land wordt dit met een converterstation omgezet naar wisselstroom en aangesloten op het elektriciteitsnet op het vaste land. De verwachting is dat deze procedure vanaf nu gebruikelijk wordt. IJmuiden Ver heeft een realistische tijdlijn voor het voorzien in de vereiste elektriciteitsbehoefte voor elektrificatie.

Daarmee komen we tot de volgende tijdlijn voor de realisatie van de infrastructuur voor windenergie op zee door Tennet, gebaseerd op IJmuiden Ver en de realisatie van extrahoogspanningstations (380 en 220 kV) en hoogspanningsinfrastructuur (35-220 kV (Tennet, 2020a).

- **planning en engineering**: fases die Tennet identificeert zijn ‘verkenning’ en ‘tracé vinden’: 3 tot 4 jaar;
- **vergunning en subsidietraject**: fases ‘bestemmingsplan en vergunning’ en ‘zakelijk recht’: 2 tot 3 jaar;
- **projectfinanciering, constructie en aansluiting**: fases ‘aanbesteding’, ‘materialen en constructie’ en ‘testen’: 3 tot 6 jaar.

Vanwege overlap tussen de verschillende fases, is de totale doorlooptijd 7 tot 10 jaar. De planning voor de infrastructuur wordt afgestemd op de planning voor de aanleg van de windparken op zee. Daarmee kennen ze ten minste dezelfde einddatum.

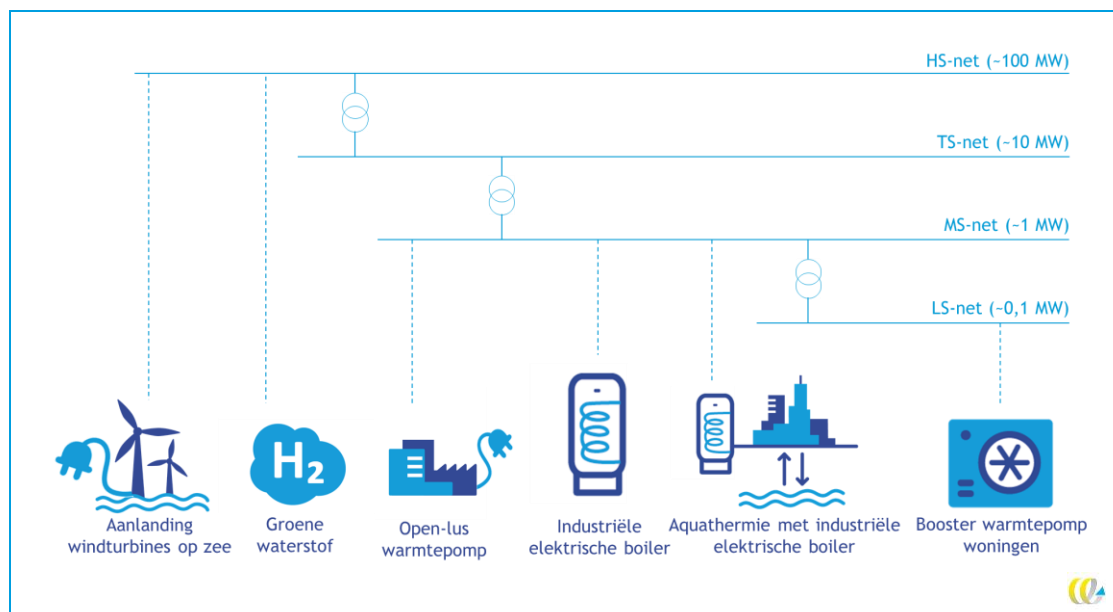
B Elektriciteitsnetwerk en -aansluiting

B.1 Netvlakken per casus van de elektrificatieoptie

Bij elke casus hebben we een aansluiting op een netvlak gekozen dat past bij de vermogensomvang van de elektrificatieoptie, zie Figuur 15. In sommige gevallen zal het daadwerkelijke netvlak waarop wordt aangesloten afhangen van de aansluiting van het bedrijf waar de elektrificatie wordt gerealiseerd.

Het aansluiten van meer vermogen op een bepaald netvlak werkt ook door naar hogere netvlakken. Daardoor kan het op sommige locaties noodzakelijk zijn om ook hogere netvlakken te versterken. We nemen echter aan dat de kabel en de transformator van het desbetreffende netvlak versterkt moet worden en veronderstellen in de doorlooptijden niet de versterking van hogere netvlakken.

Figuur 15 - Illustratie elektrificatieopties en windenergie in relatie tot het netvlak



Opmerking: Achter elk netvlak staat ter indicatie de ordegrrootte van aansluitcapaciteit.

B.2 Verzwaring elektriciteitsnet

Om elektrificatie bij de eindgebruiker mogelijk te maken, zal in veel gevallen een verzwaring van de netaansluiting nodig zijn. Hiervoor dient de eindgebruiker een aanvraag in bij de regionale netbeheerder als het om een aansluiting op het middenspanningsnet of het tussenspanningsnet (MS- of TS-net) gaat, of bij de nationale netbeheerder (Tennet) als het om een hoogspanningsaansluiting (HS-net) gaat. De netbeheerder beoordeelt of de verhoging van de aansluitcapaciteit mogelijk is binnen de capaciteit van het netvlak en eventuele hogere netvlakken. Mocht de verwachte belasting de capaciteit van het elektriciteitsnet overschrijden, dan kan op dat moment de netbeheerder volgens de huidige wetgeving pas starten met investeringen om de netcapaciteit uit te bereiden (netverzwaring). Het is dus mogelijk dat er een nieuwe of zwaardere MS-aansluiting wordt aangevraagd, maar dat hiervoor ook het HS-netvlak verzwaard moet worden.

In dit proces ligt een belangrijke afhankelijkheid in de elektrificatieketen. Netbeheerders zullen, en met de huidige wetgeving mogen, pas investeren in het netwerk als hier concrete vraag naar is. Bedrijven en consumenten kunnen pas het traject naar elektrificatie starten als er zekerheid is over de verzwaring van het netwerk en de termijn waarop dit gerealiseerd kan worden. De netaansluiting kan immers pas gerealiseerd worden nadat de netverzwaring heeft plaatsgevonden.

De gemiddelde doorlooptijd voor verschillende typen netverzwaringen zijn weergegeven in Tabel 7. In de tijdlijnen in het rapport wordt de aannahme gedaan dat alleen een mogelijke verzwaring dient plaats te vinden in het netvlak waarop de partij is aangesloten, en worden eventuele verzwaringen in hogere vlakken niet meegenomen. Concreet wordt in de elektrificatie-ketens van deze studie aangenomen dat voor HS-aangesloten partijen de doorlooptijd voor een nieuw EHS/HS-station geldt en voor MS-aangesloten die van een HS/MS- of TS/MS-station. Deze informatie is gebaseerd op een rapport van Netbeheer Nederland (2019) en een interview met Stedin.

Tabel 7 - Overzicht doorlooptijd van realisatie verschillende netverzwaringen⁹

Type verzwaring	Doorlooptijd totaal	Planning en engineering	Vergunning en subsidietraject	Projectfinanciering, constructie en aansluiting
EHS/HS-station	7-10 jaar	3-5 jaar	1-3 jaar	1,5-3,5 jaar
HS/MS-station	7-10 jaar	3-5 jaar ¹⁰	1-3 jaar	2-3 jaar
TS/MS-station	5-7 jaar	2-4 jaar	1-3 jaar	1-3 jaar
MS/LS-station	0,5-1 jaar	0,5-1 jaar	0 jaar	1 maand
EHS/HS-lijn	7-10 jaar ¹¹	3-4 jaar	2-3 jaar	3-5 jaar
HS-kabelcircuit	5-7 jaar	2-4 jaar	2 jaar	1,5-3,5 jaar
MS-kabelcircuit	0,5-3 jaar	0,1-0,2 jaar	0,25 jaar	0,5-1,5 jaar

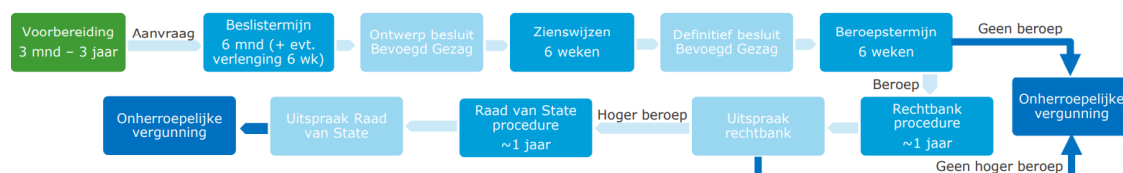
⁹ Tabel op basis van data van Netbeheer Nederland (Netbeheer Nederland, 2019) en gesprekken met Stedin. De hoogste inschatting is aangehouden omdat elektrificatie met name plaats vindt in industriële clusters of locaties waar al een hoge vermogensvraag is.

¹⁰ Mogelijk risico op 5 jaar uitloop.

¹¹ Aannemelijke kans op 5 jaar uitloop.

Ongeveer 70% van de doorlooptijd wordt ingevuld met omgevingsgerelateerde zaken, zoals de voorbereiding en ruimtelijke ordening. De doorlooptijd van infrastructurele projecten neemt toe naar de gelang de omvang van de aanpassing. Met name grote infrastructurele projecten kunnen vertraagd worden doordat er bezwaar wordt aangetekend en gerechtelijke beroepen en procedures doorlopen worden. Het volgende diagram, afkomstig uit de TIKI-studie van DNV GL (DNV GL, 2020) geeft dat goed weer.

Figuur 16 - Tijdlijn vergunningstraject infrastructuur



Bron: (DNV GL, 2020).

In deze studie hebben we de tijdlijn opgenomen van nieuw te starten trajecten. Op sommige locaties zijn er al trajecten voor netverzwaring gestart.

B.3 Verhoging aansluitwaarde

Als er voldoende capaciteit beschikbaar is op het netwerk of de netbeheerder heeft de benodigde netverzwaring gerealiseerd, kan de aansluitwaarde van de eindgebruiker verhoogd worden. Voor een verhoging van de aansluiting dient opnieuw onderscheid gemaakt te worden tussen een aansluiting op het HS-netwerk en het TS-, MS- of LS-netwerk. De netvlakken zijn ingedeeld gebaseerd op vermogensvraag. Aansluitingen groter dan 10 MVA worden aangesloten op het TS-netwerk. Boven de 100 MVA over het algemeen op het HS-netwerk van Tennet.

Als de vereiste aansluitcapaciteit zo ver toeneemt dat een aansluiting op een nieuw netvlak vereist is, behandelt de netbeheerder dit als een nieuwe aansluiting. Een samenvatting van de doorlooptijd van de verhoging van de aansluitwaarde is in Tabel 8 weergegeven. Deze stap is dus losstaand van of er voldoende capaciteit aanwezig is, aangezien er dan een verzwaring nodig is zoals beschreven in Paragraaf B.2.

Tabel 8 - Overzicht doorlooptijd verzwaring aansluiting

Type verhoging	Doorlooptijd	Toelichting
MS of TS - verhogen contractwaarde binnen huidige netvlak	1 maand	Een aansluiting vereist meer contractcapaciteit dan nu is afgesloten. Mits dit binnen de grenzen van het netvlak blijft (bijvoorbeeld 10 MVA voor MS) is er geen nieuwe aansluiting vereist.
MS - nieuwe aansluiting	1-2 jaar	Een nieuwe MS-aansluiting, vereist als vermogen groter is dan 1 MVA.
TS - nieuwe aansluiting	2-2,5 jaar	Een nieuwe TS-aansluiting, ook vereist als MS-aansluiting verzaard moet worden naar boven de 10 MVA.
HS - nieuwe aansluiting	1-1,5 jaar	Nieuwe HS-aansluiting.

Voor een nieuwe aansluiting op het HS-netwerk rekent Tennet een periode van 12 tot 18 maanden, bestaande uit een informatiefase, basisontwerp fase en realisatiefase (TenneT, 2020a). De doorlooptijden voor het MS- en TS-netvlak zijn gebaseerd op een interview met Stedin. Voor de realisatie van een aansluiting tot 10 MVA geldt een maximale wettelijke termijn van 18 weken (Ministerie van EZK, 1998) vanaf het moment dat de offerte geaccepteerd is. De huidige doorlooptijd is dus significant langer.

Als een netverzwaring dient uitgevoerd te worden voordat de aansluiting verhoogd kan worden, is de doelstelling altijd dat dit parallel loopt met het de verzwaring van de aansluiting. Dit is echter niet altijd mogelijk. Daarom is een extra maximale uitloopt van 3 maanden realistisch.

C SDE++-subsidie

Veel van de elektrificatieprojecten zullen afhankelijk zijn van subsidie voor een positieve businesscase. Sinds 2011 is de SDE+-subsidie (Stimuleringsregeling Duurzame Energietransitie) een van de belangrijke overheidsinstrumenten om duurzame opwek van energie te realiseren. De SDE++ is de opvolger van de SDE+-subsidie sinds de najaarsronde van 2020. De SDE++ is een verbreding van de SDE+-regeling waarvoor ook CO₂-reducerende maatregelen in aanmerking komen, zoals verschillende elektrificatieopties (RVO, 2020b). De SDE++-regeling in het najaar van 2020 kent vier openstellingsrondes afhankelijk van de subsidie-intensiteit tussen 24 november 2020 en 17 december 2020. De subsidie-intensiteit is de kosten per ton CO₂ besparing, waarbij de aanvragen met de laagste kosten eerst worden toegekend. Er is in elke ronde een beperkt budget beschikbaar.

Voor indiening zijn een aantal vereisten gesteld:

- volledige aanvraag met haalbaarheidsstudie SDE++ en exploitatiebegroting;
- vergunning voor realisatie (omgevingsvergunning, bouwvergunning, etc.), met eventuele additionele vergunningen voor specifieke projecten zoals vergunning volgens de Wet natuurbescherming (Wnb) bij biomassa;
- bij energieproductie: positieve transportindicatie van de netbeheerder, maar dit is voor elektrificatie niet relevant;
- eventuele toestemming van eigenaar, als aanvrager niet zelf de aanvrager is.

De RvO beoordeelt de aanvraag binnen een periode van 13 weken, waarbij verlenging van éénmaal 13 weken mogelijk is. SDE+ en SDE++ kennen een realisatietermijn waarbinnen de projecten dienen uitgevoerd te worden, variërend tussen de 1,5 en 4 jaar afhankelijk van het type project. Het SDE-traject voor een aanvrager kan in het algemeen gesplitst worden in voorbereiding (0,5 tot 1 jaar), SDE+-aanvraag en -doorlooptijd (0,5 jaar), realisatie (1 tot 4 jaar) en exploitatie (8 tot 15 jaar).

De SDE+ was tweemaal per jaar geopend. Hierdoor konden projecten die afgewezen werden of te laat waren voor een voorgaande ronde, relatief snel een nieuwe mogelijkheid. De volgende openstellingsronde voor de SDE++ wordt verwacht in het najaar van 2021. De verwachting is dat de frequentie voor openstelling 1 jaar blijft en dat een afwijzing van de SDE++-aanvraag dus zal resulteren in uitstel van het project van 1 jaar.

D Geraadpleegde partijen

In deze bijlage geven we een overzicht van de partijen die betrokken zijn geweest bij interviews of de inhoudelijke totstandkoming. Alleen de partijen die hiervoor toestemming hebben gegeven zijn opgenomen in dit overzicht. Aanvullend zijn via de stuurgroep ook partijen benaderd voor een inhoudelijke review. De reacties hiervan zijn verwerkt in dit rapport.

Tabel 9 - Geïnterviewde partijen

Onderdeel	Partij
Elektrische hybride boiler	Eneco
	Crown Van Gelder
Grootschalige industriële warmtepomp	Dow
Warmtenet met centrale warmtepomp en aquathermie	Ennatuurlijk
Grootschalige waterstofproductie uit elektrolyse	Shell
	<i>Vertrouwelijk</i>
Infrastructuur	Stedin
Vergunningstraject	DCMR

Tabel 10 - Begeleidingsgroep studie

Partij
NVDE
Eneco
VEMW
Energie Nederland
Netbeheer Nederland